



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MODELOS DE CONCESSÃO E DE PARTILHA DO SETOR PETROLÍFERO

Ricardo Fagundes Bastos

Richard Almeida de Sena

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Rio de Janeiro
Agosto de 2010

**UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MODELOS
DE CONCESSÃO E DE PARTILHA DO SETOR
PETROLÍFERO**

Ricardo Fagundes Bastos

Richard Almeida de Sena

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.(Orientador)

Prof. Régis da Rocha Motta, D.Sc.

Eduardo Pontual Ribeiro, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO DE 2010

Bastos, Ricardo Fagundes; Sena, Richard Almeida de
Uma Análise Comparativa entre os Modelos de
Concessão e de Partilha do Setor Petrolífero / Ricardo
Fagundes Bastos e Richard Almeida de Sena – Rio de Janeiro:
UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

xv, 87 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Rosemarie Broker Boné

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso
de Engenharia do Petróleo, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 85-86.

1.Modelo de Regulação 2.Marco Regulatório
3.Concessão 4.Partilha de Produção.I. Bone Rosemarie Broker
et all II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola
Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedicamos este trabalho a Deus em primeiro lugar, pelo maior presente a nós concedido: nossas vidas.

Em segundo lugar a nossos familiares, por todo o apoio e incentivo que nos deram força para superar mais uma etapa em nossas vidas.

Adicionalmente, não podemos esquecer de todos os amigos de faculdade que estiveram juntos conosco nesta árdua caminhada e, à nossa orientadora e professora Rose, pela paciência e atenção dedicados a nós durante a realização deste trabalho.

Agradecimentos

A todos aqueles que acreditaram e confiaram em nosso potencial, em especial aos nossos familiares, pois sem eles nada seríamos!

Aos amigos que também sempre estiveram presentes, não só nos momentos de alegria, mas também nos momentos de dificuldades!

À nossa orientadora, que nos ensinou muito durante o período de realização deste trabalho.

À UFRJ, a incomparável Universidade do Brasil, por todo seu excelente corpo docente, administrativo e diretor, e a todos aqueles que colaboraram, direta ou indiretamente com a nossa formação.

“Unidos venceremos. Divididos, cairemos.”

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Uma análise comparativa entre os modelos de concessão e de partilha do setor petrolífero

Ricardo Fagundes Bastos
Richard Almeida de Sena

Agosto/2010

Orientador: Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Curso: Engenharia do Petróleo

Todos os segmentos de atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo no Brasil foram exercidos, entre 1953 e 1997, pela empresa estatal, Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras) através de monopólio concedido pelo artigo 177 da Constituição Federal. Neste período, outras empresas atuavam no setor petrolífero brasileiro, apenas como prestadoras de serviços ou fornecedoras de materiais, mantendo acordos comerciais com a Petrobrás.

Com a alteração do artigo 177 da Constituição Federal, em novembro de 1995, data em que foi sancionada a Emenda Constitucional nº 9, iniciou-se a abertura do mercado brasileiro relacionado às atividades da indústria do petróleo, permitindo a entrada de empresas privadas nacionais e internacionais nas atividades de exploração e produção no país através de contratos de concessão.

Apesar dos expressivos resultados conseguidos pela indústria sob o modelo de concessão, a descoberta das reservas do pré-sal, abriu uma nova fronteira exploratória em águas territoriais brasileiras, mas com alto nível de incerteza sobre suas peculiaridades.

O pré-sal suscita grandes expectativas, tanto de crescimento das reservas nacionais de hidrocarbonetos quanto de elevação dos níveis de produção, podendo levar o Brasil a ocupar uma posição entre os grandes exportadores de petróleo mundiais.

Diante dessa nova realidade, uma mudança do marco regulatório passou a ser amplamente discutida e muitos foram os argumentos a favor ou contra a manutenção do marco regulatório atual.

Para verificar a validade e a necessidade de uma eventual mudança duas questões se mostraram imperativas: O modelo de concessões brasileiro tem sido eficientemente aplicado? E o modelo de partilha de produção pode atingir melhores resultados diante dos desafios da região pré-sal?

Com o objetivo de verificar se o modelo de concessão adotado no Brasil tem sido eficientemente aplicado, fizemos uma comparação dos seus resultados e aqueles atingidos pela indústria norte americana. A indústria dos Estados Unidos foi escolhida devida sua maturidade e tradição histórica na exploração de hidrocarbonetos.

Posteriormente foi feita uma análise pormenorizada do modelo de partilha de produção, que se apresenta como a alternativa proposta para a região pré-sal. A República de Angola foi o país escolhido para servir de base para as observações deste modelo e através dele buscar as semelhanças e diferenças entre o modelo proposto no projeto de lei que por hora tramita no congresso brasileiro e aquele adotado comumente por várias nações produtoras.

Entendemos a partir da análise dos dados obtidos durante a pesquisa que o mais indicado é a manutenção do atual modelo de concessões adotado pelo Brasil. O modelo de concessões possui todas as ferramentas necessárias para assegurar as compensações financeiras pela exploração de nossos recursos. Entendemos ainda que a preservação do modelo regulatório traga como ganho adicional importante, o aumento da confiança dos investidores sempre apreensivos em relação a mercados volúveis. Desta maneira o Estado sem abrir mão da estabilidade das regras do setor pode atingir o grau de arrecadação que considera satisfatório da utilização de seus recursos finitos podendo reforçar seu compromisso com o bem estar da sociedade brasileira.

Palavras-chave: Petróleo, Brasil, Petrobras, Contratos de Concessão, Partilha de Produção, Pré-Sal.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

A comparative analysis between the models of provision and sharing of the oil sector

Ricardo Fagundes Bastos
Richard Almeida de Sena

August/2010

Advisor: Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Course: Petroleum Engineering

All segments of exploration and production (E & P) of oil were carried out in Brazil between 1953 and 1997, the state company, Petroleo Brasileiro S. A. (Petrobras) through a monopoly granted by Article 177 of the Constitution. During this period, other companies were active in Brazilian oil sector, just as service providers or suppliers of materials, maintaining commercial agreements with Petrobras.

With the amendment of Article 177 of the Constitution in November 1995, when it was passed Constitutional Amendment No. 9, began opening the Brazilian market related activities of the oil industry, allowing the entry of private firms and national in international exploration and production in the country through concession contracts.

Despite the impressive results achieved by the industry under the concession model, the discovery of the pre-salt reserves, opened a new frontier of exploration in Brazilian territorial waters, but with a high level of uncertainty about its peculiarities.

The pre-salt raises great expectations, both for growth of the national reserves of oil as the increase in production levels, could lead Brazil to a position among the major oil exporters worldwide.

Given this new reality, a change in the regulatory framework has become widely discussed and many were the arguments in favor or against maintaining the current regulatory framework.

To check the validity and need for any change two issues proved to be imperative: The Brazilian concession model has been effectively applied? And the model production sharing can achieve better results on the challenges of the pre salt?

In order to verify if the concession model adopted in Brazil has been efficiently applied, did a comparison of their results and those affected by the North American industry. The U.S. industry was chosen due its maturity and historical tradition in hydrocarbon exploration.

Later we made a detailed analysis of the model production sharing, which presents itself as the alternative for the pre salt. The Republic of Angola was the country

chosen as the basis for the observations of the model production sharing and through him to seek the similarities and differences between the model proposed in the bill that clears in an hour and that the Brazilian Congress adopted usually by several producing nations.

We understand from the analysis of data obtained during the research that is more appropriate to maintain the current concession model adopted by Brazil.

The concession model has all the tools necessary to secure financial compensation for the exploitation of our resources. We also believe that preserving the regulatory model will bring significant additional gains as the increase in investor confidence has always apprehensive about the markets volatile. Thus the state without compromising the stability of the rules of the sector can reach the level of revenue that is satisfied with the use of its finite resources can strengthen their commitment to the welfare of Brazilian society.

Keywords: Oil, Brazil, Petrobras, Concession Contracts, Production Sharing, Pre-Salt.

Sumário

Lista de Tabelas	Erro! Indicador não definido.
Lista de Gráficos	Erro! Indicador não definido.
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Objetivos e Motivação.....	2
1.2 - Estruturação do Trabalho	3
Capítulo 2 – Contratos de Concessão: Brasil e Estados Unidos	5
2.1 – Modelos de concessão.....	5
2.2 – Histórico do marco regulatório no Brasil	6
2.2.1 – O monopólio estatal na exploração e produção (E&P) de petróleo no Brasil	7
2.2.2 – Criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).....	8
2.3 - Rodadas da ANP	10
2.4 - Qualificações das Empresas para atuar no Setor de E&P brasileiro	12
2.4.1 - Qualificação para Áreas Com Risco Exploratório	13
2.4.2 - Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais	15
2.5 - Participações Governamentais.....	15
2.6 - Evolução da produção e das reservas de petróleo no Brasil.....	21
2.7 - Evolução das participações governamentais	25
2.8 - O modelo de concessão americano – Área Offshore.....	29
2.9 - Agentes Envolvidos no setor petrolífero americano	31
2.9.1 - Departamento de Energia - <i>Department of Energy</i> - DOE.....	31
2.9.2 - Departamento do Interior – <i>Department of Interior</i> - (DOI).....	33
2.10 - Comissão Federal de Regulamentação Energética - <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> - FERC	35
2.11 - Pagamentos referentes às áreas particulares de exploração de hidrocarbonetos	36

2.11.1 - Pagamentos referentes à utilização da propriedade.....	37
2.11.2 - <i>Royalties</i>	37
2.11.2.1 - Possibilidade de Pagamento dos <i>Royalties in natura</i>	38
2.11.3 - Processo de Escolha e Remuneração da OC	38
2.12 – Período de exploração e produção de petróleo <i>offshore</i> federais	40
2.12.1 - Primeiro período.....	40
2.12.2 - Segundo período.....	41
2.13 - Controles e Limites para Comercialização.....	42
2.14 - Evolução da produção e das reservas offshore – Estados Unidos.....	43
2.15 - Evolução das arrecadações Governamentais.....	45
2.16 - CONSIDERAÇÕES PARCIAIS.....	47
Capítulo 3 – Contrato de Partilha em Angola.....	49
3.1 - Características do Modelo de Partilha.....	49
3.2 - República de Angola	51
3.3 - Agentes Envolvidos.....	54
3.3.1 - Conselho de Ministros.....	54
3.3.2 - Ministério do Petróleo.....	54
3.3.3 - Ministério das Finanças.....	54
3.3.4 - Sonangol.....	55
3.4 - Remuneração do Estado	55
3.4.1 - Bônus.....	56
3.4.2 - Imposto sobre a Produção do Petróleo (<i>Royalties</i>)	56
3.4.3 - Imposto sobre o Rendimento do Petróleo	57
3.5 - Apuração dos custos fiscais.....	57
3.6 - Recebimentos da Concessionária Nacional.....	58
3.7 - Contribuição para Formação dos Quadros Angolanos.....	58
3.8 - Processo de Escolha e Remuneração das Companhias Petrolíferas	59
3.8.1 - Processo de Escolha	59
3.8.2 - Remuneração das Companhias Petrolíferas	59
3.9 - Etapas e Fases Contratuais	60
3.9.1 - Fases de Exploração e Produção sob o PSC angolano.....	60

3.9.2 - Controles e Limites para a Comercialização.....	61
3.10 - Evolução da Produção e Reservas de Hidrocarbonetos e Arrecadações Governamentais.	62
Capítulo 4 - A proposta de modelo de partilha para o Brasil	66
4.1 - Características da Camadas do Pré-Sal.....	70
4.2 – Metodologia de Cálculos.....	75
Capítulo 5 – Conclusão	80
Capítulo 6 – Referências Bibliográficas	82
Anexo I – Alterações no Art. 177 da Constituição Federal	84
Anexo II - Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais.....	84
Anexo III – Atuação do Bureau de Assuntos Indígenas (<i>Bureau of Indian Affairs</i> – BIA)	88
Anexo IV – Atuação da Agência de Proteção Ambiental (<i>Environmental Protection Agency</i> – EPA)	90
Anexo V – Sec.36 - Mineral Lands Leasing Act	90
Anexo VI - Sec. 8 – Leasing of Outer Continental Shelf.....	91
Anexo VII - OCSLA - SEC. 18. Outer Continental Shelf Leasing Program.	92

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Evolução da Indústria de Refino no Brasil.....	10
Tabela 2.2 – Resumo das Rodadas de Licitação.....	12
Tabela 2.3 – Pontuação da empresa em função do tempo de experiência e local de operação...13	
Tabela 2.4 – Pontuação da empresa em função da qualificação do quadro técnico, tempo de experiência e tipo de atividade.....	14
Tabela 2.5 – Condições para qualificação financeira.....	14
Tabela 2.6 – Síntese da distribuição dos <i>Royalties</i> (<i>Onshore</i> e <i>Offshore</i>).....	17
Tabela 2.7 – Participação das empresas operadoras nas rodadas de licitação até 2005.....	24
Tabela 3.1 – Divisão do <i>Profit Oil</i> em Angola.....	58
Tabela 4.1 – Cálculo das Participações Especiais – modelo atual.....	75
Tabela 4.2 – Cálculo das Participações Especiais – nova metodologia.....	77

Lista de Gráficos

Gráfico 2.1 – Produção de petróleo no Brasil (1997 – 2005).....	21
Gráfico 2.2 – Reservas provadas de petróleo no Brasil (1997 – 2005).....	21
Gráfico 2.3 – Produção de gás natural no Brasil (1997 – 2005).....	22
Gráfico 2.4 – Reservas e relação R/P de gás natural no Brasil (1997 – 2005).....	23
Gráfico 2.5 – Novos operadores na indústria brasileira de petróleo.....	23
Gráfico 2.6 – Proporção de empresas operadoras por extensão de área licitada.....	24
Gráfico 2.7 – Número de poços pioneiros perfurados no Brasil (1997 – 2005).....	25
Gráfico 2.8 – Número de poços <i>offshore</i> em operação no Brasil (1997 – 2005).....	25
Gráfico 2.9 – Evolução dos <i>Royalties</i> no Brasil (1997 – 2005).....	26
Gráfico 2.10 – Evolução dos Bônus de Assinatura brasileiro (1997-2005).....	27
Gráfico 2.11 – Participações Especiais (1997-2005).....	28
Gráfico 2.12 – Pagamento por retenção de área (1997-2005).....	29
Gráfico 2.13 – Participação relativa das OCS's nas arrecadações governamentais americanas..	30
Gráfico 2.14 – Produção de petróleo nos Estados Unidos (1997-2005).....	43
Gráfico 2.15 – Reservas provadas de petróleo nos Estados Unidos (1997-2005).....	43
Gráfico 2.16 – Número de poços offshore em operação nos Estados Unidos (1997-2005).....	44
Gráfico 2.17 – Produção de Gás Natural nos Estados Unidos (1997-2005).....	44
Gráfico 2.18 – Reservas e relação R/P de gás natural nos Estados Unidos (1997-2005).....	45
Gráfico 2.19 – Evolução dos <i>Royalties</i> nos Estados Unidos (1997-2005).....	45
Gráfico 2.20 – Evolução dos Bônus de Assinatura americano (1997-2005).....	46
Gráfico 2.21 – Pagamentos de Aluguéis nos Estados Unidos (1997-2005).....	46
Gráfico 2.22 – Participação dos <i>Royalties</i> no total das arrecadações governamentais americanas (1997-2005).....	47
Gráfico 3.1 – Produção de Gás Natural em Angola (1997-2005).....	62
Gráfico 3.2 – Produção de petróleo em Angola (1997-2005).....	62
Gráfico 3.3 – Reservas e relação R/P de óleo em Angola (1997-2005).....	63
Gráfico 3.4 – Reservas e relação R/P de gás natural em Angola (1997-2005).....	64

Gráfico 3.5 – Receitas da Indústria de Petróleo Angolana (1997-2005).....	64
Gráfico 3.6 – Quantidade de petróleo refinado por dia em Angola (2003-2007).....	65
Gráfico 4.1 – Evolução das participações especiais e arrecadações da operadora utilizando os valores originais do modelo.....	79
Gráfico 4.2 – Evolução das participações especiais e arrecadações da operadora utilizando as porcentagens pretendidas de arrecadação.....	79

Capítulo 1 – Introdução

Ao final da década de 40, após a Segunda Guerra Mundial, a exploração de petróleo brasileira passou a gerar um debate que tinha como questão principal a seleção da política mais apropriada a ser adotada pelo Brasil. Mesmo com a criação do Conselho Nacional do petróleo (CNP), em 1938, a falta de recursos e tecnologia disponível limitaram os esforços de pesquisa realizados pelo CNP.

De modo geral, o Brasil se via sem produção de petróleo e sem refino em escala suficiente para atender ao mercado nacional, fatores que aumentavam a pressão sobre os governantes para decidirem quais ações políticas e econômicas iriam impulsionar a indústria nacional do petróleo. Desta forma, impulsionado por movimentos nacionalistas, o então presidente Getúlio Vargas sanciona em 1953 a Lei nº 2.004, criando a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobrás, empresa de economia mista, mas controle do Estado, servindo de agente impulsionador de investimentos em bens de capital em vários setores da economia, promovendo o desenvolvimento econômico nacional e regional onde estivesse presente. Entre 1953 e 1995, a exploração, lavra, transporte, comercialização e distribuição de petróleo e gás foi exercida através de monopólio pela empresa estatal Petrobrás.

No ano de 1995 ocorreu o início do processo de abertura do setor petrolífero com a Emenda Constitucional nº. 9 , alterando o artigo 177 da Constituição Federal e abrindo o mercado brasileiro, no que se refere às atividades da indústria do petróleo, permitindo a participação de empresas privadas nacionais e estrangeiras nas fases de exploração e produção. Contudo, a regulamentação da emenda e a consolidação da abertura só ocorreram com a promulgação da Lei 9.478 de 1997, conhecida como a “Lei do Petróleo”, que passou a reger o setor petrolífero e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis (ANP), o primeiro responsável pelas diretrizes a serem seguidas pelo setor e a última responsável pela realização das rodadas de licitação de blocos exploratórios de hidrocarbonetos no território nacional.

Desde então, a participação de novos investidores nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, viabilizada com o atual regime regulador para o setor, gera desenvolvimento econômico, aumento de arrecadações governamentais e de reservas e produção de petróleo e gás natural; além de impulsionar a competitividade

das indústrias relacionadas ao setor, junto com os investimentos em pesquisa e inovação tecnológica.

A partir 2007, com as descobertas nas camadas do pré-sal, passou-se a questionar a adoção de um novo regime fiscal para melhor apropriação da renda petrolífera baseado no contrato de partilha de produção – contratos de partilha.

1.1 Objetivos e Motivação

Nossa motivação para o trabalho vem das recentes discussões sobre as descobertas da chamada área do pré-sal nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, mais especificamente do projeto de lei 5938/2009 que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, alterando dispositivos da Lei 9478/97.

Com os grandes volumes descobertos e perspectivas de alta do preço do barril, surgiram vários questionamentos por parte do governo, da sociedade e das empresas.

O governo, se deparando com a possibilidade do aumento de sua arrecadação, estuda o regime contratual atual, baseado em contratos de concessões para a exploração e produção de petróleo em território nacional. A questão é saber se a arrecadação é suficiente para uma apropriação significativa da renda petrolífera dos campos gigantes, onde se cogita a criação de uma nova empresa destinada a participar das futuras descobertas.

Na sociedade já se criou a expectativa de uma melhoria na qualidade de vida do país, enquanto as empresas, cientes dos recursos descobertos e a descobrir, esperam que o governo não inviabilize os projetos com as novas modalidades de contratação e arrecadação.

A partir do histórico apresentado, este trabalho busca analisar o histórico e as principais características dos modelos contratuais de concessão e partilha através de um estudo comparativo com o modelo vigente em dois países, EUA (concessão) e Angola (predominantemente partilha da produção). Com as análises realizadas, acredita-se ser possível com o modelo de concessão brasileiro aumentar a arrecadação governamental via participações especiais, não justificando nenhuma mudança do marco regulatório nacional do setor petrolífero.

A contribuição deste trabalho, além da comparação dos regimes de concessão brasileiro, americano e de partilha angolano, será a demonstração de que um aumento das participações especiais é uma ferramenta viável para o aumento das arrecadações governamentais no regime de concessão vigente.

1.2 - Estruturação do Trabalho

O trabalho será dividido em quatro capítulos: o capítulo introdutório e três capítulos, nos quais o trabalho será desenvolvido (capítulos 2 a 4), e o capítulo de conclusão.

O segundo capítulo discorrerá sobre a evolução do marco regulatório brasileiro no setor de petróleo e gás, até o modelo de contratos de concessão vigente para a exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, bem como apresentar-se-á o projeto de lei 5938/2009 em tramitação no Congresso Nacional. Paralelamente, será discutido o marco regulatório americano, onde se analisar-se-á comparativamente ao caso brasileiro destacando os dados de reservas, produção e receitas governamentais no período compreendido entre 1997 (pós-abertura do mercado brasileiro) e 2005

No terceiro capítulo teremos uma visão mais apurada do sistema de partilha através da análise de suas principais características e objetivos e evidenciando no decorrer do texto as principais diferenças com relação o modelo de concessões. Para que esta análise possa tomar contornos mais definidos será apresentado o regime regulatório da República da Angola, predominantemente de partilha de produção, a fim de analisar os mesmos parâmetros de modo a servir, no capítulo 4, para as análises do modelo de partilha proposto para o caso brasileiro e que atualmente tramita no Congresso Nacional.

O quarto capítulo trará a análise das possíveis adaptações ao modelo de concessão atual motivadas pelas descobertas do pré-sal e apresentação detalhada de uma proposta de metodologia de cálculo para as participações especiais, de modo a aumentar as receitas governamentais sem a necessidade de mudança do regime de concessões atual.

Posta a descrição desta metodologia e seus resultados apresentados, juntamente com as discussões apresentadas acerca do regime contratual brasileiro para o setor

petrolífero e as possíveis mudanças de arrecadação – a contribuição do trabalho - , o último capítulo irá tecer os comentários finais.

Capítulo 2 – Contratos de Concessão: Brasil e Estados Unidos

2.1 – Modelos de concessão¹

A contratação via concessão na indústria do petróleo e gás é aquela na qual o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos, via de regra o Estado – podendo ser representado por uma agência estatal ou empresa pública – concede a uma ou mais companhias de petróleo nacionais ou estrangeiras o direito exclusivo de explorar e produzir hidrocarbonetos, por sua conta e risco, tornando-se proprietárias do óleo e gás produzidos e podendo deles dispor livremente, observando, contudo, as regras do contrato e os mecanismos de taxação aplicáveis. Além disso, em virtude do caráter estratégico desses recursos, é comum que haja para as companhias de petróleo, a obrigação de destinar uma determinada parcela da produção ao abastecimento do mercado interno do país produtor. Cabe ao Estado, por meio de órgão competente, o acompanhamento e a fiscalização das operações desenvolvidas pelas concessionárias, podendo, ainda, determinar os níveis de incidência das participações governamentais devidas.

No modelo da concessão, o instrumento jurídico a ser celebrado entre o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos e as companhias de petróleo possui algumas variações, podendo resultar em: (a) Licença; (b) *Lease*; (c) Contrato de Concessão.

A Licença é uma modalidade contratual adotada principalmente no Mar do Norte (Noruega e Grã-Bretanha), que embora tenha um caráter contratual por natureza, possui detalhadas disposições na lei do petróleo e demais regulamentos do país produtor, e suprem as disposições mais simplificadas do contrato firmado entre as partes. Nessa modalidade verifica-se ampla ingerência do Estado hospedeiro, por meio de órgão governamental competente, sobre os mecanismos decisórios, prazos, especificação dos programas mínimos a serem cumpridos, obrigações financeiras das companhias produtoras petróleo e até, em alguns casos, dos parceiros com os quais estas deverão se associar em cada operação. Especificamente, a regulamentação ambiental e as normas relativas à segurança no trabalho assumem um papel relevante nos custos da operação e até mesmo nas especificações sobre concepção dos equipamentos e abandono das instalações.

¹ Esta seção foi baseada em BNDES 2009

O *Lease*, que por sua vez se consubstancia em um contrato de arrendamento, é o documento legal celebrado entre o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos (“*Lessor*”) e o arrendador (“*Lessee*”), que permite a prospecção e a exploração da propriedade para a extração de hidrocarbonetos. Este regime é adotado especialmente nos Estados Unidos da América (EUA) e equivale, estruturalmente, aos termos da Licença, incorporando a esta algumas características adicionais inerentes ao peculiar regime norte americano de Direito Mineral e Petrolífero. Por exemplo, em áreas *onshore*, o proprietário da terra também é o proprietário dos direitos de exploração dos recursos minerais do subsolo.

O Contrato de Concessão propriamente dito, conforme utilizado no Brasil é o instrumento através do qual, as companhias produtoras de petróleo adquirem o direito exclusivo de explorar e explotar o petróleo e gás, por sua conta e risco. Em comparação com a Licença, o Contrato de Concessão é um instrumento mais detalhado e robusto, contendo a maior parte dos direitos e obrigações das partes, apesar de sua sujeição a normas exógenas no Estado hospedeiro. As companhias produtoras de petróleo são as titulares dos equipamentos e ativos e possuem controle sobre as operações, mas o Estado possui um papel regulador e de acompanhamento e fiscalização das atividades da indústria. Em contrapartida, as companhias produtoras de petróleo têm a propriedade do petróleo produzido, ficando livres para dele dispor, devendo efetuar o pagamento de participações governamentais e tributos ao Estado hospedeiro, conforme a produção e as receitas auferidas, respectivamente.

2.2 – Histórico do marco regulatório no Brasil

Todos os segmentos de atividades de exploração e produção (E&P), refino e produção de derivados de petróleo no Brasil foram exercidos, entre 1953 e 1997, pela empresa estatal, Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras) através de monopólio concedido pelo artigo 177 da Constituição Federal. Neste período, outras empresas atuavam no setor petrolífero brasileiro, apenas como prestadoras de serviços ou fornecedoras de materiais, mantendo acordos comerciais com a Petrobras sobre todas as atividades do setor de petróleo no Brasil.

Com a alteração do artigo 177 da Constituição Federal, em novembro de 1995, data em que foi sancionada a Emenda Constitucional nº 9, iniciou-se a abertura do mercado brasileiro relacionado às atividades da indústria do petróleo, permitindo a

entrada de empresas privadas nacionais e internacionais nas atividades de exploração e produção no país através de contratos de concessão.

Em agosto de 1997, a emenda constitucional de flexibilização do monopólio foi regulamentada pela Lei 9.478, conhecida como a “Lei do Petróleo”. Além de regular o fim do monopólio das atividades relacionadas ao mercado petrolífero, a Lei 9.478 criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) entre outras disposições.

A ANP, além de atuar como um órgão regulador, cabe-lhe promover a contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como estudos visando à delimitação de blocos e as licitações para concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção.

Na próxima subseção, passaremos a analisar o histórico da indústria petrolífera nacional antes e após a mudança do marco regulatório. Também, descrever o processo licitatório promovido pela ANP e a entrada de novas empresas nacionais e estrangeiras comparativamente a evolução das reservas provadas, produção e investimentos em E&P no Brasil. Por fim, iremos analisar as repercussões no que se refere à transparência de mercado, de uma possível mudança regulatória para o setor petrolífero nacional, e retorno ao mercado monopolizado.

2.2.1 – O monopólio estatal na exploração e produção (E&P) de petróleo no Brasil

O monopólio estatal do petróleo brasileiro foi instituído através da lei nº 2004, sancionada pelo Presidente Getúlio Vargas, em 03 de outubro de 1953, e no artigo 1º estabeleceu o monopólio da União sobre:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.

Também foram redefinidas as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), criado em 1938. De 1939 a 1953, o CNP supervisionou, regulamentou e executou as atividades petrolíferas no Brasil. O órgão passou a atuar como regulador e fiscalizador deste monopólio. Após forte campanha popular, foi criada a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), constituída com capital, técnica e trabalho exclusivamente brasileiros, com o objetivo de exercer em nome da União o monopólio de todas as atividades da cadeia petrolífera, com exceção da distribuição, que ficou aberta a iniciativa privada.

Segundo Ajaj, Cláudia (2007, p. 32) “a Petrobras passou por dois períodos em que exerceu o monopólio. O primeiro foi desde sua criação até 1974, no qual desenvolveu atividades em quase todas as bacias sedimentares brasileiras (...). O segundo período teve início com a descoberta do campo de Garoupa, na Bacia de Campos, e a Petrobras manifestava sua vocação para o mar, desenvolvendo tecnologia de ponta para exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas”.

Em 1995, a Emenda Constitucional nº 9, marcou o início da abertura do setor petrolífero brasileiro, através de nova redação conferida ao § 1º do artigo 177 da Constituição Federal e a inclusão de um § 2º neste mesmo artigo². Deste modo, a Emenda permitiu à União contratar empresas privadas ou estatais para exercer as atividades econômicas da indústria petrolífera, exigiu a aprovação de uma lei que deveria garantir o fornecimento de petróleo em todo o território nacional, especificou as condições de contratações com as empresas e dispôs sobre a estrutura e atribuições do órgão regulador.

Dessa forma, manteve-se o monopólio da União, mas permitiu-se que outras empresas públicas ou privadas, além da Petrobras, exercessem atividades de E&P no país

2.2.2 – Criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

As mudanças na Constituição Federal a partir da Emenda 9/1995, levaram ao fim do monopólio na indústria petrolífera. Em outras palavras, o fim do monopólio

² Ver anexo I.

instituiu não apenas um conjunto de mudanças de caráter técnico-administrativo, mas uma redefinição no papel do Estado. De produtor e provedor o Estado passa para regulador e fiscalizador. Para alguns especialistas esta é uma tendência natural do mercado internacional. Para outros envolve inúmeras escolhas de caráter político-social, atingindo diretamente o Estado de bem estar social.

Para atuar neste novo perfil a Emenda Constitucional no. 9/1995 previu em seus 1º e 2º parágrafos, a edição de uma nova lei para tratar de questões específicas do fornecimento de petróleo e derivados no território brasileiro, incluindo a criação de um órgão regulador para a atividade petrolífera no Brasil. Nesse sentido foi aprovada a Lei no 9478 em 06 de agosto de 1997 – conhecida como a Lei do Petróleo – que, entre outras medidas, criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (BOURAS, 2007).

Cabe ao CNPE assessorar o Presidente da República na formulação de Políticas Energéticas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os princípios de preservação do interesse nacional, promoção da livre concorrência, atração de investimento na produção de energia, ampliação da competitividade do País no mercado internacional, entre outros (MME, 2010).

A ANP, um órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia, tem por finalidade atuar como órgão regulador do setor, promover estudos visando à delimitação de blocos, bem como elaborar os editais e realizar as licitações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando, em nome da União, os contratos decorrentes destas licitações, além de fiscalizar a sua execução. As licitações realizadas resultaram na concessão de blocos exploratórios a Petrobras e a várias outras empresas internacionais.

Nesses anos de atuação da ANP, a quebra do monopólio atingiu o setor de exploração e produção (chamado de *upstream*), mas, por outro lado, vale ressaltar que não houve grande incremento no setor de refino, distribuição e transporte (*downstream*), conforme podemos verificar na Tabela 2.1. Este setor permanece praticamente inalterado, uma vez que existem apenas duas refinarias privadas (Manguinhos e Ipiranga) e a Petrobras continua responsável por cerca de 98% das atividades.

Tabela 2.1 - Evolução da Indústria de Refino no Brasil. (autores, baseado em ANP, 2007)

Nota: *Refinarias Privadas.

Capacidade de Refino em m ³ /dia									
Refinarias	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ipiranga(RS)*	2000	2000	2000	2000	2000	2700	2700	2700	2700
Lubnor(CE)	950	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1100
Manguinhos(RJ)*	1590	1590	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200
Recap(SP)	7000	7000	7000	8500	8500	8500	8500	8500	8500
Reduc(RJ)	36000	36000	36000	38500	38500	38500	38500	38500	38500
Refap(RS)	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Regap(MG)	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
Remam(AM)	2300	2300	2300	7300	7300	7300	7300	7300	7300
Repar(PR)	27000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Replan(SP)	52000	52000	56000	56000	56000	56000	58000	58000	58000
Revap(SP)	36000	36000	36000	36000	36000	36000	40000	40000	40000
Rlam(BA)	47000	47000	47000	47000	47000	47000	51350	51350	51350
RPBC(SP)	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
Total	292840	295890	300500	309500	309500	310200	320550	320550	320650

Podemos ver pela tabela 1 que as refinarias privadas praticamente não mudaram sua participação na indústria de refino de petróleo passando de 1,23% para 1,53% do total entre 1997 e 2005 mantendo a forte concentração da atividade, apesar dos avanços em volume processado que cresceu aproximadamente 9,5% no período.

2.3 - Rodadas da ANP

As rodadas de licitação constituem, no Brasil, como o único meio legal para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, de acordo com a Lei nº 9478/97. A empresa que desejar tornar-se concessionária deve ser constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no país.

O país possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos – o equivalente a 7,5 milhões de km², sendo cerca de 2,5 milhões de km² no mar. Entretanto, pouco mais de 4% dessas áreas estão sob concessão para as atividades de exploração e produção (ANP, 2010b). Essas bacias são, para efeitos de licitações, divididas em blocos exploratórios.

A delimitação dos blocos ofertados nas rodadas de licitações da ANP é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem

indícios da presença de petróleo e gás natural, além das condicionantes ambientais, entre outros itens técnicos.

Uma Rodada de licitações deve conter várias etapas desde a definição dos blocos a serem postos a leilão até a assinatura do contrato de concessão. Todo o tramite visa promover a imparcialidade e transparência do processo além de procurar garantir a melhor remuneração possível por parte do poder público, o melhor aproveitamento das reservas com a garantia dos investimentos necessários à adequada exploração e produção. É ainda objetivo do processo licitatório, promover os efeitos sociais, econômicos, ambientais e tecnológicos desejáveis sobre as populações das áreas produtoras e a indústria nacional através dos conteúdos mínimos locais, transferência de tecnologia e planos de gerenciamento ambiental.

As ofertas são julgadas levando em consideração os valores dos Bônus de assinatura (BA), que constitui valor em dinheiro pago no ato da assinatura dos contratos de concessão, fazendo assim parte do risco exploratório do empreendimento. Além dos bônus de assinatura é também julgado o programa exploratório mínimo (PEM), dividido em unidades de trabalho convertidas em atividades exploratórias como sísmica, poços exploratórios e outros serviços atrelados à exploração do bloco. O concessionário assume ainda um compromisso com a aquisição de conteúdo local mínimo, isto é, aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

A tabela 2.2 apresenta um resumo das rodadas de licitação até o ano de 2005.

**Tabela 2.2 - Resumo das rodadas de
licitação.(Vazquez,,F.A.2009)**

Rodadas de Licitação	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Bônus de Assinatura (mil R\$)	321.657	468.259	594.944	92.378	27.448	665.196	1.085.803
Bônus de Assinatura (mil U\$)	180.919	261.670	240.795	33.883	9.153	222.061	484.071
Bônus de Assinatura Arrecadado (mil R\$)**	321.657	468.259	594.944	92.378	27.448	665.196	1.084.696
Bônus de Assinatura Arrecadado (mil U\$)**	180.919	261.670	240.795	33.883	9.153	222.061	483.577
Bônus de Assinatura de contratos não assinados (mil R\$)	0	0	0	0	0	0	1.107
Bônus de Assinatura contratos não assinados (mil U\$)	-	-	-	-	-	-	494
Índice de Ofertas não honradas -Bônus de Assinatura (R\$)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%
PEM (UT)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33.671	131.137	195.741
PEM (UT) após assinatura**	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33.671	131.137	162.591
PEM (UT) de contratos não assinados	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0	0	33.150
Índice de Ofertas não honradas - PEM (UT)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0,00%	0,00%	16,94%
PEM (mil R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	363.504	2.046.784	1.797.411
PEM (mil U\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	12.219	683.276	801.319
PEM (mil R\$) após assinatura**	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	363.504	2.046.784	1.697.961
PEM (mil U\$) após assinatura**	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	12.219	683.276	756.962
PEM (mil R\$) de contrato não assinados	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0	0	99.450
PEM (U\$) de contrato não assinados	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	-	-	44.357
Índice de Ofertas não honradas - PEM (mil R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0,00%	0,00%	5,50%
Conteúdo Local Médio – Etapa de Exploração	25%	42%	28%	39%	71%	86%	74%
Conteúdo Local Médio – Etapa de Des. e Produção	27%	48%	40%	54%	77%	89%	81%
* Considerando-se apenas os blocos com riscos exploratórios.							
** Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.							
*** Considerando-se apenas os blocos licitados antes da suspensão da rodada							
N.A. Não se aplica							

2.4 - Qualificações das Empresas para atuar no Setor de E&P brasileiro

As empresas interessadas em participar das rodadas de licitação para exploração, e produção de petróleo devem atender a certas qualificações técnicas, econômicas e jurídicas especificadas nos editais emitidos pela ANP. Porém os processos de

qualificação são diferentes para as áreas com risco exploratório e para áreas inativas contendo acumulações marginais.

2.4.1 - Qualificação para Áreas Com Risco Exploratório

De acordo com os últimos Editais de Licitações, referente às áreas com risco exploratório, as empresas interessadas em participar do leilão podem solicitar sua qualificação como operadoras ou não operadoras, conforme as qualificações técnicas, jurídicas e financeiras.

As empresas qualificadas como não operadoras, só poderão participar de um leilão em consórcio, que tenha no mínimo, uma empresa qualificada como operadora.

Já a qualificação como operadora, divide as empresas em três categorias, Operadora “A”, Operadora “B” e Operadora “C”, de acordo com a área que as empresas serão autorizadas a operar. A empresa qualificada como Operadora “A” poderá atuar em qualquer bloco oferecido na Rodada de Licitação. A empresa qualificada como Operadora “B” estará autorizada a operar em blocos situados em águas rasas e em terra, enquanto a empresa classificada como Operadora “C”, poderá operar somente em blocos terrestres.

O requisito para a qualificação técnica de uma empresa é baseado no seu tempo de experiência em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. São atribuídos pontos de acordo com o tempo de experiência e o local de operação, além do volume de produção de óleo equivalente e operações em ambientes diversos. A tabela 2.3 mostra a pontuação atribuída a uma empresa em função do seu tempo de experiência e do local de operação.

Tabela 2.3 - Pontuação da empresa em função do seu tempo de experiência e do local de operação. (ANP, 2010)

Ambiente Operacional	Tempo de experiência T (anos)		
	$2 \leq T < 5$	$5 \leq T < 10$	$T \geq 10$
Terra	05	10	15
Águas rasas	10	15	20
Águas profundas	15	20	25

Para as empresas que não demonstrarem experiência operacional prévia, serão atribuídos pontos para a experiência do quadro técnico e gerencial da empresa como mostra a tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Pontuação da empresa em função da qualificação do quadro técnico: tempo de experiência e tipo de atividade. (ANP, 2010).

Área de atividade de exploração	Tempo de experiência T (anos)		
	$2 \leq T < 5$	$25 \leq T < 10$	$T \geq 10$
Exploração	03	06	09
Perfuração	03	06	09
Avaliação de reservatórios	03	06	09
Produção	03	06	09

Desta maneira, para efeitos de enquadramento de cada empresa na qualificação técnica, a Comissão Especial de Licitação (CEL) utilizará o seguinte critério:

- 1 a 24 pontos: Operadora “C”
- 30 a 80 pontos: Operadora “B”
- 81 pontos ou mais: Operadora “A”

A qualificação final da empresa como operadora “A”, “B” ou “C”, também está condicionada ao valor do Patrimônio Líquido Mínimo exigido como mostra a tabela 2.5. Este patrimônio líquido, além de outras informações requeridas no edital, será verificado na avaliação da qualidade financeira da empresa.

Tabela 2.5 - Condições para qualificação financeira. (ANP 2010)

Qualificação da empresa	Patrimônio líquido mínimo exigido
A	Maior ou igual a R\$ 22.000.000,00
B	Maior ou igual a R\$ 20.000.000,00
C	Maior ou igual a R\$ 1.000.000,00

Quanto à qualificação jurídica, as empresas devem apresentar o estatuto ou contrato social da empresa, declaração expressa do representante credenciado a respeito da existência de toda e qualquer pendência legal ou jurídica relevante. A empresa estrangeira tem a obrigação de apresentar, além dos documentos citados anteriormente, a comprovação de que a empresa encontra-se organizada e em regular funcionamento, de acordo com as leis de seu país, e o compromisso, caso vencedora, de constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, ou indicação de empresa já constituída.

2.4.2 - Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais

As empresas interessadas em operar nas áreas inativas contendo acumulações marginais também devem obter qualificação técnica, financeira e jurídica, emitida pela ANP. Porém, o processo e as condições exigidas são mais simples, uma vez que este tipo de leilão busca atrair empresas de médio e pequeno porte.

Em relação à qualificação técnica, as empresas devem apresentar um sumário técnico contendo uma declaração demonstrando interesse na condição de Operador ou Não Operador e uma descrição dos principais projetos e atividades da empresa, deixando claro se a empresa é do ramo de petrolífero ou não. As empresas que desejarem qualificação como Operadoras devem comprovar capacitação técnica de quadro próprio ou contratação de serviços de terceiros. Quanto à qualificação financeira, as empresas devem comprovar um Patrimônio Líquido mínimo de R\$ 50.000,00, apresentar referências bancárias mencionando o histórico do relacionamento da empresa com o banco e as Demonstrações Financeiras completas dos três últimos anos. Finalmente, as empresa devem informar de forma detalhada a cadeia de controle societário existente entre a matriz ou a empresa controladora e a requerente, a fim de obter a qualificação jurídica. Devem ser preenchidas também as demais condições exigidas pelo edital³.

2.5 - Participações Governamentais

De acordo com o modelo adotado pelo Brasil, o Estado, detentor dos recursos minerais, por meio de um contrato de concessão, transfere a sua exploração a terceiros, inclusive os respectivos frutos, remunerando-se através de participações governamentais exigíveis do concessionário. Assim, além dos tributos e contribuições sociais federais, estaduais e municipais, exigíveis de todas as empresas que operam sob as leis brasileiras, os concessionários das atividades de E&P são responsáveis pelo pagamento de outros quatro tipos de compensações financeiras extraordinárias à sociedade, denominadas participações governamentais: (a) bônus de assinaturas; (b) *royalties*; (c) participação especial; (d) pagamento pela ocupação ou retenção de área. Tanto o bônus de assinatura como o pagamento pela ocupação ou retenção de área constitui receita da ANP para o financiamento de suas atividades.

³ Para obter informações mais detalhadas, ver anexo II.

No cálculo das participações governamentais, é adotado, como preço de referência para o petróleo, o maior valor entre a média ponderada entre os preços de venda praticados pela empresa no mês de competência e um preço mínimo estabelecido pela ANP.

No caso do gás natural, o preço de referência é a média ponderada dos preços de venda acordados nos contratos de fornecimento concessionária, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás desde a saída da concessão até os pontos de entrega (*City gates*).

a) Bônus de Assinatura

Segundo o Decreto 705/98 – Art. no. 90, bônus de assinatura correspondem ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação.

É considerado parte do risco exploratório, já que é pago no início do empreendimento, independentemente do resultado exploratório.

b) Royalties

De acordo com ANP (2007), *royalties* são umas compensações financeiras, pagas pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural ao governo, por este abrir mão de receita futura ao permitir a produção hoje. No Brasil, os *royalties* são distribuídos aos Estados, Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa aos estados e municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica (Lei nº 9.478/97).

O *royalty* não representa parte do risco geológico, uma vez que sua cobrança é proporcional à produção. Ele também é regressivo, pois onera proporcionalmente mais os campos menores.

Na perspectiva do governo, os *royalties* apresentam uma grande vantagem por serem fáceis de cobrar, uma vez que são apurados mensalmente, a partir do mês em que ocorre o início da produção, e o recolhimento é feito pela concessionária à Secretaria do Tesouro Nacional, em moeda nacional. Seus recursos correspondem a 10% do total da

produção de petróleo e gás natural do campo produtor, valorizada pelos preços de referência. Este percentual pode ser reduzido até um mínimo de 5%, considerando alguns fatores como riscos geológicos e expectativa de produção. Estas alíquotas constarão necessariamente no edital de licitação e no contrato de concessão.

Portanto, a proporção devida ao governo pela operadora, em relação aos *royalties* nunca pode passar de 10% da produção e, uma vez fixado este percentual, não pode sofrer ajustes. A tabela 2.6 mostra as diferenças da distribuição dos *royalties* em função do montante da produção e dos ambientes de exploração (*onshore* ou *offshore*).

Tabela 2.6 - Síntese da Distribuição dos *Royalties*. (autores, baseado em ANP 2010a)

Montante da Produção	
5%	>5%
Onshore	
Estados Produtores: 70%	Estados Produtores: 52,50%
Municípios Produtores: 20%	Municípios Produtores: 15%
Municípios com instalações: 10%	Municípios Afetados por Operações: 7,5%
	Ministério da Ciência e Tecnologia: 25%
Offshore	
Estados Confrontantes com poços: 30%	Estados Confrontantes com poços: 22,5%
Municípios Confrontantes: 30%	Municípios Confrontantes: 22,5%
Comando da Marinha: 20%	Comando da Marinha: 15%
Municípios com instalações: 10%	Municípios com instalações: 7,5%
Fundo Especial: 10%	Fundo Especial: 7,5%
	Ministério da Ciência e Tecnologia: 25%

c) Participação Especial

Segundo o Artº 21 do Decreto 2705/98, a participação especial constitui uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. A participação será paga por cada campo, de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

Diferentemente dos *royalties*, cuja base de cálculo é a receita bruta, a participação especial incide sobre o lucro do campo produtor, sendo permitido deduzir, na apuração de tal lucro, o bônus de assinatura, os *royalties*, os investimentos na exploração (os custos da descoberta), custos operacionais, que incluem a depreciação dos investimentos, os tributos e contribuições sociais incidentes sobre vendas previstos na legislação. A receita bruta do campo é determinada com base na mesma valoração utilizada para o *royalty*. Entretanto, não são considerados na apuração da base de

cálculo da participação especial, os volumes de petróleo e gás natural usados nas operações e queimados ou ventilados para o ambiente. Contrariamente, para a apuração dos *royalties* toda a produção de hidrocarbonetos é contabilizada, mesmo aquela produção que não é comercializada, tendo sido queimada ou ventilada ainda na unidade de produção.

Em relação à apuração das participações especiais, de acordo com o Artº22 do Decreto nº 2705 de 1998, serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

§ 1º No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

onde: RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais; VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

§ 2º No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 3º No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 4º Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

As deduções de que trata o Art 22 estão na seguinte transcrição da lei 9478/97:

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

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

Observamos acima que o cálculo da participação especial leva em conta a receita líquida da produção (RLP) e o volume de produção trimestral fiscalizada (VPF) de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente, ambas tomadas trimestralmente.

A apuração da participação especial é feita trimestralmente mediante a aplicação sobre a base de cálculo (lucro do campo) de alíquotas marginais progressivas, de 10%, 20%, 30%, 35% e 40%, em função do volume trimestral de produção, a partir de um volume-limite de isenção. Para a definição do volume-limite de isenção, três estruturas distintas de custos foram admitidas: lavra em terra, lavra em águas rasas (até 400m) e lavra em águas profundas (acima de 400m).

Em linhas gerais, sujeitam-se à participação especial os campos em terra com produção acima de 10 mil barris por dia, campos de águas rasas com produção acima de 20 mil barris por dia e os campos em águas profundas com produção acima de 31 mil barris por dia. Portanto, a participação especial configura não só uma arrecadação governamental, como também, uma importante e flexível ferramenta de ajuste dos valores devidos ao governo pelos operadores salvaguardando o interesse público.

d) Pagamento pela ocupação ou retenção da área

O pagamento pela ocupação ou retenção da área foi criado com a lei do petróleo. O valor unitário é fixado em reais (R\$) por km² ou fração e varia dependendo da fase ou período em que se encontra a concessão.

2.6 - Evolução da produção e das reservas de petróleo no Brasil

Com a finalidade de verificar a trajetória do setor petrolífero nacional no que se refere aos resultados da abertura do setor, analisaremos as seguintes variáveis: reservas de hidrocarbonetos, produção e esforço exploratório propiciado pelo modelo regulatório adotado no Brasil.

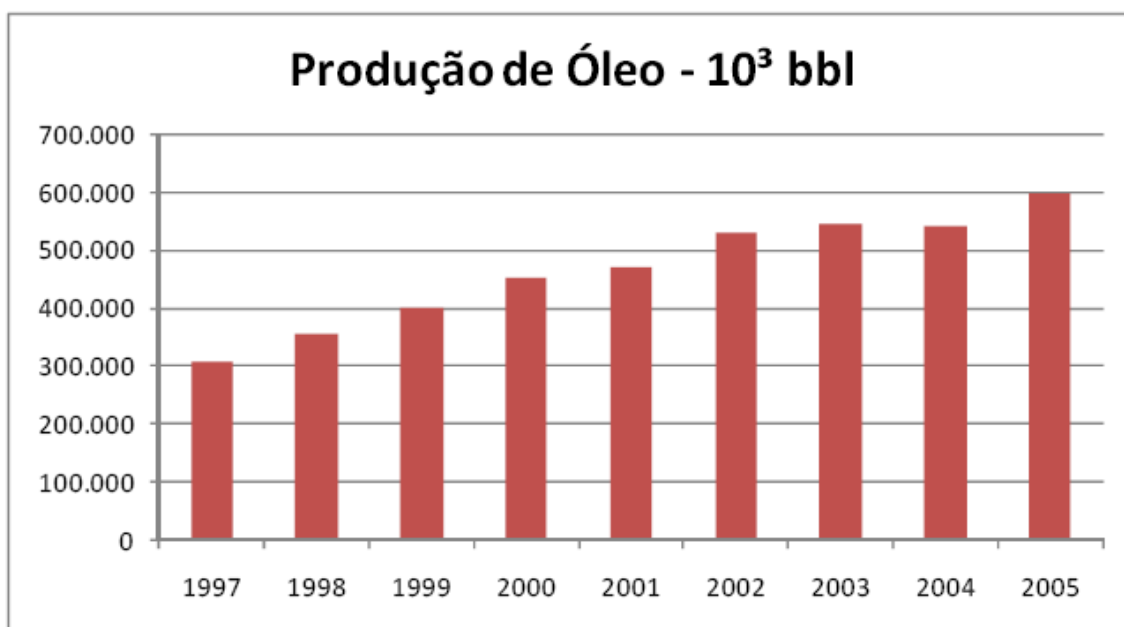


Gráfico 2.1 - Produção de óleo em milhares de barris, 1997-2005. (ANP, 2010)

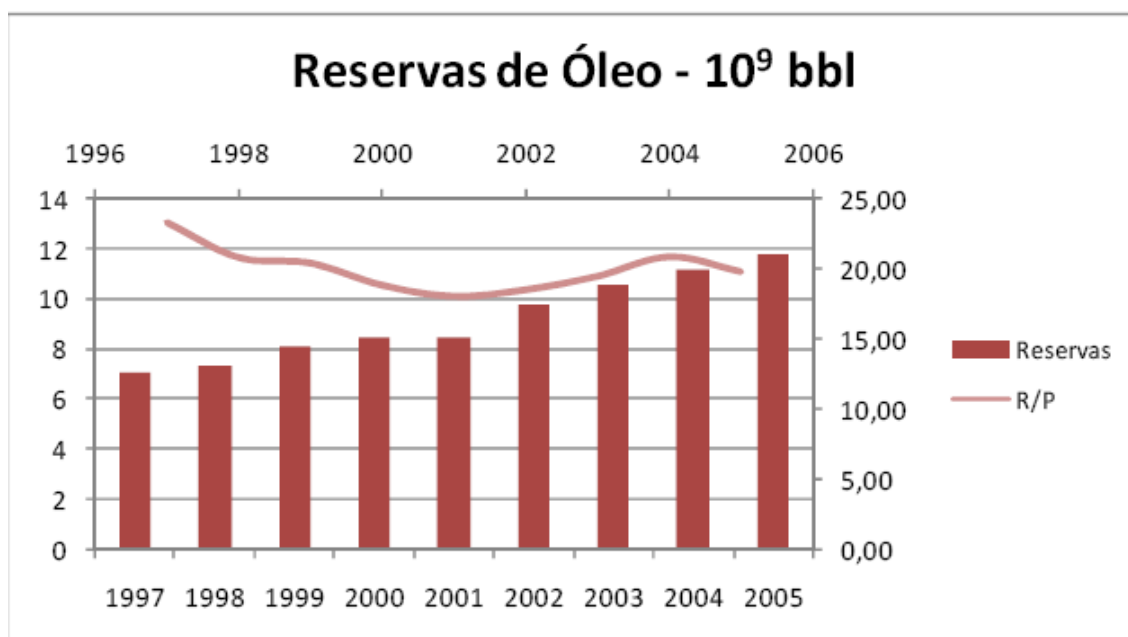


Gráfico 2.2 - Reservas de óleo (reservas provadas) em bilhões de barris, 1997-2005. (ANP, 2010)

Devido ao expressivo aumento de produção mostrado no gráfico 2.1, um sistemático aumento da produção de óleo dobrando de volume em um espaço de apenas oito anos, a reposição de reservas de óleo passa a ter ainda maior importância no cenário da indústria nacional, pois, caso contrário, poderia haver uma significativa e acelerada diminuição da relação reserva/produção. Porém, podemos notar um incremento das reservas suficiente para manter esta relação sempre equilibrada acima de 20 anos, este é um valor bastante expressivo e que mantém a segurança do abastecimento ainda por longo prazo.

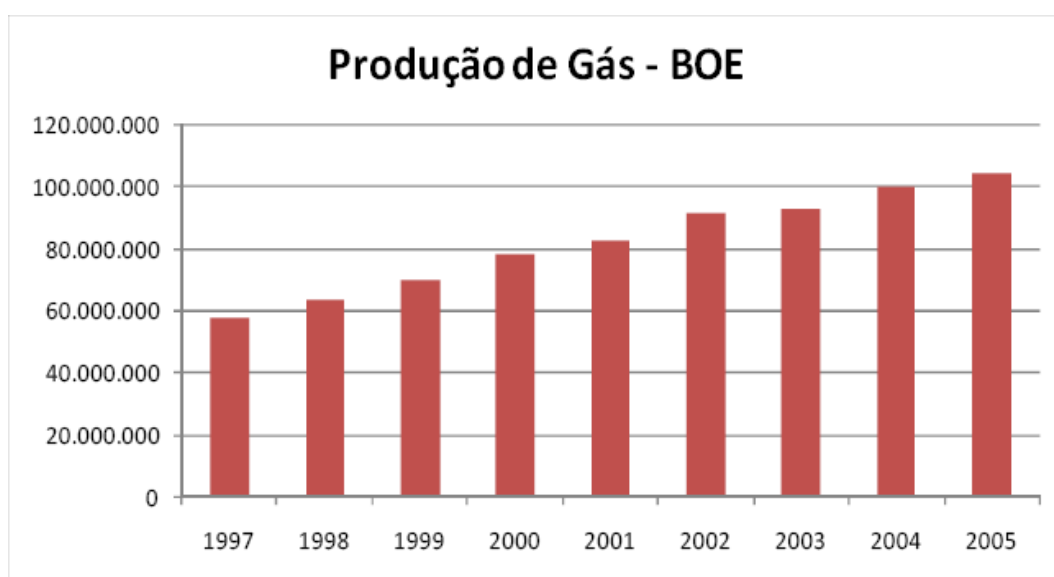


Gráfico 2.3 - Produção de gás natural em barris de óleo equivalente, 1997-2005. (ANP, 2010)

Seguindo a evolução da produção de óleo, a produção de gás natural mostrou também um forte crescimento, partindo de aproximadamente 60 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em 1997, para 100 milhões de boe em apenas 8 anos. Isso representou um crescimento de aproximadamente 80% (oitenta por cento) neste período.

O gráfico 2.4 mostra a relação reservas/produção (R/P) para o gás natural. Como podemos observar, a relação R/P sofreu uma contínua queda entre os anos de 1997 e 2003. O quadro foi revertido em 2003/2004, ao superar os 15 anos. Novamente deve ser levado em conta o crescimento da produção bastante expressivo o que demonstra que o ritmo de reposição de reservas tem sido bastante forte.

A reposição das reservas de hidrocarbonetos em resposta a uma indústria com forte expansão da produção é um importante indicador de significativo esforço exploratório decorrente dos investimentos dos vários *players* que passaram a fazer parte

do mercado. Pode-se afirmar que a entrada de novas empresas nas rodadas de licitação realizadas pela ANP foi um marco importante para esta trajetória. Abaixo podemos observar a contínua entrada de novos participantes nas atividades nacionais de petróleo.

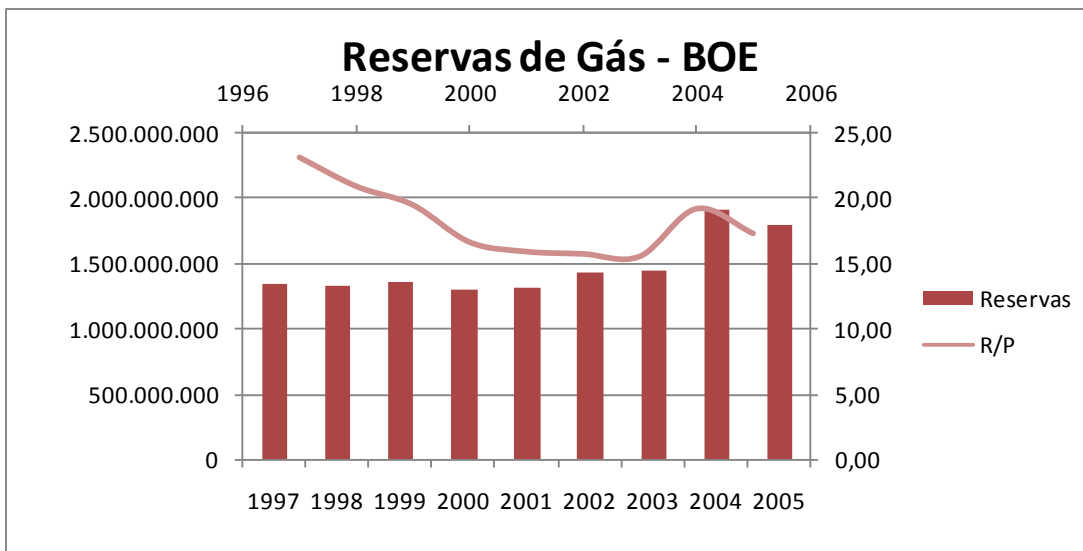


Gráfico 2.4 – Reservas e relação R/P de gás natural - barris de óleo equivalente (boe), 1997-2005. (ANP, 2010)

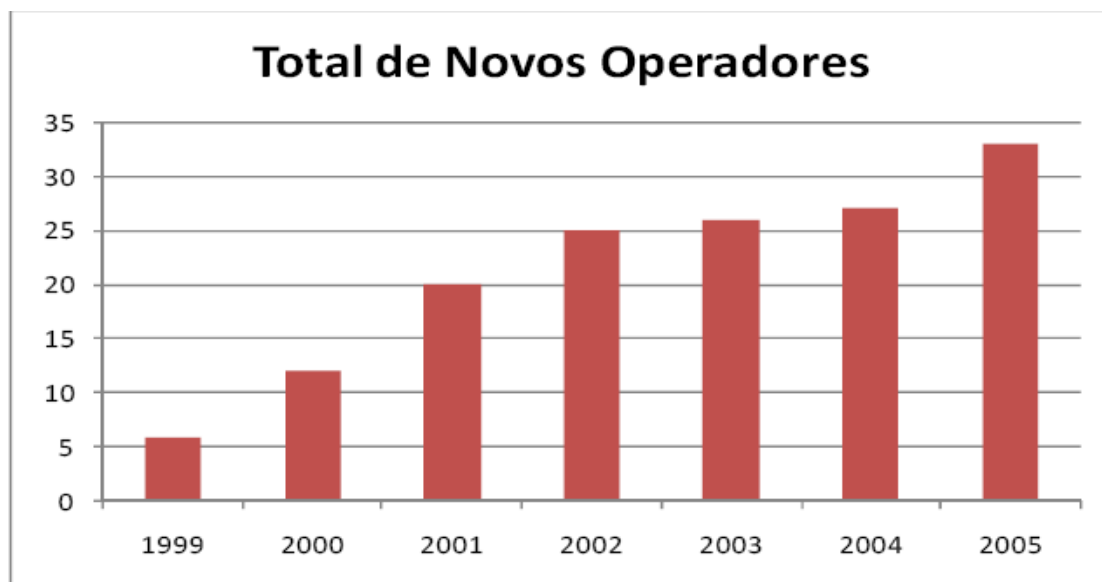


Gráfico 2.5 - Número total de novos operadores na indústria brasileira de petróleo. (ANP, 2010)

Nota: não inclui empresas participantes de áreas com acumulações marginais.

A entrada de novas empresas constitui parte fundamental para o atual nível de desenvolvimento da indústria de petróleo no Brasil, pois este desenvolvimento é resultado de grandes investimentos que precisam de longo prazo de maturação. Contudo, a evolução dos números da relação R/P só foi possível em um cenário

econômico e político estável, gerando assim a segurança necessária para que os investidores se disponham a participar de empreendimentos de médio e longo prazo, que demandam grandes volumes de capital e de risco exploratório considerável.

Tabela 2.7 - Participação de empresas operadoras nas rodadas de concessão até 2005. (autores baseado em ANP, 2010b)

Empresas Operadoras	Blocos	Km ²	%
Petrobras	271	137.809,89	48,47
Oil M&S	43	112.961,93	39,73
Devon	6	4.031,67	1,42
Repsol YPF	11	3.522,88	1,24
Cisco Oil and Gas	1	2.918,01	1,03
Orteng	1	2.918,01	1,03
Eni Oil	1	2.667,27	0,94
Shell	4	2.643,56	0,93
Statoil	4	2.433,98	0,86
Maersk	3	1.896,38	0,67
Esso	2	1.385,10	0,49
Outras	172	9.149,60	3,22
Total	519	284.338,28	100,00

Pela tabela 2.7, podemos ver que grande número de novas empresas passou a operar na indústria brasileira de petróleo, ainda que exista forte concentração de áreas de produção apenas entre as duas principais operadoras ocupando mais de 85% da área dos blocos licitados.

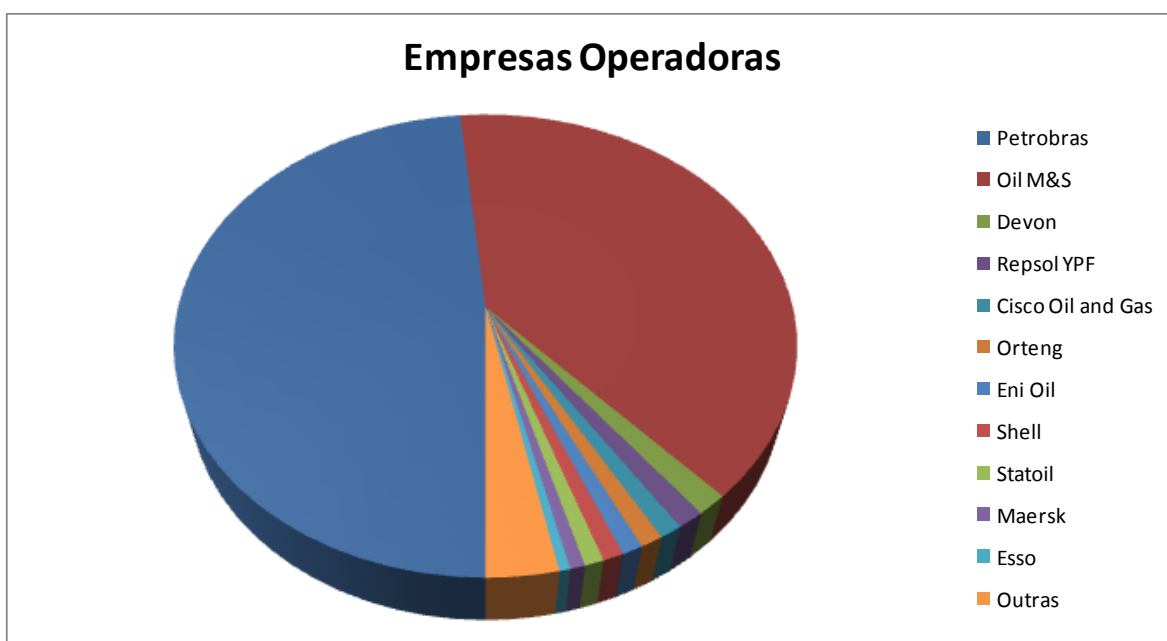


Gráfico 2.6 - Proporção da participação das empresas operadoras por extensão de área licitada. (autores baseado em ANP, 2010b)

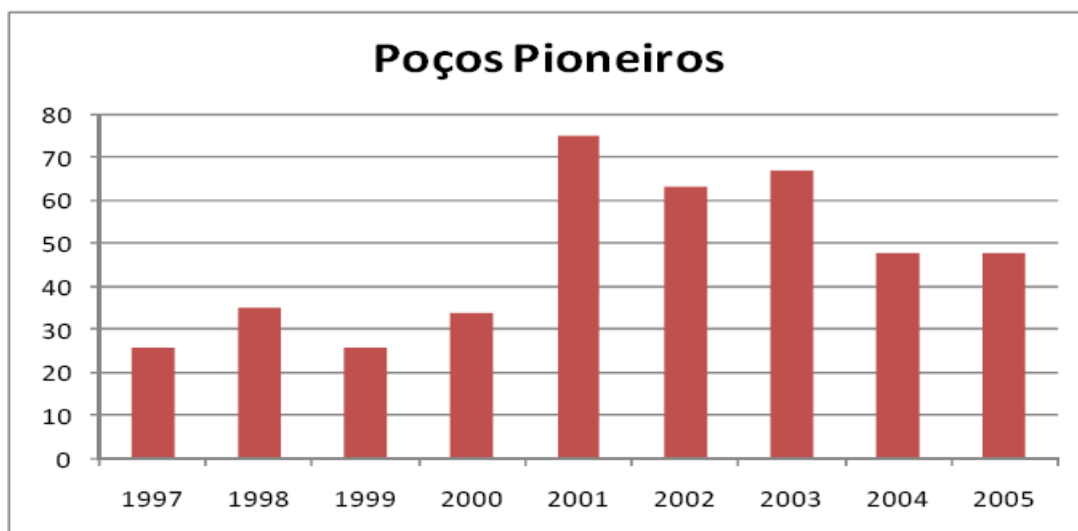


Gráfico 2.7 – Número de poços pioneiros perfurados no Brasil, 1997-2005. (ANP, 2010)

Como observado no gráfico 2.7, existe, a partir do ano de 2001 um maior número de poços pioneiros perfurados comportamento este que se mantém ao longo dos anos seguintes. Temos ainda a manutenção do número de poços em operação atualmente no país em um patamar em torno de 8000. Demonstrando a capacidade de investimentos da indústria brasileira de petróleo.



Gráfico 2.8 – Número de poços *offshore* em operação no Brasil, 1999-2005. (Autores baseado em ANP, 2010)

Outro fator que vem reforçar o aumento dos investimentos feitos no setor

petrolífero brasileiro é o maior número de poços exploratórios pioneiros⁴ perfurados no Brasil, durante o período do estudo.

2.7 - Evolução das participações governamentais

As participações governamentais representam a parte dos recursos minerais que são revertidos em bens e serviços para a população e compõem, a compensação pelo uso do bem esgotável que o petróleo representa. Assim, é importante que haja uma adequada remuneração ao governo, ainda que isto não deva representar uma excessiva carga de obrigações financeiras que impeça o desenvolvimento da indústria.

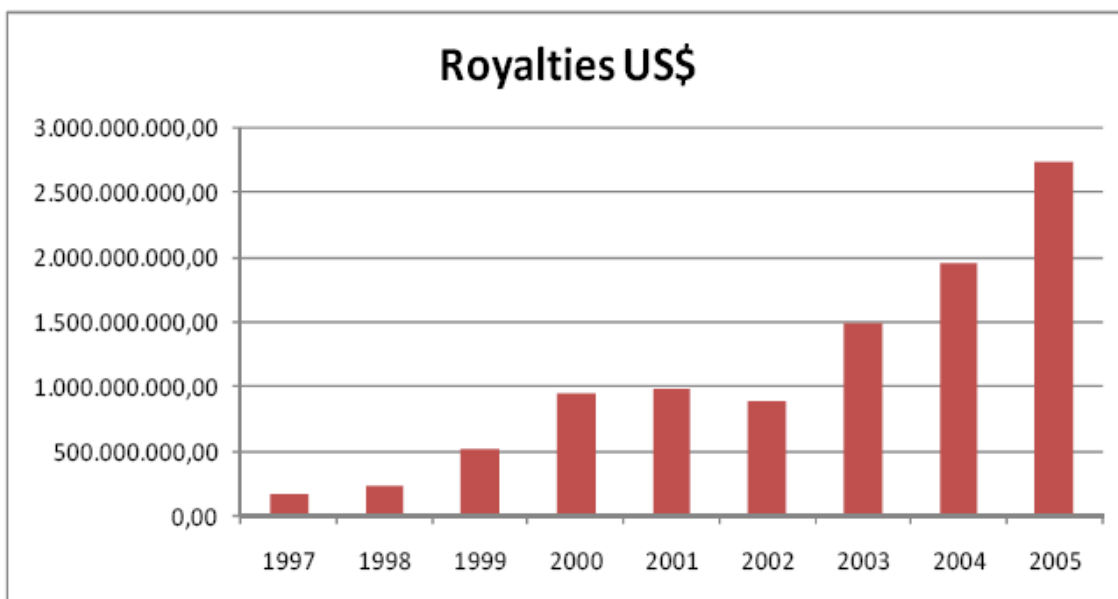


Gráfico 2.9 - Evolução dos *Royalties* em bilhões US\$, 1997-2005. (ANP, 2010)

Os *royalties* estão ligados diretamente ao valor da produção, assim seguindo o aumento do volume produzido, tanto de óleo quanto de gás natural, verifica-se que o valor arrecadado em *royalties* também sofreu um grande aumento no período de 1997 a 2005. Eles passaram de pouco mais de US\$ 170 milhões para mais de US\$ 2,700 milhões ao final de 2005, representando, assim, um aumento de mais de 15 vezes.

⁴ Segundo a Portaria ANP Nº 75, DE 3.5.2000, poço exploratório pioneiro é aquele que visa testar a ocorrência de petróleo e/ou gás natural em uma área adjacente a uma descoberta.

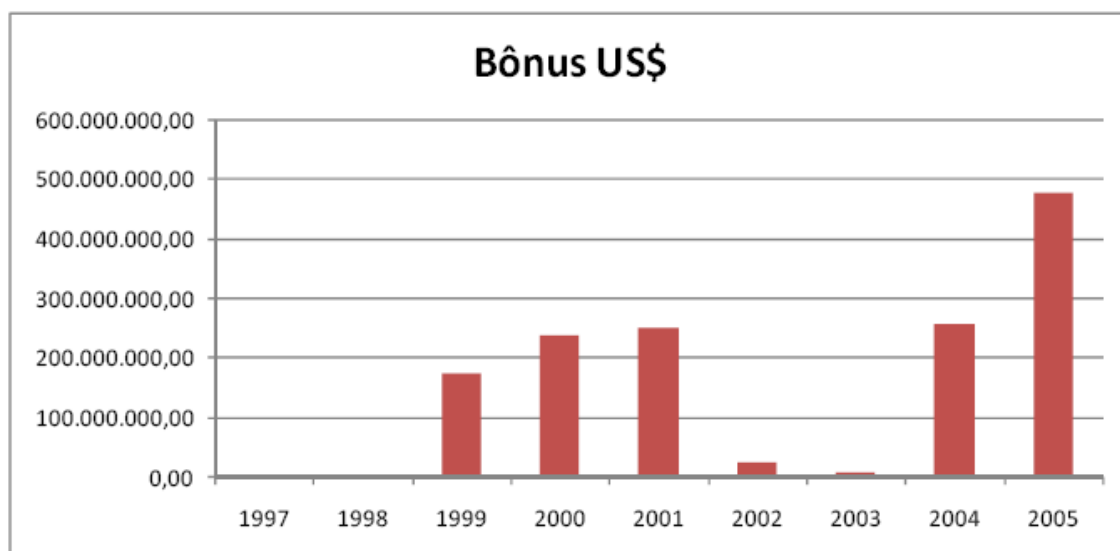


Gráfico 2.10 - Evolução dos bônus de assinatura em US\$, 1997-2005. (ANP, 2010)

O bônus de assinatura, diferentemente dos *royalties* não possuem ligação com a produção, pois são pagos apenas no momento da assinatura do contrato. O valor dos bônus arrecadados está ligado a quantidade de blocos licitados em cada rodada realizada pela ANP e variam conforme as características geológicas dos blocos.

O grande declínio na arrecadação de bônus de assinatura em 2002 pode ser explicado pelo momento economicamente desfavorável em que ocorreu a Rodada 4, com a inflação interna além da meta fixada pelo Banco Central, o índice do risco país elevadíssimo (acima dos 2400 pontos), traduzindo a desconfiança do investidor estrangeiro, e a cotação cambial com o dólar batendo nos R\$ 4,00.

Deste modo, observou-se grande cautela das empresas estrangeiras em investir naquela rodada, traduzida em um sensível declínio na arrecadação total do bônus de assinatura.

Na 5ª rodada de licitações promovida em 2003, a pontuação final para definir a proposta vencedora, mudou o peso do conteúdo nacional, de 15%, para 40%; e o bônus de assinatura, de 85% para 30%, mesmo valor atribuído ao programa exploratório. Também, foram introduzidos nesta rodada, compromissos mínimos compulsórios com fornecedores nacionais, variáveis conforme o ambiente em que o bloco está localizado – em terra, águas rasas ou águas profundas.

Devido à mudança de metodologia e ao baixo interesse despertado, a 5ª rodada registrou a menor arrecadação de bônus comparativamente a todas as rodadas.

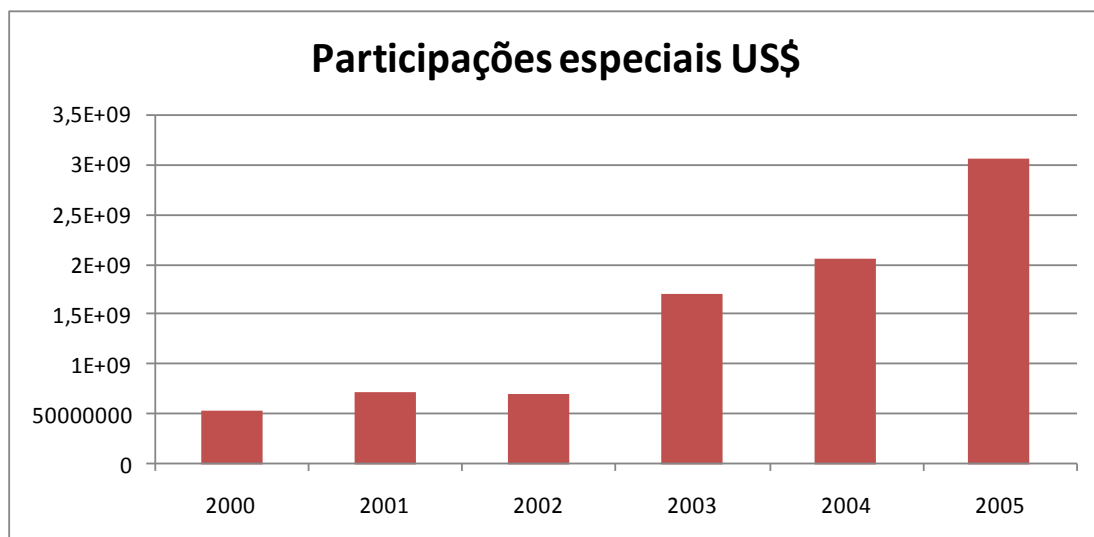


Gráfico 2.11 - Participações especiais em US\$, 1997-2005. (ANP, 2010)

A participação especial configura-se em um instrumento de ajuste das arrecadações devidas à união em caso de lucros extraordinários auferidos pela companhia operadora, devido a características geológicas particularmente favoráveis de produção.

Assim, podemos notar o grande ritmo de crescimento das participações especiais que em 2000 correspondia a pouco mais de 55% do valor que era arrecadado em *royalties*, mas em 2005 já arrecadava aproximadamente 3 bilhões de dólares, ou seja, 12% a mais que os *royalties* naquele mesmo ano.

Devido sua característica, a participação especial torna possível que diferentes reservas, tais como no caso de campos gigantes, sejam sobre taxadas de maneira diferente, salvaguardando, assim, o interesse público sobre as reservas de petróleo.

A quantia devida pela retenção das áreas de exploração e produção de petróleo varia conforme a fase em que se encontra o projeto, mas são somas bem menores que aquelas arrecadadas através dos *royalties* e pela participação especial. Esta cobrança é pertinente em casos *onshore*, mas, não costumam constituir valores relevantes para a economicidade dos projetos.

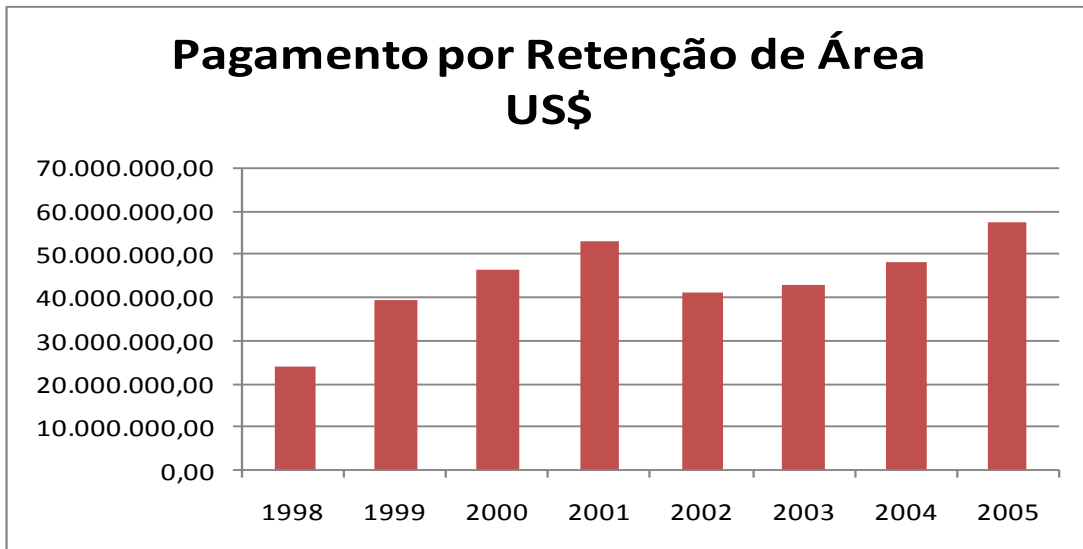


Gráfico 2.12 - Pagamento por retenção de área, 1997-2005. (ANP, 2010)

2.8 - O modelo de concessão americano – Área *Offshore*

Os Estados Unidos é um país de longa tradição petrolífera e com grande exploração de hidrocarbonetos em terra e mar. Entretanto, centrou-se somente na produção *offshore*, a mais de 5,6 km da costa (OCS – *Outer Continental Shelf*). Isso se deve a produção brasileira também estar localizada, na sua maior parte, no mar. São quatro as bacias sedimentares americanas: *Atlantic OCS*, *Alaska OCS*, *Pacific OCS* e *Gulf of Mexico OCS*, conforme podemos verificar na figura 2.1.

Na produção *offshore* americana, a OCS do Golfo do México é a que predomina sobre as demais áreas, devido aos números da maior produção e reservas provadas. Adicionalmente, a OCS do Golfo é responsável por mais de 97% das arrecadações governamentais geradas em ambiente petrolífero *offshore*, que corresponde a pouco mais de 25% da produção total.



Figura 2.1 - *Outer Continental Shelf* nos Estados Unidos. (Departamento de Interior)

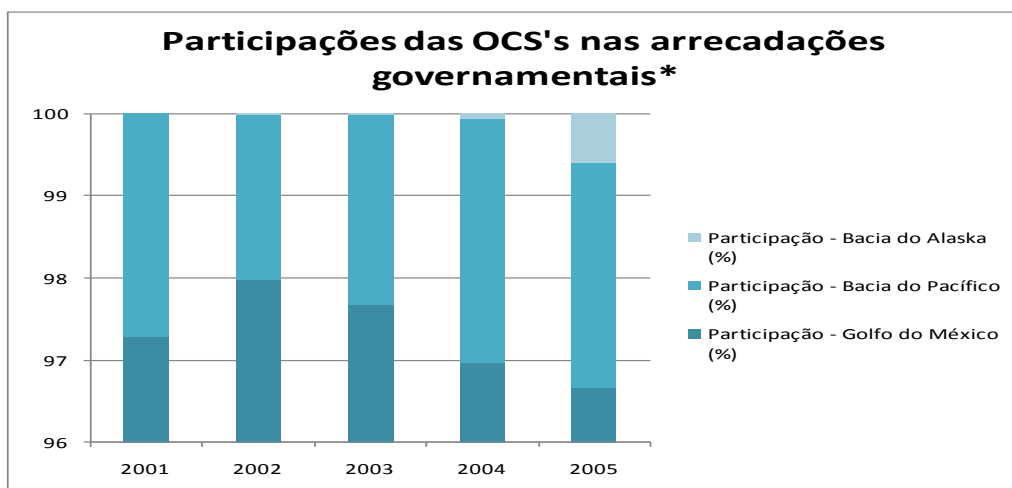


Gráfico 2.13- Participação relativa das OCS's nas arrecadações governamentais. (Elaboração dos autores baseados em dados do DOI)

Nota: *Dados anteriores a 2001 só se encontram disponíveis em seus valores totais, sem estarem discriminados por OCS.

Em áreas localizadas dentro de limites *offshore* específicos (menos de 5,6 km da costa), a regulação é de responsabilidade estadual. Já nas áreas localizadas na OCS, além dos limites de propriedade estadual, a regulação é feita por lei própria, descrita no Ato de Terras da Plataforma Continental (*Outer Continental Shelf Lands Act - OCSLA*).

Para as áreas *offshore*, o quadro regulatório vigente prevê que a propriedade das reservas minerais marítimas é de titularidade do Governo Federal, ou do Estado, a depender da localização.

Para áreas federais, a OCSLA estabelece as diretrizes do *Lease*, que é concedido pelo Secretário do Interior, representante do Departamento do Interior, e para a esfera estadual, cada Estado detém sua regulamentação específica.

O quadro atual da regulação americana, a OCSLA é de 1953, e é responsável pela regulação da produção de petróleo em áreas *offshore* e o Ato de *Lease Mineral (Mineral Leasing Act – MLA)* editado em 1920, visa regular os *Leases* em áreas públicas *onshore*.

Um importante agente na regulação da produção *offshore* do país é o Departamento do Interior, que executa a regulação federal e age por meio de três instituições:

(a) *Bureau of Land Management* – Agência de Gestão da Terra - (BLM), que regula e faz cumprir a concessão de licenças para atividades *upstream* em terras federais;

(b) *Bureau of Indian Affairs* – Agência de Assuntos Indígenas – (BIA) utilizado

para emitir licenças em terras indígenas;

(c) *Mineral Management Service* – Serviço de Gerenciamento Mineral - (MMS), com a função de emitir licenças e supervisionar o desenvolvimento e produção nas OCS's.

Desde o início da indústria de petróleo nos EUA, foi posto em prática um modelo contratual chamado *Leasing*, que por sua vez se consubstancia em um contrato de arrendamento.

O contrato de leasing é o documento legal celebrado entre o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos –*Lessor*- e o arrendador –*Lessee* -, que permite a prospecção e a exploração da propriedade para a extração de hidrocarbonetos. Este regime é adotado especialmente nos Estados Unidos da América.

2.9 - Agentes Envolvidos no setor petrolífero americano

A regulação da indústria de petróleo dos Estados Unidos é diferenciada entre os níveis governamentais (federal e estadual), assim como por segmentos (*upstream*, *midstream* e *downstream*).

Devido à grande diversidade dos marcos regulatórios existentes em cada estado do país, que se adequem à necessidade dos mesmos, neste trabalho será abordado somente o que se refere à legislação federal.

Dentro do âmbito federal, em 1977 houve a promulgação do Ato de Organização do Departamento de Energia - *Department of Energy Organization Act*. Este ato colocou todas as agências federais de energia e programas correlacionados sob o controle de um único departamento, o Departamento de Energia - *Department of Energy* (DOE)⁵.

2.9.1 - Departamento de Energia - *Department of Energy* - DOE

O DOE foi estabelecido como uma agência com a responsabilidade de colher informações, planejamento de políticas, coordenação e programação de administração. A fim de estender esses objetivos, a Administração de Desenvolvimento e Pesquisa Econômica (*Economic Research and Development Administration*) e a Administração Federal de Energia (*Federal Energy Administration*) foram extintas, e seus poderes transferidos para o DOE.

⁵ Uma exceção é a regulação da energia nuclear, a qual é feita através da *Nuclear Regulatory Commission* – Comissão de Regulamentação Nuclear

O ato instruiu o DOE a trabalhar conjuntamente com outras agências, especialmente aquelas que estabelecem os padrões de poluição e as características de plantas de energia, tais como: (a) *Environmental Protection Agency* – Agência de Proteção Ambiental - (EPA); (b) *Bureau of Mines* – Agência de Minas; (c) *Nuclear Regulatory Commission* – Comissão de Regulamentação Nuclear - (NRC). Também, levou o DOE a pesquisar e desenvolver novas tecnologias e métodos dentro do campo da energia, no que se refere à melhora dos padrões ecológicos e ambientais.

O DOE submete bianualmente um plano nacional de energia, onde são detalhados todos os aspectos da energia do país.

No que se refere à indústria do petróleo, a *Federal Energy Regulatory Commission* – Comissão Federal de Regulamentação Energética (FERC) foi estabelecida no DOE, com a responsabilidade de fiscalizar e regulamentar as atividades do setor. Dentro da estrutura interna do DOE, a *Secretary of Energy* – Secretaria de Energia - propõe regras e regulamentações ao FERC.

Mesmo após o Ato de Organização do Departamento de Energia de 1977 (*Department of Energy Act*), a regulamentação e a administração da indústria petrolífera continuam sendo fragmentadas, tendo diversos agentes com poder de atuação que, por determinação legislativa, são similares.

A função mais importante do DOE, concernente ao petróleo, seja a de colher informações, particularmente por sua Administração de Informação Energética, na qual se coleta informações, de forma extensiva e atualizada, sobre produção, consumo e preços.

Em nível federal, os dois principais órgãos atuantes no setor são: (a) DOE e (b) Departamento do Interior (*Department of the Interior - DOI*). Existem outros departamentos que também atuam no setor de petróleo: (a) Departamento de Transportes (*Department of Transportation*) e (b) Agência de Proteção do Meio Ambiente (*U.S. Environmental Protection Agency* – EPA).

A seguir, as competências de cada um dos agentes federais mais atuantes na indústria de petróleo americana.

2.9.2 - Departamento do Interior – *Department of Interior* - (DOI)

O DOI foi instituído para proteger e prover acesso às riquezas naturais e heranças culturais do povo norte-americano, assim como honrar com as responsabilidades avançadas com os povos indígenas e também, possui obrigações com as comunidades das ilhas do país. O departamento estabeleceu algumas metas para promover, junto aos seus órgãos subordinados, objetivos que possibilitem um paradigma favorável às suas estratégias, sendo elas: promover a proteção dos recursos e sua utilização, serviço à comunidade e excelência na administração.

No âmbito das atividades de petróleo, o DOI regula as atividades de *upstream* por meio de três de seus setores: (a) Agência de gerenciamento de Terras - *Bureau of Land Management* – (BLM); (b) Agência de assuntos Indígenas - *Bureau of Indian Affairs* (BIA) e (c) Serviço de Gestão Mineral - *Mineral Management Service* (MMS). Tais setores são responsáveis pela regulamentação das atividades petrolíferas, cabendo ao DOI, o desenvolvimento dos planos e processos.

A seguir, analisaremos como se dispõem as intervenções de cada ente do DOI nas atividades de petrolíferas.

a) Agência de Gerenciamento de Terras - *Bureau of Land Management* – *BLM*

As atribuições estipuladas pelo Ato de Administração e Política das Terras Federais (*Federal Land Policy and Management Act*), ao BLM são extensas, sendo ele responsável por controlar uma variedade de programas de administração, além de conservar os mais diversos recursos oriundos de terras federais.

O BLM é responsável por todas as terras de propriedade federal, excetuando-se as localizadas na plataforma continental externa, ou seja, situadas a mais de 5,6 quilômetros da costa e as localizadas em benefício dos indígenas, esquimós e aleutas⁶, os quais são regulados pelo MMS e o BIA, respectivamente.

Quanto às atividades de petróleo dentro de sua área de atuação, a regulação do BLM é exercida primariamente pelo Ato dos Arrendamentos Minerais em Terras. O BLM também exerce tal regulamentação através do próprio instrumento contratual de *Lease*.

⁶ São os naturais das **Ilhas Aleutas** ou **Aleútas**. Estas ilhas formam um arquipélago que, estendendo-se em forma de arco, constituem o prolongamento da península do Alaska para o sudoeste – Ilhas Foz, Ilhas *Four Mountains*, Ilhas *Andreanof*, Ilhas *Rat* e Ilhas *Near*.

A BLM tem o poder de regulamentar à maneira com a qual serão conduzidas as concessões de terras federais, em conformidade com o modelo americano, onde nos casos de produção *onshore* caberá a negociação com o respectivo dono (seja particular, estatal ou federal). O BLM também atua auxiliando o BIA, concedendo determinadas aprovações e supervisionando as operações em terras indígenas.

b) Bureau de Assuntos Indígenas - *Bureau of Indian Affairs* - BIA

O BIA foi criado para a proteção dos indígenas norte-americanos, atuando pelo seu bem estar, saúde e ingresso na comunidade. No que tange às atividades de petróleo, é responsável por emitir os *Leases*, quando emitidos em terras indígenas.

Nos termos do Ato de Administração e Política das Terras Federais, as terras indígenas não estarão submetidas ao controle do BLM, entretanto, este órgão atuará em conjunto com o BIA, que é o real emissor dos *Leases* nesses casos. Esta atuação em conjunto é no sentido de supervisionar as operações e emitir determinadas aprovações para a exploração e produção.

c) Serviço de Gerenciamento Mineral – *Mineral Management Service* -MMS

O Serviço de Gerenciamento Mineral (MMS) é responsável pela administração dos recursos nacionais relativos ao petróleo, gás natural e outros recursos minerais localizados na plataforma continental exterior (*outer continental shelf* – OCS), assim como a proteção ambiental, conforme determinado pelo Ato sobre *Royalties* Federais de Petróleo e Gás.

O MMS segue dois programas prioritários: (a) Administração de Energia e Minerais *Offshore* (*Offshore Energy and Minerals Management*) e a (b) Administração da Tributação dos Minerais (*Minerals Revenue Management*). É por meio destes programas, o MMS manifesta sua intervenção no setor de petróleo.

Conforme exigência do Ato das Terras da Plataforma Continental Exterior (OCS *Lands Act*), a Administração de Energia e Minerais *Offshore* prepara um programa de cinco anos para especificar o tamanho, tempo e localização das áreas federais *offshore*, a serem concedidas por *Lease*. As concessões de *Leases* nas áreas OCS são atualmente estipuladas por áreas de extensão, com licitações anuais no centro e oeste do Golfo do México, além de licitações menos frequentes relacionadas ao leste do Golfo do México e o *offshore* do Alaska.

É ainda atribuição da Administração de Energia e Minerais *Offshore* o gerenciamento de todos os recursos minerais nas OCS's.

Já quanto à Administração da Tributação dos Minerais é responsável pela administração de todas as tributações relacionadas aos *Leases* minerais, tanto *offshore* quanto *onshore*.

Enquanto a Administração de Energia e Minerais *Offshore* observa todos os aspectos do *Lease*, a Administração de Tributação lida com os tributos. Analogamente, o BLM observa os *Leases onshore*, e o BIA, os *Leases* em áreas indígenas.

Caso algum mineral seja encontrado, extraído ou vendido, o Governo Federal tem direito a certa porcentagem, ou *royalties* sobre a produção. O dinheiro adquirido nessas tributações é revertido de forma diferenciada, como por exemplo, os fundos obtidos em terras indígenas são 100% remetidos para a respectiva tribo.

Além dessa atribuição, cabe ao MMS acompanhar o desenvolvimento e produção na plataforma continental visando assegurar que elas estejam de acordo com os regulamentos de meio ambiente, segurança e outros. Para exemplificar o posicionamento do MMS, observam-se os casos dos processos competitivos de licitação realizados pelo MMS. Antes que se cogite a assinatura de qualquer *Lease*, o Departamento do Interior, por meio do MMS, estabelece os planos de cinco anos para as áreas que serão licitadas, sendo o critério a utilizado baseado no bônus financeiro oferecido pelas OC's.

2.10 - Comissão Federal de Regulamentação Energética - *Federal Energy Regulatory Commission - FERC*

O FERC substituiu a antiga Comissão Federal de Energia (*Federal Power Commission*), através do Ato da Organização do Departamento de Energia, que também subordinou o FERC ao Departamento de Energia, mas manteve sua independência como agência reguladora.

Posteriormente, de acordo com o Ato Federal de Energia (*Federal Power Act*), o FERC passou a ter como uma de suas principais atribuições a implementação da legislação do EPAAct (*Environmental Protection Agency⁷ Act*) e outros estatutos federais sobre meio ambiente, proteção ambiental e preservação histórica do país. Além disso, cabe ao FERC reportar ao departamento de interior as informações sobre finanças e tecnologia do setor energético.

⁷ Ver anexo IV.

No concernente às atividades petrolíferas, o FERC tem autoridade para estabelecer metas e termos de serviço para o transporte interestadual de petróleo e gás através de *pipelines*⁸.

2.11 - Pagamentos referentes às áreas particulares de exploração de hidrocarbonetos

Diferentemente do que acontece no mundo, nos Estados Unidos a propriedade dos hidrocarbonetos localizados em áreas *onshore* pode ter um proprietário privado, isto é, o Estado não assegura a propriedade sobre estas reservas criando assim uma situação inusitada e sem paralelo em outros lugares. Portanto, é conveniente uma breve explicação sobre algumas particularidades incidentes nestas áreas e como o governo exerce nelas, a sua tributação.

Devido ao alto custo para a exploração de petróleo, é comum os proprietários de reservas de petróleo, ou venderem seus terrenos às OC's, ou transferirem seus direitos de exploração por meio de contrato de *Lease*.

A simples venda do terreno gera responsabilidades tributárias previstas em lei por alienação de qualquer imóvel e não serão aqui abordadas.

Os contratos de *Lease* relacionados aos hidrocarbonetos detêm algumas características peculiares, sendo as mais comuns, o direito ao bônus, que é o pagamento pelo direito de extração do petróleo, e equivale a uma “venda” do mineral para a OC, por tempo determinado. Para fins de imposto de renda é considerado como receita tributável, equivalente ao aluguel, e não constitui juros econômicos relativos aos minerais, não sendo o valor do bônus sujeito à quota de exaustão⁹, direito aos aluguéis, equivalente ao pagamento pela retenção de área existente no Brasil e o direito ao *royalty*.

Ressaltamos que, tendo em vista o entendimento sobre a propriedade dos hidrocarbonetos, os *royalties*, por exemplo, serão devidos ao Estado somente nos casos em que o petróleo seja de sua propriedade, do contrário deverão ser pagos diretamente ao particular.

⁸ Já os *pipelines* intra-estaduais são de competência das autoridades de seus respectivos estados.

⁹ Quota de exaustão é uma espécie de dedução possível, no caso de exploração de recursos naturais finitos, variável conforme cada reserva, equivalente no Brasil a amortização e depreciação.

2.11.1 - Pagamentos referentes à utilização da propriedade

No caso de quaisquer pagamentos referentes à utilização da propriedade é importante observar a natureza deste pagamento para que o proprietário declare no seu imposto de renda e verifique se sofrerá ou não a tributação.

Salvo no caso do *royalty*, os demais pagamentos previstos anteriormente, o valor recebido estará sujeito ao imposto de renda e não será aplicada qualquer quota de exaustão.

No entanto, se o pagamento pela utilização da propriedade for referente aos danos causados a ela, deverá ser considerado como uma indenização e não será tributado pelo imposto de renda, desde que o proprietário possua ainda parte significativa da propriedade. Para a OC, que paga os danos em questão, o valor deverá ser incluído no custo do hidrocarboneto e poderá ser deduzido por meio de quotas de exaustão.

2.11.2 - *Royalties*

Os pagamentos a título de *royalties* para o proprietário são receitas tributáveis sujeitas às quotas de exaustão. Os valores pagos pelas OC's são excluídos da base de cálculo do imposto de renda e da receita bruta para propósitos relacionados à quota de exaustão.

Nos EUA são retidos na fonte, o imposto de renda sobre os valores pagos a título de *royalties* para as empresas estrangeiras. Em alguns casos a alíquota aplicável é reduzida ou mesmo isenta em casos de existência de tratados, para evitar a dupla tributação.

As alíquotas dos *royalties* relacionadas, a terras privadas não são fixas e dependem dos termos do contrato de *Lease*, podendo se basear nos valores de mercado ou variar de acordo com a espécie do *royalty*. Assim, a participação econômica do Estado na produção de hidrocarbonetos em terras particulares ocorre através do imposto da renda originada dessa produção.

As alíquotas relacionadas a terras públicas são melhores delimitadas. Em relação aos arrendamentos federais do tipo *onshore*, o *Mineral Lands Leasing Act* prevê que a alíquota de *royalty* corresponde a, no mínimo, 1/8 do valor da produção. Para os arrendamentos federais do tipo *offshore*, o OCSLA prevê a alíquota de *royalty* correspondente a 1/6 do valor da produção.

O Congresso norte-americano, por meio de legislação especial, e o Ministério da Fazenda podem modificar tais alíquotas.

2.11.2.1 - Possibilidade de Pagamento dos *Royalties in natura*

O *Mineral Lands Leasing Act*¹⁰ em sua seção 36 (em anexo) dispõe sobre a possibilidade do pagamento dos *royalties in natura*, desde que observados os mesmos princípios do Ato das Terras da Plataforma Continental Exterior. Este ato também visa possibilitar ao Governo Federal uma forma de adquirir o petróleo, não apenas pela sua compra direta, mas como sua remuneração a título de *royalties*.

2.11.3 - Processo de Escolha e Remuneração da OC

Nos Estados Unidos, a propriedade da terra determina a propriedade do subsolo e, conseqüentemente, a titularidade do petróleo. Assim, existe a possibilidade tanto de um ente público federal ou estatal ser titular das terras, como também poderá ser uma pessoa natural ou uma sociedade privada. É diante dessa pluralidade de figuras capazes de realizar o *Lease* de sua respectiva terra, que se configura o sistema norte-americano.

Sob a luz dessa múltipla perspectiva, existe, de forma geral, dois processos de escolha possíveis para um país produtor determinar a OC: (a) a licitação competitiva e (b) a negociação direta.

Em conformidade com o posicionamento de muitos outros países, os Estados Unidos fazem a previsão das duas modalidades supracitadas em seus diversos ordenamentos, utilizando cada modalidade conforme determinada situação ou condição. Essa pluralidade de opções ocorre, principalmente, pelo já mencionado excesso de possibilidades de agentes que irão celebrar o *Lease*.

As diretrizes para essa licitação encontram-se dispostas no *Outer Continental Shelf Leasing Act*¹¹, mais especificamente em sua Seção 8.

O Secretário está autorizado a conceder ao mais alto licitante responsável qualificado ou licitantes, nos termos da regulamentação promulgada antes, todo o óleo e gás em terras submersas do exterior da Plataforma Continental, que não estão abrangidos por

¹⁰ Ver anexo V.

¹¹ Ver anexo VI.

contratos de locação. Os lances serão por propostas fechadas e, a critério do Secretário, com base na:

A - Oferta de bônus em dinheiro com os direitos de exploração em pelo menos 121 / 2 por cento fixado pelo Secretário com base na quantidade ou valor da produção salva, removida ou vendida,

B - Oferta *royalty* variável com base em uma porcentagem em quantidade ou valor da produção salva, removida ou vendida, com qualquer compromisso de trabalho fixo com base no valor em dólar para a exploração ou um bônus fixo, determinado pelo Secretário, ou ambos;

C - Oferta de bônus em dinheiro, ou trabalhar oferta compromisso com base numa quantidade de dólar para exploração com bônus em dinheiro fixo, e uma diminuição de *royalty* baseada em fórmulas como o Secretário determinará o justo para incentivar a produção contínua da área de locação como recursos diminuem, mas não inferior a 121 / 2 por cento no início do período de locação, em quantidade ou valor da produção salva, removida ou vendida;

D - Oferta em dinheiro de bônus com uma porcentagem fixa do lucro líquido não inferior a 30 por cento a ser derivado da produção de petróleo e gás da área de locação;

E - Bônus fixos com a parcela do lucro líquido reservado como a variável de oferta;

F - Oferta em dinheiro de bônus com um *royalty* a pelo menos 121 / 2 per cento fixado pelo Secretário de quantidade ou valor da produção salva, removida ou vendida e uma taxa fixa em porcentagem de parte do lucro líquido não inferior a 30 por cento a ser derivados da produção de petróleo e gás da área de locação;

G - Um valor em dólares para a exploração com um bônus em dinheiro fixo e um *royalty* fixo em quantidade ou valor da produção salva, removida ou vendida;

H - Oferta em dinheiro de bônus a pelo menos 12 e meio por cento fixado pelo Secretário de quantidade ou valor da produção salva, removida ou vendida, e com a suspensão dos direitos de um de volume ou valor da produção determinado pelo secretário.

Pelo exposto na norma transcrita, as licitações competitivas devem se submeter ao requerimento de uma das alíneas ali constantes, ficando facultado ao Secretário do Interior, representante do Departamento do Interior, a fim de aumentar a produção na área do *Lease*, reduzir ou eliminar quaisquer *royalties* ou lucros líquidos de participação.

Isso ocorre principalmente por que as licitações competitivas nos Estados Unidos são regidas basicamente pelo bônus oferecido no momento da licitação.

Quanto ao procedimento da licitação, a Seção 8 também estabelece que poderá ser exigido o depósito das ofertas em dinheiro numa conta que reterá referida quantia até o anúncio da decisão do Secretário do Interior. As ofertas aceitas são retiradas enquanto as ofertas que não foram aceitas são devolvidas aos seus respectivos donos. De qualquer forma, a licitação será realizada por envelope fechado.

O *Outer Continental Shelf Lands Act*¹², Seção 18, também dispõe que é função do Departamento do Interior, através de seus setores e órgãos, assegurar que o Governo dos Estados Unidos irá receber um valor de mercado razoável por cada acre disponível para o *Leasing* e que todas as atividades de petróleo atuem conservando os recursos naturais, operando em segurança e tomando todos os passos necessários para a proteção do meio ambiente.

As condições estipuladas num *Lease* padrão, realizado pelo MMS são a especificação do trecho do *Lease*, o prazo do *Lease*, que será de cinco anos ou por quanto tempo perdurar a perfuração aprovada ou a recuperação do poço, não podendo exceder dez anos, se for necessário encorajar o desenvolvimento da área em profundidades não usuais ou águas adversas. Fazem parte do *Lease* ainda, a requisição do pagamento de uma quantia ou de um valor estipulado na licitação, a transmissão do direito de explorar, desenvolver e produzir petróleo, condicionada a requerimentos de uma devida diligência e a aprovação do desenvolvimento de um plano de produção, as condições para suspensão ou cancelamento do *Lease*, uma previsão sobre os aluguéis anuais a serem pagos e o requerimento à OC para oferecer vinte por cento da produção a uma refinaria pequena ou independente.

2.12 – Período de exploração e produção de petróleo *offshore* federais

2.12.1 - Primeiro período

O prazo determinado para o primeiro período nos *Leases* de terras federais *offshore* será de cinco anos, de acordo com o Ato das Terras da Plataforma Continental Exterior.

¹² Ver anexo VII.

O Ato das Terras da Plataforma Continental Exterior, Seção 11 criou a possibilidade dos estudos geofísicos e geológicos por qualquer agência dos Estados Unidos ou pessoa autorizada pelo Secretário do Interior, desde que não atrapalhe as operações no *Lease*. Dessa forma, os *Leases* federais *offshore* compreendem essa exploração geofísica e geológica como um direito não exclusivo da OC, nos termos do modelo de licitação.

Do mesmo modo das outras agências, no primeiro período da MMS estarão incluídas todas as atividades de exploração, entretanto o MMS obriga que a OC submeta um plano de exploração ao órgão, de forma que deverá ser aprovado antes do começo de qualquer atividade de exploração na área do *Lease*. O procedimento para esse plano de exploração é exemplificado no próprio Ato, podendo este plano se submeter a um ou mais *Leases*.

O Secretário do Interior deverá requerer eventuais modificações no plano. O referido plano deverá ser aprovado em até 30 dias após sua submissão, ou negado, no caso de não estar em conformidade com as estipulações legais. Simultaneamente a esse plano de exploração, o Secretário do Interior, estabelece um estudo sobre o impacto no meio ambiente.

Sancionado o plano de exploração, a OC poderá iniciar o processo de exploração da área em *Lease*, entretanto, para realizar a perfuração será necessário requerer o *Application for Permit to Drill* – Pedido de Autorização para Perfuração - (APD) junto ao MMS, que será adquirida em conformidade com: impactos ambientais, planos de perfuração e detalhes técnicos sobre a realização da atividade.

É nesse primeiro período também que se devem obter todas as licenças ambientais para a produção, devendo todas elas ser submetidas em conjunto com o plano de exploração e com o APD para a sua aceitação.

Desta forma, o primeiro período irá se estender pelo prazo de cinco anos, e a OC deverá iniciar até o fim desse prazo as explorações e operações de perfuração, quando então estará submetida à extensão do segundo período, mesmo que não se contemple a produção.

2.12.2 - Segundo período

O segundo período nos *Leases offshore* federais será cabível sempre que ao término dos cinco anos do primeiro período estiverem sendo executadas na área do *Lease* operações de produção ou operações de perfuração.

O MMS equiparou a perfuração como uma extensão da produção, principalmente porque o processo de perfuração implica um plano de exploração e o APD, o que aumenta sua complexidade se comparar com os outros modelos.

O segundo período irá então abranger basicamente as atividades de perfuração ou mesmo o início da produção. Ocorre que para se efetuar qualquer atividade relacionada ao desenvolvimento ou produção de petróleo, a OC, atendendo à disposição da Seção 25 do Ato das Terras da Plataforma Continental Exterior, deverá emitir um plano de desenvolvimento e produção.

Existem duas formas para esse plano:

- (i) *Development and Production Plan* – Plano de produção e Desenvolvimento, para todas as áreas, exceto o Oeste do Golfo do México; e
- (ii) *Development Operations Coordination Document* – Documento de Coordenação de Desenvolvimento de Operações - nas áreas do Oeste do Golfo do México.

Ambos os instrumentos possuem os mesmos requerimentos e conteúdo, adequando o seu nome apenas para as regiões a que estão destinados.

De acordo com *Code of Federal Regulations* – Código de Regulamentos Federais, os itens que deverão constar desses planos de desenvolvimento e produção são: descrição, objetivos e cronograma, que incluem, por exemplo, os planos de perfuração e a instalação e operação das unidades de produção; localização; unidade de perfuração; unidades de produção; taxa de serviços; além das informações de estudos geofísicos e geológicos, APD e as licenças ambientais, junto com o EIS e informações administrativas.

Por fim, a duração do segundo período se estenderá enquanto for possível a produção, independentemente de sua rentabilidade, uma vez que o Ato das Terras da Plataforma Continental Externa não faz qualquer ressalva sobre a produção de quantidades rentáveis.

2.13 - Controles e Limites para Comercialização

Os controles e limites à exportação são matérias de exclusiva competência federal e por isso não podem ser regulados pelos Estados.

Todos os atos do Governo Federal devem ser tomados em consonância com o posicionamento determinado por sua política energética, que visa o aproveitamento dos recursos naturais, o não desperdício e a garantia de preços justos de mercado nos

Estados Unidos. Para tanto, algumas limitações foram impostas para a comercialização do petróleo prospectado. Assim, o controle para comercialização nos Estados Unidos se dá por meio de restrição à exportação ou mediante a compra direta pelo Governo Federal do petróleo produzido.

2.14 - Evolução da produção e das reservas *offshore* – Estados Unidos

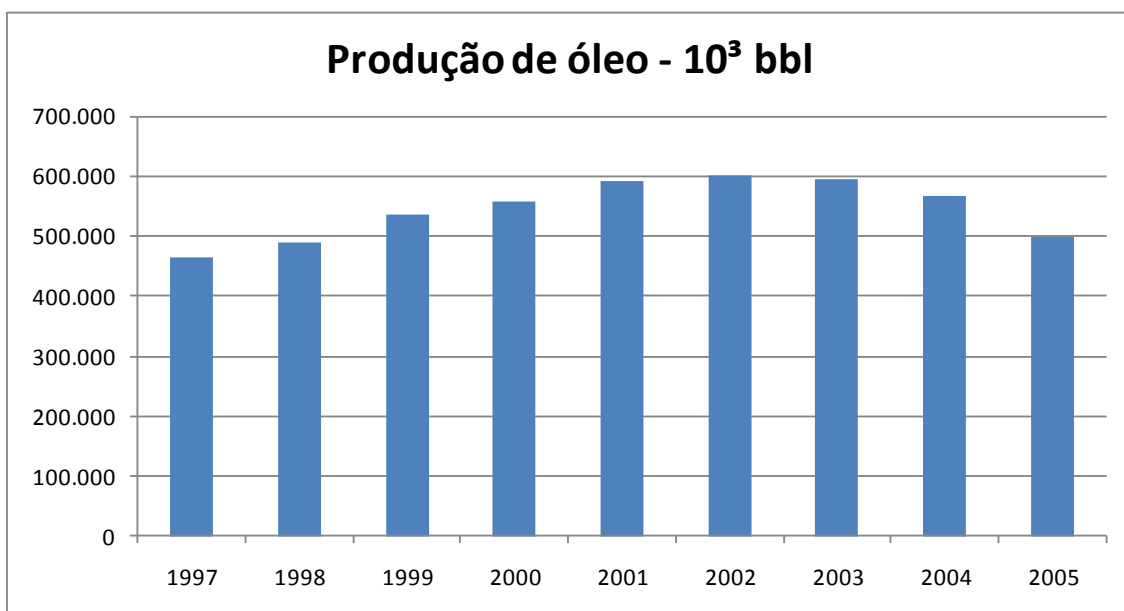


Gráfico 2.14 - Produção de óleo em milhares de barris, 1997-2005. (autores baseado em DOI, 2010)

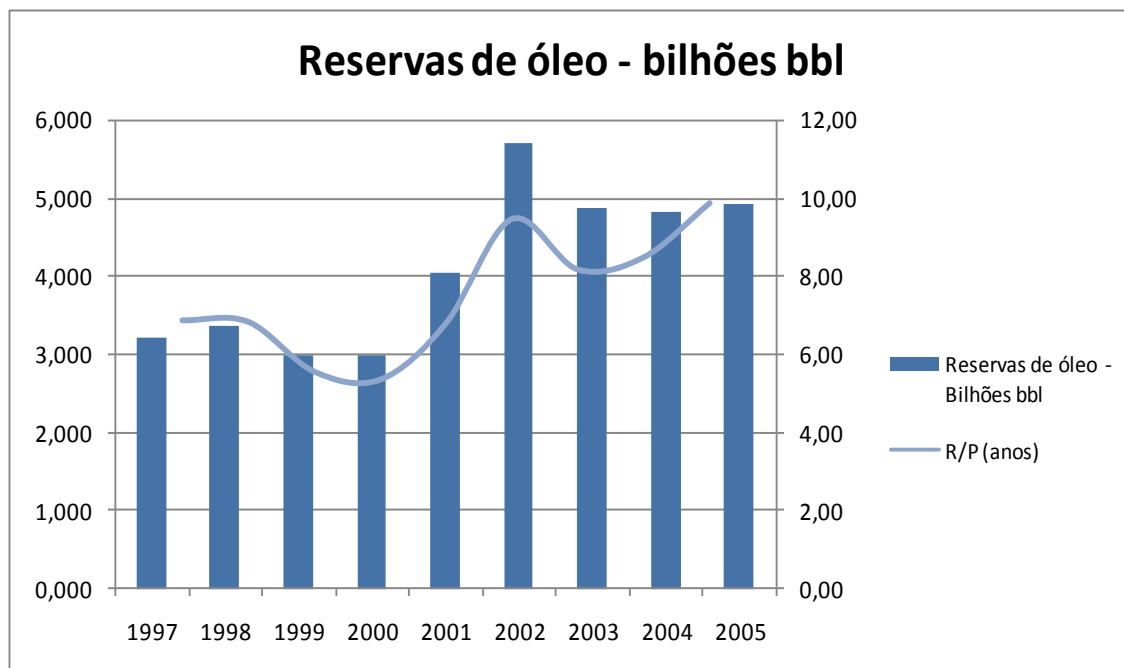


Gráfico 2.15 - Reservas provadas de óleo em bilhões de barris, 1997-2005.(autores baseado em DOI, 2010)

A indústria petrolífera americana possui histórico de exploração e produção de petróleo e gás natural mais antigo, onde atingiu o pico de produção na década de 70. A partir de então registrou declínio de sua produção, porém ainda configuram-se entre os principais produtores mundiais.



Gráfico 2.16 – Poços *offshore* em operação, 1999-2005. (autores baseado em DOI, 2010)

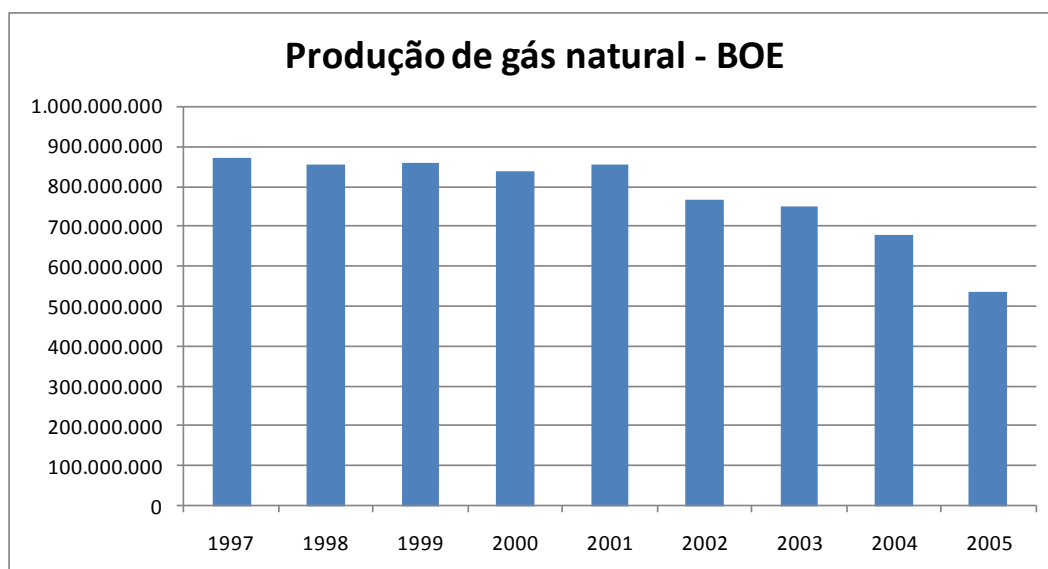


Gráfico 2.17 - Produção de gás natural em barris de óleo equivalente 1997-2005. (autores baseado em DOI, 2010)

A relação R/P de petróleo americana manteve-se no período analisado entre 2 e 10, onde o declínio de reservas em volume é acompanhado por um declínio de produção, com uma certa tendência de crescimento nos últimos anos pelo fato de a fronteira *offshore* no OCS localizado na região do Golfo do México parece ser a região mais promissora em termos de aumento de reservas recuperáveis de petróleo do país nos próximos anos (CADWELL *et al*, 2008, p. 172-3).

Mesmo diante de uma indústria petrolífera madura o esforço exploratório nas bacias *offshore* continua levando a uma agressiva busca por novas reservas e aumento de produção.

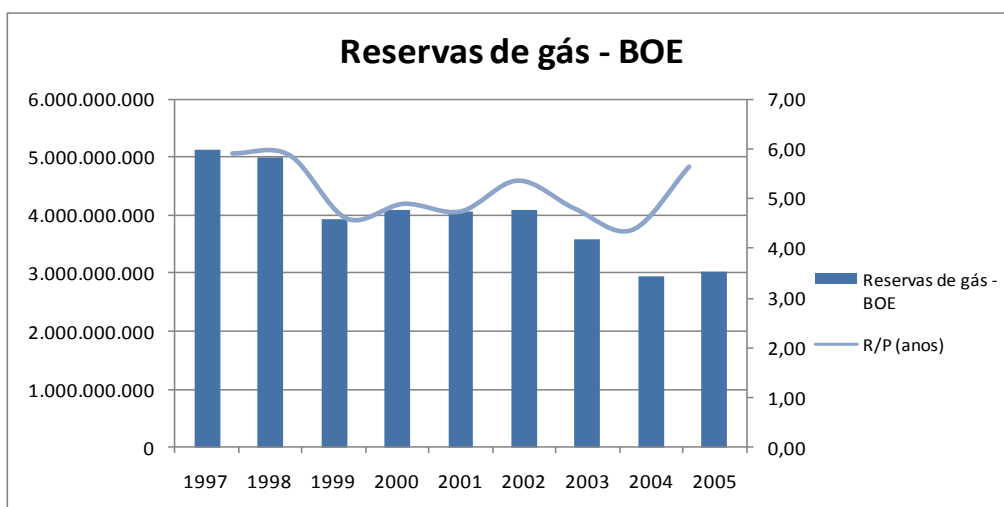


Gráfico 2.18 - Reservas provadas de gás natural em barris de óleo equivalente 1997-2005. (autores baseado em DOI , 2010)

Quanto às reservas de gás natural norte-americanas *offshore* OCS, pode-se observar um patamar suficiente para manter a produção por cerca de 6 anos, o que mostra a importância vital da reposição dessas reservas através de grande esforço exploratório.

2.15 - Evolução das arrecadações Governamentais

Os *royalties* nos Estados Unidos são determinados para cada projeto específico obedecendo apenas a proporção mínima de 1/6 do valor da produção nas áreas *offshore*, tendo atingido a marca de 5 bilhões de dólares em 2001.

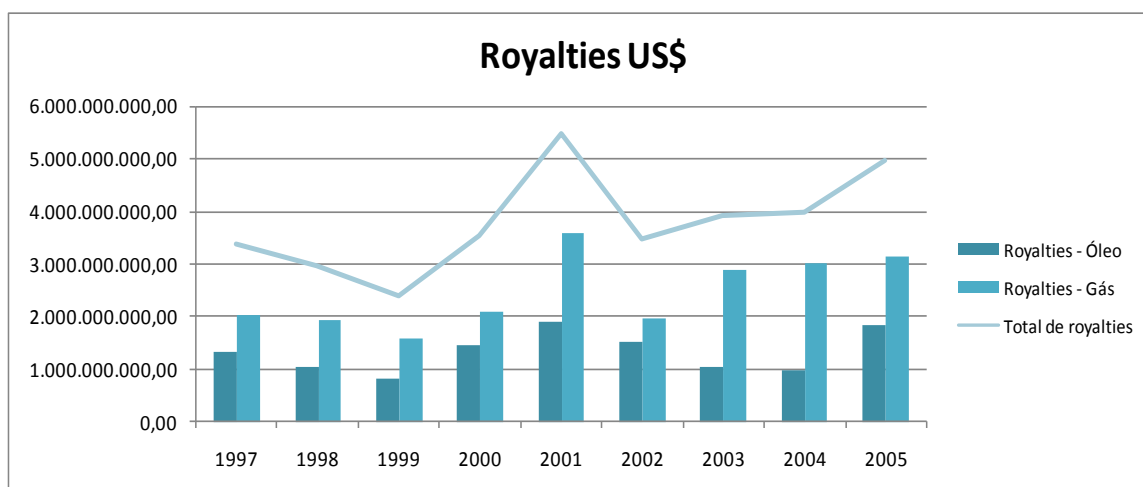


Gráfico 2.19 - Evolução dos Royalties de Óleo e Gás Natural em US\$, 1997-2005. (autor baseado em dados do DOI, 2008)

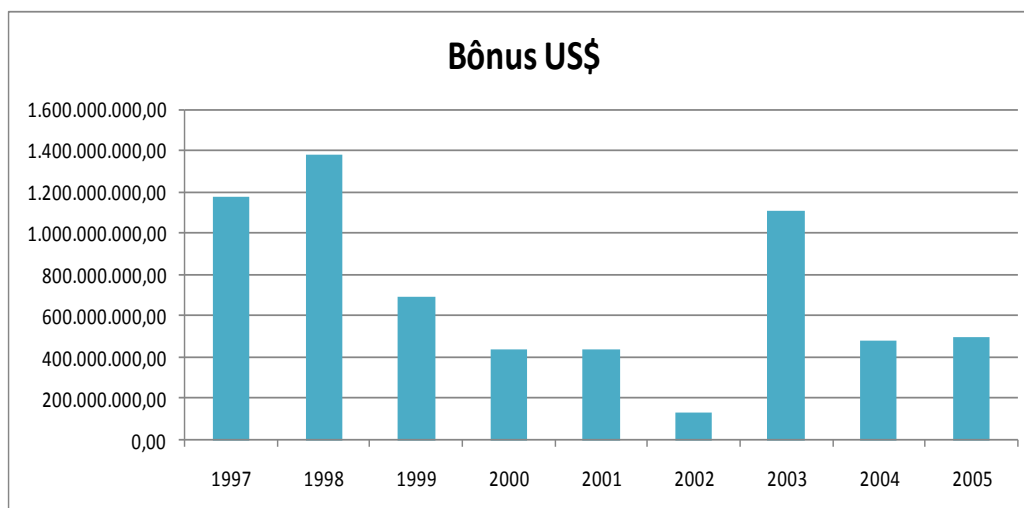


Gráfico 2.20 - Bônus de assinatura em US\$, 1997-2005. (autores baseados em dados do DOI, 2008)

Nos Estados Unidos, o bônus de assinatura oscila ao longo dos anos, uma vez que também representam as ofertas nos leilões de licitação. Diferentemente do Brasil, onde o bônus de assinatura tem maior peso nos lances dos leilões, nos Estados Unidos não existe relação direta entre o bônus de assinatura e a avaliação do mercado dos lotes participantes do leilão.

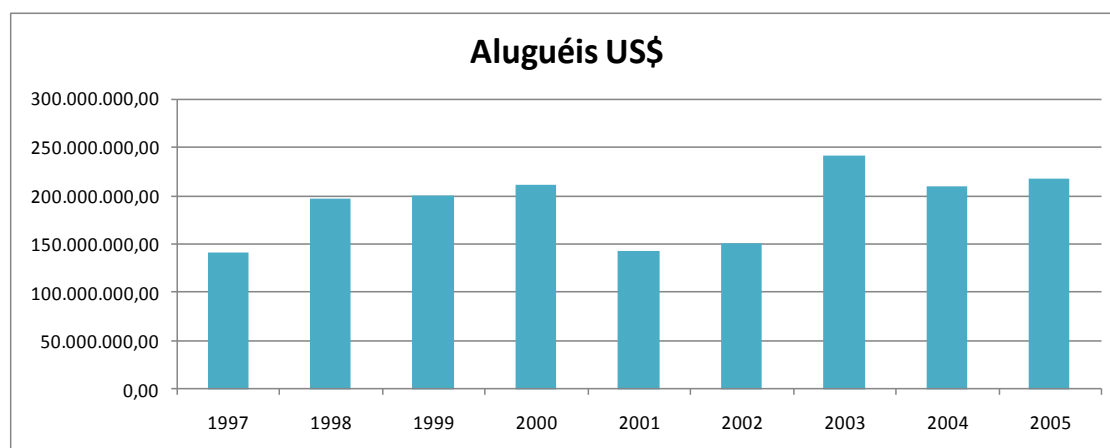


Gráfico 2.21 - Valores dos pagamentos dos aluguéis em US\$, equivalente no Brasil ao pagamento por retenção de área, 1997-2005. (autores baseados em dados do DOI, 2008)

No que se refere a aluguéis nos EUA, vemos valores localizados entre 150 e 200 milhões de dólares. O ano de maior pagamento de aluguel foi 2003, com valor perto de 250 milhões de dólares.

A partir de dados do Departamento do Interior, pode-se afirmar que o valor dos aluguéis representa pouco mais de 8% dos valores arrecadados pelo governo americano.

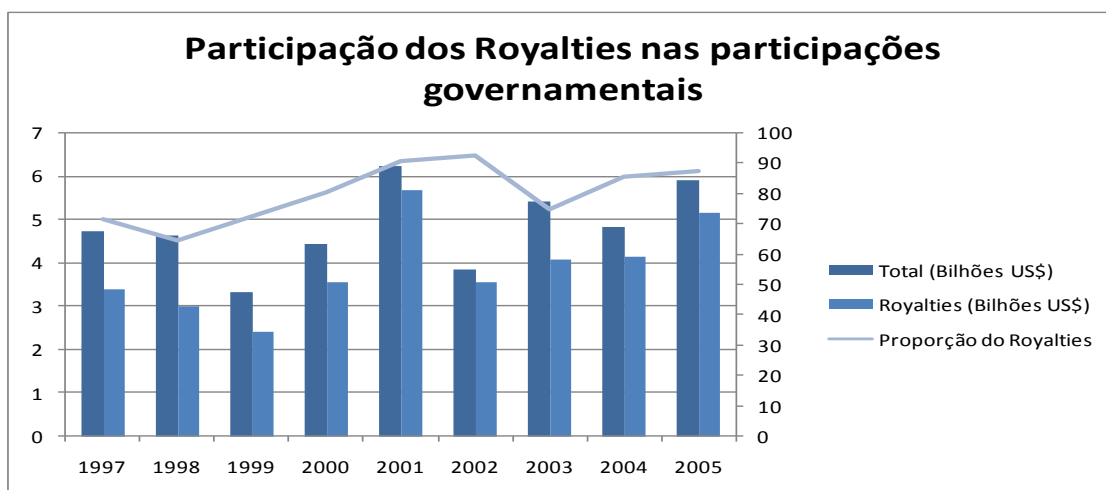


Gráfico 2.22 – Participação dos Royalties no total das arrecadações governamentais em bilhões de US\$, 1997-2005. (autores baseados em dados do DOI, 2008).

Os *royalties* são a principal forma de arrecadação sobre a produção de petróleo do governo, representando quase 90% do total arrecadado.

2.16 - CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Deste modo, dentro do período analisado neste trabalho, destacam-se os diferentes estágios em que se situam as indústrias petrolíferas, brasileira e americana. Contudo é importante destacar a eficiência do modelo regulatório em ambos os casos. No cenário brasileiro isto pode ser observado a partir do aumento dos patamares de reservas provadas, produção de óleo e gás e receitas governamentais.

Destaca-se, também, a manutenção da relação R/P em níveis elevados, sobretudo pelo incremento de reservas, já que apresentou aumentos expressivos de produção, superando mesmo a produção de óleo norte americana *offshore* em 2005.

Com relação às participações governamentais, conforme exposto nos gráficos 2.9 ao 2.12, a abertura do setor petrolífero brasileiro mostrou aumento considerável das receitas petrolíferas. São visíveis os incrementos nos pagamentos de *royalties* e de participação especial. Em 2003 os *royalties* tiveram um aumento de 38% e as participações especiais um aumento de 101% em relação ao ano anterior. Em 2004, a arrecadação cresceu 10% em relação a 2003, e foram pagos nestas duas rubricas R\$ 10,3 bilhões. A arrecadação total também sofreu aumentos relevantes, atingindo um montante superior a R\$ 14 bilhões em 2005, reiterando assim, que o regime de concessões mostrou-se adequado para o desenvolvimento do segmento de petróleo e gás no Brasil.

É importante atentar também os resultados da indústria dos Estados Unidos, pois mostra a atuação do marco regulatório em um cenário de indústria madura com longa tradição exploratória, demonstrando que este sistema poderá ter longa aplicação no Brasil mesmo com a maturação de nossas reservas.

Outro fator relevante diz respeito às características particulares encontradas quando comparamos as legislações desses dois países que mesmo ao utilizarem o mesmo modelo de regulação guardam diferenças bastante visíveis. No caso norte americano, ao não assegurar para a União a propriedade exclusiva dos recursos minerais, especificamente em ambiente *onshore*, torna-se real a figura do proprietário particular desses recursos, porém o governo através da sua tributação participa ativamente dos ganhos da produção de hidrocarbonetos. Não ocorre prejuízo também na regulação ou outras exigências previstas no que concerne ao meio ambiente, limites de comercialização ou outros.

A taxa também incorre obedecendo a princípios e valores bastante variáveis entre os dois países. Os *royalties* no Brasil obedecem a uma porcentagem máxima de 10% sobre o valor da produção e não podem ser pagos in natura como nos Estados Unidos, sendo que a legislação americana prevê em áreas *offshore* o pagamento de *royalties* equivalentes a 1/6 do valor da produção. Outro fator de destaque é a grande flexibilidade de composição das ofertas no modelo licitatório norte americano como descrito nas alíneas da seção 8 do *Outer Continental Shelf Leasing Act*.

Todas estas diferenças demonstram que o modelo de concessões pode ser modificado a fim de se adaptar a diferentes realidades geológicas e econômicas e atender aos objetivos próprios de cada região, país ou ambiente exploratório, seja aumento da arrecadação governamental seja estimular a exploração e produção de áreas particularmente desafiadoras.

Capítulo 3 – Contrato de Partilha em Angola

Agora que temos uma análise do regime regulatório brasileiro, como sua aplicação tem sido feita e os resultados atingidos, tendo por parâmetro a indústria petrolífera *offshore* norte americana, voltaremos nossas atenções para o sistema regulatório utilizado em outro país produtor e que se apresenta como alternativa diante das atuais discussões suscitadas pelas reservas do pré-sal.

Neste capítulo teremos uma visão mais apurada do sistema de partilha através da análise de suas principais características e objetivos, evidenciando no decorrer do texto as principais diferenças com relação ao modelo de concessões.

Para que esta análise possa tomar contornos mais definidos será apresentado o regime regulatório da República da Angola, predominantemente de partilha de produção, de modo a servir, no capítulo 4, para as análises do modelo de partilha proposto para o caso brasileiro e que atualmente tramita no Congresso Nacional.

3.1 - Características do Modelo de Partilha

O Contrato de Partilha de Produção (PSC na sigla em inglês – *Production Sharing Contract*) foi desenvolvido na Indonésia no início da década de 1960, como alternativa ao antigo modelo de concessão. O modelo da Indonésia é ainda hoje utilizado como modelo ou referência por diversos países produtores, com destaque países asiáticos e africanos entre os quais Angola, China e Egito (BNDES, 2009). A característica marcante dos PSC's se expressa na propriedade dos hidrocarbonetos produzidos.

Considerando a preocupação dos países produtores em garantir sua soberania sobre os recursos minerais, especialmente a partir da segunda guerra mundial, todas as nações, com exceção dos Estados Unidos da América, passaram a assegurar expressamente, em suas respectivas legislações, a propriedade das reservas antes de sua extração. Portanto, independentemente do regime ou do país (ressalvada a situação da exploração *onshore* nos EUA), os hidrocarbonetos, antes de sua extração, são de propriedade do Estado hospedeiro.

No sistema de partilha de produção, os países produtores transferem às OC's – *Oil Companies* ou Companhias Petrolíferas - tão somente o direito exclusivo de conduzir as atividades de exploração e produção dos minerais do subsolo, sem, no

entanto, transferir às OC's quaisquer direitos de propriedade sobre o subsolo. Os hidrocarbonetos produzidos permanecem, portanto, de propriedade do Estado hospedeiro (ou da NOC, *National Oil Company* – Companhia Petrolífera Nacional, conforme o caso) que contrata a OC para efetuar a exploração dos hidrocarbonetos por sua conta e risco. No caso de viabilidade comercial da descoberta realizada pela OC, o Estado, como proprietário dos hidrocarbonetos produzidos, deverá ressarcir a OC pelos seus custos na exploração das reservas e partilhar entre o próprio Estado (ou a NOC) e a OC, o petróleo restante conforme proporções previamente acordadas no instrumento contratual.

Um dos principais objetivos dos PSC's é atrair empresas multinacionais do setor de óleo e gás interessadas em arriscar capital e utilizar-se da *expertise* tecnológica destas para desenvolver as reservas do Estado hospedeiro.

Na maioria dos países que utilizam o regime de PSC, a NOC figura como parceira nos empreendimentos, compartilhando também a gestão das atividades de E&P, com vistas a adquirir conhecimento (*know-how*) da OC, de modo que a exploração destas reservas possa eventualmente lhe ser transferida. Portanto, é notório que a eventual adoção deste sistema é de crucial importância, principalmente para aqueles países que não possuem o desenvolvimento tecnológico necessário para a exploração de suas reservas devido às dificuldades impostas pelo ambiente operacional.

Desta forma, a OC explora a área a seu próprio risco e custo e recebe parte dos hidrocarbonetos produzidos como compensação pelo risco. Assim, caso os hidrocarbonetos não sejam encontrados ou as reservas não sejam comercializáveis, o contrato termina sem qualquer direito à OC de recuperar seus custos.

A contrapartida para a OC ocorre apenas em caso de sucesso das operações, possibilitando a recuperação dos custos incorridos e investimentos, realizados nas fases de exploração e desenvolvimento, através do recebimento de uma porcentagem fixa da produção, normalmente denominada “petróleo de custo” (*cost oil*). O petróleo remanescente, denominado “petróleo de lucro” (*profit oil*), corresponde à parcela da produção que será partilhada entre o país produtor e a OC, de acordo com os termos previamente estabelecidos no PSC. Esta partilha do resultado - da produção - dos trabalhos realizados pela OC é que dá nome ao contrato.

O Estado pode, diretamente ou por meio de uma NOC, participar da administração do negócio ou participar ativamente nas atividades de E&P.

Não obstante a questão de a quem pertence o petróleo, a introdução dos PSC's, em comparação com as concessões clássicas, gerou uma grande mudança, garantindo maiores receitas aos Estados, e maior participação no controle da produção de hidrocarbonetos.

Considerando a enorme importância estratégica da exploração e produção de óleo e gás para os países produtores, assumir um papel ativo na condução das atividades petrolíferas tornou-se uma importante arma política e econômica. Com esta nova ferramenta, muitos países produtores puderam desenvolver outros setores em suas economias e novas políticas públicas.

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

Por fim, o PSC pode ser visto como um contrato de características puramente associativas, onde a OC não presta um serviço ao Estado mas, sim, se associa a ele com o objetivo comum de produzir e partilhar o petróleo extraído, já que no PSC, a OC detém a responsabilidade sobre as operações, o que não seria plausível caso ela figurasse como mera prestadora de serviços, além de poder computar as reservas em suas demonstrações financeiras conforme explicado anteriormente.

3.2 - República de Angola

O início da exploração e produção de petróleo em Angola data de 1910, porém a perfuração do primeiro poço ocorreu apenas em 1915. As primeiras reservas comerciais de Angola foram descobertas na região de Cabinda, na década de 1950. A primeira empresa a receber concessões de E&P na região foi a CABGOC (*Cabinda Gulf Oil Company*), atualmente subsidiária da Chevron.

Após quase seis décadas, em 1973, o petróleo se tornou o principal produto de exportação angolano, com uma produção em torno de 100.000 (cem mil) barris de petróleo por dia, provenientes da Bacia de Cabinda (*offshore*) e das Bacias do Kwanza e do Congo (*onshore*). Neste mesmo ano o governo angolano criou a empresa estatal petrolífera, Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola – Sonangol -, responsável pela gestão e estruturação das participações governamentais no setor de exploração e produção (E&P) de petróleo em território angolano.

A exploração de hidrocarbonetos *offshore* deu-se pela obrigação de buscar alternativas em novas áreas de exploração. Esta busca foi motivada pelas dificuldades encontradas em explorar as áreas *onshore*, em virtude da guerra civil no país. Com isso, as áreas mais importantes do setor petrolífero angolano foram licitadas: num primeiro momento, em águas rasas e posteriormente, na década de 90, em águas profundas.

Houve grande sucesso exploratório destes campos *offshore*, aumentando significativamente a representatividade de Angola entre os países produtores de petróleo. Em 2008, Angola foi o quarto maior produtor de petróleo na África (atrás de Nigéria, Argélia e Líbia) e o décimo sétimo produtor mundial em 2007.

Com relação às empresas petrolíferas atuantes no mercado angolano, até o final da década de 90, destacam-se apenas duas empresas: a Sonangol e a Chevron. Com menor importância: a Total e Eni. Porém, como aumento da produção de alguns blocos, além da operação mais recente de outros, outras companhias petrolíferas passaram a atuar de forma mais relevante em território angolano, tais como: BP, ExxonMobil e StatoilHydro.

Vale lembrar que os principais campos produtores de petróleo de Angola são de natureza *offshore*, onde diversas companhias possuem participações; contudo, somente uma delas se torna responsável pela operação do campo. Como exemplo pode-se citar o Bloco 15, operado pela ExxonMobil com participação de outras empresas: Sonangol, BP, Eni e StatoilHydro.

No que diz respeito à propriedade dos hidrocarbonetos encontrados em território angolano, o Art. 12º da Lei Constitucional, promulgada em 1975, mesmo ano da independência de Angola, especifica a titularidade dos hidrocarbonetos explorados:

“1. Todos os recursos naturais existentes no solo e no subsolo, nas águas interiores, no mar territorial, na plataforma continental e na zona econômica exclusiva,

são propriedade do Estado que determina as condições do seu aproveitamento, utilização e exploração.”

Contudo, os princípios fundamentais que passaram a reger a exploração do potencial petrolífero do país no período pós-independência foram estabelecidos três anos depois pela Lei nº 13, de 26 de agosto de 1978. Esta Lei estabelecia que todos os direitos existentes com relação à exploração petrolífera em Angola seriam cancelados e transferidos para a Sonangol. Assim, qualquer companhia petrolífera que desejasse explorar petróleo nesse país teria que se associar a Sonangol.

Devido a fatores, como o natural desenvolvimento do setor petrolífero angolano, aliado à experiência nacional obtida ao longo dos anos, o governo de Angola decidiu revisar e adaptar a Lei nº 13, visando atingir de maneira mais eficaz os interesses nacionais.

Desta forma, foi promulgada a Lei nº 10, de 12 de novembro de 2004, que ratificou o princípio fundamental da propriedade estatal sobre os recursos petrolíferos, já consagrado na Constituição angolana e na Lei Geral das Atividades Petrolíferas. Também, ratificou a obrigatoriedade associativa com a Sonangol no âmbito de suas concessões petrolíferas, e reproduziu, ainda, alguns outros princípios constantes da Lei Geral das Atividades Petrolíferas.

No entanto, o modo como as empresas petrolíferas irão associar-se com a Sonangol é que irá determinar o tipo de modelo existente: *Joint Venture* (societária e contratual), PSC e *Risk Production Agreement*, como observado no Art. 14 da Lei 10/04.

“1. A Concessionária Nacional pode associar-se com entidades nacionais ou estrangeiras de comprovada idoneidade e capacidade técnica e financeira, mediante prévia autorização do Governo”.

2. A associação pode revestir as seguintes formas:

- a) Sociedade comercial;
- b) Contrato de consórcio;
- c) Contrato de partilha de produção.

3. É permitido também à Concessionária Nacional o exercício das operações petrolíferas através de contratos de serviços com risco.”

Apesar da existência dos três regimes, o fato é que, desde a promulgação da Lei 10/04, a Sonangol somente utilizou-se do Contrato de Partilha de Produção para associar-se às companhias petrolíferas. Desse modo, ainda que previstos a *Joint Venture* e o Contrato de Serviço com Risco, Angola adota o regime-jurídico regulatório do PSC para regular e governar suas relações com outras empresas. A seguir, os agentes diretamente e indiretamente envolvidos no setor petrolífero angolano.

3.3 - Agentes Envolvidos

3.3.1 - Conselho de Ministros

O Conselho de Ministros Angolano é constituído pelo Primeiro Ministro, Ministros e Secretários de Estado e é presidido pelo Presidente da República. Possui a função de editar decretos-lei, decretos e resoluções sobre as políticas setoriais, inclusive de hidrocarbonetos.

Cabe, ao Conselho de Ministros, editar os Decretos de concessão, que outorgam áreas de concessão para a Sonangol, isoladamente ou associada a outras companhias petrolíferas. Os aspectos do Decreto de Concessão estão previstos no Artigo 48 da Lei nº 10, dentre os quais, a atribuição dos direitos de mineração à Sonangol, a área e duração da referida concessão.

3.3.2 - Ministério do Petróleo

O Ministério do Petróleo (MINPET) atua como principal regulador do setor petrolífero, onde é o responsável pela coordenação, supervisão e controle de toda a atividade petrolífera. Desta forma, o MINPET, entre outras atribuições previstas na Lei nº 10, fiscaliza as atividades petrolíferas (artigo 76), além de outorgar licenças de prospecção (artigo 33) e monitorar dados de contas, planos, medições da produção e fornecimento de petróleo cru às refinarias (artigo 71).

3.3.3 - Ministério das Finanças

O Ministério das Finanças é o órgão responsável pela cobrança de tributos, por intermédio da Direção Nacional de Impostos. Deve ser informado sempre que houver subcontratações realizadas por empresas petrolíferas e realizar uma auditoria anual em todos os livros e documentos contábeis das mesmas.

3.3.4 - Sonangol

A origem da Sonangol se deu com a nacionalização da ANGOL, Sociedade de Lubrificantes e Combustíveis, constituída em 1953, que atuava na área da comercialização e distribuição de combustíveis, lubrificantes e gases liquefeito.

A empresa foi criada através do Decreto-Lei n° 52/76, como uma empresa estatal voltada para gerir a exploração de hidrocarbonetos em Angola, tendo como único acionista o Estado. Deste modo, é designada Concessionária Nacional, sendo detentora exclusiva de direitos minerais em Angola.

Como explicado anteriormente o MINPET atua como principal agente regulador, porém a Sonangol também desempenha funções regulatórias e de políticas públicas, tendo o poder de indicar ao MINPET o operador de uma área de concessão e promover, mediante autorização do mesmo, rodadas de licitação para escolha das OC a que se associará por meio, geralmente, de PSC. Porém, em sua condição de Concessionária Nacional, a Sonangol possui obrigações perante o governo angolano, tais como: (a) cumprimento das deliberações do governo relativamente à política comercial de importações e exportações; (b) a execução dos programas de trabalho obrigatórios, nos prazos estabelecidos; (c) elaboração dos relatórios mensais, trimestrais e anuais das operações petrolíferas; (d) a realização de sondagem e ensaios apropriados de descobertas de hidrocarbonetos, de acordo com os programas aprovados, comunicando sem demora os seus resultados ao MINPET, para que se possa fazer a análise do valor das descobertas e a viabilidade da sua exploração e submeter-se a qualquer fiscalização, inspeção ou verificação que o governo realize.

A atividade de exploração e produção em Angola possibilita ao Estado vários tipos de arrecadação, que serão vistas na próxima seção.

3.4 - Remuneração do Estado

O sistema tributário para atividades petrolíferas do país é regido pela Lei 13/2004, e é aplicado a todas as empresas, nacionais ou estrangeiras, atuantes no setor petrolífero em território angolano. Seu objetivo é estabelecer a tributação incidente sobre as atividades de pesquisa, desenvolvimento, produção, armazenagem, venda, exportação, tratamento e transporte de petróleo bruto e gás natural.

Os principais organismos envolvidos na gestão das receitas petrolíferas são:

a. Ministério das Finanças (MINFIN): responsável pela política econômica e financeira, gestão orçamentária, cobrança de impostos, auditoria, verificação, e fiscalização da Sonangol (Concessionária Nacional).

b. Banco Nacional de Angola (BNA): banco depositário dos pagamentos de tributos e outros pagamentos relacionados ao petróleo, à câmara de compensação dos fluxos financeiros, à gestão da dívida externa e à moeda estrangeira.

c. Ministério do Petróleo (MINPET): responsável pela política setorial e sua fiscalização.

d. Concessionária Nacional - Sonangol - Representante do Estado no setor, como concessionária responsável pelas auditorias de custos, cobrança de um número determinado de pagamentos devidos ao Estado e participante comercial no setor.

Os principais tributos e pagamentos ao Estado provenientes da atividade petrolífera em Angola são os seguintes:

3.4.1 - Bônus

São pagamentos únicos em dinheiro, realizados por ocasião da declaração de direito de um contrato para explorar e produzir. Podem ser também cobrados pagamentos de bônus por ocasião da declaração de uma descoberta comercial ou do começo da produção. Outros bônus, recentemente introduzidos, são aqueles destinados ao fundo social. Os bônus são licitados por investidores estrangeiros potenciais e pagos à Concessionária Nacional.

3.4.2 - Imposto sobre a Produção do Petróleo (*Royalties*)

No caso de Angola, os *royalties* são chamados impostos sobre a produção e calculados como uma percentagem da produção bruta de cada uma das áreas de concessão ou de contrato. São aplicáveis apenas aos contratos de associação, ou seja, o petróleo e as outras substâncias produzidas nas operações petrolíferas, produzidas com base em PSC, não estão sujeitas a este imposto.

Sua alíquota, incidente sobre a quantidade bruta de petróleo e gás natural, geralmente é de 20%, podendo chegar a 10% em casos de zonas terrestres de difícil acesso ou determinada profundidade de água. Esta alíquota pode ser recolhida tanto em dinheiro quanto *in natura*, dependendo da opção do Estado.

Quando o valor correspondente é recolhido pelo contribuinte em dinheiro, a alíquota deve incidir sobre o valor das quantidades de petróleo produzidas e medidas à boca do poço, ou das quantidades de petróleo que poderiam ter sido produzidas, no caso de acidente ou deficiência de operação ocasionada por negligência ou falta grave do operador. Em caso de recolhimento *in natura*, cabe à Concessionária Nacional receber, dar quitação e administrar as substâncias dadas em pagamento pelo contribuinte.

No caso da venda do petróleo, a Concessionária Nacional deve entregar a receita aos cofres públicos, sujeitando-se, ainda, a inspeções do MINFIN e obrigando-se a apresentar uma prestação anual de contas pelo recebimento do produto ao Tribunal de Contas.

3.4.3 - Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

O Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP) é calculado aplicando-se uma alíquota de 65,75% sobre os lucros provenientes das áreas de concessão mais antigas, e uma alíquota de 50% sobre o lucro do petróleo oriundo das mais recentes áreas (PSC).

No caso de PSC, o *profit oil* é apurado deduzindo-se da totalidade do petróleo produzido, em cada área de desenvolvimento, o petróleo necessário à recuperação de custos dessa área (*cost oil*). A apuração dos custos fiscais é regida pela Lei 13/2004, como veremos a seguir.

3.5 - Apuração dos custos fiscais

Segundo o Art. 23 da Lei nº 13/2004, em casos de PSC valem as seguintes regras para a apuração dos custos fiscais:

- O levantamento e a livre disposição do petróleo para recuperação dos custos limitam-se, em cada exercício, a uma porcentagem máxima do total do petróleo produzido em cada área de desenvolvimento, conforme estabelecido em cada PSC;

- As despesas de pesquisa são recuperáveis a partir do saldo não utilizado do petróleo para a recuperação dos custos existentes em cada área de desenvolvimento, após a recuperação das despesas de produção, das despesas de desenvolvimento e das despesas de administração e serviços, sempre limitado ao montante máximo de petróleo para a recuperação de custos prevista no PSC.

Sendo assim, após a recuperação dos custos, a receita de produção remanescente é partilhada com a empresa produtora levando-se em conta, na divisão, a taxa de retorno

ao ano do projeto, sendo que os termos desta divisão são objeto de negociação entre a companhia petrolífera nacional e a empresa produtora. A Tabela abaixo mostra um exemplo desta divisão.

Tabela 3.1 - Divisão do Profit Oil em Angola.

(Gutman, J. 2007)

<i>Profit Sharing</i>	
Taxa Anual de Retorno (%)	Parcela da Empresa Petrolífera
0 - 15	80
15 - 25	60
25 - 30	40
>30	20

A Angola é o único grande produtor africano a utilizar o critério baseado na taxa anual de retorno.

3.6 - Recebimentos da Concessionária Nacional

Com o intuito de suprir os custos operacionais, a Concessionária Nacional pode deduzir um percentual de até 10% do montante total de *profit oil* devido nas operações petrolíferas sob a forma de comissão. Em caso dos custos operacionais serem inferiores a este máximo de 10%, o saldo remanescente deve ser transferido ao MINFIN.

Em alguns PSC's, os bônus não são tributados e devem ser entregues integralmente ao Estado. Entretanto, todas as demais receitas da Concessionária Nacional estão sujeitas à tributação.

3.7 - Contribuição para Formação dos Quadros Angolanos

São contribuições feitas à previdência social, com o objetivo de garantir a subsistência física dos cidadãos totais ou parcialmente incapacitados para trabalhar, bem como a dos seus familiares sobreviventes, caso aqueles venham a falecer. De acordo com a regulamentação, a alíquota atual é de 8% do salário, a cargo do empregador, e 3% do salário, a cargo do trabalhador.

O regime tributário da indústria petrolífera angolana também prevê outros dois tipos de taxas.

(a) O Imposto de Transações sobre o Petróleo (ITP), aplicado somente na área de concessão de Cabinda, em regime de exploração conjunta com a Sonangol, com

uma alíquota fixada em 70% incidente sobre o lucro decorrente da produção nesta província;

(b) A Taxa de Superfície, que incide sobre a área de desenvolvimento ou sobre a área de concessão, caso prevista no contrato, e corresponde a um valor de US\$ 300,00 por km².

3.8 - Processo de Escolha e Remuneração das Companhias Petrolíferas

3.8.1 - Processo de Escolha

Quanto ao processo de escolha das companhias petrolíferas, o Estado angolano pode optar tanto por licitação competitiva quanto por negociação direta, conforme prevê a lei nº 10. Observa-se, de acordo com os Artigos 44 e 47 desta lei, que a negociação direta é uma exceção à regra geral de licitar, onde a iniciativa do processo de negociação direta caberá à OC interessada, que deverá solicitar à Sonangol o início das negociações neste sentido. Esta, por sua vez, analisará a solicitação e emitirá um parecer ao MINPET que, então, emitirá decisão final sobre a possibilidade ou não, de se realizar uma negociação direta.

A regulação do processo e os procedimentos licitatórios para contratação de empresas ou grupos de empresas petrolíferas com a Sonangol ocorreram por meio do Decreto 48/06 de 1 de setembro de 2006.

Algumas características peculiares, não comumente encontradas em normas semelhantes em outros países. Observa-se, por exemplo, a possibilidade de realização de uma licitação específica para a escolha do operador, realizando-se, posteriormente, uma segunda licitação para seleção das demais OC's a se associarem e a elaboração, pelo MINPET, de uma lista de entidades angolanas prestadoras de serviços e fornecedoras de bens às operações petrolíferas que deverão, obrigatoriamente, ser consultadas pelos operadores quando da realização de licitações.

3.8.2 - Remuneração das Companhias Petrolíferas

Nos PSC's angolanos, a remuneração obtida pelas companhias petrolíferas advém do *cost oil* e *profit oil*.

Como mencionado anteriormente, Angola é o único grande produtor africano a usar em alguns de seus PSC's, a taxa de retorno como base de cálculo do *profit oil*, enquanto que os demais países calculam o *profit oil* tomando por base o volume de produção. Este sistema também é conhecido como *rate of return* – Taxa de retorno, ROR ou *R-Factor* – Fator-R.

Desta maneira, este país representa um investimento muito atrativo, em contraposição a outros países africanos, aonde os *royalties* chegam aos 20% da receita bruta e a base de cálculo do *profit oil* é baseada no volume de produção.

Isto pode ser explicado pelo fato do ROR levar em conta o impacto da lucratividade das empresas petrolíferas, derivado das oscilações do preço do petróleo, da dimensão da descoberta e dos custos de exploração e desenvolvimento. Desta forma, relacionar a partilha do *profit oil* com a taxa de retorno permite que todos esses fatores sejam devidamente incorporados no cálculo. Já os países que utilizam o sistema de divisão do *profit oil* baseado na produção acumulada, são incapazes de se adaptar a grandes variações no preço do petróleo.

Em Angola não se paga *royalty*; porém, o imposto de renda (IR) é fixado em 50%, de acordo com a Lei 13/2004 para a “Tributação das Atividades Petrolíferas”, que é aplicável a todas as empresas, nacionais ou estrangeiras, que exerçam atividades petrolíferas no território angolano.

Dado que a maioria dos elementos chave dos PSC's são negociáveis, além do fato de que determinados parâmetros como bônus, recuperação de custos, depreciação e escalas de partilha de produção podem variar de contrato para contrato, a remuneração das companhias petrolíferas, em Angola, pode variar enormemente, sendo difícil estabelecer padrões neste sentido. Portanto, deve-se fazer uma análise mais profunda em cada PSC específico firmado entre a Concessionária Nacional e uma companhia ou grupo de companhias petrolíferas para avaliar expressividade de suas remunerações.

3.9 - Etapas e Fases Contratuais

3.9.1 - Fases de Exploração e Produção sob o PSC angolano

Após a realização das pesquisas sísmicas, a Sonangol solicita ao MINPET a outorga das áreas e autorização para licitação de escolha das companhias petrolíferas. Assim, as fases contratuais serão divididas em Fase de Exploração e Fase de Produção.

O Decreto de Concessão irá conter a duração da outorga das áreas, bem como os prazos para atividades de exploração e produção.

Segundo a Lei nº 10/2004 a duração da concessão compreende o período de pesquisa, dentro do qual incluem-se as fases de pesquisa e exploração, e o período de produção, onde se encontram as fases de desenvolvimento e produção.

As companhias petrolíferas devem assumir obrigações mínimas durante a fase de exploração, previstas no modelo de PSC angolano.

Caso as referidas empresas não cumpram suas obrigações exploratórias dentro dos prazos determinados, ela automaticamente abre mão de todas as áreas do contrato ainda não transformadas em Áreas de Desenvolvimento.

Anterior ao período de produção ocorre à fase de avaliação, em que após a verificação de uma acumulação com potencial comercial, a Concessionária Nacional deve proceder à avaliação do reservatório e enviar relatório detalhado ao MINPET.

O período de produção se iniciará com a comunicação formal ao MINPET de uma descoberta comercial, onde se deve, em seguida, elaborar em conjunto entre a companhia e a Sonangol o Plano Geral de Desenvolvimento da Produção, e ser aprovado pelo MINPET. Além disso, deverão ser elaborados anualmente, os Planos Anuais de Desenvolvimento e de Produção, também sujeitos à aprovação pelo MINPET.

3.9.2 - Controles e Limites para a Comercialização

Vistos de regra, não há controle ou limites impostos a comercialização da parcela dos hidrocarbonetos a que as empresas petrolíferas têm direito, sob os PSC's firmados com a Sonangol.

A regra mais importante sobre os limites à comercialização é estipulada no artigo 78 da Lei nº 10/2004, que trata sobre a "satisfação das necessidades de consumo interno". Segundo esta regra, o Governo, mediante notificação feita com uma antecedência mínima de 90 dias, pode exigir a Sonangol e às suas empresas petrolíferas associadas, sempre que entender necessário, que seja fornecido no ponto de entrega, uma quantidade de petróleo, a partir da respectiva quota-parte da produção, destinada à satisfação das necessidades de consumo interno do Estado angolano. Esta produção requisitada deverá ser paga pelo Estado, um valor calculado de acordo com as

disposições relativas à avaliação do petróleo para efeitos fiscais, valor este que deve ser pago em moeda internacionalmente convertível, no prazo de 30 dias contados a partir do fim do mês em que ocorra o levantamento.

3.10 - Evolução da Produção e Reservas de Hidrocarbonetos e Arrecadações Governamentais

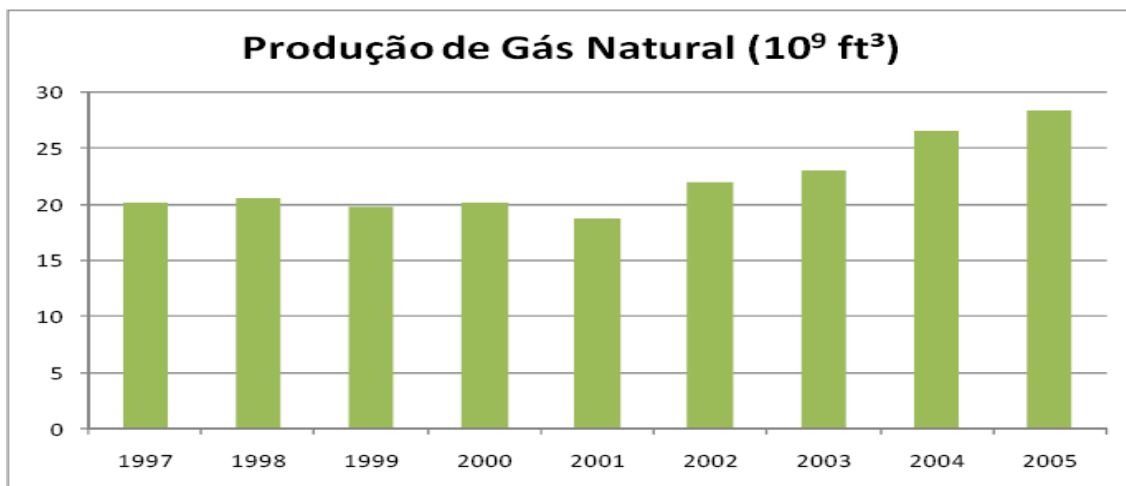


Gráfico 3.1 - Produção de Gás Natural em Bilhões de pés cúbicos (ft³), 1997-2005. (autores, baseado em EIA 2008)

A produção de gás natural em Angola aumentou aproximadamente 40% durante o período, saindo de uma produção de 20,13 bilhões de pés cúbicos em 1997 e chegando a marca de 28,25 bilhões de pés cúbicos em 2005. Fato importante em Angola é que 100% da produção de gás natural é consumida no mercado interno.

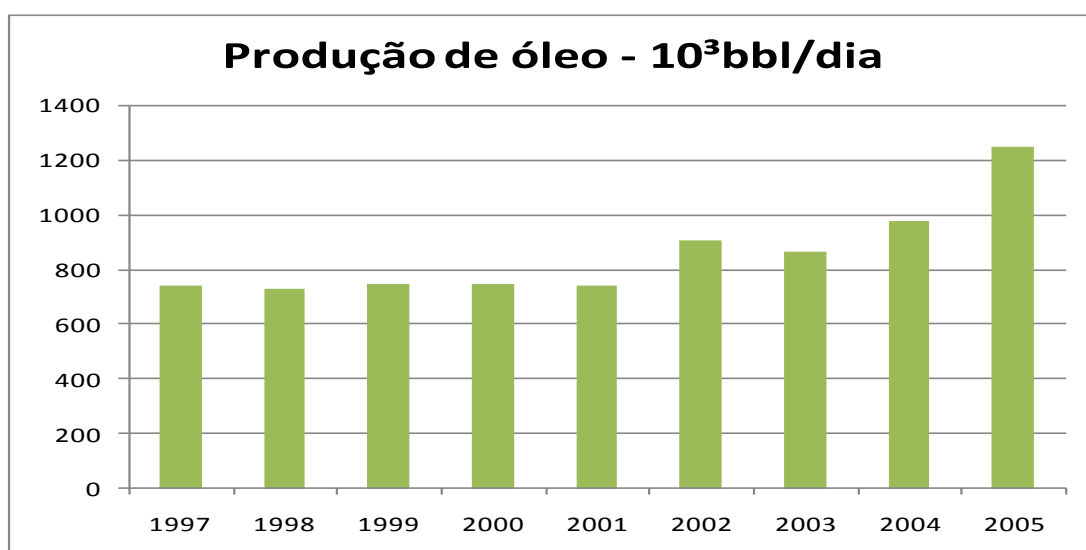


Gráfico 3.2 - Produção de Óleo em Milhares de barris/dia, 1997-2005. (autores, baseados em BP - Statistical Review of World Energy, 2008)

O aumento da produção de óleo foi bastante expressivo mostrando significativos patamares de crescimento, principalmente a partir do ano de 2002. A produção de 1997 a 2005 sofreu um aumento de mais de 75% atingindo, 1,26 bilhões de barris diários no último ano desta análise.

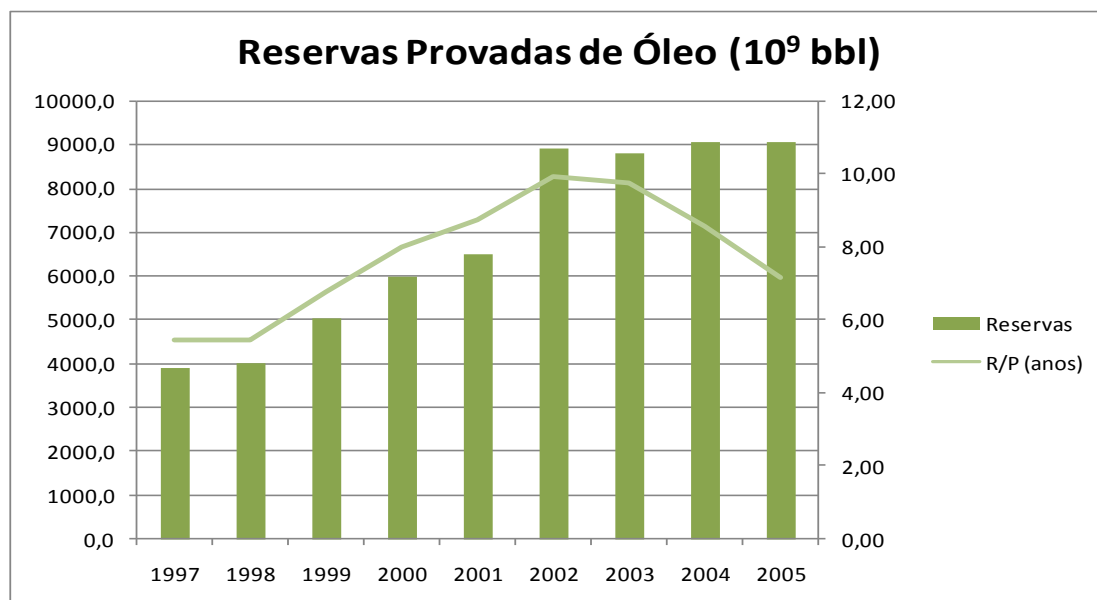


Gráfico 3.3 - Reservas Provasdas de Óleo em Bilhões de barris e Relação Reserva/Produção, 1997-2005. (autores, baseado em BP - Statistical Review of Worl Energy, 2008)

As reservas provadas de óleo sofreram expressivo aumento entre 1997 e 2002 e, desde então, se mantêm estáveis. Devido ao aumento ininterrupto da produção e manutenção das reservas no patamar de 25 bilhões de barris, a relação reserva/produção vem diminuindo continuamente. O ano de máxima da relação R/P foi 2003 com 9,93.

A reposição das reservas de gás natural não têm acompanhado o aumento da produção, o que tem levado a rápida diminuição da relação reserva/produção. A relação R/P variou de mais de 86 anos em 1997 para menos de 60 anos em 2005. Apesar na diminuição de mais 32%, a relação R/P ainda apresenta valores expressivos quando comparados a outros países.

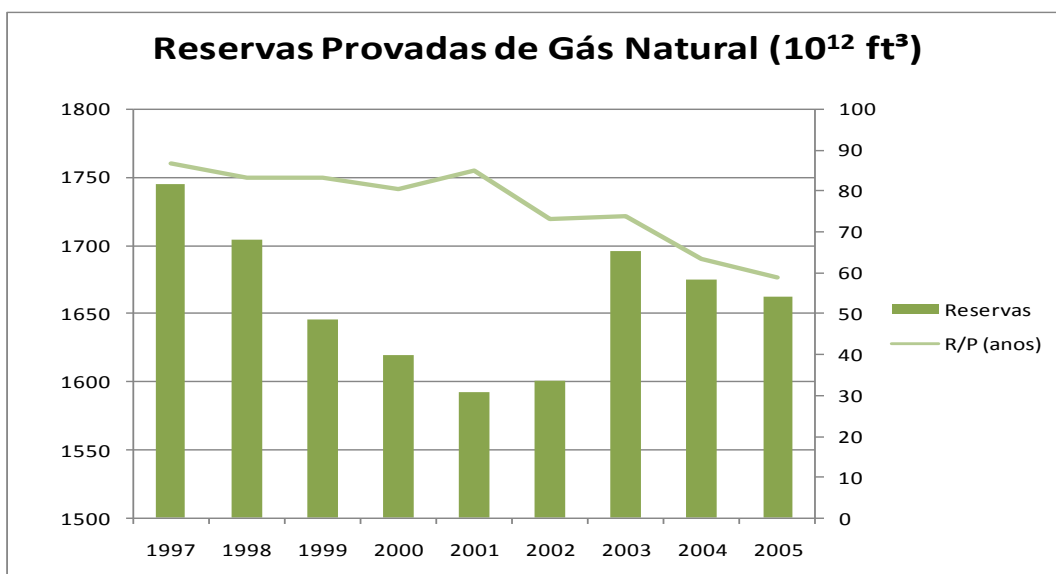


Gráfico 3.4 - Reservas Provadas de Gás Natural em Trilhões de pés cúbicos. (autores, baseado em EIA, 2008)

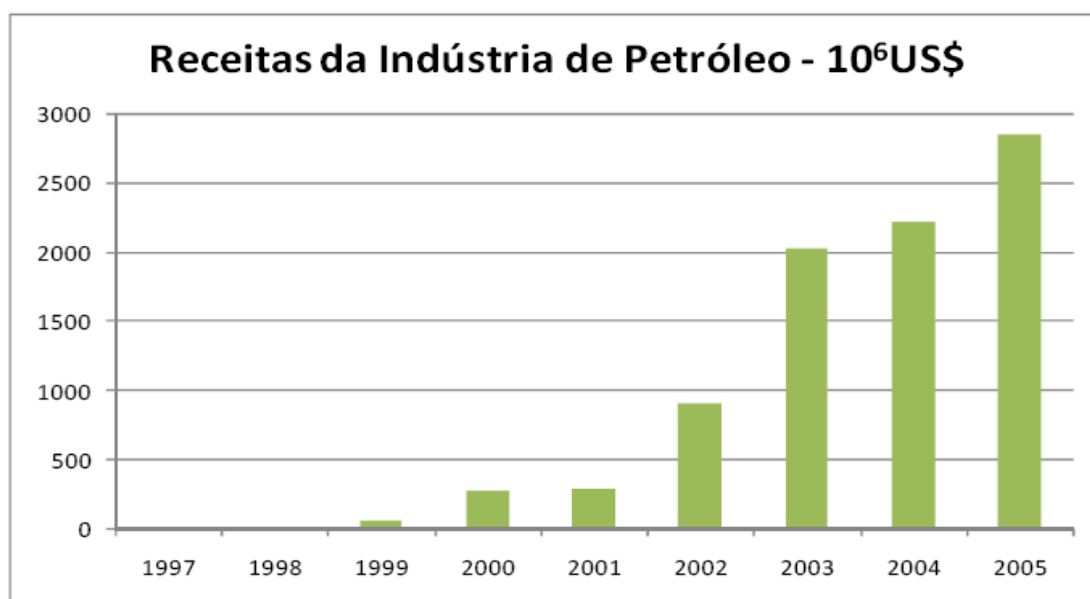


Gráfico 3.5 - Receitas da Indústria de Petróleo em Milhões US\$, 1997-2005. (autores, baseado em MINPET, 2005)

Segundo o Ministério do Petróleo, os dados econômicos angolanos apresentam discrepâncias, devido às deficiências no registro durante o período da guerra civil angolana (1976 – 1991). Com isso, os valores imediatamente após o período de guerra não se apresentam bem consolidados, no caso de arrecadações governamentais, principalmente. O dado referente à produção e reservas não tem histórico a partir dos registros das empresas atuantes no país.

Mesmo diante da dificuldade de dados anteriores a 2000, podemos notar a partir do referido ano, um aumento muito expressivo das arrecadações, seguindo o aumento da produção de hidrocarbonetos.

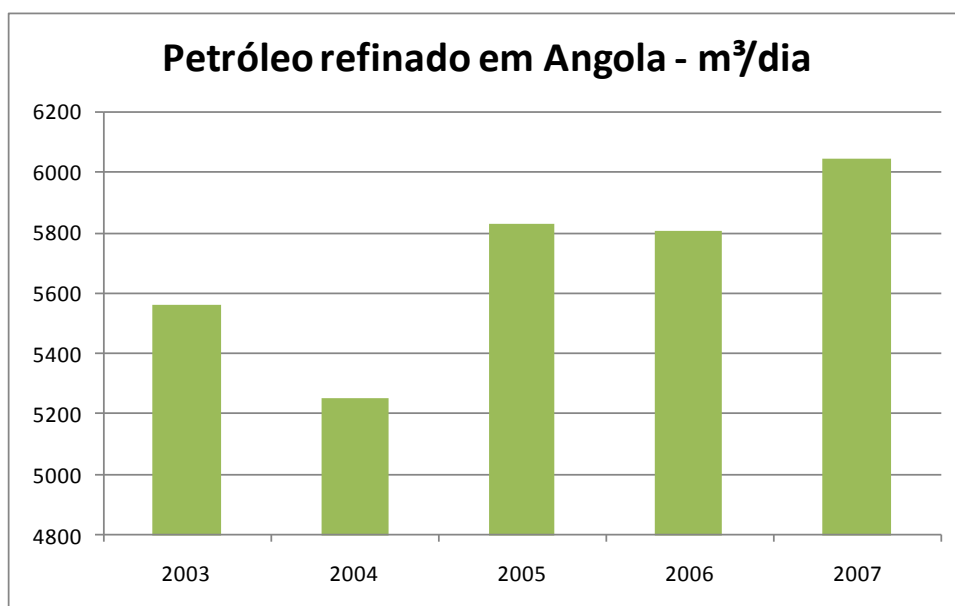


Gráfico 3.6 - Quantidade de petróleo refinado por dia, 2003-2007. (autores, baseado em MINPET, 2007)

Angola possui baixa capacidade de refino de seus hidrocarbonetos. Apesar de sua produção ser comparável à produção brasileira, sua capacidade de refino é de menos de 2% da capacidade de refino do Brasil, por exemplo.

Capítulo 4 - A proposta de modelo de partilha para o Brasil

Como foi mostrado durante o trabalho, a abertura do mercado brasileiro de petróleo em suas fases de exploração e produção, anteriormente monopólio da Petrobras mostrou-se fundamental para o aumento dos investimentos e do desenvolvimento da indústria petrolífera, fortalecendo a participação do petróleo na economia, a segurança no abastecimento. Mesmo contrariando o que se poderia pensar em um primeiro momento do monopólio, levou à valorização de mercado e da própria Petrobras.

Apesar dos expressivos resultados conseguidos pela indústria sob o modelo de concessão, a descoberta das reservas do pré-sal, abriu uma nova fronteira exploratória em águas territoriais brasileiras, mas com alto nível de incerteza sobre suas peculiaridades.

O pré-sal suscita grandes expectativas, tanto de crescimento das reservas nacionais de hidrocarbonetos quanto de elevação dos níveis de produção, podendo levar o Brasil a ocupar uma posição entre os grandes exportadores de petróleo mundiais.

Diante dessa nova realidade, uma mudança do marco regulatório passou a ser amplamente discutida e muitos foram os argumentos a favor ou contra a manutenção do marco regulatório atual.

Precisamos ter em mente que mudanças nos marcos regulatórios da indústria de petróleo são um fato bastante comum na história brasileira e que estas mudanças foram necessárias para permitir o desenvolvimento da indústria.

O avanço das técnicas de exploração e produção e o conseqüente avanço do conhecimento da geologia dos reservatórios, um melhor entendimento dos mecanismos de produção, a adoção de melhor tecnologia de perfuração permitiu atingir maiores profundidades e enfrentar condições mais severas de temperatura e pressão. A utilização de técnicas de recuperação avançada mais sofisticadas e eficientes e o papel estratégico da posse dos hidrocarbonetos pelos governos nacionais também foram fatores de aprimoramento. Todos esses fatores levaram a mudanças nas regras de concessão de áreas de exploração, remuneração dos agentes envolvidos (empresas e governos), além de estipular regras para investimentos, formação de mão-de-obra local, transferência de tecnologia e regras de comercialização visando assegurar o abastecimento interno.

Portanto, temos um cenário histórico de contínua evolução dos sistemas de regulação brasileiros, considerando o modelo de concessão pré e pós Lei 9478/97.

O sistema de concessão é o mais antigo adotado no mundo e se confunde com a história da exploração de petróleo e gás, que se iniciou no século XIX nos Estados Unidos e, no início do século passado, nos países do Oriente Médio (BNDES 2009).

Os contratos de concessão adotados nas primeiras décadas do século 20, ainda que firmados entre o Estado e as companhias petrolíferas (Oil Companies – “OC”), tinham um caráter privado e sem qualquer regulação do Estado aplicável a eles. De fato, havia poucas obrigações por parte das concessionárias, excetuando a contraprestação ao Estado pela outorga a um custo baixo.

A partir dos anos 1950, grandes mudanças jurídicas foram surgindo para estabelecer uma nova ordem de equilíbrio nas relações contratuais, com início no Oriente Médio. Neste momento, muitos países optaram por renegociar os seus contratos de concessão, especialmente no tocante aos prazos contratuais, à extensão das áreas concedidas e à forma de remuneração pela extração do petróleo, por exemplo: participação no lucro da atividade, por via de *royalties* calculados sobre o preço de mercado, pagos em espécie e não mais sobre o peso ou volume do petróleo extraído como era feito até então.

Essa mudança de postura dos Estados hospedeiros foi determinante não só para o desenvolvimento de um novo regime de concessão, oposto àquele inicialmente constituído, como permitiu o surgimento de novos regimes de exploração.

O principal elemento do modelo de concessão original em relação aos demais modelos foi a inexistência de titularidade direta do petróleo já extraído dos reservatórios por parte dos Estados concedentes, com exceção do petróleo retirado por empresas estatais.

Houve, porém, mudanças estruturais que aproximaram o modelo de concessão de outros regimes – algo sem o qual, possivelmente, não teria sobrevivido, dada a forte repercussão gerada pela não equidade sistêmica do modelo, traço marcante de seu perfil inicial.

Foi essa capacidade de adaptação e de receptividade aos dispositivos utilizados em outros regimes, que fizeram do sistema de concessão, o modelo mais adotado no mundo, com forte presença nos países desenvolvidos.

Aspecto relevante desse processo evolutivo foi a adoção de um procedimento mais competitivo de seleção das concessionárias, prevalecendo critérios objetivos de escolha.

A partir desse momento, cláusulas mais claras começaram a ser adotadas, tais como:

- Áreas de concessão menores e prazos e fases contratuais bem definidos e com horizonte temporal mais reduzido;

- Poder de intervenção do Estado concedente via fiscalização e aplicação de penalidades, inclusive o de revogar a concessão;

- Prazos para investimento de programas exploratórios;

- Apresentação de plano de desenvolvimento e devolução de áreas não utilizadas;

- Conteúdo local mínimo, gerando obrigação de contratar empresas nacionais de serviços ou de equipamentos;

- Obrigação de investir em formação profissional.

Diante desse panorama, os critérios definidos para a captação da riqueza gerada com a exploração sofreram alterações significativas (BNDES - 2009):

- Pagamento de *royalties* dos hidrocarbonetos extraídos a partir do preço de mercado;

- Aumento da carga tributária;

- Rígido controle contábil dos custos associados às atividades, inclusive no tocante às regras de *transfer pricing*.

Outra consequência da evolução do modelo de concessão foi a criação, a partir dele, dos outros modelos de regulação, entre eles o modelo de partilha de produção, apresentado agora como a principal opção de substituição do modelo brasileiro atual.

O regime de partilha de produção tem uma lógica econômica e uma estrutura de incentivos totalmente distintos do regime de concessões. Nesse regime, o Estado, através de uma empresa estatal, compartilha os riscos do empreendimento com a empresa operadora visando maximizar o valor das participações governamentais. Em geral, o regime de partilha da produção é utilizado em países com baixo nível de risco

geológico. Na ausência de risco geológico, o Estado pode compartilhar o risco de mercado com a empresa operadora e se apropriar de uma parcela maior dos resultados.

A empresa operadora é responsável pelos investimentos e terá o direito de recuperar os custos do investimento e os operacionais. A partilha da produção ocorre a partir do resultado. Desta forma, como os riscos para recuperação do investimento são pequenos, a empresa operadora aceita uma divisão dos resultados com a empresa estatal.

Assim, quando o risco geológico é baixo ou não existe, é mais interessante para o Estado utilizar o sistema de partilha da produção, permitindo reduzir o risco para as empresas e aumentar as participações governamentais.

O sistema de concessão, por sua vez, não garante às empresas operadoras a recuperação dos seus custos de investimentos e os operacionais. Desta forma, ao estabelecer as participações governamentais é necessário fixá-las em um nível que viabilize a atratividade do investimento exploratório numa área, levando-se em conta os riscos geológicos, tecnológicos e de mercado. Deste modo, o sistema de concessões embute uma precificação de um risco geológico e de mercado que é transferido às empresas petrolíferas. É de se esperar, que as empresas busquem obrigatoriamente uma divisão dos resultados mais favorável, o que diminui a participação do governo nos casos onde realmente ocorre a produção.

Caso o governo não aceite a divisão, os investimentos podem ser penalizados, pois este fator diminui significativamente a atratividade dos projetos. A penalização dos investimentos não configura uma situação aceitável diante dos objetivos primários do governo. Em outras palavras, o governo não deixa de participar dos riscos de exploração no sistema de concessão, esses riscos passam apenas a se manifestar de maneira diferente, na forma de menores bônus de assinatura. Porém, algumas questões sobre o modelo de partilha de produção devem ser expostas.

A primeira questão que se apresenta é se podemos realmente afirmar que a região do pré-sal apresenta riscos menores, o que poderia justificar segundo os argumentos apresentados, vantagens de se adotar um regime de partilha de produção.

Considera-se risco não somente a possibilidade de não encontrar petróleo, mas da viabilidade comercial do campo. Também dizem respeito à disponibilidade de equipamentos, mão-de-obra apropriada e as variações do mercado num cenário, onde

altos investimentos e longos prazos tanto de amortização do capital investido quanto de implantação dos empreendimentos podem comprometer a taxa interna de retorno e tornar os projetos pouco atraentes.

Outro fator discutido diante da possível mudança de marco regulatório diz respeito ao fato de no regime de concessão o controle da produção e do petróleo extraído pertencer à empresa que detém a concessão. No caso do regime de partilha, esse controle e essa propriedade passam a ter uma interveniência muito maior do Estado.

No modelo proposto pelo Governo, a União participará diretamente das decisões de cada projeto de exploração e terá a propriedade de parte significativa do petróleo produzido. Essa participação governamental se dará diretamente no âmbito do Comitê Operacional específico a cada projeto. Caberá a esse comitê administrar o consórcio que detém o direito de explorar cada jazida, definindo os planos de exploração e de avaliação das descobertas, declarando a viabilidade econômica de cada jazida e indicando o plano de desenvolvimento, e definindo os programas anuais de trabalho e produção, os termos de unitização, etc.

Porém devemos lembrar que os planos de produção e desenvolvimento dos campos é alvo de avaliação e aprovação por parte de órgãos governamentais em muitos países independentemente do tipo de regulação exercido em seus territórios. Neste trabalho podemos citar o caso norte americano como exemplo de controle dos planos de produção e desenvolvimento ligados à aprovação governamental através da figura do Estado.

4.1 – Características das Camadas do Pré-sal

Um das mais importantes dificuldades diz respeito à composição geológica dos terrenos que serão perfurados. O grande desafio será atingir a jazida de petróleo, já que será necessário primeiro, alcançar o leito do oceano há mais de 2 mil metros; em seguida, perfurar um tipo de rocha conhecida como pós-sal com uma espessura de cerca de mil metros (os poços atualmente explorados pela Petrobrás em alto-mar localizam-se nessa camada geológica); para chegar, então, à camada de sal, de mais de 2 mil metros de espessura, cuja formação ocorreu no período Cretáceo (entre 145 milhões e 65 milhões de anos atrás). Esta camada apresenta consistência pastosa em altas temperaturas, exigindo cuidado especial com os equipamentos de exploração.

Atravessando o sal, finalmente atinge-se a camada onde se encontram as formações que abrigam o petróleo. Conhecida como pré-sal (sua formação geológica foi anterior à camada de sal), entre 5 mil a 7 metros de profundidade. Desta forma, os equipamentos terão de ser feitos com materiais mais resistentes à corrosão e altas pressões, já que o óleo extraído vem acompanhado com altos teores de gás carbônico e gás sulfídrico, altamente danosos para os equipamentos, constituindo um desafio adicional para sua exploração. (FRISCHTAK, C, GIMENES, A, 2008).

Por outro lado, a dificuldade tecnológica envolve dutos que conectam os poços às unidades de produção na superfície. Conhecidos como risers, esses dutos precisam ser construídos para uma vida ativa de, no mínimo, 20 anos, que é o tempo de produção de uma unidade em alto-mar. Além disso, eles devem ser leves, pois seu peso é carregado pelo navio ou pela plataforma a que estiverem conectados, e, finalmente, têm de resistir à correnteza marítima e corrosão. Um problema adicional das áreas recém-descobertas é a presença de dióxido de enxofre.

As estimativas de reservas dos campos do pré-sal variam de 40 bilhões a 80 bilhões de barris. Com o barril cotado a US\$ 70, a exploração de petróleo continuou a ser um ótimo negócio.

Os equipamentos necessários para a exploração destas áreas do pré-sal possuem dimensões expressivas, onde uma única plataforma pode pesar 63 mil toneladas e custar mais de 400 milhões de dólares e os preços de locação desses equipamentos segue a trajetória da demanda.

Devido a estes motivos podem-se vislumbrar as enormes dificuldades que cercam a exploração do petróleo da camada do pré-sal e que o tempo demandado entre o início do projeto e os primeiros resultados da produção é longo e levando-se em conta os investimentos necessários por parte da indústria, a amortização desses investimentos também terá que se dar de maneira relativamente lenta.

Caso a Petrobras, assuma parte da exploração do pré-sal a empresa terá ganhado de escala, com os investimentos de pesquisa e desenvolvimento e utilização de insumos. Mas há também o lado negativo, com a concentração dos riscos, no caso de um projeto de grande porte. Outro fator a ser levado em conta é que a Petrobras precisará desenvolver todo o processo de exploração.

Devemos acreditar que boa parte do sucesso da indústria nos anos após o fim do monopólio resultou da busca conjunta de soluções para os desafios tecnológicos e da transferência de experiências e tecnologia entre as empresas.

Com a adoção da Petrobras como operadora de todos os campos, com pelo menos 30% de participação nos consórcios, ela contratará sondas, comprará materiais e empregará a mão de obra demandada para a expansão da produção. Seguindo este modelo, as outras petroleiras estarão sujeitas aos custos da Petrobras.

Diante então dos problemas existentes na proposta de lei que ora tramita no legislativo brasileiro e dos resultados até agora conseguidos pelo modelo atual que trouxe grande transparência e credibilidade à nossa indústria petrolífera podemos pensar em manter o atual modelo em prol da estabilidade das regras e confiança dos investidores sem prejuízo para as arrecadações governamentais.

Sendo assim, propomos uma mudança nas participações especiais para as áreas do pré-sal. Para tanto, adotaremos como parâmetro, as alíquotas adotadas para as áreas já licitadas. Segundo a atual legislação temos:

Art 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

Art 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

§ 1º No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Quando a lavra ocorrer em áreas de concessões situadas na plataforma continental

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

onde: RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais; VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

§ 2º No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 3º No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquot (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 4º Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

As deduções de que trata o parágrafo anterior estão na transcrição do, abaixo:

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

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

Observamos acima que o cálculo da participação especial leva em conta a receita líquida da produção (RLP) de cada campo e o volume de produção trimestral fiscalizada (VPF) de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente, ambas tomadas trimestralmente.

4.2 – Metodologia de Cálculos

Para servir de parâmetro para comparações posteriores serão calculadas as proporções das participações seguindo os valores adotados pela atual legislação. Nas atuais regras o valor da participação especial os valores utilizados na fórmula para cálculo das participações especiais mantêm-se fixos, o que pode configurar uma desvantagem em cenários de alta produção não previstos pelo modelo atual, mas que podem se tornar realidade frente às expectativas da região do pré-sal.

Sejam:

G – Porcentagem da participação especial apropriada pelo governo;

PE – Participação especial;

RLP – Receita Líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

RB – Receita Bruta trimestral de cada campo, em reais;

C – Custos (onde os custos englobam os custos de produção e os valores pagos em *royalties*)

D – Parcela a ser deduzida da receita líquida trimestral (prevista no Art 22 da Lei 9478/97, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada);

A – Alíquota (prevista no Art 22 da Lei 9478/97);

VPF – Volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

A participação especial é o produto da receita líquida da produção por uma alíquota adotada:

$$PE = RLP.A$$

A tabela 4.1 mostra os valores calculados para a participação especial de acordo com o modelo vigente. Podemos notar que o valor da participação especial é acrescido de um valor constante para os valores mais altos mantendo-se próximo de uma proporção de 37% dos lucros arrecadados quando altas produtividades são atingidas.

Tabela 4.1 - Cálculo das participações especiais - modelo atual

	Volumes(10 ³ m ³)	Coefficientes	alíquota(%)	Receita Bruta(US\$)	Royalties(US\$)	Custos(US\$)	RLP(US\$)	Participação Especial(US\$)	% de Participação Especial	Parte da operadora
Ano IV	675	450,00	10	339.660.000,00	33.966.000,00	84.915.000,00	220.779.000,00	7.359.300,00	3,333	213.419.700,00
	1125	675,00	20	566.100.000,00	56.610.000,00	141.525.000,00	367.965.000,00	29.437.200,00	8,000	338.527.800,00
	1575	900,00	30	792.540.000,00	79.254.000,00	198.135.000,00	515.151.000,00	66.233.700,00	12,857	448.917.300,00
	2025	1028,57	35	1.018.980.000,00	101.898.000,00	254.745.000,00	662.337.000,00	114.069.150,00	17,222	548.267.850,00
	2475	1181,25	40	1.245.420.000,00	124.542.000,00	311.355.000,00	809.523.000,00	169.263.900,00	20,909	640.259.100,00
	2925	1181,25	40	1.471.860.000,00	147.186.000,00	367.965.000,00	956.709.000,00	228.138.300,00	23,846	728.570.700,00
	3375	1181,25	40	1.698.300.000,00	169.830.000,00	424.575.000,00	1.103.895.000,00	287.012.700,00	26,000	816.882.300,00
	3825	1181,25	40	1.924.740.000,00	192.474.000,00	481.185.000,00	1.251.081.000,00	345.887.100,00	27,647	905.193.900,00
	4275	1181,25	40	2.151.180.000,00	215.118.000,00	537.795.000,00	1.398.267.000,00	404.761.500,00	28,947	993.505.500,00
	4725	1181,25	40	2.377.620.000,00	237.762.000,00	594.405.000,00	1.545.453.000,00	463.635.900,00	30,000	1.081.817.100,00
	5175	1181,25	40	2.604.060.000,00	260.406.000,00	651.015.000,00	1.692.639.000,00	522.510.300,00	30,870	1.170.128.700,00
	5625	1181,25	40	2.830.500.000,00	283.050.000,00	707.625.000,00	1.839.825.000,00	581.384.700,00	31,600	1.258.440.300,00
	6075	1181,25	40	3.056.940.000,00	305.694.000,00	764.235.000,00	1.987.011.000,00	640.259.100,00	32,222	1.346.751.900,00
	6525	1181,25	40	3.283.380.000,00	328.338.000,00	820.845.000,00	2.134.197.000,00	699.133.500,00	32,759	1.435.063.500,00
	6975	1181,25	40	3.509.820.000,00	350.982.000,00	877.455.000,00	2.281.383.000,00	758.007.900,00	33,226	1.523.375.100,00
	7425	1181,25	40	3.736.260.000,00	373.626.000,00	934.065.000,00	2.428.569.000,00	816.882.300,00	33,636	1.611.686.700,00
	7875	1181,25	40	3.962.700.000,00	396.270.000,00	990.675.000,00	2.575.755.000,00	875.756.700,00	34,000	1.699.998.300,00
	8325	1181,25	40	4.189.140.000,00	418.914.000,00	1.047.285.000,00	2.722.941.000,00	934.631.100,00	34,324	1.788.309.900,00
	8775	1181,25	40	4.415.580.000,00	441.558.000,00	1.103.895.000,00	2.870.127.000,00	993.505.500,00	34,615	1.876.621.500,00
	9225	1181,25	40	4.642.020.000,00	464.202.000,00	1.160.505.000,00	3.017.313.000,00	1.052.379.900,00	34,878	1.964.933.100,00
	9675	1181,25	40	4.868.460.000,00	486.846.000,00	1.217.115.000,00	3.164.499.000,00	1.111.254.300,00	35,116	2.053.244.700,00
	10125	1181,25	40	5.094.900.000,00	509.490.000,00	1.273.725.000,00	3.311.685.000,00	1.170.128.700,00	35,333	2.141.556.300,00
	10575	1181,25	40	5.321.340.000,00	532.134.000,00	1.330.335.000,00	3.458.871.000,00	1.229.003.100,00	35,532	2.229.867.900,00
	11025	1181,25	40	5.547.780.000,00	554.778.000,00	1.386.945.000,00	3.606.057.000,00	1.287.877.500,00	35,714	2.318.179.500,00
	11475	1181,25	40	5.774.220.000,00	577.422.000,00	1.443.555.000,00	3.753.243.000,00	1.346.751.900,00	35,882	2.406.491.100,00
	11925	1181,25	40	6.000.660.000,00	600.066.000,00	1.500.165.000,00	3.900.429.000,00	1.405.626.300,00	36,038	2.494.802.700,00
12375	1181,25	40	6.227.100.000,00	622.710.000,00	1.556.775.000,00	4.047.615.000,00	1.464.500.700,00	36,182	2.583.114.300,00	
12825	1181,25	40	6.453.540.000,00	645.354.000,00	1.613.385.000,00	4.194.801.000,00	1.523.375.100,00	36,316	2.671.425.900,00	
13275	1181,25	40	6.679.980.000,00	667.998.000,00	1.669.995.000,00	4.341.987.000,00	1.582.249.500,00	36,441	2.759.737.500,00	
13725	1181,25	40	6.906.420.000,00	690.642.000,00	1.726.605.000,00	4.489.173.000,00	1.641.123.900,00	36,557	2.848.049.100,00	

Agora faremos uma análise do modelo matemático adotado com o intuito de verificar a possibilidade de o governo determinar previamente a proporção de sua participação em projetos de alta produtividade através da arrecadação das participações especiais.

Importante notar que a receita líquida da produção é:

$$RLP = RB - (C + D), \text{ onde:}$$

$$D = coef. \frac{RLP}{VPF}$$

Assim, o calculo da porcentagem do governo pode ser descrita matematicamente como:

$$G = \frac{PE}{RLP} = \frac{(RLP - D)A}{RLP}$$
$$G = \left(\frac{RLP - \frac{RLP}{VPF} \cdot coef}{RLP} \right) \cdot A$$
$$G = \left(1 - \frac{coef}{VPF} \right) \cdot A$$

Isolando o coeficiente adotado no modelo temos:

$$coef = VPF \cdot \left(1 - \frac{G}{A} \right)$$

A partir da equação podemos notar que o valor do coeficiente depende apenas do volume produzido, da porcentagem arrecadada pelo governo e da alíquota adotada no modelo matemático.

Logo vemos que, após a determinação da participação do governo, os valores do coeficiente e da alíquota adotadas são as incógnitas presentes. Então esta equação possui ainda duas incógnitas e um grau de liberdade remanescente cabendo ao governo adotar uma alíquota à qual corresponderá assim, um coeficiente adequado. Portanto para que as comparações sejam mais facilmente estabelecidas manteremos como alíquotas para o próximo exemplo os mesmo valores anteriores, isto é, na coluna das alíquotas os valores não sofrerão alteração de maneira que apenas o coeficiente seja alterado seguindo as variações da variável G.

Podemos notar ainda que quando o valor de G é maior que o valor de A o coeficiente será negativo e, portanto ao invés de uma dedução do valor líquido em favor da operadora ocorrerá um acréscimo neste valor para efeito de cálculo das participações especiais com o intuito de ajustar as arrecadações às pretensões do governo.

Tabela 4.2 - Cálculo das participações especiais – nova metodologia

	Volumes(10³m³)	Coefficientes	alíquota(%)	Receita Bruta(US\$)	Royalties(US\$)	Custos(US\$)	RLP(US\$)	Participação Especial(US\$)	% de Participação Especial	Parte da operadora
	675	540,00	10	339.660.000,00	33.966.000,00	84.915.000,00	220.779.000,00	4.415.580,00	2,000	216.363.420,00
	1125	900,00	20	566.100.000,00	56.610.000,00	141.525.000,00	367.965.000,00	14.718.600,00	4,000	353.246.400,00
	1575	1260,00	30	792.540.000,00	79.254.000,00	198.135.000,00	515.151.000,00	30.909.060,00	6,000	484.241.940,00
	2025	1562,14	35	1.018.980.000,00	101.898.000,00	254.745.000,00	662.337.000,00	52.986.960,00	8,000	609.350.040,00
	2475	1856,25	40	1.245.420.000,00	124.542.000,00	311.355.000,00	809.523.000,00	80.952.300,00	10,000	728.570.700,00
	2925	2047,50	40	1.471.860.000,00	147.186.000,00	367.965.000,00	956.709.000,00	114.805.080,00	12,000	841.903.920,00
	3375	2193,75	40	1.698.300.000,00	169.830.000,00	424.575.000,00	1.103.895.000,00	154.545.300,00	14,000	949.349.700,00
	3825	2295,00	40	1.924.740.000,00	192.474.000,00	481.185.000,00	1.251.081.000,00	200.172.960,00	16,000	1.050.908.040,00
	4275	2351,25	40	2.151.180.000,00	215.118.000,00	537.795.000,00	1.398.267.000,00	251.688.060,00	18,000	1.146.578.940,00
	4725	2362,50	40	2.377.620.000,00	237.762.000,00	594.405.000,00	1.545.453.000,00	309.090.600,00	20,000	1.236.362.400,00
	5175	2328,75	40	2.604.060.000,00	260.406.000,00	651.015.000,00	1.692.639.000,00	372.380.580,00	22,000	1.320.258.420,00
	5625	2250,00	40	2.830.500.000,00	283.050.000,00	707.625.000,00	1.839.825.000,00	441.558.000,00	24,000	1.398.267.000,00
	6075	2126,25	40	3.056.940.000,00	305.694.000,00	764.235.000,00	1.987.011.000,00	516.622.860,00	26,000	1.470.388.140,00
	6525	1957,50	40	3.283.380.000,00	328.338.000,00	820.845.000,00	2.134.197.000,00	597.575.160,00	28,000	1.536.621.840,00
Ano IV	6975	1743,75	40	3.509.820.000,00	350.982.000,00	877.455.000,00	2.281.383.000,00	684.414.900,00	30,000	1.596.968.100,00
	7425	1485,00	40	3.736.260.000,00	373.626.000,00	934.065.000,00	2.428.569.000,00	777.142.080,00	32,000	1.651.426.920,00
	7875	1181,25	40	3.962.700.000,00	396.270.000,00	990.675.000,00	2.575.755.000,00	875.756.700,00	34,000	1.699.998.300,00
	8325	832,50	40	4.189.140.000,00	418.914.000,00	1.047.285.000,00	2.722.941.000,00	980.258.760,00	36,000	1.742.682.240,00
	8775	438,75	40	4.415.580.000,00	441.558.000,00	1.103.895.000,00	2.870.127.000,00	1.090.648.260,00	38,000	1.779.478.740,00
	9225	0,00	40	4.642.020.000,00	464.202.000,00	1.160.505.000,00	3.017.313.000,00	1.206.925.200,00	40,000	1.810.387.800,00
	9675	-241,87	40	4.868.460.000,00	486.846.000,00	1.217.115.000,00	3.164.499.000,00	1.297.444.590,00	41,000	1.867.054.410,00
	10125	-506,25	40	5.094.900.000,00	509.490.000,00	1.273.725.000,00	3.311.685.000,00	1.390.907.700,00	42,000	1.920.777.300,00
	10575	-793,13	40	5.321.340.000,00	532.134.000,00	1.330.335.000,00	3.458.871.000,00	1.487.314.530,00	43,000	1.971.556.470,00
	11025	-1102,50	40	5.547.780.000,00	554.778.000,00	1.386.945.000,00	3.606.057.000,00	1.586.665.080,00	44,000	2.019.391.920,00
	11475	-1434,38	40	5.774.220.000,00	577.422.000,00	1.443.555.000,00	3.753.243.000,00	1.688.959.350,00	45,000	2.064.283.650,00
	11925	-1788,75	40	6.000.660.000,00	600.066.000,00	1.500.165.000,00	3.900.429.000,00	1.794.197.340,00	46,000	2.106.231.660,00
	12375	-2165,63	40	6.227.100.000,00	622.710.000,00	1.556.775.000,00	4.047.615.000,00	1.902.379.050,00	47,000	2.145.235.950,00
	12825	-2565,00	40	6.453.540.000,00	645.354.000,00	1.613.385.000,00	4.194.801.000,00	2.013.504.480,00	48,000	2.181.296.520,00
	13275	-2986,88	40	6.679.980.000,00	667.998.000,00	1.669.995.000,00	4.341.987.000,00	2.127.573.630,00	49,000	2.214.413.370,00
	13725	-3431,25	40	6.906.420.000,00	690.642.000,00	1.726.605.000,00	4.489.173.000,00	2.244.586.500,00	50,000	2.244.586.500,00

Como exemplo do funcionamento da equação das participações especiais foram adotados os valores originais da alíquota de cálculo e adotados valores crescentes da proporção de participação do governo até um máximo de 50% a ser atingida a partir de produções iguais ou superiores a 13725000m³.

Analisando a tabela 4.2 vemos que qualquer proporção de participação do governo pode ser atingida apenas alterando valor da variável G de forma a determinar o coeficiente correspondente. Este procedimento, apesar de sua simplicidade é suficiente para mostrar que não há qualquer impedimento para atingir qualquer proporção de arrecadação sem a necessidade de adoção de um novo modelo de regulação da indústria brasileira de petróleo.

Os gráficos 4.1 e 4.2 mostram que o comportamento das arrecadações governamentais pode ser determinado a partir dos objetivos traçados pelo poder público anteriormente à execução do projeto, tornando possível assim sua descrição em contrato.

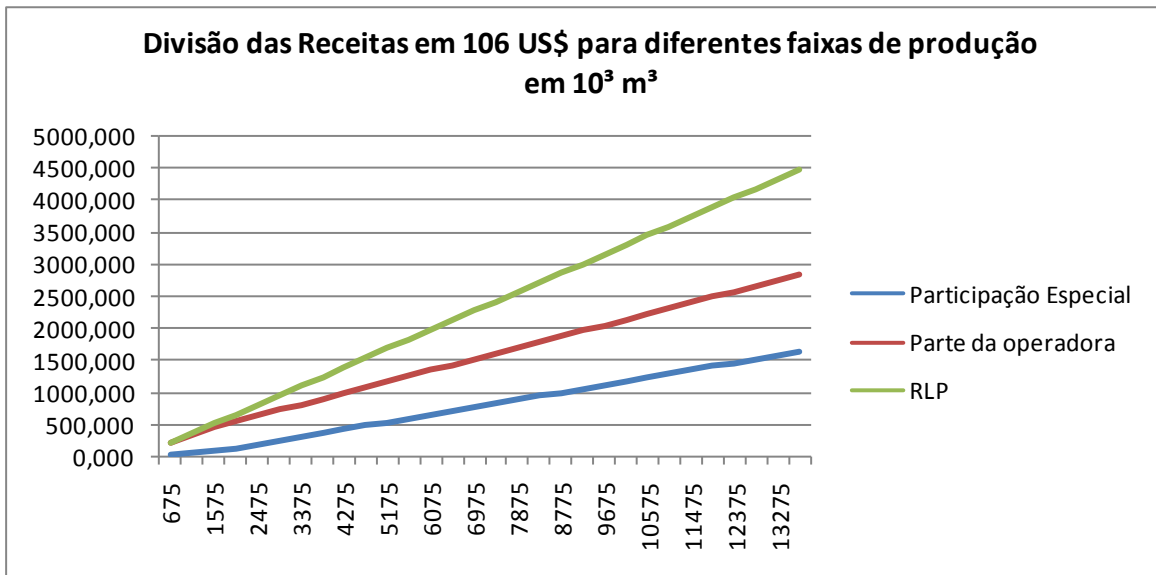


Gráfico 4.1 - Evolução das participações especiais e arrecadações da operadora utilizando os valores originais descritos na Lei 9478/97.

RLP = Recita Líquida da Produção Trimestral (Elaboração dos autores)

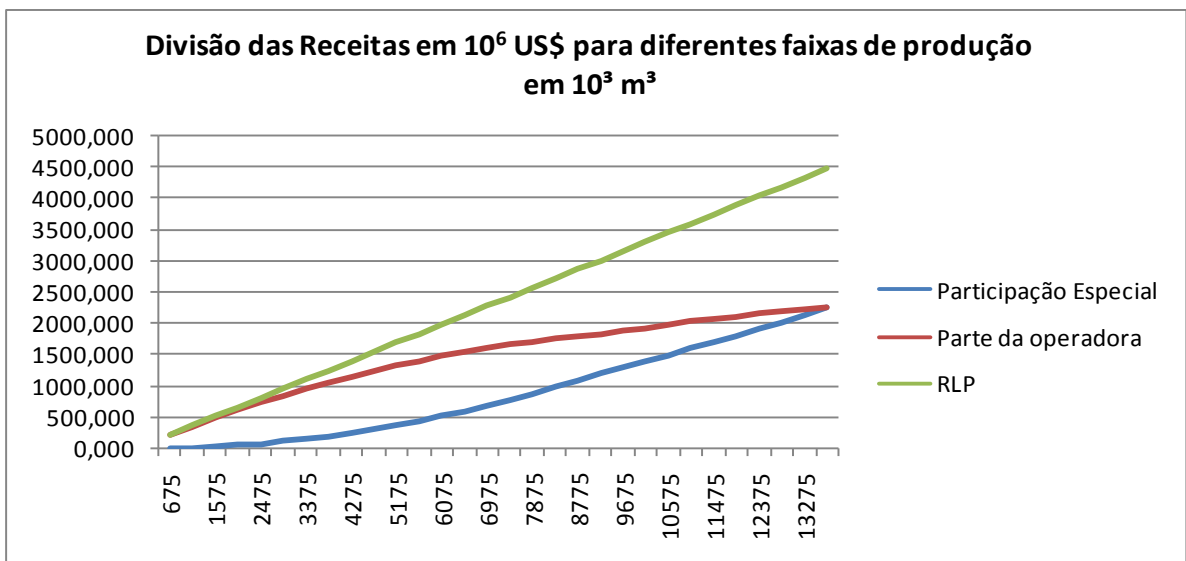


Gráfico 4.2 - Evolução das participações especiais e arrecadações da operadora utilizando as porcentagens retendidas de arrecadação.

RLP = Recita Líquida da Produção Trimestral (Elaboração dos autores)

Desta forma, observando o comportamento do gráfico 4.2, vemos que o governo poderá igualar suas arrecadações oriundas das participações especiais com as arrecadações das operadoras, apenas manipulando a variável G, ou seja, a porcentagem da participação especial apropriada pelo governo.

Capítulo 5 – Conclusão

Com a Emenda Constitucional nº 9 de 1995, o processo de abertura do mercado brasileiro relacionado às atividades petrolíferas teve início, permitindo a entrada de empresas privadas nacionais e internacionais nas atividades de exploração e produção (E&P) no país através de contratos de concessão. Antes, todos os segmentos de E&P, além do refino e produção de derivados de petróleo no Brasil foram exercidos em regime de monopólio pela Petrobrás, concedido pelo artigo 177 da Constituição Federal.

Porém, somente em agosto de 1997 se deu a concretização da quebra do monopólio com a Lei 9478 (Lei do Petróleo). Assim, outras empresas passaram a ter o direito de explorar o petróleo e gás natural no território nacional, através de contratos de concessão, adquiridos nas licitações promovidas pela ANP, criada pela mesma lei.

Nossa motivação para o estudo do regime contratual vigente no Brasil, baseado em contratos de concessão para exploração e produção de hidrocarbonetos em território nacional veio dos recentes debates e projetos de lei a respeito do marco regulatório para a área do pré-sal, mais especificamente do projeto de lei 5938/2009 que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, alterando dispositivos da Lei 9478/97.

Desta maneira, a idéia principal deste trabalho foi, a partir da análise da experiência de dois países produtores de petróleo (EUA e Angola), quanto aos seus modelos de exploração comparativamente com o modelo brasileiro, abordar a evolução no volume de reservas e produção de petróleo, além dos esforços exploratórios e arrecadações governamentais.

Dado o considerável sucesso deste modelo baseado em concessões, que apresentou bons resultados no que diz respeito à: atração de investimentos privados, nacionais e estrangeiros, desenvolvimento e produção dos campos; e obtenção de altos níveis de arrecadações governamentais, através dos Bônus de Assinatura, *Royalties*, Participações Especiais e outras taxas, observou-se que não é recomendável uma alteração do mesmo.

As reservas provadas brasileiras de petróleo, no período analisado, apresentaram expressivo crescimento, passando de 7,1 bilhões, em 1997, para 11,7 bilhões de barris em 2005 e as de gás natural passaram de 227,7 bilhões de m³ para 306,4 bilhões de m³.

Além disso, no mesmo período, a produção anual de petróleo praticamente dobrou: passou de 305,9 milhões de barris para cerca de 596,2 milhões de barris. A produção de gás natural saltou de 9,8 bilhões de m³ para 17,7 bilhões de m³. (ANP, 2010a)

Desta forma, não nos parece coerente elaborar agora um novo marco regulatório exclusivo para a área do pré-sal, sob o regime de partilha, como está sendo proposto, tendo em vista os resultados e os sucessos obtidos desde a Lei 9.478/1997 com os contratos de concessão. Portanto, entendemos que a manutenção do marco regulatório atual é fundamental para dar continuidade à construção histórica de segurança e estabilidade do mercado petrolífero brasileiro.

Assim, a fim de se aproveitar melhor os ganhos econômicos que podem ser obtidos com o desenvolvimento e a produção de campos de alto potencial, sugere-se, alternativamente à mudança do modelo via alteração da Lei nº 9.478/97, o aumento da participação governamental nos blocos com as referidas características utilizando mecanismos já existentes na legislação em vigor.

A metodologia utilizada para tanto foi alterar a forma de cálculo das participações especiais, com o intuito de verificar a possibilidade de o governo determinar previamente a proporção de sua participação em projetos de alta produtividade através da arrecadação das participações especiais, atentando sempre para a necessidade de se manter a atratividade dos projetos de forma a não diminuir os investimentos do setor privado, mas demonstrando a extraordinária flexibilidade das ferramentas aplicadas desde a abertura da indústria petrolífera nacional.

Entende-se que este procedimento é o mais indicado à maximização das rendas petrolíferas a serem apropriadas pelo governo e ao desenvolvimento da indústria brasileira de petróleo e gás natural, uma vez que não incorre em mudanças substanciais das regras. Entendemos que a preservação do modelo regulatório traz como ganho adicional importante o aumento da confiança dos investidores sempre apreensivos em relação a mercados volúveis. Desta maneira o Estado sem abrir mão da estabilidade das regras do setor pode atingir o grau de arrecadação que considera satisfatório da utilização de seus recursos finitos podendo reforçar seu compromisso com o bem estar da sociedade brasileira.

Capítulo 6 – Referências Bibliográficas

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2010a. **Rodadas de Licitações**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20/04/2010.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2010b. **Sítio das Rodadas de Licitações**. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br>>. Acesso em: 03/05/2010.

AJAJ, C., 2007, **Monopólio do Petróleo e a Emenda Constitucional N.9, de 1995**, São Paulo, Universidade Presbiteriana Mackenzie.

ALVEAL, C. A., 2001, **Evolução da Indústria Brasileira de Petróleo**, Rio de Janeiro, IE/UFRJ.

ARAGÃO, A. P., 2005, **Estimativa da contribuição do setor petróleo ao Produto Interno do Brasil: 1955/2004**. Nota Técnica ANP, n. 20. Disponível em http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_020_2005.pdf

Araújo, R.S.D.de., 2007, **Estratégia de Operadoras e Concentração do Mercado de E&P do Setor Petróleo e Gás no Brasil**, Rio de Janeiro, Brasil

BRITISH PETROLEUM - BP. **BP Statistical Review of World Energy June 2008**.

Disponível em:<http://www.bp.com/liveassets.bp_internet/globalp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review/2008/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2008.xls>. Acesso em: 28/09/2009.

ENERGY INFORMATION ASSOCIATION – EIA. **Country Energy Profiles**. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/country/index.cfm>>. Acesso em: 05/6/2010.

FRISCHTAK, C, GIMENES, A, 2008,. **A Tributação Sobre o Pré-Sal e a Constituição de um Fundo de Modernização de Infra Estrutura**, Instituto de Estudo para o Desenvolvimento Industrial.

GUTMAN, JOSÉ., 2007, **Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo**, Rio de Janeiro, Ed. Freitas Bastos.

Ministério da Casa Civil. **Projetos de Lei de 2009**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Projetos/Quadros/quadro_PL/2009.htm>. Acesso em: 14/01/2010.

Ministério da Casa Civil. **Ementa Constitucional nº 9/95**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm>. Acesso em: 05/05/2010.

Ministério de Minas e Energia - **Projetos de Lei de 2009**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe.html>. Acesso em: 14/11/2009.

Ministério dos Petróleos, 2007, **Relatório de Actividades do Sector Petrolífero, referente ao ano de 2007**, Luanda: MINPET.

Ministério dos Petróleos, 2009, **Relatório de Actividades do Sector Petrolífero, referente ao ano de 2008**, Luanda: MINPET.

U.S. Department of Interior - DOI - Dados de produção, reservas e arrecadação da indústria petrolífera dos Estados Unidos. Disponível em: <<http://www.boemre.gov/offshore/>>. Acessado em: 10/04/2009.

BNDES 2009, **Relatório I – Regimes Jurídicos Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**, São Paulo, Brasil.

Anexo I – Alterações no Art. 177 da Constituição Federal

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V – a pesquisa, lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.

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

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

II - as condições de contratação;

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

Anexo II - Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais

Qualificação Técnica

No intuito de acelerar o processo de qualificação técnica, a ANP sugere que as informações sejam concisas, claras e objetivas, e se atenham ao solicitado pela ANP. A ANP se reserva, porém, o direito de requerer as informações adicionais que julgue necessária.

As empresas deverão fornecer um sumário das informações prestadas para a qualificação técnica, atestando a veracidade, a precisão e a fidelidade das informações

fornecidas. Este resumo deverá ser firmado por Representante Credenciado da empresa e notariado. Se redigido em inglês, este documento deverá ser notariado, consularizado e traduzido por tradutor juramentado. As informações técnicas detalhadas deverão ser submetidas em português ou inglês, sem necessidade de notarização, e consularização.

Modalidades de Qualificação Técnica para Operadoras em Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais

As empresas que se submeterem ao processo de habilitação para participar da licitação de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais podem solicitar sua qualificação técnica em uma das quatro categorias como Operadora, ou como não-Operadora, de acordo com o estabelecido na seguinte tabela.

Qualificação da empresa*	Áreas Autorizadas	Patrimônio Líquido Mínimo Exigido
A	Todas	Maior ou igual a R\$ 22.000.000,00
B	Águas rasas e terra	Maior ou igual a R\$ 20.000.000,00
C	Terra	Maior ou igual a R\$ 1.000.000,00*
D	Terra***	Acima de R\$ 10.000,00

Qualificação das empresas para blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais

Nota:* Classificados pela ANP.

**** Poderão ser habilitadas como Operadoras C, empresas com patrimônio líquido superior a R\$ 350.000,00 (trezentos e cinquenta mil Reais), desde que venham a apresentar ofertas em consórcios onde o patrimônio líquido total da empresas participantes seja superior a R\$1.000.000,00 (um milhão de Reais).*** Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais**

Operadores qualificados nas categorias A., B, ou C, segundo critérios do Edital, Parte A, serão automaticamente aptos a participarem da licitação de Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais, desde que paguem a Taxa de Participação destes Blocos.

Para efeitos de enquadramento de cada empresa na Qualificação Técnica, a

Comissão Especial de Licitação (CEL) utilizará os critérios:

Qualificação como Operadora A, B ou C

Para a empresa receber qualificação A, B ou C da ANP, ela deve atender aos critérios de habilitação listados no Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão, Parte A.

Qualificação como Operadora D

A empresa que pleitear qualificação como Operadora D deve fornecer as seguintes informações:

Currículo do(s) profissional(is) contratado(s) no Brasil, com experiência relevante, comprovada, nas atividades de exploração e produção de petróleo e/ou gás natural, especificando o tipo de vínculo com a empresa, sejam eles profissionais contratados como prestadores de serviço, consultores, empregados da empresa, sócios ou acionistas, e informar o tipo de vínculo desse(s) profissional(is) com a empresa (prestação de serviços, temporário, dedicação parcial, dedicação exclusiva ou outro tipo de vínculo).

Para qualificação como Operador D, não há uma aferição de pontos, somente as exigências supracitadas a serem atendidas pela empresa.

Qualificação Financeira

A qualificação financeira das empresas interessadas em participar da Sétima Rodada de Licitações para Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais será separada em dois tipos:

Empresas requerentes para qualificação A, B e C

A qualificação financeira das empresas interessadas em participar da Sétima Rodada de Licitações, para Blocos contendo Áreas Inativas com Acumulações Marginais, e qualificadas como Operadoras A, B e C, será feita com base nas informações fornecidas a partir das condições constantes do Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão, Parte A.

Empresas requerentes para qualificação D

As empresas que desejarem se classificar como operadora D devem:

1. Comprovar um Patrimônio Líquido mínimo de R\$ 10.000,00 (dez mil reais),

bem como fornecer todas as informações adicionais que confira suporte à capacidade financeira da proponente.

2. Apresentar referências bancárias.

3. Apresentar os demonstrativos financeiros consolidados referentes aos últimos três anos, exceto para empresas recém-criadas que devem apresentar os últimos balanços, e descrever as obrigações de longo prazo, incluindo os maiores empréstimos e a identificação dos principais ativos que estão comprometidos para garantias financeiras da empresa. Os demonstrativos devem ser assinados por um auditor externo.

4. Descrever todo passivo contingente constituído por obrigações materialmente relevantes e identificáveis, não-provisionadas no Balanço Patrimonial, que possam vir a afetar as atividades futuras da empresa.

5. Apresentar informes detalhados do planejamento de médio prazo, caso estes possam alterar significativamente a situação financeira da empresa.

6. Fornecer as Garantias Financeiras e de Performance exigidas no Contrato de Concessão. Se redigidas em inglês, as Garantias de Performance deverão ser notariadas, consularizadas e traduzidas por tradutor juramentado.

Em hipótese alguma será habilitada uma empresa que apresente um patrimônio líquido inferior a R\$ 10.000 (dez mil reais).

Qualificação Jurídica

1. A empresa requerente deverá informar detalhadamente a cadeia de controle societário existente entre a matriz ou empresa controladora e a requerente, como definido na modalidade de qualificação técnica para blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais (qualificação de operadora D).

2. Para fins desta licitação deverão ser apresentados os seguintes documentos, ou seus equivalentes:

i. Apresentação dos documentos e informações requeridos na manifestação de interesse.

ii. Uma cópia notariada na íntegra, dos estatutos ou do contrato social da empresa, devidamente registrada no Registro de Comércio competente, ou equivalente, conforme o caso.

iii. Declaração expressa do Representante Credenciado da empresa a respeito de toda pendência legal ou judicial relevante, incluindo aquelas que poderão acarretar insolvência, concordata, falência, ou qualquer outro evento que possa afetar a idoneidade financeira da empresa.

iv. Para a assinatura do Contrato, é necessária a adequação do objeto social da empresa às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

3. O concorrente estrangeiro estará ainda obrigado a apresentar, além dos documentos listados acima, os seguintes documentos:

i. Comprovação de que a empresa encontra-se organizada e em regular funcionamento, de acordo com as leis do seu país.

ii. Compromisso, caso vencedora, de constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, ou indicação de empresa brasileira já constituída.

Regularidade Fiscal.

A habilitação dependerá da apresentação de certidões negativas de débito junto à Fazenda Federal (Dívida Ativa da União, Tributos e Contribuições Federais, FGTS e Previdência Social) com alternativa de comprovação de habilitação junto ao SICAF, sendo que a existência de registro da empresa como devedora constitui fato impeditivo da habilitação, salvo se o registrado comprovar que:

- Tenha ajuizado demanda com objetivo de discutir a natureza da obrigação, ou do seu valor, e oferecido garantia suficiente ao Juízo, na forma da Lei.
- Esteja suspensa a exigibilidade do crédito objeto do registro.

Anexo III – Atuação do Bureau de Assuntos Indígenas (*Bureau of Indian Affairs* – BIA)

O BIA foi criado para a proteção dos indígenas norte-americanos, atuando pelo seu bem estar, saúde e ingresso na comunidade. No que tange às atividades de petróleo, é responsável por emitir os *Leases*, quando emitidos em terras indígenas.

Nos termos do Ato de Administração e Política das Terras Federais, as terras indígenas não estarão submetidas ao controle do BLM, entretanto, este órgão atuará em conjunto com o BIA, que é o real emissor dos *Leases* nesses casos. Esta atuação em

conjunto é no sentido de supervisionar as operações e emitir determinadas aprovações para a exploração e produção.

Anexo IV – Atuação da Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency* – EPA)

A Agência de Proteção Ambiental é responsável pela proteção da saúde e por resguardar o meio ambiente – ar, água e terra.

A EPA trabalha em conjunto com outras agências federais, Estados e governos locais, assim como tribos indígenas, a fim de desenvolver e aplicar os regulamentos de meio ambiente existentes. A EPA, que também é responsável pela pesquisa e por determinar padrões nacionais para uma variedade de programas de meio ambiente federais, delega aos Estados e tribos a responsabilidade para emitir licenças, monitoramento e aplicação dos regulamentos. Quando os padrões nacionais não são alcançados, a EPA tem o poder de emitir sanções e utilizar outros meios para auxiliar o Estado ou tribo para alcançar os níveis desejados de qualidade ambiental. Os programas que não são transmitidos para a esfera estatal são administrados pelos escritórios regionais da EPA.

Nas atividades de petróleo e gás, a EPA é responsável pela emissão de licenças necessárias para a exploração, assim como é responsável pela elaboração de regulamentos sobre assuntos como poluição das águas, ou mesmo o derramamento de óleo. Ela também é responsável pela emissão de textos explicativos visando à prevenção de tais acidentes e pelo controle das normas que regem essa segurança ambiental na exploração de petróleo.

Anexo V – Sec.36 - Mineral Lands Leasing Act

That all royalty accruing to the unites States under any oil or gas lease or permit under this Act on demand of the Secretary of the Interior shall be paid in oil or gas.

Upon granting any oil or gas lease under this Act, and from time to time thereafter during said lease, the Secretary of the Interior shall ,except whenever in his judgment it is desirable to retain the same for the use of the United States, offer for sale for such period as he may determine, upon notice and advertisement on sealed bids or at public auction, all royalty oil and gas accruing or reserved to the United states under lease. Such advertisement and sale shall reserve to the Secretary of the Interior the right to reject all bids whenever within his judgment the interest of the United States demands; and in cases where no satisfactory bid is received or where the accepted

bidder fails to complete the purchase, or where the Secretary of the Interior shall determine that it is unwise on the public interest to accept the offer of the highest bidder, the Secretary of the Interior, within his discretion, may readvertise such royalty for sale, or sell at private sale at not less than the market price for such period, or accept the value thereof from the lessee:

Provided, however, That pending the making of a permanent contract for the sale of any royalty, oil or gas as herein provide, the Secretary of the Interior may sell the current product t private sale, at not less than the market price: *And provided further,* That any royalty, oil, or gas may be sold at not less than the market price at private sale to any department or agency of the united States.

Anexo VI - Sec. 8 – Leasing of Outer Continental Shelf

(1) (a) The Secretary is authorized to grant to the highest responsible qualified bidder or bidders by competitive bidding, under regulations promulgated in advance, any oil and gas lease on submerged lands of the outer Continental Shelf which are not covered by leases meeting the requirements of subsection (a) of section 6 of this Act. Such regulations may provide for the deposit of cash bids in an interest bearing account until the Secretary announces his decision on whether to accept the bids, with the interest earned thereon to be paid to the Treasury as to bids that are accepted and to the unsuccessful bidders as to bids that are rejected. The bidding shall be by sealed bid and, at the discretion of the Secretary, on the basis of:

(A) Cash bonus bid with a royalty at not less than 12 1/2 per centum fixed by the Secretary in amount or value of the production saved, removed, or sold;

(B) Variable royalty bid based on a per centum in amount or value of the production saved, removed or sold, with either a fixed work commitment based on dollar amount for exploration or a fixed cash bonus as determined by the Secretary, or both;

(C) Cash bonus bid, or work commitment bid based on a dollar amount for exploration with a fixed cash bonus, and a diminishing or sliding royalty based on such formulae as the Secretary shall determine as equitable to encourage continued production from the lease area as resources diminish, but not less than 12 1/2 per centum at the beginning of the lease period in amount or value of the production saved, removed, or sold;

(D) Cash bonus bid with a fixed share of the net profits of no less than 30 per centum to be derived from the production of oil and gas from the lease area;

(E) Fixed cash bonus with the net profit share reserved as the bid variable;

(F) Cash bonus bid with a royalty at no less than 12 1/2 per centum fixed by the Secretary in amount or value of the production saved, removed, or sold and a fixed per centum share of net profits of no less than 30 per centum to be derived from the production of oil and gas from the lease area;

(G) Work commitment bid based on a dollar amount for exploration with a fixed cash bonus and a fixed royalty in amount or value of the production saved, removed, or sold;

(H) Cash bonus bid with royalty at no less than 12 and 1/2 per centum fixed by the Secretary in amount or value of production saved, removed, or sold, and with suspension of *royalties* for a period volume, or value of production determined by the Secretary, which suspensions may vary based on the price of production from the lease; or

(I) Subject to the requirements of paragraph (4) of this subsection, any modification of bidding systems authorized in subparagraphs (A) through (G), or any other systems of bid variables, terms, and conditions which the Secretary determines to be useful to accomplish the purposes and policies of this Act, except that no such bidding system or modification shall have more than one bid variable

(2)(a) The Secretary may, in his discretion, defer any part of the payment of the cash bonus, as authorized in paragraph (1) of this subsection, according to a schedule announced at the time of the announcement of the lease sale, but such payment shall be made in total no later than five years after the date of the lease sale.

(3)(a) The Secretary may, in order to promote increased production on the lease area, through direct secondary, or tertiary recovery means, reduce or eliminate any royalty or net profit share set forth in the lease for such area.”

Anexo VII - OCSLA - SEC. 18. Outer Continental Shelf Leasing Program.

(a) The Secretary, pursuant to procedures set forth in subsections (c) and (d) of this section, shall prepare and periodically revise, and maintain an oil and gas leasing

program to implement the policies of this Act. The leasing program shall consist of a schedule of proposed lease sales indicating, as precisely as possible, the size, timing, and location of leasing activity which he determines will best meet national energy needs for the five-year period following its approval or reapproval. Such leasing program shall be prepared and maintained in a manner consistent with the following principles:

(1) Management of the outer Continental Shelf shall be conducted in a manner which considers economic, social, and environmental values of the renewable and nonrenewable resources contained in the outer Continental Shelf, and the potential

impact of oil and gas exploration on other resource values of the outer Continental Shelf and the marine, coastal, and human environments.

(2) Timing and location of exploration, development, and production of oil and gas among the oil- and gas-bearing physiographic regions of the outer Continental Shelf shall be

based on a consideration of:

(A) existing information concerning the geographical, geological, and ecological characteristics of such regions;

(B) an equitable sharing of developmental benefits and environmental risks among the various regions;

(C) the location of such regions with respect to, and the relative needs of, regional and national energy markets;

(D) the location of such regions with respect to other uses of the sea and seabed, including fisheries, navigation, existing or proposed sealanes, potential sites of deepwater

ports, and other anticipated uses of the resources and space of the outer Continental Shelf;

(E) the interest of potential oil and gas producers in the development of oil and gas resources as indicated by exploration or nomination;

(F) laws, goals, and policies of affected States which have been specifically identified by the Governors of such States as relevant matters for the Secretary's consideration;

(G) the relative environmental sensitivity and marine productivity of different areas of the outer Continental Shelf; and

(H) relevant environmental and predictive information for different areas of the outer Continental Shelf.

(3) The Secretary shall select the timing and location of leasing, to the maximum extent practicable, so as to obtain a proper balance between the potential for environmental damage,

the potential for the discovery of oil and gas, and the potential for adverse impact on the coastal zone.

(4) Leasing activities shall be conducted to assure receipt of fair market value for the lands leased and the rights conveyed by the Federal Government.

(b) The leasing program shall include estimates of the appropriations and staff required to:

(1) obtain resource information and any other information needed to prepare the leasing program required by this section;

(2) analyze and interpret the exploratory data and any other information which may be compiled under the authority of this Act;

(3) conduct environmental studies and prepare any environmental impact statement required in accordance with this Act and with section 102(2)(C) of the National Environmental Policy Act of 1969 (42 U.S.C. 4332(2)(C)); and

(4) supervise operations conducted pursuant to each lease in the manner necessary to assure due diligence in the exploration and development of the lease area and compliance with the requirement of applicable laws and regulations, and with the terms of the lease.

(c)(1) During the preparation of any proposed leasing program under this section, the Secretary shall invite and consider suggestions for such program from any interested Federal agency, including the Attorney General, in consultation with the

Federal Trade Commission, and from the Governor of any State which may become an affected State under such proposed program. The Secretary may also invite or consider any suggestions from the executive of any affected local government in such an affected State, which have been previously submitted to the Governor of such State, and from any other person.

(2) After such preparation and at least sixty days prior to publication of a proposed leasing program in the Federal Register pursuant to paragraph (3) of this subsection, the Secretary shall submit a copy of such proposed program to the Governor of each affected State for review and comment. The Governor may solicit comments from those executives of local governments in his State which he, in his discretion, determines will be affected by the proposed program. If any comment by such Governor is received by the Secretary at least fifteen days prior to submission to the Congress pursuant to such paragraph (3) and includes a request for any modification of such proposed program, the Secretary shall reply in writing, granting or denying such request in whole or in part, or granting such request in such modified form as the Secretary considers appropriate, and stating his reasons therefor. All such correspondence between the Secretary and Governor of any affected State, together with any additional information and data relating thereto, shall accompany such proposed program when it is submitted to the Congress.

(3) Within nine months after the date of enactment of this section, the Secretary shall submit a proposed leasing program to the Congress, the Attorney General, and the Governors of affected States, and shall publish such proposed program in the Federal Register. Each Governor shall, upon request, submit a copy of the proposed leasing program to the executive of any local government affected by the proposed program.

(d)(1) Within ninety days after the date of publication of a proposed leasing program, the Attorney General may, after consultation with the Federal Trade Commission, submit comments on the anticipated effects of such proposed program upon competition. Any State, local government, or other person may submit comments and recommendations as to any aspect of such proposed program. (2) At least sixty days prior to approving a proposed leasing program, the Secretary shall submit it to the President and the Congress, together with any comments received. Such submission shall indicate why any specific recommendation of the Attorney General or a State or local government was not accepted. (3) After the leasing program has been approved by

the Secretary, or after eighteen months following the date of enactment of this section, whichever first occurs, no lease shall be issued unless it is for an area included in the approved leasing program and unless it contains provisions consistent with the approved leasing program, except that leasing shall be permitted to continue until such program is approved and for so long thereafter as such program is under judicial or administrative review pursuant to the provisions of this Act.

(e) The Secretary shall review the leasing program approved under this section at least once each year. He may revise and reapprove such program, at any time, and such revision and reapproval, except in the case of a revision which is not significant, shall be in the same manner as originally developed.

(f) The Secretary shall, by regulation, establish procedures for:

(1) receipt and consideration of nominations for any area to be offered for lease or to be excluded from leasing;

(2) public notice of and participation in development of the leasing program;

(3) review by State and local governments which may be impacted by the proposed leasing;

(4) periodic consultation with State and local governments, oil and gas lessees and permittees, and representatives of other individuals or organizations engaged in activity in or on the outer Continental Shelf, including those involved in fish and shellfish recovery, and recreational activities; and

(5) consideration of the coastal zone management program being developed or administered by an affected coastal State pursuant to section 305 or section 306 of the Coastal Zone Management Act of 1972 (16 U.S.C. 1454, 1455). Such procedures shall be applicable to any significant revision or reapproval of the leasing program.

(g) The Secretary may obtain from public sources, or purchase from private sources, any survey, data, report, or other information (including interpretations of such data, survey, report, or other information) which may be necessary to assist him in preparing any environmental impact statement and in making other evaluations required by this Act. Data of a classified nature provided to the Secretary under the provisions of this subsection shall remain confidential for such period of time as agreed to by the head of the department or agency from whom the information is requested. The Secretary

shall maintain the confidentiality of all privileged or proprietary data or information for such period of time as is provided for in this Act, established by regulation, or agreed to by the parties.

(h) The heads of all Federal departments and agencies shall provide the Secretary with any nonprivileged or nonproprietary information he requests to assist him in preparing the leasing program and may provide the Secretary with any privileged or proprietary information he requests to assist him in preparing the leasing program. Privileged or proprietary information provided to the Secretary under the provisions of this subsection shall remain confidential for such period of time as agreed to by the head of the department or agency from whom the information is requested. In addition, the Secretary shall utilize the existing capabilities and resources of such Federal departments and agencies by appropriate agreement.[43 U.S.C. 1344].