UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA

WAGRAM EMIDIO DE BARROS

VALORAÇÃO DO PETRÓLEO DA BACIA DO RECÔNCAVO BAIANO: UM ESTUDO COMPARATIVO

Salvador
2005

WAGRAM EMIDIO DE BARROS

VALORAÇÃO DO PETRÓLEO DA BACIA DO RECÔNCAVO BAIANO: UM ESTUDO COMPARATIVO

Dissertação apresentada ao curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da Universidade Salvador, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio de M. V. Rocha

Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Antônio M. Pontes

Salvador
2005

Dedico este trabalho a meu pai, fonte de inspiração; a meus filhos, Hugo Italo, Raissa, Joseph e Leonardo; meus irmãos e minha esposa Cheila, pessoas que abdicaram do tempo que teriam comigo em prol da realização desse objetivo, e em especial a minha mãe e meu irmão Wilton que sempre me incentivaram a continuar na busca de novos conhecimentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os amigos que contribuíram para a realização deste trabalho; à Petrobrás Distribuidora S. A. – BR por liberar a minha participação neste curso; à liderança da BR nas pessoas de Ivan Sergio Pacheco, Luis César Ross, Hermano Teles, Willian Lechuga, Jorge Celestino, Walter Neves, Heitor Miranda Madeira e Edmilson Dato Sant Anna pelo apoio; à Universidade Salvador – UNIFACS pela oportunidade; aos meus orientadores, prof. dr. Paulo Rocha e prof. dr. Luiz Pontes pela confiança depositada, pelas contribuições valiosas e, especialmente, pelos conhecimentos transmitidos; ao professor James Correa pelo apoio; a Jorge Ramalho pelas contribuições e incentivo; aos colegas Andrey Jaensen, Arthur Adriano, Carlos Fernandes, Fátima, Flávio Santos, Gabriel, Gilberto Araújo e Nadja por todo apoio dispensado; em especial a Salvelina pela energia e serenidade transmitida; aos colegas de turma; ao amigo Carlos Conci pelo estímulo; ao amigo e professor José Uedison Nomeriano, especialista em Língua Portuguesa pela Universidade de São Paulo, pela revisão semântico-gramatical realizada; aos colegas da Petrobrás, especialmente, a toda equipe das gerências de operações e aviação; enfim, a todos os que contribuíram para a realização deste objetivo.

RESUMO

A produção nacional de petróleo é predominantemente *offshore* e de óleo pesado com altos teores de contaminantes. No Recôncavo Baiano há uma produção *onshore* de óleo leve com características peculiares, adequada à produção de lubrificantes e parafinas de excelentes propriedades para ser utilizada como matéria prima para petroquímica. A produção baiana é obtida a partir de campos maduros, diferentemente, da produção *offshore* do Rio de Janeiro, e sua viabilidade econômica é de grande importância para o desenvolvimento local. Dentro do critério, utilizado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) para o cálculo das participações governamentais, foi definido como referência os preços mínimos utilizados conforme Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000, que diferencia os cortes de petróleo em: leve, médio e pesado, sem levar em conta a facilidade de refino do óleo e o destino final de seus cortes. Este é um critério uniforme que pode estar gerando distorções na avaliação dos petróleos de diferentes origens nacionais. Esta Dissertação apresenta uma análise dos preços dos petróleos produzidos na bacia do recôncavo baiano, buscando avaliar de forma comparativa se sua valoração está compatível com seu valor intrínseco em função de sua qualidade, adequação ao parque de refino da região e vantagens comparativas com relação aos demais petróleos nacionais e importados. É proposto, então, uma alteração do critério de cálculo para a valoração do petróleo baiano, introduzindo parcelas que valorizam as frações específicas destinadas à produção de especialidades tais como as parafinas e os lubrificantes bem como fatores de logística e especificação de contaminantes. Verificou-se que, realizando-se esta alteração, a valoração final do petróleo baiano é maior que a calculada pelo método atual. Este acréscimo de valor favorece aos produtores desta região, quando da venda do produto e como conseqüência promove uma elevação na arrecadação das participações governamentais.

Palavras-chave: Preço, Petróleo, Comercialização, Recôncavo, Royalty.

ABSTRACT

The national production of oil is predominantly offshore and of heavy oil with high texts of contaminantes. The Bahian Recôncavo has a production of light oil Shore with peculiar characteristics, adjusted to the lubricant production and paraffin of excellent properties to be used as substance cousin for petrochemical. The bahian production is gotten from mature fields differently of the production offshore of Rio de Janeiro and, its economic viability is of great importance for the local development. Inside of the methodology, used for the National Agency of Petroleum (ANP) for the calculation of the governmental participation, it was defined as reference the used minimum prices as Would carry n.º 206, of 29 of August of 2000, that it differentiates the cuts of oil in: it has led; medium and weighed, without taking in account the easiness of refining of this oil and the final destination of its cuts. This is a criterion uniform that can be generating distortions in the evaluation of the oils of different national origins. This dissertation presents an analysis of the prices of the oils produced in the basin of recôncavo bahian, searching to evaluate of comparative form if its valuation is compatible with its intrinsic value in function of its quality, comparative adequacy to the park of refining of the e region advantages with relation to the too much national and imported oils. It is considered, then, an alteration of the methodology of calculation for the valuation of the bahian oil, introducing parcels that value the specific fractions destined the production of specialties such as paraffins and lubricant as well as factors of logistic and specification of contaminants. It was verified that becoming fulfilled this alteration, the final valuation of the bahian oil is greater that the calculated one for the current method. This addition of value favors the producers of this region, when of venda of the product and as consequence promotes a rise in the collection of the governmental participation.

Keywords: Price, Oil, Commercialization, Royalty.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Reservas Provadas de Petróleo (31/12/2003 - bilhões de barris) 27

Figura 2 – Consumo de Petróleo em tonelada per capita 28

Figura 3 – Composição da Renda Petrolífera 32

Figura 4 – Comparativo de Preço: *Brent*, WTI e Petróleo Nacional 109

Figura 5 – Composição do Preço ao Consumidor de Óleo Diesel 123

Figura 6 – Composição do Preço ao Consumidor de Gasolina 124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Alíneas Período 1964 a 1980 (Destinação) 50

Tabela 2 – Refinaria, investimentos e custos 85

Tabela 3 – Fatores de Conversão 96

Tabela 4 – Critérios ANP Para Cálculo do Preço Mínimo 97

Tabela 5 – Produtos Derivados do Petróleo Baiano Mistura 105

Tabela 6 – Pontos de Corte do Petróleo Baiano Mistura 106

Tabela 7 – Comparativo: Cortes do Petróleo Baiano Mistura 107

Tabela 8 – Comparativo: Cortes do petróleo *Brent* e Baiano Mistura 116

Tabela 9 – Critérios de Cortes – Preços 118

LISTA DE ABREVIATURAS

AIE	Agência Internacional de Energia
ANP	Agência Nacional do Petróleo
bbl	barril
CIDE	Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico
CIF	Cost Insurance Freight
COFINS	Contribuição para financiamento da seguridade social
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
E&P	Exploração e Produção
FER	Fundo Especial de Reajuste da Estrutura de Preços dos Combustíveis e Lubrificantes
FUP	Fundo de Uniformização de Preços
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras
IUCL	Imposto Único sobre Combustíveis e Lubrificantes
Mbpd	Milhões de barris por dia
OCDE	Organization for Economic Co-operation and Development
OMC	Organização Mundial do Comércio
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Produtores de Petróleo
ORTN	Obrigação Reajustável do Tesouro Nacional
PIB	Produto Interno Bruto

PIS	Programa de Integração Social
PME	Programa de Mobilização Energética
PPE	Parcela de Preço Especifico
QAV-1	Querosene de Aviação
QI	Querosene Iluminante
RLAM	Refinaria Landulpho Alves

NOMENCLATURA

D - Diferencial entre o preço do petróleo nacional e o petróleo *Brent*;

D_{Bm} - Diferencial entre o preço do Baiano Mistura e o do petróleo *Brent*;

$F_{l,}$ F_m e F_p - Frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo;

P_{Brent} - Valor médio mensal dos preços diários do petróleo *Brent*;

P_{min} - Preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo;

$P_{min\ Bm}$ - Preço mínimo do petróleo Baiano Mistura;

$P_{l,}$ P_m e P_p - Preços associados respectivamente às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional;

P_l, P_m , P_{Nafta} , P_{lub}, P_{paraf} - Preços associados, respectivamente, às frações de derivados obtidos do petróleo Baiano Mistura;

TC - Média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano;

VBP_{Brent} - Valor bruto dos produtos derivados do petróleo *Brent*;

VBP_{Bm} - Valor bruto dos produtos derivados do petróleo Baiano Mistura;

VBP_{nac} - Valor bruto dos produtos derivados do petróleo Nacional.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13

2 METODOLOGIA 18

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 21

3.1 Estruturas de Formação do Preço do Petróleo no Mercado Internacional 21

3.2 Estruturas de Formação dos Preços de Derivados de Petróleo no Brasil 38

3.3 A Geopolítica 58

3.4 As Estratégias das Empresas no Mercado Brasileiro 71

3.5 As Estruturas de Refino e a Carga Adequada ao Atendimento do Mercado 81

4 ANÁLISE DA POLÍTICA DE PREÇOS MÍNIMOS PARA AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS 92

5 O PETRÓLEO DO RECÔNCAVO 100

5.1 Descrição da Região Produtora 100

5.2 Análise do Critério da ANP para Valoração do Petróleo Baiano Mistura 104

5.3 Critério Proposto Para a Valoração do Petróleo Baiano Mistura 111

6 ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS CRITÉRIOS DE VALORAÇÃO 115

7 CONCLUSÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES 126

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 129

1 INTRODUÇÃO

O comportamento do preço do petróleo e a apropriação da renda petrolífera[1], pelos agentes desta cadeia produtiva, geram um elevado impacto à economia brasileira.

A produção de petróleo e gás natural do Recôncavo Baiano e a operação de refino realizada na refinaria Landulpho Alves (RLAM) são fatos econômicos de grande relevância para a economia da Bahia. As atividades de exploração e produção são realizadas através de concessão fornecida pela ANP.

O contrato de concessão prever o pagamento das participações governamentais[2] conforme previsto na Seção VI, do Capítulo V, da Lei n.º 9478, de 06 de agosto de 1997, com base nos preços mínimos calculados pelos critérios definidos na Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000, emitida pela ANP.

Na visão do agente regulador, a fixação dos preços mínimos representa uma garantia para os investimentos e uma justa remuneração feita ao Estado, quando do pagamento das participações governamentais pelo uso de um bem exaurível através de concessão.

---

[1] É a diferença entre o preço de valorização de uma tonelada de petróleo vendida aos consumidores sob a forma de derivados e o custo médio para extraí-la transportá-la, refiná-la e distribuí-la.

[2] São: bônus de assinatura; *royalties*; participação especial; pagamento pela ocupação ou retenção de área.

A adequada remuneração feita ao governo federal, aos estados e municípios, dependerá da correta fixação dos preços mínimos. Um inadequado critério de determinação poderá acarretar perdas ou ganhos de recursos adicionais para as partes envolvidas, afetando a receita dos órgãos de governo e a viabilidade dos investimentos feitos pelas empresas detentoras das concessões, podendo afetar a continuidade da exploração. Nesse contexto é interessante uma avaliação dos critérios definidos para a determinação dos preços mínimos.

No caso específico do Recôncavo Baiano esta avaliação torna-se premente em função do objetivo da ANP de desenvolver um mercado para pequenas operadoras, que passariam a operar os campos considerados maduros.

A justa valoração também é importante como incentivo à busca constante de meios que promovam a melhoria do fator de recuperação dos campos da região do Recôncavo.

Os campos dessa região produzem petróleos leves com características peculiares, adequadas à produção de lubrificantes e parafinas de excelentes propriedades e nafta utilizada como matéria prima para petroquímica. Na região encontra-se instalada uma refinaria e um pólo petroquímico adequado ao processamento desses tipos de petróleo e seus derivados.

O objetivo deste trabalho é avaliar se o preço mínimo definido para o petróleo dos campos *onshore,* da Bahia, está adequado aos diferenciais competitivos deste petróleo.

Para alcançar esse objetivo é necessário:

- Avaliar as estruturas de formação do preço do petróleo e derivados no mercado nacional e internacional.
- Identificar e avaliar os fatores determinantes do preço utilizados em cada formulação.
- Avaliar se a formulação que a ANP aplica para a determinação dos preços mínimos do petróleo produzido, na Bahia, contém os fatores necessários à preservação do interesse estratégico nacional de desenvolvimento tecnológico e regional como:
    - continuidade da produção nas regiões de campos maduros e marginais;
    - apropriação adequada da renda petrolífera;
    - continuidade da atividade em regiões estratégicas de interesse econômico e de desenvolvimento regional, a exemplo do nordeste e em particular o Recôncavo da Bahia;
    - equalização de preço feita também em função da distância do campo produtor ao parque de refino, da qualidade etc.

Os aspectos considerados relevantes na revisão bibliográfica e no entendimento do mercado petrolífero para o desenvolvimento da presente análise são:

- estruturas de formação de preço do petróleo no mercado internacional;
- estruturas de formação de preços dos derivados de petróleo no Brasil;

- estruturas de refino, cortes e rendimento;
- geopolítica e o mercado petrolífero internacional;
- estratégias das empresas petrolíferas no mercado brasileiro;
- projeções para o segmento de petróleo no Brasil.

Este trabalho foi dividido em sete Capítulos, incluídos esta Introdução e a Conclusão.

No segundo capítulo tem-se a revisão bibliográfica. Nela, são apresentadas as estruturas de formação do preço do petróleo no mercado internacional, as estruturas de formação dos preços dos derivados de petróleo no Brasil, como também são identificados e descritos os fatores determinantes do preço.

Também são analisados os fatores que relacionam a geopolítica com a indústria do petróleo, tendo como enfoque:

- necessidades dos países industrializados e a importância do petróleo no cenário energético mundial;
- concentração geográfica das reservas e a influência de mercado gerada pela intensidade de produção desenvolvida nessas regiões;
- vetores importantes para o equilíbrio entre reservas e taxa de produção, que interessam a todos os países produtores e consumidores.

São analisadas, ainda, as estratégias das empresas do setor e as projeções de mercado feitas por especialistas para o segmento. Busca-se em particular no decorrer do trabalho analisar os efeitos dessas estratégias e

projeções para a atividade petrolífera desenvolvida no Nordeste Brasileiro, mais especificamente no Recôncavo Baiano.

Ainda, no segundo capítulo, são analisadas as características relevantes das estruturas de refino que influenciam diretamente na composição dos preços do petróleo.

O terceiro capítulo traz em seu conteúdo a metodologia utilizada no desenvolvimento deste estudo.

Nos capítulos quatro e cinco são apresentadas: a análise da formulação utilizada pela ANP para a determinação dos preços mínimos a serem utilizados como parâmetro para o pagamento das participações governamentais; e uma análise sobre a aplicabilidade da formulação utilizada pela ANP para determinação dos preços mínimos, finalizando com a proposta de uma nova configuração para o cálculo do preço mínimo do petróleo baiano.

O estudo comparativo entre a valoração do petróleo do Recôncavo Baiano em relação aos demais preços levantados neste trabalho é apresentado no sexto capítulo, adotando-se, assim, como referência, os preços mínimos publicados pela ANP através da formulação definida na Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000.

As conclusões apontam para a necessidade de uma adequação da formulação adotada pela ANP, e são apresentadas com as considerações finais e recomendações.

2 METODOLOGIA

A busca pelo entendimento de qual seria a valoração adequada para o petróleo produzido no Recôncavo Baiano foi desenvolvida através da análise de diversos documentos. Eles condensam o ponto de vista de especialistas e acadêmicos sobre os vários aspectos relevantes para a formação do preço de um petróleo levando em consideração: fatores técnicos, econômicos, geopolíticos e estratégicos, a partir da pesquisa em artigos, livros, dissertações de mestrado com temas relacionados ao assunto ou fatores relevantes para a conceituação e/ou formatação de uma política ou critério de preço.

A pesquisa bibliográfica sobre os aspectos legais e regulatórios foram realizadas principalmente na página da ANP através de: análise de portarias, notas técnicas, anuário estatístico, palestras e publicações. Outros meios utilizados foram os periódicos especializados (Óleo e Gás, Brasil Energia).

A pesquisa sobre preço e cotação internacional de petróleo foi realizada nas páginas especializadas da Internet, principalmente nas páginas da OPEP, *Platt's Oilgram Price Service, Oil & Gás Journal; Platt's Crude Oil Marketwire* e *Platt's European Marketwire* e da ANP. Também foram consultados especialistas e agentes do setor.

Em dissertações, em livros e publicações especializadas pesquisou-se a evolução das estruturas de preços no mercado nacional e internacional, dados sobre a indústria de refino e informações sobre a geopolítica, as estratégias e as projeções para o mercado de petróleo no cenário 2002 a 2010. Os aspectos relacionados ao refino e a produção de derivados a partir do petróleo Baiano

Mistura[3] foram obtidos através de pesquisas feitas na pagina da ANP, em dissertações de mestrado, em livros e consulta a técnicos da área de refino. Também foram obtidos dados através da palestra técnica ministrada por Santos (2005), gerente da PETROBRÁS, realizada em Salvador, intitulada "Seminário sobre Tecnologia de Combustíveis e Lubrificantes".

Foi elaborado um gráfico (Figura 4) comparativo entre a valoração dos petróleos *Brent* e WTI (referências internacionais de preço), e a feita pela ANP para o petróleo Baiano Mistura, Urucu e Marlim. Esse gráfico foi elaborado para avaliar a relação existente entre a valoração definida pela ANP através da Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000, para alguns dos principais petróleos nacionais e a valoração dos petróleos *Brent* e WTI.

Após a análise das informações contidas no gráfico e na Portaria ANP n.º 206, de 29 de agosto de 2000, foi verificado que o critério utilizado pela ANP para a valoração dos petróleos nacionais produz para eles, uma valoração, que invariavelmente é inferior ao preço dos petróleos *Brent* e WTI. Essa análise também revelou que esse critério continha em sua formulação parcelas voltadas a torná-la representativa dos múltiplos aspectos relevantes para a formação do preço de um petróleo levando em consideração: fatores técnicos, econômicos, geopolíticos e estratégicos.

De posse de todos os dados coletados, foi identificado que a principal diferença entre o petróleo Baiano Mistura e os demais é sua característica peculiar, adequada à produção de nafta, lubrificantes e parafinas de excelentes propriedades para ser utilizada como matéria prima para petroquímica.

[3] Corrente de petróleo formada pelos petróleos produzidos nos campos do Recôncavo Baiano, de acordo com os percentuais definidos pela Portaria ANP n.º 206, de 29 de agosto de 2000.

Identificou-se também que o critério adotado pela ANP, trata todos os petróleos como matéria-prima para a produção de combustíveis.

Foi verificado a partir da constatação acima se a valoração obtida pelo critério da ANP para o petróleo Baiano Mistura está compatível com seu valor intrínseco em função de sua qualidade. A forma utilizada para essa verificação foi a proposição de uma alteração do critério de cálculo, introduzindo nele, parcelas que valorizam as frações específicas destinadas a produção de especialidades tais como naftas, parafinas e lubrificantes. Posteriormente foi feito o comparativo dos preços obtidos pelos dois critérios, possibilitando esclarecer se o critério da ANP estar gerando distorções na avaliação do petróleo Baiano Mistura.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo desenvolve uma análise prática das várias estruturas de formação de preço do petróleo no mercado internacional, descrevendo-as a partir de suas principais características e objetivos, seus fatores determinantes. Nele também é discutida a estrutura de formação de preços de derivados de petróleo no Brasil e a questão geopolítica relacionada a indústria do petróleo.

São analisadas também as estratégias das empresas do setor petrolífero no Brasil e as projeções de mercado feitas por especialistas e seus possíveis efeitos. Finalizando, são apresentadas as estruturas de refino no Brasil e no mundo, quanto aos aspectos relativos a investimentos, custos de processamento, vinculação a demanda e aos sistemas de abastecimento do mercado e outros fatores relevantes para a formação do preço do petróleo e derivados.

3.1 Estruturas de Formação do Preço do Petróleo no Mercado Internacional

3.1.1 A Evolução Histórica

Compreender as estruturas de formação do preço do petróleo no mercado internacional, torna-se necessário para que se possa desenvolver

uma análise do seu comportamento, seus mecanismos e sua dinâmica, visto que os agentes desse mercado, tais como: países produtores, países consumidores e grandes multinacionais interagem constantemente em busca de poder e controle do mesmo.

Nesse mercado petrolífero, o preço determinado para um conjunto específico de petróleos, previamente definidos, com especificações conhecidas e a qualidade claramente avaliada, tornou-se um padrão de referência a partir do qual se atribui o preço para cada tipo de petróleo comercializado.

Essa estrutura de preço foi controlada de forma centralizada pelas grandes companhias internacionais e, posteriormente, pela Organização dos Países Produtores de Petróleo - OPEP, sendo globalmente imposta por estes agentes a todo o mercado internacional conforme evidenciado por Lodi (1989).

No período compreendido entre as duas grandes guerras mundiais, poucas companhias operavam no mercado internacional de petróleo, estas decidiam unilateralmente o preço que pretendiam pagar pelo petróleo explorado, concedendo aos governos dos países produtores uma parcela pouco significativa através dos *royalties*, que além de percentualmente não ter grande valor com relação ao todo, também era afetado pelo baixo preço absoluto definido para os petróleos produzidos nas áreas de concessão.

Mantendo a mesma linha de raciocínio Lodi (1989), evidencia que durante esse período, a estrutura de preços implantada era fundamentada no *SINGLE BASING POINT SYSTEM*[4], o que significava a não vinculação do preço à origem do petróleo, também denominado de “fórmula da Gulf” por

[4] Sistema de preço determinado a partir de um único ponto de referência para equalização através do frete.

Yergin (1992). Tudo se passava como se o petróleo produzido em qualquer lugar do planeta estivesse sendo produzido no golfo do México. O preço CIF[5], adotado para valorar os petróleos produzidos nas diversas regiões do mundo, passou a ser similar ao preço de um petróleo de igual qualidade extraído no golfo do México. Os EUA considerados os principais exportadores da época, obtinham, desta forma, uma vantagem competitiva com relação aos demais concorrentes. Nenhum petróleo produzido no mundo poderia ser vendido a um preço CIF inferior ao equivalente produzido pelos americanos.

O elemento utilizado para a equalização dos preços era o frete, já que, os valores pagos pelos petróleos nas regiões produtoras não eram expressivos. Os meios de transportes eram de domínio das grandes companhias. A diferença de frete, conseqüentemente, passava a ser absorvida por estas companhias. As *majors*[6] apropriavam-se dos valores adicionais de frete, em função de controlarem as áreas de produção através dos contratos de concessão.

Segundo Maull (1977 *apud* Lodi, 1989) as companhias internacionais implantaram, no decorrer da segunda guerra, um sistema com duas referências, o sistema anterior foi substituído devido à forte pressão da Inglaterra. O novo sistema, *DOUBLE BASING POINT SYSTEM*[7], adotava como ponto de equalização dos preços dos petróleos, o porto de Nápoles.

---

[5] *Cost Insurance Freight* : tipo de venda onde o exportador é responsável pelos custos de despacho, seguro e frete conforme dados da NextLinx disponíveis no *site*: http://www.nextlinx.com/tools_inco_P.html.

6Termo utilizado pelo mercado para identificar as grandes companhias do setor de petróleo.

7 Sistema que adotava dois pontos de referências para determinação do preço com equalização via frete.

Neste ponto os preços CIF de petróleos equivalentes exportados do Golfo do México e do Golfo Pérsico deveriam ser similares.

Posteriormente, no Oriente Médio, foram introduzidas mudanças. Os preços dos petróleos produzidos naquela região passaram a ser tabelados pelos principais agentes do mercado internacional de petróleo, mas sem a participação dos países produtores nos critérios de formação destes preços. Os países produtores do Oriente Médio passaram a receber das grandes companhias, como remuneração pela exploração de suas reservas, 50% de imposto de renda calculado a partir dos preços tabelados, os quais continuavam sendo muito baixo.

Yergin (1992) enfatiza que somente na década de 60, surgiu a Organização dos Países Produtores de Petróleo – OPEP, sua criação tentou evitar o controle unilateral dos preços do petróleo no mercado internacional por parte das grandes companhias. Primeiramente, foi emitida uma resolução que impedia o tabelamento sem sua prévia consulta. Já durante a década de 70, a OPEP passou a determinar unilateralmente os preços do petróleo.

As companhias internacionais, como forma de garantir uma participação vantajosa na nova estrutura de preços, passaram a assinar vários acordos com os governos dos países exportadores alterando de forma indireta a configuração dessa participação, na qual passou a ser considerado não mais apenas a diferença de densidade como parâmetro, como também o teor de enxofre e a localização do ponto de produção, visto que este influenciava diretamente o custo do frete. Foram introduzidos também elementos de

indexação dos preços às variações do câmbio com o dólar americano, visando à manutenção do poder de compra dos países exportadores.

A partir do 1º choque do preço do petróleo internacional, em 1973, ficou evidenciado o poder de influência da OPEP na formação do preço do petróleo e no controle dos níveis de produção. Os países consumidores e as *majors*, gradativamente, foram desenvolvendo ações mitigadoras do poder alcançado pela OPEP. Criaram-se os mercados livres, “spot” e futuro e uma atmosfera instável passou a dominar todo o ambiente, cercando-o de incertezas. Nos relatos de Lodi (1989) sobre esse período, verifica-se que os países produtores, na busca de um equilíbrio e da manutenção de suas receitas, passaram a oferecer e multiplicar durante a década de 80 as formas de aquisição do petróleo.

Como se percebe até a atualidade, as diversas estruturas de formação do preço do petróleo existentes nas regiões produtoras, trazem, isto é, guardam semelhanças com os princípios até agora apresentados; observa-se que o processo de formação dos preços ainda é, de certa forma, influenciado pelos governos dos países industrializados, principais consumidores, pelas *majors* e pela OPEP. Este controle é exercido mesmo com a utilização da força militar em casos extremos. Vários autores projetam cenários futuros a partir da premissa de um conflito militar, ver exemplo abaixo:

> (...) Numa amplitude mais restrita, haveria um segundo cenário básico, de alta tendencial, presumivelmente insuportável, montado a partir de um conflito militar e/ou econômico, que levaria, em curto prazo, à deflagração de um previsível quarto choque de petróleo, de conseqüências desestabilizadoras do fluxo de suprimento mundial (...).(Marinho Junior 1989).

Levando em consideração essa problemática, as grandes economias mundiais já desenvolveram recursos que minimizam os efeitos de um choque de preço de petróleo. De acordo com Nunes (2002), as mudanças promovidas no regime monetário dos EUA, com o objetivo de estabilizar a inflação, reduziram bastante os impactos dos choques de preço de petróleo posteriores aos ocorridos em 1973 e 1979. Outros exemplos de ações desenvolvidas para a redução dos efeitos de um choque de preço podem ser constatados no texto abaixo:

> "Depois das crises do petróleo de 1974 e de 1979, o mundo "resolveu" a questão do petróleo de duas formas: aumentando a produtividade da energia e aumentando as taxas de juros a níveis inéditos. Como resultado, os donos das reservas aumentaram a taxa de extração de petróleo.
>
> Além disso, a maioria dos países consumidores criou impostos sobre o petróleo, transformando-se em sócios na valorização do produto, o que antes pertencia apenas aos países da Opep" (SAYAD, 2000)

Neste caso Yergin (1992), lembra que enquanto não se encontrar alguma fonte alternativa de energia, o petróleo continuará a ter efeitos de longo alcance sobre a economia global; a elevação do seu preço pode estimular o crescimento econômico ou, ao contrário, desencadear a recessão.

3.1.2 Principais Características do Mercado Internacional

A Figura 1 a seguir demonstra que o mercado petrolífero internacional possui uma estrutura de oferta bastante concentrada, em função das principais

reservas estarem dispostas nos países do Oriente Médio, Ásia, Rússia e África. A estrutura de demanda também não difere muito em termos de concentração. A maior parte do consumo de petróleo mundial é concentrada em alguns grandes países industrializados, destacando-se os EUA, conforme apresentado a seguir na Figura 2 publicada pela BP Statistical Review of world energy 2005, e disponível em http://www.bp.com/genericsection.do%3FcategoryId%3D92%26contentId%3D7005893&prev=/search%3Fq%3DBP%2BAmoco%2Bstatistical%2Breview%2Bof%2Bworld%2Benergy%26hl%3Dpt-BR%26lr%3D%26sa%3DG.

Figura 1 – Reservas Provadas de Petróleo (31/12/2003 - bilhões de barris)

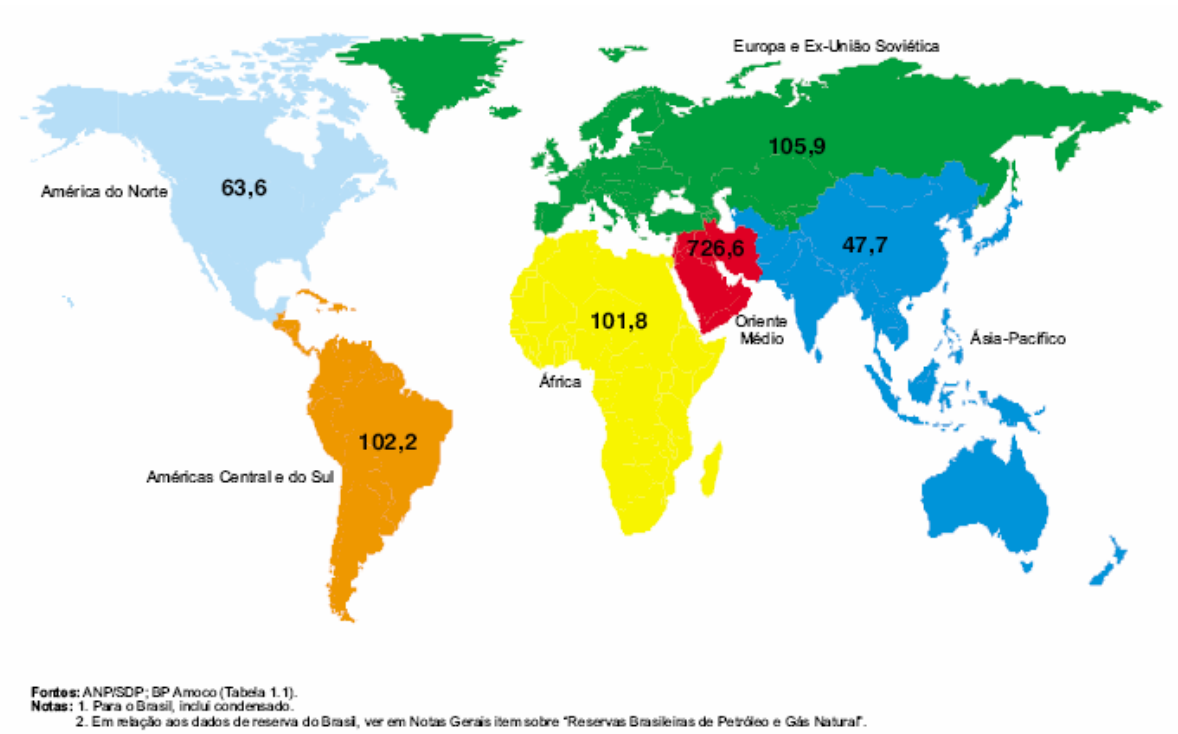
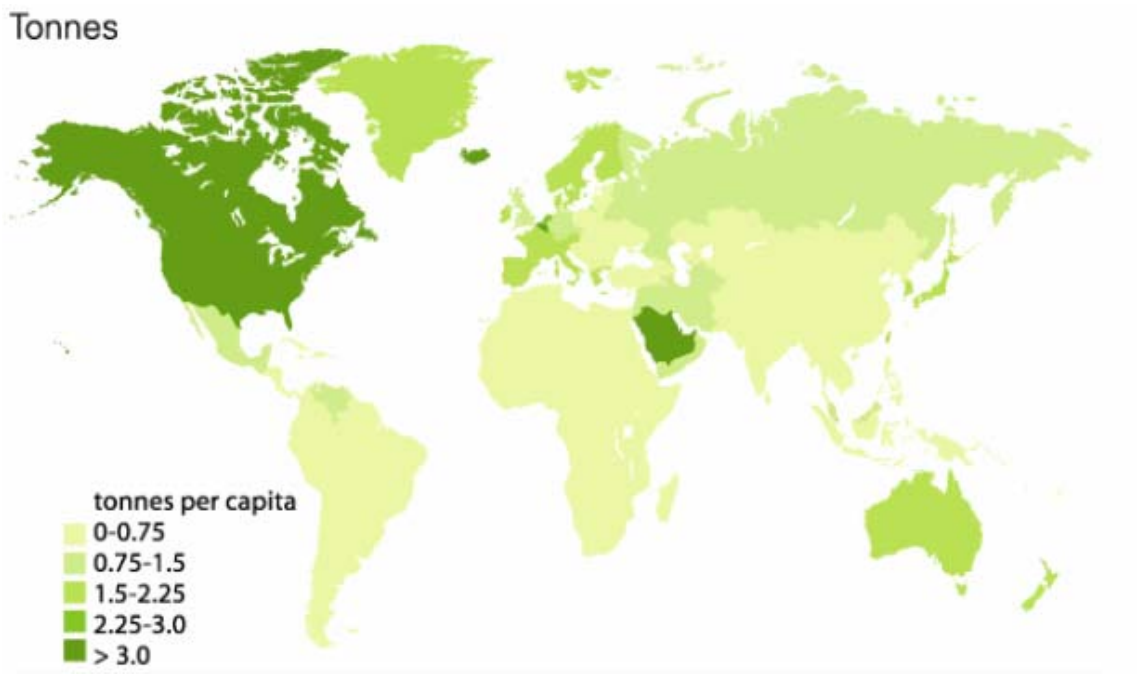


Figura 2 – Consumo de Petróleo em tonelada per capita



O produto petróleo não possui nenhum substituto perfeito em função das suas múltiplas aplicações na área de energia e petroquímica, com grande flexibilidade no ajuste de produção para cada segmento.

O mercado é caracterizado por regiões de monopólio ou oligopólios, não havendo condições favoráveis à entrada de novos produtores na maioria das regiões. Existe uma tendência para a elevação gradativa dos preços em função do aumento nos custos de exploração devido à predominância de novas descobertas estarem ocorrendo sempre em plataformas continentais, cujos custos de exploração são, invariavelmente, superiores aos custos da exploração *onshore,* e ao declínio de produção dos reservatórios em terra.

No próprio mercado existe implícito um mecanismo de ajuste dos preços, decorrente da interação e da relação de forças dos seus agentes que buscam um equilíbrio para a manutenção dos níveis adequados de preços mínimos e máximos que atendam aos interesses múltiplos.

As principais estratégias de atuação das *majors* são a assinatura de contratos de longo prazo e operações em *joint-ventures*[8], proporcionando a essas empresas um conhecimento e controle da produção e de parcela considerável do mercado que, associada à integração vertical e ao domínio pelas empresas do segmento do refino, lhes confere um avançado domínio desse mercado e a obtenção de elevadas margens de lucro. O domínio da atividade de refino também proporciona uma excelente ferramenta de controle da expansão da produção e do planejamento de longo prazo, com reflexos na formação da expectativa de preço futuro.

Uma atmosfera diferenciada reveste esse mercado, cada agente busca seu melhor posicionamento através do uso de toda a sua força econômica, política, militar, ideológica e de riqueza. As operações comerciais são realizadas num contexto globalizado em que oscilam as influências desses diversos fatores.

Como conseqüência, o preço do petróleo é influenciado e o mercado opera sem uma perfeita relação econômica entre oferta e procura, visto existir a predominância de uma relação de poder entre os principais agentes, estando a estrutura em uso diretamente ligada ao grau de controle que um agente exerce sobre outro.

---

8 Um empreendimento em conjunto, ou associações entrem empresas sobre forma de capital, trabalho ou recursos naturais. Segundo o Dicionário de Economia (www. economiabr.net.)

Matz (2000) demonstra que os agentes desse mercado são bastante diferenciados entre si, conforme pode ser visto abaixo:

- Parte é composta por países produtores em desenvolvimento, cuja atividade petrolífera fica sob controle do governo, entre estes se incluem os países pertencentes a OPEP;
- Existem alguns produtores e companhias independentes de porte variado em países desenvolvidos e em desenvolvimento;
- Predomina a existência de grandes companhias internacionais, que atuam de forma verticalizada desde a exploração e produção até o refino, com relativa influência no desenvolvimento tecnológico e na escala de produção. Através de estratégias conjuntas essas empresas buscam obter o domínio do mercado.
- Os principais financiadores de investidores desse mercado são os países desenvolvidos e industrializados, os grandes consumidores, que possuem políticas energéticas coordenadas com as diretrizes da Agência Internacional de Energia – AIE.

Em sua análise sobre o mercado petrolífero internacional Chevalier (1975 *apud* Lodi, 1989), constata que a renda petrolífera possui uma taxa superior à média de rendimento obtido em outros ramos da economia mundial, com expressivo valor absoluto, em função da apropriação na renda petrolífera de valores relativos a excedentes organizacionais que remuneram o luxo, prestígio e poder de alguns produtores e que não podem ser computados como custo de produção ou margem normal de remuneração; mas são acrescidos ao

preço final em função do poder de monopólio que a estrutura de mercado propicia.

São obtidas ainda no mercado e inseridas na renda petrolífera, as rendas geradas a partir da aplicação de estratégias de restrição à entrada de novos concorrentes em diversos pontos da cadeia, com a formação de oligopólios para a maximização dos lucros (rendas de mercado); e também as rendas geradas a partir de deduções fiscais feitas pelos países produtores e consumidores (rendas fiscais).

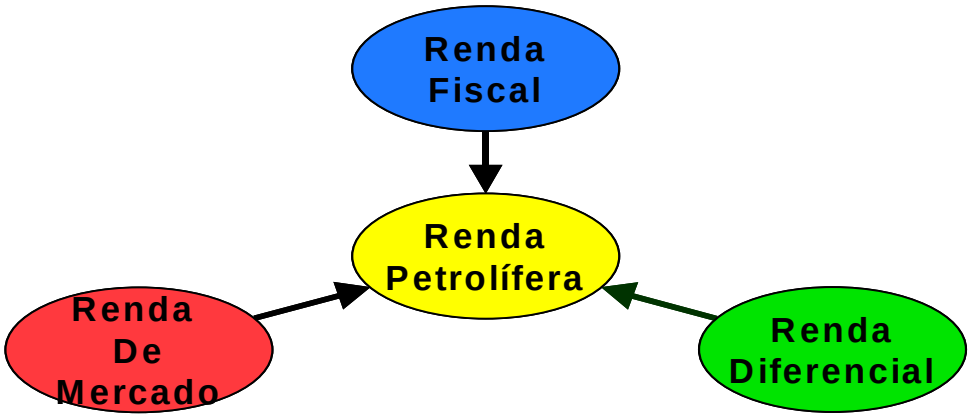
São consideradas, também, como excedente organizacional as rendas diferenciais, que constituem o acréscimo na renda, obtido através do melhor rendimento, proporcionado em função das variações geradas pelos diversos tipos de petróleo em combinação com os diversos tipos de parques de produção existentes ao longo de toda a cadeia de produção, refino e distribuição; envolvendo as atividades industriais e de logística (transporte, armazenagem etc), podendo ser renda em função da qualidade, da tecnologia de exploração, da localização estratégica etc.

A renda petrolífera, portanto, vai além da valoração com base no cálculo do custo somado à margem normal de remuneração, desta forma as rendas diferenciais, as rendas de mercado e fiscais, são parcelas importantes inseridas na formação do preço do petróleo, e constituem um dos principais pontos de disputa pela sua apropriação entre os agentes do mercado.

A apropriação da renda petrolífera é um dos objetivos dominantes dos agentes do mercado internacional do petróleo, sendo influenciada diretamente pelo preço de valorização, que é obtido multiplicando-se os rendimentos de

cada derivado gerados por uma tonelada de petróleo, pelos seus respectivos preços, já inclusos as margens e os encargos de cada etapa do processo. A qualidade do óleo e as características do parque de refino em que será processado, influenciarão diretamente o rendimento final obtido para cada derivado.

Figura 3 – Composição da Renda Petrolífera



Os *royalties* não são considerados um tipo de renda pelos principais autores, eles constituem-se num pagamento feito ao proprietário de um bem exaurível para compensar o seu esgotamento, constituindo-se num custo de reconstituição. Conforme descrito por Schiozer (2002), este é um imposto do tipo “ad-valorem”, ou seja, incidente diretamente sobre toda produção.

Maull (1977 *apud* Lodi, 1989) destaca que um outro importante objetivo dos agentes do mercado petrolífero internacional, é a manutenção da estabilidade do mercado e o fortalecimento da posição do petróleo com relação a seus prováveis substitutos. Nesse ponto, o controle dos níveis de preço é de

fundamental importância. Os agentes procuram forçar uma baixa quando os valores ficam acima dos limites que podem viabilizar economicamente novas fontes substitutas, e buscam a elevação dos preços quando eles atingem valores abaixo dos patamares que viabilizam a expansão e a busca de novas áreas de exploração e produção com custos mais elevados, a exemplo da exploração *offshore* em águas ultraprofundas.

Essa elevação do preço também é utilizada pelas empresas petrolíferas para o desenvolvimento tecnológico de fontes alternativas, visando o atendimento da demanda incremental de energia, e o seu fortalecimento no mercado, ao se tornarem empresas de energia.

3.1.3 As Estruturas de Preços

A apropriação da renda petrolífera, por parte de um determinado agente do mercado internacional de petróleo, é diretamente proporcional à sua capacidade de influenciar os mecanismos de formação do preço dos petróleos e de seus derivados. A renda petrolífera é disputada por companhias petrolíferas, países produtores e consumidores, empresas independentes e demais agentes do mercado. Nesse contexto, todos buscam obter a maior parcela possível sem, no entanto, provocar movimentos no sentido de elevação ou queda que permitam a viabilização de substitutos ou inviabilizem a produção em área cujas condições de produção sejam mais desfavoráveis. Os que operam em áreas de condições de produção mais favoráveis, obtêm invariavelmente uma renda diferencial em seu benefício devido a custos menores.

A geopolítica das áreas de produção e dos centros consumidores influencia diretamente a ordem econômica mundial, em razão da expressiva participação do petróleo na matriz energética global. Num certo momento, o preço do petróleo é definido em função da relação de forças existentes entre os agentes do mercado petrolífero internacional e das expectativas que eles possuem para o mercado futuro, expectativas estas que regem o planejamento energético dos países produtores e consumidores de petróleo.

Lodi (1989), argumenta que os preços não refletem uma relação direta com os custos de produção, e afirma que eles são o resultados das forças predominantes do mercado, que mudam a cada momento pela oscilação do poder exercido pelos agentes do mercado. Assim, são formadas algumas das estruturas de determinação dos preços do petróleo no mercado internacional, como as que serão detalhadas nos parágrafos seguintes.

O sistema de preço tabelado teve sua origem na indústria petrolífera americana na primeira metade do século XX. Yergin (1992), relata que o aumento da demanda por petróleo no mercado americano nesse período, desencadeou uma crescente elevação dos preços. O governo americano pediu um controle voluntário de preço por parte da indústria de petróleo, caso contrário, haveria o controle direto do governo sobre os preços. O governo foi persuasivo em sua argumentação e foram fixados, a partir deste momento, preços máximos em cada região produtora. As empresas, usando todo o seu poder de influência no mercado, tabelavam os preços que pagariam pelo petróleo adquirido. Durante a segunda guerra mundial, o preço tabelado foi utilizado pelos países produtores.

As companhias internacionais utilizaram, também, o sistema de preços tabelados como referência fiscal para o pagamento de direitos e impostos aos governos dos países produtores. Para alterar as condições comerciais de fornecimento a seu favor, eram introduzidas através dos contratos de fornecimento algumas vantagens que na prática, tornavam o preço final menor que o tabelado para as companhias.

Porém, quando o processo de nacionalização das reservas de petróleo avançou em muitos países produtores, diversos governos passaram a controlar e participar, parcialmente ou diretamente, da produção de petróleo, e muitos deles continuaram a utilizar a estrutura de preços tabelados como referência fiscal. As grandes companhias continuaram, também, a buscar nas condições comerciais contratuais vantagens que, na prática, eram verdadeiros descontos dos impostos fixados através dos preços tabelados.

O preço *spot*, introduzido na década de 80, funcionou como uma reação ao domínio da OPEP, através da evolução dos mercados de petróleo a vista, e ganhou importância à medida que os volumes comercializados nesta modalidade e nos mercados futuros, passaram a ser significativos, influenciando as decisões de preços e volumes de produção dos principais fornecedores.

Conforme a Folha *Online* (2002), a cotação diária no mercado *spot* dos preços dos petróleos WTI reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos EUA; e a cotação do *Brent* reflete o preço de cargas físicas do petróleo *Brent* embarcadas de 7 a 17 dias, após a data de fechamento do negócio, no terminal de Sullom Voe, na Inglaterra.

Atualmente, os preços tabelados e os preços *Spots* estão sendo tomados como referências de preços do petróleo pelos agentes do mercado. Os preços tabelados são frutos da força relativa de um determinado agente que impõe sua estrutura ao mercado. Já o preço *Spot* reflete a situação conjuntural do mercado, a cada momento.

Apesar de existirem os preços tabelados e *Spot* como referências de preços de petróleo, grande parte do petróleo produzido não flui no mercado através da comercialização em um desses dois sistemas. O mercado internacional de petróleo é formado por companhias integradas, verticalizadas, multinacionais ou estatais, que processam todas as etapas da cadeia produtiva, desde a exploração, a produção, o refino, o transporte e distribuição.

Dessa forma, o custo do petróleo em empresas verticalizadas, é formado por uma composição entre os custos de produção obtidos pelas empresas nas áreas onde elas atuam, e os custos de aquisição da parte comprada no mercado. Nos custos próprios de produção, deverão ser considerados os valores de *royalties* e imposto de renda pago.

As companhias integradas criam suas próprias estruturas internas de preços, que deverão ser compatíveis com o retorno de seus investimentos voltados para assegurar o transporte, refino e distribuição em condições competitivas no mercado internacional.

Sendo assim, o preço de repasse de uma unidade de produção para uma unidade de refino em uma empresa integrada, reflete apenas o custo de transferência interna, sem ter uma relação direta com o preço do mercado de petróleo naquele momento, e sim com a política interna de preço da empresa.

Os contratos de longo prazo, que são feitos entre as companhias petrolíferas e seus fornecedores, são realizados sob condições especiais de fornecimento que incluem condições diferenciadas de fretes, descontos e vantagens não transparentes ao mercado, o que faz com que essas empresas obtenham o petróleo por um preço mais competitivo. Os contratos de lucros garantidos citados por Yergin (1992), caracterizam bem essa relação.

Torna-se difícil saber o valor econômico exato de cada transação comercial realizada no mercado petrolífero internacional, em virtude dos diversos mecanismos utilizados pelas empresas para manobrá-lo.

Cada agente de mercado desenvolve um esforço de intervenção nele, buscando influenciar a definição do preço e as expectativas de preço futuro, de acordo com seus interesses de obter uma maior apropriação da renda petrolífera e um melhor posicionamento estratégico no mercado, em médio e longo prazos. Em função da desigualdade de força existente entre os agentes, alguns buscam associar-se como forma de unir forças e concentrar suas as ações pelo interesse comum.

Segundo Pinto Junior (1998), o desenvolvimento dos mercados futuros e as mudanças nas formas de comercialização do petróleo, decorrerão da necessidade de utilização de instrumentos capazes de reduzir o impacto da volatilidade gerada nos preços pelas variáveis taxa de câmbio, juros reais e nominais, que dificultavam a gestão dos riscos financeiros por parte das empresas do setor petrolífero.

3.2 Estruturas de Formação dos Preços de Derivados de Petróleo no Brasil

As estruturas de formação dos preços de derivados de petróleo no Brasil sempre refletiram a conjuntura econômica e política da época. O equilíbrio entre a oferta e procura de derivados no mercado nacional, esteve presente de forma marcante, influenciando na formulação do preço final dos combustíveis para o consumidor brasileiro.

O movimento econômico mundial, voltado para o processo de globalização, teve reflexos na economia brasileira. Na indústria petrolífera foi flexibilizado o monopólio, e criada a Agência Nacional de Petróleo – ANP, que passou a exerce a função reguladora dessa atividade econômica no país.

Ao analisar a nossa política de crescimento econômico, Oliveira (1987), concluiu que ela sempre esteve intimamente ligada à política de formação dos preços dos derivados de petróleo, em razão de o petróleo ser a base energética de nossas indústrias de transformação, matéria-prima de nossa indústria petroquímica e principal insumo do nosso sistema de transporte de carga e coletivo.

Ele observou que, a cada momento, o governo atuava no mercado visando a alcançar objetivos específicos, tais como:

- Controlar os preços para manter o crescimento econômico e evitar o avanço da inflação;
- Equilibrar a balança comercial;
- Remunerar investimentos feitos pela PETROBRÁS;

- Promover uma política de preços voltada para a melhoria do perfil de distribuição de renda no país, a partir da uniformização dos preços em todas as suas regiões;
- Aumentar a carga fiscal, e com os recursos arrecadados, incentivar programas de substituição das importações, recuperação da malha viária, e diversos outros destinos, através da transferência de recursos do setor petrolífero para outros setores da economia.

Oliveira (1987), também, verificou que os múltiplos objetivos embutidos na política de preços de derivados conduzida pelo governo brasileiro, muitas vezes, foram conflitantes, portanto, como manter a inflação baixa e ao mesmo tempo fazer o repasse dos custos de importação do petróleo ao preço final dos derivados, ou manter o crescimento econômico sem elevar a carga fiscal e, conseqüentemente, o preço final do derivado.

Matz (2000), em sua concepção, também apresenta um breve comentário que contribui para reforçar essa visão. Para ele, a criação do monopólio do petróleo e da PETROBRÁS permitiram ao governo, conduzir toda a política de preços dos derivados, a partir do controle total da produção, importação e exportação do petróleo e de seus derivados. A coordenação e o planejamento unificados possibilitaram à PETROBRÁS, controlar todo o suprimento e incremento do mercado petrolífero interno, defendendo assim, os interesses nacionais, através dos investimentos e pesquisas, e em função deles consolidar o domínio tecnológico da exploração em águas profundas e no refino do petróleo.

3.2.1 Evolução Histórica

A indústria petrolífera brasileira começou a ser estruturada na primeira metade do século XX. Fernandes (2001), destaca que a sistemática de distribuição de derivados de petróleo no Brasil teve início em 1912, e em 1937, surgiu a primeira refinaria de petróleo do país por iniciativa do capital privado.

Para Fernandes (2001), a primeira onda de nacionalismo que surgiu sobre o setor de petróleo brasileiro, em 1938, possibilitou a criação do Conselho Nacional do Petróleo – CNP, pelo Decreto Lei n.º 395, de 29 de abril de 1938, com o objetivo de regular e fiscalizar as atividades de exploração, refino, importação, distribuição e comercialização do petróleo e seus derivados.

Com a segunda onda ocorrida na década de 50, foi estabelecido o monopólio da União sobre a lavra, refinação e transporte marítimo de petróleo e seus derivados, sendo criada a PETROBRÁS para exercê-lo, de acordo com a Lei n.º 2.004 de 03 de outubro de 1953. O governo passou a atuar intensamente no mercado petrolífero nacional, ficando apenas os segmentos de distribuição e comercialização fora do monopólio.

Conforme foi descrito por Oliveira, A. (1977 *apud* Oliveira L., 1987), a partir de 1954 os preços dos derivados eram formulados tendo como base os custos dos derivados importados, eram acrescentados a estes valores os custos referentes às despesas como: utilização dos portos, despesas aduaneiras e o Imposto Único sobre combustíveis líquidos e Lubrificantes - IUCL, que existia desde 1940.

O Imposto Único fora criado pelo governo com taxa de incidência fixa e sem variação em função de outro componente do preço. Dessa forma, eram fixados os preços “ex-refinaria” e o preço de venda ao consumidor era obtido acrescentando-se aos preços “ex-refinaria”, as margens brutas de distribuição e revenda, definidas pelo Conselho Nacional de Petróleo – CNP para cada derivado.

Oliveira A. (1977 *apud* Oliveira L., 1987), evidencia que àquela época, o Brasil não possuía um parque de refino expressivo, eram refinados no país apenas 5% da demanda nacional de derivados e a produção interna de petróleo era inferior a 2% do consumo, justificando porque os preços dos derivados estavam atrelados aos preços internacionais.

Os preços dos derivados não eram uniformes em todo o país, em função dos custos diferenciados de frete e armazenagem existentes para colocação dos derivados nos pontos de venda de cada região. A PETROBRÁS recebia 25% do imposto único através do fundo de pesquisa, o restante da arrecadação do imposto era destinado ao fundo rodoviário nacional.

Gradativamente, a PETROBRÁS foi desenvolvendo uma capacidade de autofinanciamento e reduzindo a sua participação nas receitas geradas pelo imposto único, chegando a 18% em 1965. Oliveira (1987), destaca que a parcela destinada ao fundo rodoviário contribuiu para a ampliação da malha rodoviária e selou o futuro da política de transporte de cargas do Brasil, que optou pela modalidade rodoviária; conseqüentemente a indústria de veículos pesados teve um grande impulso no país e o consumo de óleo diesel e gasolina aumentou proporcionalmente.

Em 1956, foi instituído o fundo geral de fretes com o objetivo de tornar o preço dos combustíveis igual em todo o litoral brasileiro. Esse fundo cobria as despesas variáveis referentes aos custos de cabotagem, relativos ao transporte feito para as cidades litorâneas. Esses recursos passaram a compor uma nova parcela do preço, calculada com base no custo médio do frete marítimo.

A forma do cálculo do imposto único foi alterada em 1956, que passou a ser feita através da incidência da alíquota diretamente sobre o custo CIF de importação de petróleo para possibilitar a determinação da incidência do imposto em cada estrutura de preços dos derivados. O cálculo passou então a ser “ad-valorem”, deixando de ser um imposto sobre circulação e consumo; essa mudança proporcionou um aumento de receita proveniente do imposto único. Foi então modificada a distribuição dos recursos gerados pelo imposto único, e parte da receita que ia para a PETROBRÁS foi repassada para a Rede Ferroviária Federal – REFESA S/A; o percentual estipulado foi de 10%. Os demais pontos da política de formação de preços não foram modificados, continuando atrelados aos preços internacionais.

Carvalho (1977 *apud* Oliveira, 1987), constata que na década de 60, a produção interna de derivados de petróleo aumentou consideravelmente, impulsionada pelo sucesso do programa de instalação de refinarias conduzido pela gestão do Presidente Juscelino Kubitschek. Já em 1964, a PETROBRÁS passou a atender 93% da demanda brasileira de derivados de petróleo, o governo entendeu que não mais se justificava a vinculação do preço interno ao preço internacional. O Conselho Nacional do petróleo – CNP, então, acabou com a paridade entre o preço interno e o preço internacional de derivados

similares. O preço dos derivados passou a ser calculado através de um novo componente que substituiu a paridade com o preço internacional: o preço de realização.

O preço de realização era composto da parcela referente ao custo do óleo importado mais a margem bruta do refino, sendo calculado através da aplicação de coeficientes multiplicadores ao custo médio CIF de importação do petróleo. Cada grupo de derivados tinha seu coeficiente específico, que representava os custos relativos de produção desse derivado e a parcela de remuneração das unidades de refino do país. Dessa forma, a política de preços tinha embutida em sua estrutura parcelas que estavam intimamente ligadas às propriedades da indústria petrolífera brasileira, tornando possível uma política desvinculada do preço internacional e mais apropriada aos objetivos da política econômica e social do país, naquele momento.

Somente em 1964, o imposto único passou a incidir sobre o preço de realização da refinaria, deixando de ser taxado sobre o custo de importação dos derivados. Nesse mesmo ano, foram introduzidas mais algumas parcelas adicionais na estrutura de formação do preço dos derivados. Essas novas parcelas foram denominadas de alíneas, e foram acrescentadas ao preço “ex-refinaria”, que era determinado pela soma do preço de realização mais o imposto único.

Os recursos arrecadados com as alíneas se destinavam a rubricas próprias definidas na nova legislação criada para o setor. Nesse mesmo contexto, Oliveira (1987), ressalta que umas alíneas buscavam promover o ressarcimento de alguns diferenciais de custos de produção e importação,

outras, de custo de transporte; as demais visavam cobrir despesas do CNP e o pagamento de *royalties*. As principais alíneas “a” e “f” substituíram o fundo geral de frete.

A partir de 1966, foi alterada a forma de cálculo do preço de realização, com base em estudos feitos sobre os custos de produção de derivados, no Brasil. O preço de realização passou a ser determinado com o emprego de critérios que garantissem a manutenção da rentabilidade do refino nacional. Foi considerado o custo médio do processamento de um barril de petróleo através da utilização de quatro grupos de custos, que serviam de referencial para a apuração do custo médio e do lucro obtido no processamento de um barril de petróleo. Conforme descritos por Oliveira (1987), os quatro grupos criados foram:

- custos relacionados com os preços do mercado internacional de petróleo bruto e demais material de consumo importado em função da taxa de câmbio;
- custos relacionados com as despesas de pessoal;
- outros custos variáveis;
- depreciação, amortização e remuneração.

Desse modo, segundo a concepção teórica, cada grupo tinha um critério específico de cálculo de seu reajuste, o primeiro seguia as alterações dos preços internacionais do petróleo e da taxa de câmbio. O segundo acompanhava os reajustes salariais. O terceiro e o quarto eram reajustados a partir da Obrigação Reajustável do Tesouro Nacional - ORTN, índice utilizado

como referência para a realização da correção monetária na economia brasileira da época.

O valor de realização das refinarias era obtido através da soma dos quatro grupos, posteriormente o total era dividido pelo consumo total de derivados, o resultado era o preço médio de realização das refinarias, que por definição, era o preço de realização da gasolina, considerado como o padrão.

A gasolina era considerada de índice 100, o CNP definia o preço de realização dos outros derivados utilizando os índices através de sua política de preços de derivados de petróleo em vigor.

O padrão considerado era a gasolina, em função do parque de refino nacional ter sido concebido com um esquema de refino voltado à maximização da produção de gasolina, conforme demonstra Pires (1983). O preço do petróleo importado passou a ser apenas uma parcela do total, desvinculando parcialmente o preço do óleo bruto dos preços internacionais.

Ainda em 1966, foi declarada a isenção do imposto único para todos os tipos de óleos combustíveis. Deste ano até 1972, a receita obtida com imposto único teve sua destinação alterada diversas vezes, continuando o setor de transporte a ser o maior beneficiado. Foi também em 1966 que o fundo de pesquisa do petróleo acabou.

Posteriormente, uma parcela significativa do imposto único foi destinada aos Estados e Municípios como forma de ampliar os orçamentos deles, que haviam sido reduzidos em função da reforma tributária feita em 1967. Uma pequena parcela foi destinada ao desenvolvimento de pesquisa nas áreas nuclear e de extração mineral.

Em 1972, foi criada a alínea “h” que foi adicionada ao preço “ex-refinaria”, e tinha por objetivo, compensar as diferenças entre a taxa de câmbio aplicado no cálculo do custo dos derivados e as oscilações da taxa de câmbio oficial, praticada durante o período de vigência dos preços internos.

A alínea “h” era incidente somente sobre o preço da gasolina, não exercendo pressão sobre o preço final dos demais derivados. Foi muito importante nos momentos em que ocorreram fortes desvalorizações da moeda nacional para possibilitar ajuste na política de preços. Nessa época ainda não existia a conta petróleo.

A partir de 1973, com o primeiro choque internacional do preço do petróleo, o governo brasileiro sentiu a necessidade de priorizar e fomentar novamente a pesquisa no segmento de petróleo, principalmente nas áreas de exploração e produção de petróleo. Desde então, foi destinada para esse fim uma parcela do imposto único que novamente passou a compor o fundo de pesquisa do petróleo. Foi alterada a composição de parcelas que formavam os preços dos derivados, várias alíneas foram acrescentadas para servir a diversos fins, vários deles ligados a PETROBRÁS, ELETROBRÁS e NUCLEBRÁS. Alguns deles foram acrescidos ao preço “ex-refinaria” e outros ao preço de realização.

Sathler (2000), evidencia que no decorrer de 1977, a determinação do preço de realização dos derivados deixou de ser feita a partir do preço de realização da gasolina, quando o Governo, através do Decreto-Lei n.º 1.599, modificou a regulação dos preços dos derivados. Este sistema possibilitou um novo arranjo dos preços de realização dos derivados e a diferença relativa

entre eles pôde ser ajustada com maior flexibilidade, dando ao órgão gestor da política de preços dos derivados, uma maior margem de manobra.

O modelo consistia no cálculo do preço de realização dos derivados através do rateio do valor de realização das refinarias, que era calculado de forma idêntica à definida em 1966. Posteriormente, eram feitas algumas ponderações, segundo a posição em que se encontravam as condições do mercado internacional, a conjuntura econômica nacional e as peculiaridades do nosso parque de refino, garantindo-lhe a rentabilidade adequada. O CNP, ao definir os preços de realização dos derivados, considerava os efeitos relevantes para os preços da evolução do custo de importação de petróleo, os objetivos da política econômica brasileira e as necessidades de viabilização do parque de refino nacional.

Ainda em 1977, o imposto único foi direcionado para o fundo nacional de desenvolvimento, que tinha como função promover o desenvolvimento do parque industrial brasileiro com a introdução de novas tecnologias e o fomento do programa de substituição das importações em diversos setores da economia. Nos anos seguintes, várias mudanças foram introduzidas com o objetivo de priorizar alguns pontos da política energética e econômica do governo.

O Decreto Lei n.º 1.599 de 1977, possibilitou, a formação de uma estrutura de preços dos derivados, em níveis diferentes aos praticados em um mercado plenamente competitivo, no qual os preços refletiam os seus custos marginais.

Vários recursos foram introduzidos para possibilitar o subsídio ao consumo de alguns derivados, que eram provenientes da elevação dos preços de outros derivados conforme diretrizes da política econômica e energética da época. Essas elevações de preços eram feitas no preço de realização para evitar a cobrança de um tributo específico. O subsídio cruzado funcionava de forma que, a receita derivada da elevação do preço de alguns derivados, deveria ser igual ao valor dos recursos necessários a cobertura do “déficit” gerado pelo preço defasado dos outros derivados.

A participação no valor total conferida ao preço de cada derivado dependia das distorções de preços existente em cada momento e da posição relativa de cada derivado na demanda total. O preço de realização do GLP, óleo combustível, nafta petroquímica e combustível de aviação, esteve por muito tempo, menor que seu respectivo custo de oportunidade.

Porém, em 1978, o preço dos derivados foi uniformizado em todo o território nacional, aumentando-se o valor da alínea “a” na composição do preço dos derivados, para absorver o diferencial de custo gerado pelo frete de transferência.

Em função do segundo choque dos preços do petróleo, foi criada a alínea “n” em 1979, com o propósito de obter recursos para alavancar a produção de energia no país. Posteriormente, em 1980, foram feitas várias alterações da estrutura de preços dos derivados e de suas parcelas, na busca de um novo direcionamento dos recursos fiscais arrecadados com a venda deles, tendo como objetivo central, fortalecer os programas de substituição de energia importada. Este fato reduziu bastante a arrecadação do imposto único,

que deixou de ter a base de cálculo “ad-valorem”, passando a ser fixada atrelada à variação das Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional – ORTN. Sua distribuição foi alterada, e, a partir de então, o imposto único passou para os Estados, Municípios e para a Secretaria de Planejamento.

Uma grande alteração feita na estrutura de preços foi realizada na década de 80, com o reagrupamento de todas as alíneas introduzidas de 1964 até 1979, em apenas quatro alíneas. Também na década de 80, foi criado o Programa de Mobilização Energética – PME, fomentado através da recém-criada alínea “d”. Algumas alíneas tinham caráter compensatório, visavam corrigir diversas distorções do mercado, outras tinham a finalidade de absorver custos específicos e de funcionar como impostos ou encargos fiscais, sendo que algumas tinham natureza mista. Essas alíneas não incidiam de forma igual em todos os derivados.

Apenas a alínea “a” era administrada pelo CNP, sendo a própria conta-petróleo. Seu recolhimento era feito através do Fundo Especial de Reajuste da Estrutura de Preços dos Combustíveis e Lubrificantes - FER. As demais alíneas eram recolhidas ao Tesouro Nacional. O FER era utilizado para cobrir os custos com o dólar-petróleo, o câmbio e o subsídio do programa do álcool. A Tabela 1 a seguir apresenta as alíneas implantadas no período compreendido entre os anos de 1964 e 1980 com suas destinações de receita, conforme Petrobrás (1983).

Tabela 1 – Alíneas Período 1964 a 1980 (Destinação)

ANO	ALÍNEA	APLICAÇÃO
1964	"a"	Ressarcimento dos fretes de cabotagem.
	"b"	Diferença entre o preço do álcool anidro e o da gasolina "A".
	"c"	Ressarcimento das diferenças entre o preço de importação dos derivados e o preço no mercado interno.
	"d"	Despesas de fiscalização, administração, atividades técnicas e científicas a cargo do CNP.
	"e"	Parcela adicional ao preço do óleo combustível de baixo ponto de fluidez.
	"f"	Ressarcimento de diferenças do transporte do petróleo bruto dos portos até as refinarias.
	"g"	Parcela para atribuir aos estados produtores o equivalente a 6% do valor do petróleo bruto de produção nacional.
1972	"h"	Diferenças do custo CIF de importação do petróleo.
1973	"i"	Recursos destinados a Petrobrás, e a Eletrobrás; posteriormente incluiu-se também a Nuclebrás e a Comissão Nacional de Energia Nuclear.
1975	"j"	Recursos destinados ao Fundo Nacional de Mineração e à Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais.
	"l"	Subsidiar a energia de origem nacional.
1976	"m"	Fundo Aeroviário Nacional.
1979	"n"	Programa Nacional do Álcool; Programa de Transportes Alternativos para Economia de Combustíveis e Programa do Desenvolvimento do Carvão.
1980	"a"	- Ressarcimento de fretes de cabotagem, e da diferença entre o custo de importação de petróleo e derivados. - Diferença do custo CIF do petróleo importado em razão das transferências por rodovias, ferrovias, fluviais, oleodutos, autorizados pelo CNP; - Despesas de logística do álcool carburante; - Subsídios de transporte e comercialização do carvão; - Diferença do preço de faturamento do álcool em relação ao preço de qualquer derivado que tenha mistura de álcool.
	"b"	Atendimento das despesas de administração a cargo do CNP.
	"c"	Fundo aeroviário nacional.
	"d"	- Programa de Mobilização Energética, Programa de Transportes Alternativos, Programa de Desenvolvimento do Carvão, Programa Nacional do Álcool, Nuclebrás, Eletrobrás, Petrobrás, Fundo Nacional de Mineração, Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais – CPRM, Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN.

Ainda na década de 80, voltou a ser utilizado o custo do petróleo internacional para o cálculo do preço dos derivados. Tudo transcorria como se todo petróleo usado como matéria-prima para a produção dos derivados no parque de refino nacional fosse importado. Em verdade, parte era importada e parte era nacional, sendo o custo do petróleo nacional equivalente ao valor necessário para remunerar a extração, que via-de-regra, era menor que o custo do petróleo importado. Dessa forma, embora sendo parte do petróleo refinado no Brasil de origem nacional o seu custo computado na estrutura de preços dos derivados era adotado igualmente ao custo do importado. A diferença entre o custo real de produção e o computado no cálculo do preço de realização dos derivados era, então, recolhida ao Fundo Especial de Reajuste – FER. Uma parcela equivalente a 6% do preço de produção *onshore* era deduzida do valor da diferença antes do recolhimento para o fundo, sendo esta, posteriormente repassada aos Estados e Municípios produtores, como pagamento de *royalties*.

Em 1982, foi adicionada ao preço ex-refinaria uma parcela relativa à tributação do FINSOCIAL, correspondente a 0,5% da receita bruta. Já em 1984, entrou em vigor a Emenda Passos Porto, alterando a destinação do imposto único e das alíneas, fixando o repasse de 60% do imposto arrecadado para os Estados e Municípios conforme Rezende (1985 *apud* Oliveira, 1987). No entanto, o Governo Federal para evitar transferir os recursos até então Federais, para os Estados, suprimiu as parcelas da estrutura de preços e introduziu uma nova alíquota de 15% para o Imposto Sobre Operações Financeiras – IOF, na nova estrutura de preços. O IOF incidiu sobre a

importação de petróleo e não era afetado pela emenda Passos Porto, neutralizando a sua ação.

Parte da receita gerada com o IOF, na taxação do petróleo, era repassada ao CNP para compensar as diferenças cambiais e para compensar os custos gerados com a uniformização dos preços dos derivados em todo o território nacional. A partir de 1984, a alíquota do IOF foi elevada para 25%, mas logo depois, foi substituída pelo Fundo de Uniformização de Preços – FUP, administrado pelo CNP. Os recursos assim arrecadados eram utilizados para cobrir as despesas antes atendidas pela antiga alínea “a”. Nessa época, os principais impostos incidentes sobre os preços dos derivados eram o imposto único e a FUP.

Verifica-se que a estrutura de formação dos preços dos derivados de petróleo no Brasil, durante esse período, foi conduzida através de uma atuação direta do governo federal, que ao manobrar a estrutura de formação dos preços dos derivados, implementou a política macroeconômica e de distribuição de renda do país. A estrutura de preços consistia, basicamente, na determinação dos quatro grupos de preços descritos a seguir conforme Petrobrás (1983):

- preço de realização, que consistia na parcela referente à absorção dos custos de matéria-prima importada, da mão-de-obra e da remuneração do refino;
- preço “ex-refinaria”, sua formação consistia na soma do preço de realização com o imposto único;
- preço de faturamento, que consistia no preço de venda da PETROBRÁS para as companhias distribuidoras, e era

equivalente ao preço “ex-refinaria”, mais a soma dos demais tributos: alíneas, PIS/PASEP, FINSOCIAL, IOF, FUP, de acordo com o período de vigência de cada um;

- preço final, que era o preço pago pelo consumidor nos postos de abastecimento, formado pelo preço de faturamento mais a margem bruta de lucro das distribuidoras e da comissão dos postos revendedores. Este preço era tabelado.

Em 1988, um novo cenário político implanta-se no país com o processo de redemocratização. A Assembléia Nacional Constituinte, através da Constituição promulgada em 5 de outubro, descentralizou as arrecadações dos tributos sobre os derivados. O imposto único que era arrecadado pelo governo federal, foi substituído por dois novos tributos que passaram a ser arrecadados pelos Estados e Municípios. O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e intermunicipal – ICMS, que é um tributo sobre valor adicionado; e o Imposto sobre Vendas a Varejo de Combustíveis Líquidos e Gasosos – IVVC era aplicado a todos os combustíveis líquidos e gasosos com exceção do óleo diesel, tendo sido extinto em 1996.

A incidência dos tributos sobre os derivados foi reduzida durante a década de 80 para equilibrar a crise econômica pela qual o país passava naquele momento. Foi realizado um controle de preços, às vezes, inferior ao do mercado internacional, com o objetivo de evitar o aumento da inflação. Até o final daquela década este sistema funcionou. Logo depois, foi iniciado o

processo de abertura da economia, e, gradativamente, foi feita a liberação dos preços dos derivados de petróleo no mercado brasileiro.

De fato, Sathler (2000), revela que, a partir de 1989, os créditos da PETROBRÁS na chamada conta petróleo, passaram a aumentar, numa clara evidência de que o preço de realização fixado pelo governo estava em desarmonia com o previsto, a partir de uma correta definição do Valor Médio de Realização das Refinarias - VMR. A conta Petróleo, derivados e Álcool passou a gerar receita para o governo, uma vez que o mesmo não ressarcia à PETROBRÁS os valores contabilizados nesta conta. A Companhia teve então que recorrer ao mercado financeiro para obter capital-de-giro e financiamento, para implementar seu programa de investimentos.

Fernandes (2001), destaca que, em 1990, foi criado o Programa Federal de Desregulamentação, e neste mesmo ano, o Departamento Nacional de Combustíveis – DNC. Com a extinção do Conselho Nacional do Petróleo – CNP, tem início o processo de transformação do setor petrolífero na direção do aumento da concorrência.

Segundo essa concepção, Sathler (2000), afirma que durante 1996, várias medidas foram adotadas para promover a liberação gradual dos preços dos derivados, entre elas destacam-se: a liberação do preço do QAV-1 nos principais aeroportos; o estabelecimento de um critério para determinação do preço do QAV-1 nas refinarias, com base nas cotações desse produto no mercado *US Gulf*; a liberação dos preços dos derivados em nível de consumidor; a liberação do preço de faturamento das companhias distribuidoras para a gasolina e álcool hidratado; a liberação dos fretes e da

margem de distribuição e de revenda do GLP; a incorporação de parte do subsídio do álcool anidro ao preço da gasolina; a liberação do faturamento do álcool anidro nas usinas e destilarias, e a flexibilização da logística de suprimento de álcool anidro, permitindo a compra direta pelas distribuidoras aos produtores, com negociação livre.

Ocorre que, em 1997, o governo, através da publicação da Lei do petróleo, n.º 9.478, acelerou o processo de desregulamentação dos preços. Foram eliminados os subsídios de equalização de fretes do álcool anidro e hidratado; teve início a desequalização do frete para o óleo combustível; foi liberado o preço do óleo diesel vendido das distribuidoras para os grandes consumidores.

Fernandes (2001), enfatiza que o Congresso Nacional, ao publicar a Lei do petróleo, consolidou o processo de abertura do setor petrolífero, regulamentando a flexibilização do monopólio, concretizada com a criação da Agência Nacional do Petróleo – ANP, em 1998. Neste ano, foi instituída a Parcela de Preço Específico – PPE em substituição a FUP, visando à redução da conta petróleo e a eliminação do “déficit” financeiro da PETROBRÁS. Também foi estabelecido o exercício da atividade de importação de gás natural, petróleo, GLP, QAV-1. Além dessas medidas, foi ampliada a desequalização dos preços dos derivados através da incorporação no preço ao consumidor, dos fretes rodoviários, ferroviários, de cabotagem; como também, os custos de transporte por dutos e os custos de operação dos terminais e das transferências entre bases.

Também, a partir de 1998, os preços de realização da PETROBRÁS para os derivados considerados básicos: gasolina, óleo diesel, GLP, QAV-1, óleo combustível e nafta petroquímica, passaram a ser indexados aos preços praticados pelo mercado internacional e a variação do dólar, de acordo com a Portaria Interministerial n.º 3 promulgada em julho desse ano. O Brasil já tinha vivido, anteriormente, um período de preços dos derivados atrelados ao preço internacional e ao câmbio, nas décadas de 50 e 60, no entanto, naquela época, o país não possuía um parque de refino e nem produção significativa de petróleo. Hoje o país está próximo a alcançar a auto-suficiência na produção de petróleo e possui ampla capacidade de refino.

A Lei n.º 10.336 de dezembro de 2001 criou a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE, que incide sobre a importação e comercialização de combustíveis. *"A introdução da CIDE eliminou as distorções entre o preço no mercado nacional e internacional e, portanto, possibilitou a abertura à importação por outros agentes econômicos" Silveira (2002).*

A CIDE, além de substituir o PIS e Cofins, substituiu também a Parcela de Preço Específica - PPE. Segundo Pires (2002), o sucesso do modelo de abertura e da introdução da CIDE pode ser medido pelo ingresso de mais de quarenta empresas no segmento de exploração e produção. Os recursos arrecadados pela CIDE são para pagamentos de subsídios, financiamentos de projetos ambientais relacionados à indústria de petróleo e gás nacional e programas de infra-estrutura de transporte. Dela, são contribuintes (pessoa física e jurídica): o produtor, o formulador e o importador dos combustíveis líquidos. A lei 10.336 de 19/12/2001 define as alíquotas e também determina

que eventuais reajustes no valor a ser cobrado pela CIDE sejam determinados via decreto do poder executivo.

A evolução da estrutura de formação de preço dos derivados de petróleo no Brasil esteve profundamente vinculada ao posicionamento e à política adotada pelo governo e sua visão estratégica sobre o mercado petrolífero nacional e internacional.

Com essa composição feita entre a visão estratégica e o posicionamento político, a estrutura de preços dos derivados esteve, a cada momento, atrelada às circunstâncias socioeconômicas vividas pelo país e a conjugação de forças predominantes. Seus aspectos fundamentais a serem destacados são:

- repasse das oscilações do preço internacional do petróleo, de forma total ou parcial, ao preço dos derivados, através da composição do preço de realização;
- alta sensibilidade e correlação do preço final de alguns derivados e a blindagem de outros, em função das variações do preço de realização e da carga fiscal incidente sobre a atividade petrolífera;
- ocorrência de um fluxo de transferência de recursos fiscais, provenientes do setor petróleo, para diversos outros setores da economia de acordo com as prioridades e relação de forças da época;
- abertura e flexibilização do mercado petrolífero nacional ao capital estrangeiro.

Um dos parâmetros que a ANP utiliza para a determinação dos preços mínimos dos petróleos produzidos no Brasil é a cotação internacional de seus principais derivados. Esses são hipoteticamente determinados de acordo com os critérios estabelecidos na Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000. No Brasil os preços dos derivados são influenciados por sua cotação internacional. Compreender como os preços dos derivados são formados, fornecerá elementos para o desenvolvimento da análise comparativa da valoração do petróleo do Recôncavo Baiano.

3.3 A Geopolítica

Para Conant (1978), os processos de industrialização das nações e o desenvolvimento das metrópoles urbanas, inicialmente, tiveram seus suprimentos de insumos energéticos garantidos num cenário geopolítico em que as ações diretas das grandes potências militares e econômicas mundiais, viabilizaram-nos através da implantação de relações coloniais com as regiões ricas em reservas de recursos energéticos; visto que, essas potências não dispunham de todos os insumos necessários em seu próprio território.

Apesar das evoluções políticas e econômicas ocorridas nos últimos anos e do aperfeiçoamento das instituições internacionais, a exemplo da Organização das Nações Unidas (ONU) e da Organização Mundial de Comércio (OMC), as grandes potências buscaram sempre manter o controle político dos recursos energéticos. O acesso a esses recursos está

condicionado por fatores geográficos, econômicos e político-governamentais definidos por elas, em função das relações internacionais de poder existentes e dos fatores relevantes dessas relações. Para o petróleo destacam-se:

- localização das reservas;
- linhas de suprimento;
- meios de transporte utilizados para envio da área produtora a área consumidora;
- domínio tecnológico da exploração e processamento do petróleo;
- controle e localização das instalações de processamento.

Sendo assim, o país que tem dependência de recursos energéticos importados tem consigo, traçados sempre, dois objetivos principais que são:

- adotar uma política internacional voltada a assegurar-lhe um acesso ao suprimento energético adicional necessário às suas necessidades, de forma contínua e economicamente viável;
- reduzir a sua dependência externa de recursos energéticos, minimizando a necessidade de acesso ao suprimento externo.

A falta de recursos energéticos e de seu suprimento pode ter conseqüências econômicas bastante desfavoráveis, afetando de forma considerável, a estabilidade política de um país. Diante dessa concepção, Conant (1978), observou que para assegurar o acesso às reservas energéticas e ao suprimento complementar, as nações buscam desenvolver vários mecanismos de interação e convivência com os países detentores de grandes reservas energéticas. Esses mecanismos teriam como princípios:

- expandir relações bilaterais de comércio e intercâmbio com os principais produtores,
- incorporar o diálogo com mercados comuns e blocos comerciais para a consolidação de acordos comerciais e de fornecimento de energia,
- promover a implantação de mecanismos e organizações internacionais para o desenvolvimento de ações coordenadas visando a uma política favorável no controle do suprimento, reserva e desenvolvimento da produção energética, a exemplo da Agência Internacional de Energia - IEA.

Na busca da redução de suas necessidades externas de insumos energéticos, os países importadores desenvolvem internamente programas de conservação de energia, implantam incentivos para o desenvolvimento de alternativas energéticas, financiam a pesquisa e o desenvolvimento de novas fontes.

Observa-se que o processo de globalização da economia mundial propiciou uma expansão, em diversos países, da política de regulação dos serviços públicos e de setores considerados monopólios, tendo como objetivo, atrair investimentos e também promover a competitividade, a exemplo do setor petrolífero Brasileiro.

Quando um setor opera em situação clássica de poder de monopólio, com fraca competitividade, a prática da regulação econômica, no entender de Schwyter (2001), impõe aos seus agentes uma série de condições, para que eles se comportem dentro de parâmetros considerados como eficientes em

termos de alocação de recursos. Devem-se estabelecer regras e incentivos que criem ou restrinjam decisões econômicas, estabelecendo artificialmente um ambiente de competição.

Sobre a ótica da regulação econômica, Schwyter (2001), verifica que a história da atividade de regulação econômica confunde-se com a história da organização dos Estados. O autor destaca que a forma pela qual os Estados se organizam para a atividade de regulação, varia em função da tradição política e do grau de confiança com o Poder Central. Desta forma, os Estados com tradição centralizadora, desenvolvem o conceito do serviço público fornecido pelo próprio Estado para garantir o bem comum, a exemplo da França. Em contrapartida, outros Estados evoluem, de forma distinta, para o conceito de serviços de utilidade pública, que pode ser delegado a empresas privadas, cabendo a eles regulamentá-lo e fiscalizá-lo. O mesmo raciocínio, por analogia, também é aplicado aos monopólios, que podem ser operados diretamente pelos governos ou pelas empresas privadas sob regime de regulação.

Assim sendo, o Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), buscou, em um trabalho abrangente, identificar os cenários, incertezas e condicionantes para a indústria de petróleo brasileira, num ambiente regulado pelo Estado, visualizados no horizonte de 2010.

Em um mercado cada vez mais globalizado, em função da abertura promovida pelo governo brasileiro, ter à mão ferramentas que possibilitem visualizar as tendências do setor de petróleo para os próximos anos é uma condição indispensável para qualquer análise feita nesse setor. Dessa forma, quando se busca avaliar a valoração do óleo da bacia do Recôncavo Baiano,

faz-se necessário lançar mão de estudos dos prováveis cenários para o setor objetivando obter uma melhor percepção do todo. Assim, serão apresentadas nos próximos parágrafos, as sínteses dos principais tópicos identificados através dos trabalhos referenciados.

Pode-se observar então que no contexto internacional, os principais acontecimentos da economia mundial costumam ter reflexos no mercado brasileiro de petróleo, gás e derivados. Dessa forma, a análise abrange um contexto amplo: os condicionantes da economia e do setor de petróleo e gás em nível mundial, para buscar identificar as tendências futuras desse setor.

A evolução recente do setor de petróleo vislumbra uma crescente e significativa combinação de inovações tecnológicas com a ampla integração econômica e comercial, sendo gradativamente alteradas as condições de competitividade e a organização do espaço e da estrutura de poder no mundo.

A queda do regime político existente na URSS fez surgir a hegemonia mundial, com o fortalecimento da liderança e poderio dos EUA. A partir de 1990, os EUA vivenciam uma exuberante expansão econômica. Apesar da hegemonia norte-americana, conflitos regionais afetam o equilíbrio mundial, e, principalmente, nas áreas de grandes reservas de petróleo e de grande potencial de exploração, mais precisamente no Oriente Médio.

A tendência e os condicionantes geopolíticos predominantes no contexto mundial são voltados para uma consolidação dos blocos econômicos, do novo regionalismo, e para uma outra perspectiva simultânea, o multilateralismo, que evolui gradativamente através da Organização Mundial do Comércio – OMC e de outras Instituições de mesmo fim.

No Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), constata-se que os países, individualmente, já não possuem o controle total no campo político e econômico. As questões geopolíticas e econômicas são, em sua maioria, conduzidas pela força dos fluxos globais de capital, produtos, serviços, tecnologias, comunicação e informação. Verifica-se a redução em nível de poder de cada país, individualmente. O novo poder é exercido através das organizações formadas por diversas nações para fins específicos.

A globalização do planejamento e os planos de produção em forma de redes integradas mundialmente feitos pelas multinacionais, em função de seus interesses comerciais, remetem aos países a premente necessidade de que sejam intensificados os movimentos de criação de instituições supranacionais com a função de representar e defender os interesses dos países membros; coordenando as ações conjuntas com o objetivo de fazer valer seu interesse estratégico e comercial.

Os países emergentes, China, Rússia, Índia, Indonésia e Brasil, buscam aumentar a sua participação no comércio mundial, mas dependem do capital financeiro internacional, cujo fluxo especulativo gera instabilidades e grau de vulnerabilidade das economias dessas nações.

O Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), identificou que a evolução da tecnologia viabilizou o fracionamento dos processos produtivos, possibilitando a produção descentralizada com o aproveitamento das vantagens comparativas de cada região. A competitividade passou a ser travada no campo tecnológico, com maior intensidade.

A agregação de valor ao produto, a defesa das patentes, a redução do ciclo de vida dos produtos requerem um alto investimento em conhecimento, pesquisa e desenvolvimento. Portanto, várias incertezas críticas são identificadas no contexto da análise das tendências de evolução do cenário mundial, tais como:

- Os países emergentes conseguirão uma inserção significativa na economia mundial ou continuarão com grande nível de instabilidade;
- Os EUA serão hegemônicos ou dividirão seus poderes com alguma outra grande potência mundial;
- As guerras e tensões regionais serão controladas ou ampliadas.

De forma otimista, pode-se prever um futuro próspero com o crescimento e integração da economia mundial de maneira regulada e com a sustentação de um sistema financeiro estável. Neste cenário, os países emergentes teriam boa oportunidade de uma maior inserção no comércio internacional, podendo melhor aproveitar suas vantagens comparativas.

Apoiado nessas constatações o Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), analisou as perspectivas para a produção e o consumo de petróleo, tendo revelado que são previsíveis a ascensão dos países emergentes e o aumento de demanda por petróleo. Estima-se que eles serão responsáveis por 70% do aumento de demanda avaliada em 2% a.a.

Em médio prazo, o Golfo Pérsico manter-se-á como principal área produtora mundial, haverá também a contribuição da Rússia, dos países da

Costa Oeste da África, da Groelândia e das reservas crescentes do Brasil, Venezuela e México.

Os analistas projetam o aumento da dependência dos países da *Organization for Economic Co-operation and Development* (OCDE) da importação de petróleo. Em 1996, eles importavam cerca de 56% de seu consumo e devem atingir o patamar de 76% no ano de 2010. Questionam também, quais serão as prioridades sociais e pessoais nas escolhas energéticas, visto que, as decisões energéticas são escolhas sociais que influenciam a demanda.

Em outra análise, feita por COLLET (2002), identifica-se uma previsão de um significativo aumento da produção de petróleo em países não pertencentes a OPEP. Segundo o autor, o pico de produção de países fora da OPEP dar-se-á em 2010, quando deverá atingir 48 milhões de barris/dia (b/d).

Ainda segundo COLLET (2002), a IEA cita os países que terão maior aumento de produção fora da OPEP: Brasil, Angola, Azerbaijão, Cazaquistão e Rússia.

Os trabalhos referenciados, neste capítulo, possibilitam a constatação de que o Brasil, nos últimos anos, foi submetido a um processo de transformação e modernização, combinando a estabilidade econômica com a abertura de seu mercado ao capital externo.

Já, ao analisar o quadro político, percebe-se que o país buscou o fortalecimento do Estado Regulador, com o surgimento das agências federais e estaduais, para promover a fiscalização dos serviços públicos privatizados, por meio de concessão, somando-se a este fato a homologação da lei de

responsabilidade fiscal que deverá promover uma melhor gestão dos recursos públicos.

Verifica-se que a tendência e os condicionantes do futuro do Brasil passam por um contexto, predominantemente, caracterizado pela reestruturação do estado, com a implantação do marco regulatório e a abertura externa da economia que têm intensificado a concorrência, e melhorado a competitividade do país no mercado externo.

Apesar dos avanços obtidos, o Brasil ainda está exposto a três vulnerabilidades: o elevado endividamento público, mais de 50% do PIB; a forte dependência de recursos externos em virtude do “déficit” da balança de pagamentos; a oferta insuficiente de energia elétrica.

Na análise do contexto e dos prováveis cenários econômicos futuros, são condicionantes importantes para Brasil: a distribuição espacial das atividades econômicas, a evolução dos eixos econômicos de desenvolvimento, e o deslocamento em direção ao nordeste no processo de desconcentração industrial.

O trabalho desenvolvido pelo Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002) realçou a importância para o desenvolvimento regional no Brasil. O tratamento dado às grandes disparidades e especificidades locais, é importante devido à grande extensão do país e a necessidade de políticas diferenciadas para cada região que valorizem as especificidades dela.

A identificação e o diagnóstico das necessidades de cada local é fator condicionante das decisões de aplicação de recursos em pesquisa e capacitação, investimentos e incentivos nos locais necessários.

Em algumas regiões, será de vital importância para a continuidade da exploração de forma economicamente viável, o aperfeiçoamento das técnicas de recuperação de reservatórios em campos maduros, em especial na região do recôncavo Baiano.

Este trabalho também identificou várias incertezas, entre elas:

- a evolução dos preços internacionais do petróleo;
- a evolução da competição nos principais elos da cadeia;
- a efetividade e o foco da regulação;
- a Ocorrência de novas descobertas significativas no Brasil;
- a política de preços de derivados;
- a configuração do parque de refino no país;
- a evolução do segmento petroquímico.

Para as unidades de produção de lubrificantes e parafinas, em especial as localizadas nas refinarias da Bahia e Rio de Janeiro, a principal incerteza crítica é a continuidade do suprimento de matéria-prima adequada.

A partir do Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), percebe-se que as mudanças ocorridas na década de 90 no mercado petrolífero brasileiro e na América do Sul, em função da flexibilização do monopólio e da privatização de empresas estatais do continente, motivaram o surgimento de novos entrantes no mercado petrolífero brasileiro e da América do Sul, alterando-lhe a configuração e promovendo uma reestruturação das estratégias dos agentes que nele atuam ou pretendem atuar.

Este trabalho também enfatiza que outros fatores influenciaram o aumento do interesse por esta região. O acelerado crescimento do volume das

reservas provadas dos países da América Central e do Sul na, década de 90, é um deles. Merecem destaque: a Venezuela e o Brasil que apresentam acréscimo de 5,9% e 3,2%, respectivamente. As reservas brasileiras de 8,5 bilhões de barris mantiveram-se na 16ª posição mundial, enquanto que as americanas cresceram apenas 0,8% em relação a 1999. Neste mesmo ano, o movimento de privatização de diversas empresas e a liberação de diversos mercados na América do Sul, com a conseqüente expansão da presença de novos atores na região, impulsionaram várias empresas do setor de petróleo a buscar uma integração de suas cadeias de valor no sub-continente, por meio de investimentos na exploração de gás e geração de energia.

As informações contidas no Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), demonstram que o Brasil está sendo considerado como fonte alternativa para o petróleo consumido pelos EUA em substituição ao do Oriente Médio, foco de conflito internacional. Os EUA passaram a considerar o Brasil como fonte de suprimentos de seu mercado para 2020, a partir da inclusão do petróleo brasileiro em seu planejamento estratégico.

A equipe do Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002) formulou um conjunto de Idéias-força, buscando consolidar uma visão de futuro desejável para o setor de petróleo no Brasil no horizonte de 2004 a 2010.

O cenário considerado mais favorável para o desenvolvimento do marco regulatório deste setor foi baseado no fortalecimento da multilateralidade e da cooperação entre as nações, através da regulação e arbitragem das instituições supranacionais. O mesmo poderá ser obtido a partir das Idéias-força, que estão resumidas abaixo:

- aumentar a confiabilidade e racionalidade do suprimento energético nacional: o governo brasileiro tem a responsabilidade de corrigir as falhas de mercado e assegurar condições de racionalidade e sustentabilidade ao mercado de suprimento em vários horizontes de tempo e em diferentes cenários;
- intensificar a integração energética continental: este é um processo em andamento que possui importância na busca da confiabilidade do suprimento nacional e na ampliação da competitividade sistêmica do país no contexto da formação dos blocos econômicos mundiais e regionais;
- diversificar a matriz e ampliar a eficiência energética do país;
- consolidar e integrar a política e o planejamento energético: políticas e planejamento energético integrados como função de governo irão minimizar a probabilidade de ocorrência dos piores cenários. Algumas questões não poderão ser resolvidas apenas pelo mercado, principalmente, com o novo quadro que se desenha num ambiente de negócios onde o setor elétrico e o de petróleo estão se interpenetrando de forma complexa e contínua;
- aperfeiçoar, tornar mais efetiva e integrar a regulação do setor de energia e de cada um de seus segmentos, para obtenção da confiabilidade e racionalidade do suprimento energético nacional com competitividade, fundamentado em uma harmonização dos marcos regulatórios através da integração das iniciativas e esforços das agências reguladoras e órgãos de fiscalização.

Outros enfoques de capacitação tecnológica do setor podem ter importância vital para a manutenção da atividade de exploração e produção de petróleo em algumas regiões, tais como: a pesquisa associada ao desenvolvimento de novas técnicas para a exploração economicamente viável de petróleos em campos maduros e questões ligadas ao aumento do fator de recuperação dos campos.

O enfoque do apoio ao uso de tecnologias de recuperação avançada de petróleo por pequenas empresas é projetado como de papel chave para o setor de petróleo da região Nordeste do Brasil, pelos especialistas do setor, ver exemplo abaixo:

> (...) No Nordeste, além de novos projetos exploratórios e do grande crescimento da produção e do consumo do gás natural, a viabilidade econômica de tecnologias de recuperação avançada de petróleo por pequenas empresas, passa a desempenhar um papel chave no futuro do setor na região, assim como a produção em campos maduros. (...).(Projeto Tendências Nota Técnica 1 2002).

Segundo Schiozer (2002): após a quebra do monopólio, os pequenos campos passaram a não fazer mais parte da estratégia da PETROBRÁS, em virtude de a empresa ter-se concentrado em projetos de maior vulto, compatíveis com seu tamanho, sendo este fato evidenciado pela desistência de seus direitos sobre alguns campos maduros em 2000. No entanto, percebe-se que as oscilações ocorridas no mercado petrolífero, já refletiram em mudança de estratégia da PETROBRÁS, que volta a demonstrar interesse nestes campos.

3.4 As Estratégias das Empresas no Mercado Brasileiro

Os estudos realizados por Montgomery e Porter (1998) "*Estratégia: A Busca da Vantagem Competitiva*" revelam que a natureza evolutiva da competição internacional, em alguns aspectos, não se alterou. Segundo esses autores, as estratégias globais envolvem não apenas vendas em escala global, mas também outros aspectos. Em seus estudos eles destacam outros, tais como:

- compreensão da estrutura do setor;
- posicionamento correto da empresa;
- localização (ênfase configuração global ou no reforço das vantagens competitivas regionais);
- coordenação (ênfase na centralização ou autonomia das unidades).

No entanto, os autores enfatizam que as variáveis macroeconômicas, e, entre elas, as taxas de juros; os valores das moedas, os recursos naturais e os níveis de organização da força de trabalho dos países, estão muito além da capacidade de controle de uma empresa ou setor individualmente. Dessa forma, a prosperidade de uma nação não depende somente dos dotes naturais herdados, ou do interesse de determinado setor ou empresa. Os fatores situacionais desenvolvidos pela nação são de fundamental importância para o sucesso ou fracasso das empresas.

No estudo desenvolvido por Matz (2000), observa-se que as estratégias dos governantes e das empresas são fatores influentes na competitividade do

setor petrolífero. A perda ou o ganho da competitividade deve-se tanto a aspectos macroeconômicos, cuja competência é dos governantes, quanto aos aspectos microeconômicos, cuja competência é dos dirigentes das empresas. Para este autor certos fatores macroeconômicos, como política governamental nas áreas fiscais, monetária, de comercio exterior, bem como de regulação, têm relativa influência positiva ou negativa sobre a competitividade das empresas.

Matz (2000), revela que a abertura do mercado brasileiro à concorrência e à natureza dinâmica da competitividade, influenciou as estratégias das empresas, que buscaram colocar em ação as suas vantagens competitivas, para inserção neste mercado, para a manutenção, e, até, para a ampliação de suas participações no mercado nacional. A seguir, a visão do autor será apresentada através de um panorama geral das estratégias utilizadas pelas principais empresas, que foram descritas em seu trabalho.

A ESSO, em sua estratégia, procurou reestruturar a sua forma de gestão no país, promoveu um enxugamento das estruturas administrativas, buscando um novo modelo de organização, realizando um *downsizing*[9] em seu capital humano. Procurou a concentração nas áreas de competência, selecionando suas linhas de produto e eliminando a sua participação no mercado financeiro do país concentrando-se no *core business*[10]. A reformulação de suas estratégias visa a aumentar o seu *market share*[11], busca de novos negócios, ampliação dos investimentos na fábrica de lubrificantes e realizar investimentos de forma ainda discreta na exploração *offshore,* em parceria com outras

[9] Processo de redução e otimização do quadro de pessoal da empresa
[10] Principais atividades comerciais e produtos
[11] Participação de mercado

companhias, para reduzir os riscos e absorver tecnologia de águas profundas. Não demonstra ter interesse de investir na atividade de refino, no país, a curto ou médio prazo.

Para a terceira empresa privada do país, a SHELL, a estratégia foi buscar parceria com a PETROBRÁS na exploração *offshore*, e também se concentrar no seu *core business*, principalmente nas áreas que representem maior chance de lucratividade. Em função de estar procurando equilibrar sua situação financeira na matriz, não tem demonstrado interesse em investir em refino no país em médio prazo.

A IPIRANGA, empresa familiar de forte atuação no ramo de distribuição, busca consolidar seu *market-share* neste segmento com investimentos na fronteira agrícola onde obtêm grande lucratividade, e procura parcerias por não dispor de capital próprio para promover a sua verticalização.

A TEXACO, após a compra por parte da CHEVRON tornou-se a quarta maior empresa do mundo no ramo de petróleo. Como estratégia, busca reduzir os custos operacionais e intensificar a verticalização e a diversificação. Pretende usar a sinergia existente entre as fábricas de aditivos e lubrificantes do grupo e ampliar seus investimentos em logística de distribuição.

A BPAmaco, resultante da fusão de um dos maiores grupos petroquímicos mundiais com um dos maiores do ramo de petróleo, é uma das novas entrantes do mercado brasileiro. Sua estratégia de penetração no mercado está fundamentada no desenvolvimento de parcerias, como também pode partir para fazer aquisições.

A Repsol – YPF é a entrante que possui a estratégia mais agressiva. Busca obter um crescimento rápido na distribuição e refino, através da troca de ativos com a PETROBRÁS e compra de participação na refinaria de Manguinhos. Foi a primeira empresa a adquirir blocos nos leilões do *upstream*[12].

A PETROBRÁS, através do Plano Estratégico Petrobrás 2015 (mai, 2004), introduziu uma política de re-adequação de sua estrutura à nova situação de mercado aberto e com livre concorrência, buscando alcançar níveis seguros de rentabilidade de seus ativos e lucratividade de suas unidades, ao atuar como empresa integrada de energia, com investimentos na área de termoelétricas a gás e co-geração; consolidando e ampliando as suas vantagens competitivas no mercado brasileiro e sul-americano de petróleo e derivados. A empresa adotou o sistema de parcerias para viabilizar alguns investimentos e a estratégia de buscar a liderança do mercado de petróleo, gás natural e derivados na América Latina, operando de forma seletiva na expansão da petroquímica e da atividade internacional.

Nesse ponto, cabe ressaltar as mudanças de estratégia das empresas petrolíferas atuantes no mercado brasileiro e das entrantes, após a flexibilização do monopólio, e a abertura do mercado, em especial, as ocorridas no segmento de Upstream.

A flexibilização do monopólio permitiu a exploração das reservas por empresas estrangeiras, entre elas as *majors*. O sistema de concessão já foi utilizado por essas empresas, em vários pontos do mundo, como forma de

[12] Exploração de Petróleo

apropriação das reservas petrolíferas e controle dos níveis de produção. O novo sistema conduzido pela ANP abre a possibilidade de uma re-apropiração das reservas e do processo de verticalização das atividades de outras empresas atuantes no mercado brasileiro, sendo que mais de 90% das reservas brasileiras estão localizadas no mar.

Um novo mercado que surge é a operação e produção em campos declinantes em terra e campos maduros. A ANP pretende dinamizar esse mercado, através de leiloe,s com possível arremate desses campos por pequenas empresas nacionais e internacionais, essa é uma estratégia que pode da certo conforme demonstrado no exemplo:

> "Nove meses após assumir a operação de 12 campos maduros da Petrobrás, localizados na Bacia do Recôncavo: Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, a PetroRecôncavo conseguiu elevar a produção na região em 241 barris/dia de óleo e em 94mil m3/dia de gás. Historicamente, essa dúzia de campos vinha registrando declínio médio na produção de 14% ao ano, o que significa que a PetroRecôncavo conseguiu não apenas evitar a queda natural, como também aumentar a produção de óleo de 2,5 mil barris/dia para 2,74 mil barris/dia, ou seja, em 9,6%. A produção de gás cresceu de 148 mil m3/dia para 242 mil m3/dia — um avanço de 63,5%. Em menos de um ano, a empresa, formada pelo Petrosantander (50%), CVC/Opportunity (25%) e Perbrás (25%), conseguiu alterar o cenário e o ritmo lento de trabalho que predominavam na região há cerca de 20 anos, quando a Petrobrás decidiu priorizar as atividades de exploração e produção na Bacia de Campos. Desde fevereiro, mês de assinatura do contrato, fechado no modelo de prestação de serviço" (Brasil Energia - 2002).

Como pode ser visto, de acordo com a citação acima, o preço tende a acompanhar o mercado mundial, oscilando entre valores que vão desde ligeiramente acima dos custos de produção no mar, até um pouco abaixo da viabilização de alternativas concorrentes. O preço internacional é importante, mas subsídios podem ser usados internamente (redução do preço ou dos

impostos) para incentivar o consumo ou a produção interna de determinada fonte ou região.

Os preços do petróleo e dos derivados têm forte impacto na configuração da demanda e, portanto, na participação do petróleo na matriz energética. É a referência para o mercado mundial de energia, e caso este preço ultrapasse níveis que viabilizem a energia gerada por fontes alternativas (hidrogênio, solar, eólica, e álcool), estas passam a concorrer diretamente neste mercado.

As grandes empresas buscam então, de todas as formas, a manutenção do preço internacional do petróleo, abaixo deste patamar No entanto, também não deixam que esse preço fique muito baixo, o que inviabilizaria a produção do petróleo em diversas localidades de condições hostis, comprometendo a relação adequada entre reservas e demanda mundial de petróleo, o que geraria grande instabilidade no setor.

Matz (2000), ressalta que as empresas, normalmente, baseiam seu planejamento com um preço médio na faixa de US$ 20,00 (vinte dólares) o barril. Quando o preço de mercado está acima desse patamar, as empresas do setor obtêm um lucro extra, viabilizando investimentos em pesquisa, exploração em áreas hostis e o autofinanciamento. As grandes empresas verticalizadas possuem uma maior capacidade de apropriação dessa renda gerada pelo diferencial de preço.

Com base no trabalho de Matz (2000), verifica-se que nesse cenário a PETROBRÁS adotou como estratégia no mercado nacional, consolidar a sua liderança buscando manter o seu cronograma de exploração com grande

concentração nas áreas *offshore*. A empresa possui vantagens competitivas. O Autor entende que para viabilizar os investimentos e a manutenção do cronograma, ela passou a realizar contratos de parcerias (*Project-financing*), no qual o pagamento dos investimentos é feito com a receita gerada pelo próprio projeto, quando da entrada em produção. Também está utilizando os empréstimos-ponte (*bridge-loan*) e pretende realizar acordos de parcerias para exploração em novos blocos, em que a empresa entraria com participação minoritária, mas seria a operadora do campo, o que lhe permitiria definir o programa de exploração.

A exploração *onshore,* em função do declínio de produção de grande número de campos, está cada vez diminuindo a escala, afetando a rentabilidade dessas áreas. A empresa estuda formas de manter essas áreas em produção, mas deve concentrar seus principais investimentos na produção em águas profundas. Conforme publicado na revista PETROBRÁS (junho 2002), a empresa pretende investir cerca de US$ 128 milhões até 2005, através do programa de desenvolvimento tecnológico em águas profundas, em sua terceira versão (PROCAP 3000), conforme citado no artigo “Uma Nova Fronteira no Mar”.

As novas entrantes são, em sua maioria, as *majors* que já se encontravam presentes no país no segmento de distribuição. Tanto as empresas nacionais como as internacionais estão optando por realizar parcerias com a PETROBRÁS, minimizando, dessa forma, os riscos e absorvendo rapidamente com baixo custo a tecnologia de perfuração em águas profundas.

Apenas a SHELL é considerada uma empresa com tecnologia de exploração em águas profundas entre as entrantes; toda a sua experiência se concentra nas águas do Mar do Norte e Golfo do México, que apresenta características bem distintas das águas brasileiras. Mesmo assim, a empresa já obteve sucesso na Bacia de Campos, nos campos de Bijupira e Salema onde planeja produzir 70.000 barris de óleo bruto por dia, conforme publicado no OIL E GAS JOURNAL LATINOAMERICA (julho/agosto 2003). O que demonstra ter a empresa intenção de verticalizar suas atividades nas Américas, mas poderá refinar o óleo produzido em refinaria de sua propriedade que se encontra ociosa no Caribe, ou também poderá refiná-lo na Argentina e atender ao mercado brasileiro de derivados.

Segundo Matz (2000), a obtenção de lucro por parte das empresas entrantes no seguimento de exploração em médio prazo, dependerá da legislação brasileira referente aos processos de importação e exportação de petróleo e seus derivados, e ao volume de investimentos necessários comparativamente com a rentabilidade de outras áreas.

As estratégias das empresas se estendem por todos os segmentos da indústria petrolífera desde o *upstream,* o *middlestream*[13] até o *downstream*[14]*. O* Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), constatou, que a combinação entre o controle na produção de petróleo com o controle da capacidade instalada de refino e do volume de produtos refinados, proporciona às empresas verticalizadas um relativo controle sobre o mercado de petróleo.

[13] Abastecimento e Refino
[14] Distribuição

Esses estudos mostraram que durante muito tempo esse controle esteve na mão das *majors* e dos países desenvolvidos, principalmente EUA e Europa Ocidental. Gradativamente, os países produtores procuraram exercer um maior controle sobre os níveis de produção e refino realizados em seus territórios, principalmente, após o surgimento da OPEP, quando os governos dos países membros passaram a comercializar diretamente as suas produções através de suas companhias e a investir na implantação de unidades de refino.

Os países consumidores também criaram suas companhias estatais, para pesquisa e desenvolvimento da exploração de petróleo e implantação de um parque de refino capaz de concorrer com o cartel formado pelas *majors*, a exemplo do Brasil, reduzindo assim sua dependência do mercado externo e promovendo o equilíbrio da balança comercial.

Na disputa estratégica pelo domínio do mercado de petróleo, o refino apresenta-se como uma atividade crucial, visto que, as regiões produtoras buscaram fortalecer os canais independentes de refino através da integração vertical e da vinculação da venda de petróleo, à venda de derivados produzidos por elas.

Por outro lado, as grandes companhias internacionais que sempre dominaram o mercado, buscam recuperar o seu nível de integração e verticalização, investindo em áreas não pertencentes a OPEP para minimizar a dependência de matéria-prima dessas áreas.

Um ponto considerado fundamental em toda essa mudança estratégica, é a manutenção do controle dos canais de escoamento da produção feito pelos países industrializados e pelas grandes companhias internacionais. São

consideradas de grande valor estratégico as estruturas operacionais do sistema, incluindo dutos, portos e terminais armazenadores.

Matz (2000), observou que os agentes com maior capacidade de atuação no mercado brasileiro são as subsidiárias das *majors*. Elas possuem suas estratégias próprias para cada segmento, e visam principalmente otimizar seu fluxo global, integrando todas as suas atividades desde a exploração, o transporte, o refino e a distribuição, realizadas em todas as partes do mundo, optando pela alocação de cada etapa onde melhor lhe convier.

Para o caso do Brasil, essas empresas buscam, principalmente, aumentar suas reservas fora do domínio da OPEP; acesso, a baixo custo, as tecnologias desenvolvidas pela PETROBRÁS para exploração em águas profundas; reduzir riscos através dos contratos de parcerias; consolidar as estratégias de verticalização de suas atividades em dimensão mundial, tornando-se esse fato, um diferencial competitivo para essas empresas; e determinante de liderança e domínio na indústria de petróleo em todo o mundo.

Matz (2000), entende que caso a PETROBRÁS ou o governo brasileiro não adote o novo posicionamento sobre a ampliação do parque de refino, teremos em breve um aumento gradual das importações de diesel e nafta petroquímica para atender a demanda interna.

O Projeto Tendências Nota Técnica 1 (2002), revelou a expectativa de que a indústria petroquímica passe a agregar muito valor ao setor de petróleo; essencial na difusão dos benefícios deste seguimento para a economia. O seu desenvolvimento está diretamente relacionado à competitividade da indústria nacional. Dependerá do desenvolvimento da química fina e do nível de

diversificação dos produtos, e se esta diversificação ocorrerá para o grupo de produtos com maior valor agregado.

3.5 As Estruturas de Refino e a Carga Adequada ao Atendimento do Mercado

A tecnologia de refino evolui continuamente em função das necessidades ditadas pelos mercados consumidores e o aumento das exigências de controle contra poluição. No início, foram atendidas as necessidades de iluminação com a utilização do querosene iluminante em substituição aos óleos de baleia e aos óleos produzidos a partir do carvão. Posteriormente, surgiram novas necessidades no mercado de derivados de petróleo e vieram então: os óleos lubrificantes, os asfaltos e a gasolina automotiva. As elevações da demanda obrigaram o aperfeiçoamento dos processos de transformação de óleos pesados em frações mais leves e ampliação das faixas de especificações.

Em petróleos adequados à fabricação de lubrificantes, os destilados pesados recuperados pela destilação, a vácuo, podem ser convertidos em óleos lubrificantes por uma variedade de processos. Segundo o artigo *Refining of Petroleum* (2002), o mais comum destes é o chamado de extração de solvente (*solvent extraction*). Em uma versão deste processo, o destilado pesado é lavado com um líquido que não se dissolve nele, mas que dissolve os componentes não lubrificantes do óleo, extraindo estes, dele. Uma outra versão, usa um líquido que não se dissolve durante o processo, mas que causa

aos componentes não lubrificantes do óleo, a precipitação (como um extrato) dele. Outros processos existem e removem as impurezas pela adsorção em um processo com um meio contínuo e altamente poroso que remove todas as ceras, fazendo com que se cristalizem e se precipitem para fora.

Os novos processos de refino tornaram mais competitivas as novas refinarias, exigindo dos parques de refino existentes, atualização tecnológica para possibilitar a continuidade da operação, com custos competitivos e adequadas aos novos petróleos disponíveis para a composição da carga.

Conforme Pires (1983), as estruturas de refino são definidas em função de alguns parâmetros:

- estado da arte do refino, fundamentalmente ligado ao desenvolvimento tecnológico e à capacidade de adaptação às novas exigências do mercado;
- tipos de petróleo disponíveis para tratamento, que estão diretamente relacionados com a complexidade de cada unidade a ser implantada ou adequada;
- demanda do mercado que a refinaria pretende atender. Este fator influencia diretamente no tipo de carga a ser utilizado e na estrutura utilizada, objetivando a obtenção de um rendimento adequado de cada derivado nas proporções compatíveis com demanda do mercado alvo;
- especificações do produto final, exigidas no mercado consumidor, que definem as etapas de tratamento secundário durante o processo de refino;

- normas de segurança e meio-ambiente a serem atendidas, conforme a legislação da região onde foi instalada a refinaria. Estas estão diretamente ligadas à segurança operacional e ao controle da poluição do meio-ambiente, resultando em necessidade de recursos tecnológicos adicionais e sofisticação do processo.

Assim, Pires (1983), entende que a estrutura de refino é determinada em função, principalmente, da estrutura de demanda do mercado a ser atendido, compatibilizada com a matéria-prima disponível em condições economicamente viáveis. Para atingir este objetivo, seleciona-se a tecnologia disponível na região ou a ser introduzida, compatível com os custos possíveis de ser absorvidos no processo e adequada à obtenção dos rendimentos projetados para cada derivado, a partir da carga programada para a refinaria. Os principais critérios utilizados nesta análise são:

- maximização do grau de flexibilidade, tanto na composição da oferta de derivados como também a flexibilidade para absorver as possíveis alterações na composição da carga;
- maximização dos lucros.

Pires (1983), ainda ressalta e lembra, que os aspectos estratégicos e políticos norteiam todo esse processo de escolha. As refinarias são agrupadas normalmente em duas grandes classes: refinarias para produção de óleos lubrificantes e refinarias estruturadas para a produção de combustíveis e matéria-prima para a indústria petroquímica. Estas grandes classes podem ser

subdivididas segundo critérios relacionados com o esquema de refino ou com a função definida por sua localização.

Para Pires (1983), ao analisar as regras citadas por Wuithier, é sempre recomendável um esquema de produção flexível para acompanhar as oscilações da demanda por derivados e da oferta de variados tipos de petróleos. A qualidade do petróleo limita o rendimento e as possibilidades de produção de alguns tipos de derivados a determinados percentuais da carga, em função do processo e esquema de refino utilizado. Também define a necessidade ou não da utilização de tratamentos secundários para eliminação de contaminantes e poluentes.

Cada vez mais, cresce a importância de se refinar petróleos pesados e com teor alto de enxofre, devido ao grande volume de jazidas descobertas com esse tipo de petróleo e a escassez do petróleo leve e de baixo teor de enxofre. No entanto, a flexibilização do esquema de refino torna a refinaria mais complexa, resultando na elevação do seu custo operacional.

Suslick (2001), em seu capítulo cinco “Política para ampliação do Parque de Refino Nacional”, evidencia a grande variação de custos e investimentos para as diferentes configurações de refinarias, citando como fonte dos dados: Morel, 1977 *apud* Tavares 2000. Abaixo segue a Tabela 2 que transcreve essas variações descritas pelo autor.

Tabela 2 – Refinaria, investimentos e custos

CONFIGURAÇÃO	INVESTIMENTO (10^9 US$)	CUSTOS TOTAIS (US$/bbl)
Simples	0,5	1,2
Complexa	1 a 1,5	2 a 3
Elevada conversão e produtos de qualidade	2,2 a 2,7	5 a 8

As refinarias, também, são classificadas em função de sua localização como:

- refinarias de mercado àquelas cuja localização visa a minimizar os custos e maximizar as receitas, através de uma relação favorável entre os custos de transporte do produto final, que são reduzidos devido à proximidade que elas ficam do mercado consumidor, e de indústrias complementares ou pólos petroquímicos;
- refinarias de exportação àquelas que ficam juntas à matéria-prima;
- refinaria intermediária, àquela que busca equalizar a vantagem dos dois tipos citados anteriormente, opera para exportação e para mercados próximos.

As refinarias de exportação possuem grande escala de produção para compensar as desvantagens dos custos de transporte e diluir os custos de operação. Ficam localizadas sempre nos países que são os grandes produtores de petróleo.

Atualmente, um fator de grande importância no custo de processamento, é a qualidade da carga. A cada dia fica mais difícil se obter petróleos leves com baixo índice de enxofre e outros contaminantes. A grande maioria das novas áreas de produção é de petróleos pesados e com alto teor de enxofre, exigindo processos mais complexos e uso acentuado de catalisadores, provocando um desgaste maior nos equipamentos. Todos esses fatores elevam os custos de processamento da carga. Petróleos com alto teor de enxofre também elevam os custos de processamento, devido à necessidade de unidades de tratamento de efluentes com maior capacidade e custos de operação elevados, diretamente proporcionais ao rigor da legislação ambiental da região, onde se encontra instalada a refinaria.

A carga da refinaria deve estar a mais ajustada possível à estrutura do mercado a que ela atende, proporcionando cortes de destilação com resultados otimizados entre os produtos obtidos e as necessidades do mercado. Caso o petróleo disponível produza cortes com grande distanciamento entre os produtos obtidos e os consumidos no mercado, será necessária a instalação de unidades de processamento secundárias para promover a equalização entre a oferta de produtos da refinaria e a demanda do mercado a ser atendido. Essas unidades também elevam os custos de processamento.

3.5.1 Os Sistemas de Abastecimento de Derivados de Petróleo dos Países do Primeiro Mundo e Suas Estruturas de Refino

Na seqüência, volta-se a utilizar os estudos desenvolvidos por Pires (1983), para constatar-se que nos sistemas de abastecimento de derivados de petróleo dos países do primeiro mundo e nas suas estruturas de refino, não se detecta qualquer padrão.

Identifica-se que nos EUA predomina a indústria de refino privada de capital americano, estando a maior parte da capacidade produtiva com as grandes companhias de petróleo verticalizadas e internacionalizadas, que possuem uma logística sofisticada e o domínio tecnológico do processo. As grandes companhias possuem as principais refinarias do país, localizadas próximas às regiões produtoras, funcionando como fornecedoras para o mercado interno. Existem também pequenas refinarias de propriedade das pequenas e médias empresas que atendem à demanda de mercados localizados.

O mercado americano possui uma estrutura diferenciada em relação aos demais países industrializados, devido à predominância do alto consumo de gasolina automotiva em comparação ao consumo de diesel e óleo combustível e ao consumo, significativo, de gás natural para a produção de energia, utilização na indústria petroquímica e uso comercial e residencial. O parque de refino prioriza a produção de derivados de maior valor agregado. A demanda por derivados de menor valor agregado é atendida parcialmente por produto importado.

Verifica-se que o parque de refino da Europa Ocidental é predominantemente formado por subsidiárias das *majors*, competindo com elas, algumas empresas estatais ou mistas. A distribuição é concentrada nos países de economia forte como Alemanha, Inglaterra, França, Itália, Holanda, Espanha e Bélgica. Algumas dirigem sua produção para o mercado interno a exemplo da França, e outras buscam também a exportação, a exemplo da Itália, que vende seus produtos para o Mediterrâneo e a África.

Os choques do petróleo ocorridos na década de 70 motivaram vários países a buscarem maior diversificação de sua matriz energética e redução da dependência do petróleo.

O Japão possui um parque de refino predominante composto por empresas nacionais independentes e algumas empresas associadas a empresas internacionais. Observa-se que sua indústria petroquímica funciona com a utilização de nafta como matéria-prima e, que seu parque de refino é bastante flexível e preparado para operar com petróleos pesados e com alto teor de enxofre, tendo elevada capacidade de tratamento com hidrogênio. O Japão depende da importação de petróleo e por isso precisa estar preparado para possíveis variações no tipo e qualidade, implantando um parque de refino com grande flexibilidade.

Uma constatação de Pires (1983), foi que apenas nos EUA a capacidade das pequenas empresas de refino é significativa, estas fazem o atendimento de considerável volume do mercado, são pequenas refinarias de mercado, distribuídas por todo o país. Outra constatação foi que apenas nos EUA na Itália e no Japão são detectadas uma participação de empresas nacionais

privadas na atividade de refino com atuação exclusiva dentro do país de forma representativa

3.5.2 A Estrutura de Refino do Brasil

Projetado e implantado antes dos dois grandes choques do petróleo, o parque de refino brasileiro sofreu uma forte pressão em virtude da alteração da estrutura de demanda por derivados ocorrida no mercado brasileiro depois dos choques. Tornou-se necessário utilizar toda a flexibilidade disponível para adequação da estrutura de oferta à nova estrutura de demanda. Foram também introduzidas modificações nas especificações dos derivados como forma de obter-se o equilíbrio.

Na busca pela utilização da flexibilidade do nosso parque de refino, procurou-se converter derivados leves em médios e maximizar os leves e médios em detrimento da produção de pesados. Esta ação foi necessária devido à necessidade de maximizar a produção, principalmente, de óleo diesel.

> *"... houve nova redução no consumo de leves e de pesados e novo aumento no dos médios, principalmente o óleo diesel, que se tornou o derivado majoritário..." (Suslick 2001).*

Oliveira (1987), ao estudar esse período, identificou que uma das principais medidas adotadas para promover a reestruturação do nosso parque de refino, foi a implantação do programa Fundo de Barril. Este programa incrementou mudanças no processo que maximizou o aproveitamento das

frações nobres do refino: GLP, leves e médios, em detrimento das frações pesadas. As principais mudanças implantadas foram:

- incremento da produção de óleos combustíveis ultra-viscosos, para possibilitar a liberação de partes das correntes, que seriam utilizadas para a correção da viscosidade, passando-se a serem incorporadas às correntes de médios;
- utilização dos resíduos de vácuo como substitutos do óleo combustível, possibilitando a liberação das frações médias que iriam ser usadas para corrigir a viscosidade do óleo;
- introdução de ajuste nos projetos das unidades de refino para obtenção de maior flexibilidade nas unidades de destilação e de desasfaltamento, com vistas a minimizar a produção de resíduos de vácuo;
- instalação de novas unidades e exploração da flexibilidade do parque de refino com ajuste no projeto original, transformando uma parcela do resíduo de vácuo em derivados nobres, através do craqueamento térmico e catalítico, e obtendo-se também mais óleo combustível.

Hoje, o parque de refino brasileiro conta com treze refinarias concentradas em sua maioria no Sudeste e Sul do país, com algumas unidades no Norte e Nordeste. São refinarias de mercado voltadas basicamente para o mercado interno. Tem-se uma participação crescente na oferta de derivados médios e de GLP. A maioria das refinarias possuem elevada capacidade de produção, na faixa de 150 Mbpd a 350 Mbpd.

A variação entre a estrutura de demanda do mercado e a oferta de derivados não é elevada, no entanto, ocorrem importações e exportações de petróleo e derivados, em virtude da necessidade de adequação da carga de petróleo necessária às refinarias havendo exportação de petróleo pesado e importação de petróleo leve, como também importação de derivados para complementação das necessidades de atendimento à nossa demanda.

Mesmo existindo uma boa flexibilidade no nosso parque de refino para promover os ajustes necessários na oferta de derivados para adequação dele à evolução da estrutura de demanda do mercado brasileiro, ainda assim o volume de produção e a qualidade do nosso petróleo, predominantemente pesado, proveniente da bacia de Campos, não possibilita a nossa auto-suficiência. Segundo o artigo “Refino Limitado” publicado na revista *Update* (julho 2002), soma-se a este fator a necessidade de investimentos para a elevação da capacidade de refino do País.

Existem no Brasil apenas duas refinarias com unidades para a produção de lubrificantes e parafinas: a RLAM localizada no Recôncavo Baiano e a REDUC localizada no Rio de Janeiro. A carga da RLAM é obtida do petróleo leve produzido na região, enquanto que a carga da REDUC e proveniente de importação.

.

4 ANÁLISE DA POLÍTICA DE PREÇOS MÍNIMOS PARA AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

A política de preços implantados em mercados regulados deve possibilitar a adequada remuneração das empresas que atuam nele, e dos demais agentes econômicos envolvidos na atividade, como também a geração de receitas fiscais e renda para o governo. Dessa forma, ela deverá ser flexível e abrangente o suficiente para corrigir falhas de mercado, direcionar a demanda de acordo com os interesses traçados na política energética do país, minimizar conflitos de interesse entre os diversos agentes envolvidos, promover a concorrência e a defesa dos direitos do consumidor e o desenvolvimento sustentável.

A fixação dos preços mínimos dos petróleos produzidos mensalmente em cada campo do Brasil, a ser adotada nos cálculos das participações governamentais, influencia diretamente todo o mercado petrolífero nacional. Seus efeitos são notados sobre a economia das áreas produtoras através das contribuições governamentais e do impacto gerado por acréscimos, ou reduções dos volumes nominais destas contribuições.

Para proceder à análise da política de preços mínimos implantada pela ANP, faz-se necessária uma avaliação dos elementos básicos de sua estrutura de preços, os quais foram identificados no estudo retrospectivo feito nos capítulos anteriores, buscando constatar a presença e a intensidade com que cada um destes elementos está inserido, como também o efeito gerado pelos mesmos.

O objetivo, é entender cada parcela contida na equação, que determina o preço mínimo e seu grau de influência na construção do valor final. Desse modo, obtêm-se os elementos necessários às avaliações posteriores que serão feitas nos próximos capítulos, para verificação do critério utilizado pela ANP, se deveria ou não ser reformulado, quando utilizado para a determinação do preço mínimo do petróleo Baiano Mistura. Segundo a Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000, o preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo, a cada mês, será determinado de acordo com a seguinte equação:

$$P_{min} = TC \times 6{,}2898 \times (P_{Brent} + D) \qquad \textbf{(1)}$$

Onde:

P_{min} é o preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo, em reais, por metro cúbico (R$/m^3);

TC é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês (R$/US$);

P_{Brent} é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo *Brent*, cotados na *PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE*, em dólares americanos por barril, para o mês (US$/bbl);

D é o diferencial entre o preço do petróleo nacional e o petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril (US$/bbl).

O diferencial entre o preço do petróleo nacional, produzido em cada campo, e o do petróleo *Brent,* é determinado pela seguinte equação:

$$D = VBP_{nac} - VBP_{Brent} \qquad \textbf{(2)}$$

Onde:

VBP_{nac} é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril (US$/bbl);

VBP_{Brent} é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril (US$/bbl).

O valor bruto dos produtos do petróleo nacional, produzido em cada campo, e o valor bruto dos produtos do petróleo *Brent*, são determinados pelas seguintes equações:

$$VBP_{nac} = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p \qquad \textbf{(3)}$$

$$VBP_{Brent} = F_{lB} \times P_l + F_{mB} \times P_m + F_{pB} \times P_p \qquad \textbf{(4)}$$

onde:

F_l, F_m e F_p são as respectivas frações de derivados leves , de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo;

F_{lB}, F_{mB} e F_{pB} são as respectivas frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidos do petróleo *Brent;*

P_l, P_m e P_p são os preços associados respectivamente às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo ou do petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril (US$/bbl).

Os preços associados às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas de cada petróleo nacional e do petróleo *Brent*, serão determinados da seguinte forma:

I - à fração de destilados leves corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF da gasolina *Regular Unleaded*, no mercado *NWE/basis ARA*, cotados *na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

II - à fração de destilados médios dos petróleos, cujo teor de enxofre seja igual ou menor que o teor de enxofre do petróleo *Brent,* corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do *Gasoil* EN590, no mercado *NWE/basis ARA*, cotados *na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

III - à fração de destilados médios dos petróleos, cujo teor de enxofre seja maior que o teor de enxofre do petróleo *Brent,* corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do *Gasoil* 0,2%, no mercado *NWE/basis ARA*, cotados na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

IV - à fração de resíduos pesados dos petróleos, cujo teor de enxofre seja igual ou menor que o teor de enxofre do petróleo *Brent,* corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do *Fuel Oil* 1%, cotados na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

V - à fração de resíduos pesados dos petróleos, cujo teor de enxofre seja maior que o teor de enxofre do petróleo *Brent,* corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do *Fuel Oil* 3,5%, cotados na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada.

Os preços descritos nos parágrafos anteriores, expressos em dólares americanos por tonelada, deverão ser convertidos para dólares americanos por

barril, dividindo-os pelos fatores apresentados na Tabela 3, conforme Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000 da ANP:

Tabela 3 – Fatores de Conversão

Produto	**Fatores de Conversão barris/tonelada**
Gasolina *Regular Unleaded*	8,460
Gasoil EN590	7,460
Gasoil 0,2%	7,460
Fuel Oil 1%	6,450
Fuel Oil 3,5%	6,325

Uma forma de avaliar o critério adotado pela ANP é proceder sua análise, comparando-se os efeitos de cada parcela sobre o valor final do preço mínimo como se segue.

A Tabela 4 apresenta de forma resumida os critérios adotados pela ANP.

Tabela 4 – Critérios ANP Para Cálculo do Preço Mínimo

PREÇO MÍNIMO $\mathbf{P_{min} = TC \times 6{,}2898 \times (P_{Brent} + D)}$ – **Equação** 1		
TC	média mensal das taxas de câmbio	R$/US$
6,2898	Fator de conversão US$/bbl para US$/m^3	
P_{Brent}	Preços diários do petróleo *Brent*, cotados na *PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE*	US$/bbl
D	Diferencial entre o preço do petróleo nacional e o petróleo *Brent*	US$/bbl
$\mathbf{D = VBP_{nac} - VBP_{Brent}}$ - **Equação 2**		
VBP_{nac}	Valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional	US$/bbl
VBP_{Brent}	Valor bruto dos produtos derivados do petróleo *Brent*	US$/bbl
$\mathbf{VBP_{nac} = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p}$ - **Equação 3**		
F_l, F_m e F_p	Frações de derivados leves , de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional	%
P_l, P_m e P_p	Preços associados às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados	US$/bbl
$\mathbf{VBP_{Brent} = F_{lB} \times P_l + F_{mB} \times P_m + F_{pB} \times P_p}$ - **Equação 4**		
F_{lB}, F_{mB} e F_{pB}	Frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo *Brent*	%
P_l, P_m e P_p	Preços associados às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados	US$/bbl

A constante 6,2898 é utilizada na Equação - 1 para que o resultado final seja expresso em reais por metro cúbico. Quanto à influência da taxa de câmbio, a parcela TC da Equação – 1, torna o valor final bastante sensível às variações no câmbio, o preço mínimo aumenta, proporcionalmente, com o aumento do câmbio.

A parcela (P_{Brent} + D) da Equação - 1 tem sua influência ligada diretamente às cotações internacionais do petróleo e seus derivados, sendo, portanto, afetada pelas condições do mercado internacional e das questões geopolíticas da indústria petrolífera.

A variável D dada pela Equação – 2, D = VBP_{nac} – VBP_{Brent} , além das influências citadas acima, possui também grande contribuição para a formação do valor final; visto que a diferença entre VBP_{nac} – VBP_{Brent} é diretamente proporcional aos valores determinados para as frações de destilados leves, médios e de resíduos pesados. Estes valores são estabelecidos com base na análise dos pontos de ebulição verdadeiros (PEV), e em função do grau API e dos pontos de corte, segundo os critérios definidos na Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000 da ANP.

O preço de referência para valoração de cada fração de derivado é igual para o petróleo avaliado e para o *Brent,* ficando o valor final diretamente determinado pelo percentual de cada parcela, e, dessa forma, terá maior valor o que tiver a maior soma resultante dos produtos equivalentes às frações de leves, médios e pesados e seus preços de referências (F_l x P_l + F_m x P_m + F_p x P_p) e (F_{lB} x P_l + F_{mB} x P_m + F_{pB} x P_p): respectivamente Equação - 3 e Equação - 4.

Os petróleos que possuírem percentuais de leves e médios maiores que o do *Brent,* geram um D positivo elevando o valor final.

Também contribui para a determinação de D, o valor relativo do teor de enxofre do petróleo para o qual se quer determinar o preço mínimo, e o teor de enxofre do petróleo *Brent*. Petróleos com enxofre maior que o *Brent* têm valores de referência menores para determinação do preço, enquanto que petróleos com teores de enxofre igual ou menor que o *Brent,* terão valor de referência igual. Esse critério poderá está penalizando os petróleos que possuem teor de enxofre muito inferior ao do *Brent,* devido a faixa adotada de 0% a 0,35%, que é o teor de enxofre do *Brent*. Este tópico poderá ser aprofundado em outros estudos, durante a revisão bibliográfica não foram confirmados os indícios da influência do teor de enxofre, nessa faixa.

5 O PETRÓLEO DO RECÔNCAVO

5.1 Descrição da Região Produtora

A Bacia do Recôncavo é responsável pela quase totalidade da produção de petróleo no Estado da Bahia, não obstante, percebe-se que no cenário nacional a importância desse fato é ofuscada pela relevância dada ao grande volume de produção da Bacia de Campos. Segundo o Projeto Tendências Nota Técnica 06 (2003), houve uma forte redução na participação do Estado no que se refere à evolução das reservas totais e provadas do país, entre 1992-1998, de 32% para algo em torno de 23%.

O Projeto Tendências Nota Técnica 06 (2003), menciona ainda que para a produção de gás natural observam-se duas tendências. Na primeira, verifica-se uma redução continuada da participação do Estado no total do país. Já na segunda, vê-se que a participação do Estado tende a ser reforçada no caso da produção de gás natural, não associado ao petróleo.

A atividade de extração de petróleo e gás para a região, implica também em receita gerada com o pagamento de *royalties*. Entre 1994 e 2001, a receita obtida com o pagamento de *royalties* para o Estado e Municípios baianos, elevou-se de R$ 8,7 milhões para R$ 11 milhões, segundo dados obtidos do Projeto Tendências Nota Técnica 06 (2003). Contudo, a redução da participação do Estado no total da produção de petróleo e gás do país, refletiu-se na redução da sua participação no total da receita de *royalties* do país, como um todo. Por outro lado, o número de proprietários beneficiados por

essas receitas e o valor total por eles recebido no Estado da Bahia, teve uma elevação. Verifica-se a elevação da participação tanto do número de proprietários beneficiados, como do valor total recebido, não apenas em termos absolutos, mas também em termos comparativos com o total do país.

Segundo Schiozer (2002), a alíquota média de *royalties* na bacia do Recôncavo Baiano é de 9,30%, enquanto o valor médio nacional é de 9,78%, influenciado pelo valor correspondente ao da bacia de Campos que é de 9,9%.

As principais micro-regiões especializadas na produção de petróleo e gás que compõem a Bacia do Recôncavo são: Catu e Salvador, constituindo-se no segundo pólo do país neste segmento. O Projeto Tendências Nota Técnica 06 (2003), identificou que em 2000, a extração de petróleo e gás realizada na micro-região de Catu, foi responsável por aproximadamente 20% dos empregos formais e por 41% das remunerações geradas na indústria existentes nesta localidade. No entanto, esse estudo verificou também que as remunerações médias dos trabalhadores do setor de petróleo e gás nessas micro-regiões são significativamente inferiores aos das diversas micro-regiões brasileiras especializadas em petróleo e gás, concluindo que parte dessa diferença ocorre devido a menor agregação de valor ao produto, advinda de um baixo nível de interação das atividades nessas localidades.

O Projeto Tendências Nota Técnica 06 (2003) faz algumas considerações relevantes para o que foi dito, até agora, as quais passamos a transcrever:

- apesar de relativamente importante para a economia estadual, em termos de geração de emprego e renda, as atividades de petróleo e gás vêm perdendo dinamismo;
- o nível de emprego, a remuneração a ele associada e as qualificações da mão-de-obra vinculadas às atividades de petróleo e gás na Bahia, têm mantido-se significativamente abaixo da média nacional, evidenciando problemas quanto às capacitações necessárias ao aprendizado no novo paradigma tecnológico;
- as externalidades locais da produção de petróleo e gás na Bahia parecem ser extremamente reduzidas, revelando-se uma baixa densidade de relações econômicas e tecnológicas locais.

Ainda, segundo o Projeto Tendências, o petróleo do Recôncavo Baiano é de boa qualidade, em termos de aproveitamento de produtos mais nobres no refino, mas o perfil parafínico do óleo demanda serviços específicos na manutenção dos poços. A Bacia do Recôncavo produz cerca de 50.000 bbl/dia de petróleo, 1,72 milhões de m^3 dia de gás associado e 4,20 milhões de m^3 dia de gás não-associado, conforme dados fornecidos pela ANP e disponíveis em http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2004.asp#secao_2.

O petróleo Baiano Mistura produzido no Recôncavo Baiano é processado na Refinaria Landulpho Alves – RLAM, objetivando a produção de lubrificantes, parafinas e nafta. Tem como características um grau API: 36.5 e um teor de enxofre: 0.06%. Os principais petróleos que compõem essa mistura são originários dos poços existentes nas regiões de Araçás, Candeias, Mata de

São João, São Sebastião e Miranga. Produtos alternativos ao petróleo Baiano Mistura não são facilmente encontrados no mercado, e a redução de sua disponibilidade no decorrer do tempo pode ameaçar a continuidade operacional da planta de lubrificantes da RLAM.

Alguns artigos publicados pelo CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS - CTGÁS (2004) e GAZETA MERCANTIL *Online* (2004), mostram que a produção da região está sendo revitalizada através de novas descobertas, conforme citado abaixo:

- os avanços obtidos pela PETROBRÁS na exploração do campo de Massapé, cujo poço Massapé 22, localizado no distrito de Lamarão, em São Sebastião do Passe, obteve uma produção inicial de 1.300 bbl/dia, recorde absoluto nos 62 anos de exploração feita na região. Esse campo já era considerado um campo maduro pela PETROBRÁS;
- um outro poço que traz novas perspectivas é o poço 1-BRSA-84-BA (1-FRT-1-BA/Fazenda Restinga), localizado no bloco BREC-11. Neste poço foi encontrado petróleo com 43° API, e os testes de vazão realizados no mesmo, possibilitaram à PETROBRÁS fazer estimativas iniciais de volume de produção de cerca de 950 bbl/dia. A acumulação descoberta tem uma área de 3,3 km^2, e as estimativas preliminares indicam um volume de óleo de 8,5 milhões de barris;
- a PETROBRÁS prevê investimentos da ordem de US$ 178 milhões na exploração e desenvolvimento da produção,

combinada e em separado, de petróleo e gás natural, em dez bacias marítimas no sul da Bahia e dois campos terrestres no Recôncavo Baiano.

5.2 Análise do Critério da ANP para Valoração do Petróleo Baiano Mistura

O critério aplicado para a valoração de um determinado petróleo pela ANP, parte do princípio de que o valor de um determinado petróleo é feito através da avaliação de seu preço relativo com referência aos demais petróleos existentes. Portanto fez-se necessário também à identificação dos fatores que influenciam a diferenciação do preço, e com relação a esta diferenciação foi constatado que os fatores que influenciam são principalmente: a qualidade do petróleo, o custo de refino e o custo de transporte, o Jornal Folha de São Paulo destaca estes fatores conforme pode ser verificado a seguir: "... Este diferencial de preço reflete basicamente as diferenças de qualidade e de custos de refino e transporte do petróleo..." (FOLHA ONLINE, 2002).

Conforme verificado no item anterior, o petróleo Baiano Mistura é um petróleo parafínico de baixíssimo teor de enxofre e devido a suas características e especificações tem excelente adequação para sua utilização na produção de parafinas e óleos básicos para produção de óleos lubrificantes. Dessa forma, esse petróleo atende à demanda requerida pela necessidade de fornecimento de matéria-prima para as unidades produtoras de óleos básicos lubrificantes e parafinas da Refinaria Landulpho Alves RLAM-BA, além de

possibilitar a essa refinaria, também, a produção de parte da nafta fornecida ao Pólo Petroquímico de Camaçari.

A partir dos dados apresentados por Santos (2005), de informações obtidas com especialistas do setor de refino e dos dados estatísticos (dados mensais) publicados regularmente pela ANP e disponíveis em http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_Derivados_m3.xls; verifica-se que, em média, 6% do petróleo Baiano Mistura pode e é utilizado diretamente na produção de óleos lubrificantes e 9% para produção de parafinas, sendo que cerca de 15% destinam-se à produção de nafta petroquímica. A Tabela 5 apresenta os produtos derivados do petróleo Baiano Mistura.

Tabela 5 – Produtos Derivados do Petróleo Baiano Mistura

DERIVADOS DO PETRÓLEO BAIANO MISTURA	
Produto	**%**
Fração de Derivados Leves	15
Fração de Derivados Médios	30
Nafta Petroquímica	15
Parafina	9
Óleo Lubrificante Básico	6
Resíduos	25
Total	**100**

Nota-se que estes percentuais equivalentes às frações obtidas do petróleo Baiano Mistura difere do adotado na Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000 da ANP.

Nesta portaria temos as frações definidas como 20,58% de destilados leves, 48,82 de destilados médios e 30,6% de fração de resíduos pesados, de acordo com os critérios definidos no parágrafo 3, onde o ponto de corte é determinado em função do grau API.

A ANP fixa para o petróleo Baiano Mistura o grau API de 36,5, resultando em um ponto de corte a 210º C para as frações de destilados leves, conforme Tabela 6, parte integrante da Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000 da ANP.

Tabela 6 – Pontos de Corte do Petróleo Baiano Mistura

Grau API	Pontos de Corte		
	Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
Menor que 27	Até 290 ºC	290 ºC a 380 ºC	Acima de 380 ºC
Igual ou maior que 27 e menor que 36	Até 270 ºC	270 ºC a 450 ºC	Acima de 450 ºC
Igual ou maior que 36	Até 210 ºC	210 ºC a 500 ºC	Acima de 500 ºC

Admitindo-se que parte do petróleo Baiano Mistura é utilizado para a produção de combustíveis, nafta petroquímica, lubrificantes e parafinas; e parte transforma-se em resíduo pesado, verifica-se diferenças significativas entre os percentuais de corte adotados pela ANP e os obtidos na pesquisa realizada.

Um comparativo entre os cortes considerados pelos critérios adotados pela ANP e os cortes observados na pesquisa realizada é apresentado a seguir na Tabela 7.

Tabela 7 – Comparativo: Cortes do Petróleo Baiano Mistura

CORTES - BAIANO MISTURA Comparativo entre Critério da ANP e Dados da Pesquisa		
Produto	**ANP**	**Pesquisa**
	%	**%**
Fração de Derivados Leves	20,58	15
Fração de Derivados Médios	48,82	30
Nafta Petroquímica	0	15
Parafina	0	9
Óleo Lubrificante Básico	0	6
Resíduos	30,6	25
Total	**100**	**100**

As significativas diferenças existentes entre os dois critérios de corte do petróleo Baiano Mistura, influenciam a valoração do mesmo de maneira oposta, conforme pode ser observado na análise feita abaixo:

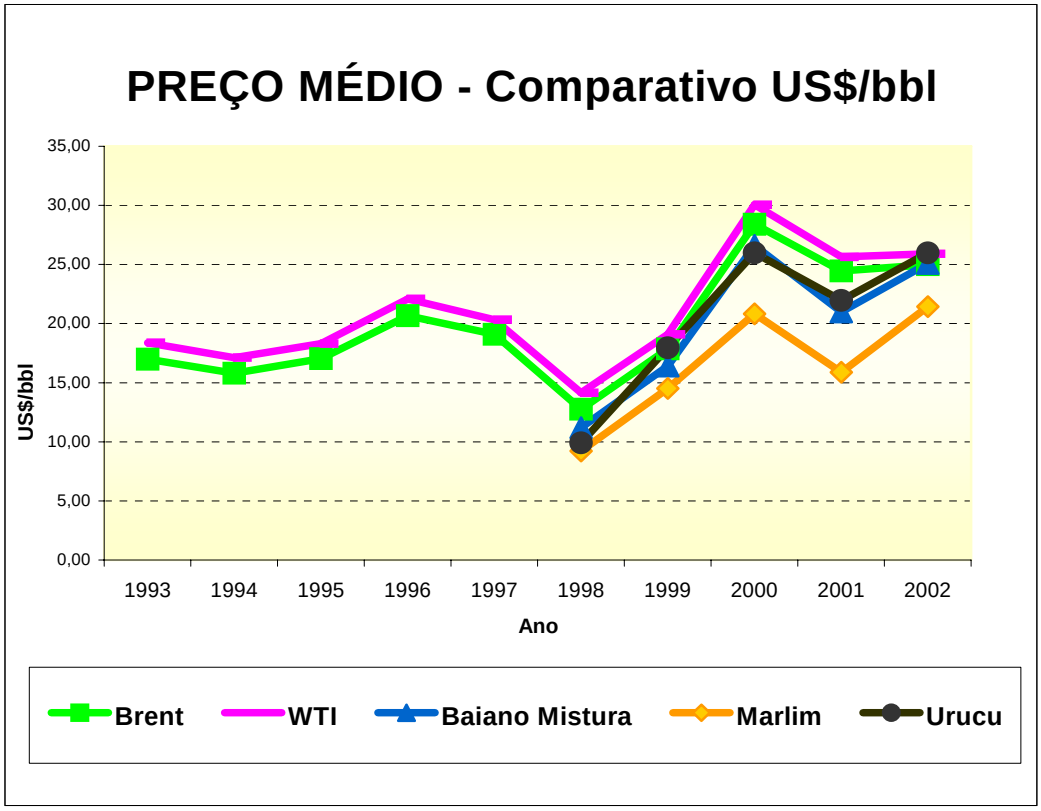
- a portaria ANP destina 30,6% deste petróleo para a formação da fração pesada, enquanto que em nossa pesquisa encontramos como valor médio da fração pesada o percentual de 25%, logo, os 5,6% restantes deveriam ser adicionados a outras frações de maior valor agregado, elevando, dessa forma, o valor mínimo do petróleo Baiano Mistura;
- foi definido um percentual de 48,82% para a fração de derivados médios, no critério adotado pela ANP, tendo sido verificado pela pesquisa realizada que o percentual adequado para esse corte é de 30%, neste caso, a diferença de 18,82% é utilizada para a produção de derivados mais nobres e de maior valor agregado (lubrificantes, parafinas e nafta petroquímica);
- o corte de 20,58% destinado à produção de derivados leves pela portaria ANP está acima do valor de 15% encontrado na pesquisa. A diferença de 5,58%, na prática, é utilizada para a produção de parafinas e lubrificantes de valor agregado superior ao dos derivados leves utilizados pela ANP para valoração.

Diante do exposto, no parágrafo anterior verifica-se que o critério adotado pela ANP para a determinação dos preços mínimos, considera os petróleos de forma uniforme não incorporando em suas equações variáveis que possibilitem a valoração de cada tipo de petróleo de forma a agregar um

diferencial que venha a valorá-lo adequadamente, quando este for um petróleo de características distintas dos de referência e possuam valor de mercado superior ou inferior a esses petróleos, em função de suas destinações finais, ou seja, dos produtos finais gerados por eles e de seu valor agregado.

Como é sabido que o petróleo Baiano Mistura é distinto do petróleo utilizado como de referência na portaria ANP (petróleo *Brent*), por ser um petróleo de base parafínica adequado à produção de lubrificantes e parafinas, conclui-se que o critério adotado na portaria não é perfeitamente aplicável para a determinação do preço mínimo desse petróleo, gerando distorções que podem afetar a adequada valoração dele.

Figura 4 – Comparativo de Preço: *Brent*, WTI e Petróleo Nacional



Fonte: ANP - Anuário Estatístico, Portarias de Preço Mínimo 1998-2003

A Figura 4 apresentada na pagina anterior permite a visualização das diferenças existentes entre o preço dos petróleos *Brent* e WTI e os preços de alguns petróleos produzidos no Brasil, quando a valoração destes é feita de acordo com os critérios definidos na Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000 da ANP.

Observa-se que os petróleos nacionais invariavelmente possuem preços inferiores ao *Brent* e WTI em todo o período analisado. Através da pesquisa, busca-se avaliar se essa constatação está coerente com o valor intrínseco do petróleo Baiano Mistura, em função de suas propriedades, adequadas à produção de especialidades tais como, as parafinas e lubrificantes, bem como fatores de logística e especificação de contaminantes.

Durante a pesquisa, foi observado que especialistas do setor de petróleo possuem uma percepção diferente do valor relativo entre o petróleo *Brent* e petróleos nacionais. Para eles, alguns petróleos nacionais possuem valor superior ao do *Brent*, conforme constatado na reportagem “Petrobrás 50 Anos” Revista Química e Derivados (2003).

Diante das constatações feitas no decorrer deste trabalho, verificou-se a necessidade de se desenvolver um critério de determinação de preço do petróleo Baiano Mistura que contemple a valoração das frações específicas destinadas à produção de especialidades, e à valoração dos fatores de logística e especificação de contaminantes.

5.3 Critério Proposto Para a Valoração do Petróleo Baiano Mistura

O critério proposto nesta dissertação para o cálculo do preço mínimo do petróleo Baiano Mistura, busca evidenciar as vantagens competitivas dele, em função das suas características de qualidade e disponibilidade, o que possibilita o seu uso como matéria-prima para a produção de nafta petroquímica, óleos lubrificantes básicos e parafinas. É proposta a correção das distorções geradas no critério adotado pela ANP para a determinação do preço mínimo, critério este, que possui uma formulação padrão para a definição dos cortes de cada petróleo, com base apenas no conceito de geração de derivados leves, médios e pesados uniformes em todos os tipos de petróleo.

O novo critério propõe na determinação do preço mínimo do petróleo Baiano Mistura ($P_{min}\ B_m$), o diferencial entre o preço dele e o do petróleo *Brent* (D_{Bm}), modificado através da parcela VBP_{Bm}, valor bruto dos produtos derivados do petróleo baiano, que é formulado a partir da introdução dos percentuais equivalentes às frações de naftas, parafinas e óleos lubrificantes básicos obtidos do petróleo Baiano Mistura. As equações 5, 6 e 7 apresentadas a seguir, compõem a nova formulação:

$$P_{min}\ B_m = TC \times 6{,}2898 \times (P_{Brent} + D_{Bm}) \qquad \textbf{(5)}$$

$$D_{Bm} = VBP_{Bm} - VBP_{Brent} \qquad \textbf{(6)}$$

$$VBP_{Bm} = 0{,}15P_l + 0{,}30\ P_m + 0{,}25P_p + 0{,}15P_{naf} + \ldots$$

$$\ldots 0{,}09\ P_{paraf} + 0{,}06P_{lub} \qquad (7)$$

Foram introduzidos na Equação – 7, que é sugerida em substituição à Equação -3 coeficientes multiplicadores, respectivamente: 0,15; 0,30; 0,25; 0,15; 0,09 e 0,06 equivalentes aos percentuais considerados adequados às frações de derivados leves, médios, pesados, nafta, parafinas e lubrificantes obtidos do petróleo Baiano Mistura, a partir dos dados estatísticos de produção da região do Recôncavo Baiano e da RLAM, publicados regularmente pela ANP e disponíveis em http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_Derivados_m3.xls.

Na nova formulação, TC e P_{Brent} possuem a mesma definição utilizada no critério da ANP. Logo, VBP_{Brent} será calculado pela Equação – 4, existente no critério da ANP, transcrita abaixo:

$$VBP_{Brent} = F_{lB} \times P_l + F_{mB} \times P_m + F_{pB} \times P_p \qquad (4)$$

P_l, P_m , P_p , $P_{Nafta,}$ P_{lub} e P_{paraf} são os preços associados respectivamente às frações de: derivados leves, derivados médios, resíduos pesados, nafta petroquímica, lubrificantes, e parafinas obtidos do petróleo Baiano Mistura e do petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril.

Os preços associados às frações de derivados leves, derivados médios e resíduos pesados obtidas de cada petróleo nacional e do petróleo *Brent*, serão determinados da seguinte forma:

I – à fração de destilados leves corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF da gasolina *Regular Unleaded*, no mercado *NWE/basis ARA*[15], cotados *na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

II – à fração de destilados médios do petróleo Baiano Mistura e do *Brent* corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do *Gasoil* EN590, no mercado *NWE/basis ARA*, cotados *na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

III – à fração de resíduos pesados dos petróleos Baiano Mistura e *Brent* corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do *Fuel Oil* 1%, cotados na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

IV – à fração de nafta petroquímica P_{Nafta} do petróleo Baiano Mistura corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF da Nafta, cotados na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN*, em dólares americanos por tonelada;

V – às frações de parafina e de óleo lubrificante básico obtidas do petróleo Baiano Mistura, corresponderam os valores médios mensais dos preços CIF da parafina e do óleo lubrificante básico, divulgados pela ICIS[16], através de sua publicação ICIS-LOR[17], em dólares americanos por tonelada;

---

[15] Mercado localizado no Noroeste da Europa, tendo como base a região de Antuérpia, Roterdã e Amsterdã, considerado como referência na *PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN* para o levantamento de preços de derivados do petróleo.

[16] International Chemical Information Service

[17] Chemical Price Reporting Service

Os preços referidos nos itens anteriores, expressos em dólares americanos por tonelada, deverão ser convertidos para dólares americanos por barril.

Ao se analisar os dados apresentados por Suslick (2001), percebe-se que os investimentos em refino necessários para o processamento de petróleos com maior teor de contaminantes em refinarias complexas, podem ser superiores a quatro vezes o necessário ao refino de petróleos que possuem um diferencial de qualidade com baixo índice de contaminantes. Isso ocorre em função de sua maior facilidade de processamento com custos menores em refinaria simples.

O mesmo Autor destaca, em seus estudos, que alguns países concedem também incentivos relacionados à produção de derivados com melhor qualidade final, ou seja, menor teor de enxofre, e conseqüentemente menor nível de emissões atmosféricas. Esses dados reforçam a percepção de que petróleos com baixo teor de enxofre, invariavelmente, possuem maior valor relativo, quando comparados a outros petróleos de composição similar, mas teor de enxofre elevado.

Dessa forma, ao se propor um novo critério de valoração que contempla as frações reais de derivados produzidos a partir do petróleo Baiano Mistura, é esperado que ele venha a atingir um valor superior ao obtido segundo os critérios adotados pela ANP.

6 ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS CRITÉRIOS DE VALORAÇÃO

Através da descrição de cada parcela que compõe as equações existentes nos critérios de determinação do preço mínimo, que foram avaliados nos capítulos anteriores e da análise comparativa entre as parcelas equivalentes, será verificado o nível de distorção provocado no preço do petróleo Baiano Mistura, em função do tratamento uniforme dado pela portaria ANP.

A ANP trata todos os petróleos nacionais de forma igual em seu critério de cálculo dos preços mínimos, que são determinados a partir das frações de derivados leves, médios e pesados teoricamente definidos por ela, como os derivados (combustíveis) a serem produzidos a partir de cada petróleo. A valoração de cada fração é obtida através da cotação destes derivados no mercado internacional.

As frações de derivados utilizadas no critério da ANP são obtidas a partir de pontos de cortes, que estão vinculados ao grau API de cada petróleo. Esse método de determinação é padronizado para todos os tipos de petróleo, e não leva em consideração a destinação tecnicamente mais aceita para cada tipo de petróleo e sua melhor opção de processamento. A Tabela 8 faz o comparativo dos pontos de corte do petróleo *Brent* e Baiano Mistura, segundo a Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000 da ANP.

O critério proposto no capítulo 5 faz a determinação dos cortes do petróleo Baiano Mistura a partir da avaliação dos produtos finais, realmente,

obtidos dele, e da observação das frações realmente utilizadas para a produção de cada derivado com seu respectivo rendimento.

Tabela 8 – Comparativo: Cortes do petróleo *Brent* e Baiano Mistura

PETRÓLEO			PONTOS DE CORTE		
Tipo Petróleo	Grau de API	Teor de Enxofre	Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
Brent	38.9	0.35%	≤ 210ºC 39,20%	210ºC a 500ºC 44,90%	>500ºC 15,90%
Baiano Mistura	36.5	0.06%	≤ 210ºC 20,58%	210ºC a 500ºC 48,82%	>500ºC 30,6%

A pesquisa revelou, que no caso do petróleo Baiano Mistura, surgem distorções devido à possibilidade de obtenção de um maior valor agregado para os principais produtos finais produzido a partir deste petróleo. Além dos combustíveis, são produzidos a partir do petróleo Baiano Mistura: a nafta petroquímica, os óleos lubrificantes básicos e as parafinas.

Outros fatores também se mostraram pontos relevantes durante a pesquisa: as vantagens de logísticas da área de produção, a qualidade, baixo

índice de contaminantes, baixo teor de enxofre, que possibilitam uma perfeita adequação deste petróleo às necessidades de carga das unidades da RLAM e à demanda do mercado interno.

As Equações que integram o critério da ANP de números 1-2-3-4 e as Equações do critério proposto nesta dissertação de números 5-6-7, são descritas abaixo, para possibilitar uma análise comparativa entre suas parcelas.

$$P_{min} = TC \times 6{,}2898 \times (P_{Brent} + D) \qquad \textbf{(1)}$$

$$D = VBP_{nac} - VBP_{Brent} \qquad \textbf{(2)}$$

$$VBP_{nac} = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p \qquad \textbf{(3)}$$

$$VBP_{Brent} = F_{lB} \times P_l + F_{mB} \times P_m + F_{pB} \times P_p \qquad \textbf{(4)}$$

$$P_{min}\, B_m = TC \times 6{,}2898 \times (P_{Brent} + D_{Bm}) \qquad \textbf{(5)}$$

$$D_{Bm} = VBP_{Bm} - VBP_{Brent} \qquad \textbf{(6)}$$

$$VBP_{Bm} = 0{,}15P_l + 0{,}30\, P_m + 0{,}25P_p + 0{,}15P_{naf} + \ldots$$

$$\ldots\ 0{,}09\, P_{paraf} + 0{,}06P_{lub} \qquad \textbf{(7)}$$

Os coeficientes multiplicadores de P_l, P_m, P_p, P_{Naf} , P_{paraf} e P_{lub} da Equação - 7 foram definidos a partir da análise dos dados de produção do

petróleo Baiano Mistura e dos percentuais de derivados por ele gerados, disponibilizados pela ANP em seu Anuário Estatístico. A Tabela 9 apresenta um comparativo entre os cortes do petróleo Baiano Mistura e *Brent,* onde se podem visualizar as principais diferenças.

Tabela 9 – Critérios de Cortes – Preços

CORTES e PREÇOS				
Produto	**BAIANO MISTURA**		***BRENT***	**Preço**
	ANP %	**Pesquisa %**	**ANP %**	**mai/04 US$/bbl**
Fração de Derivados Leves	20,58	15,00	39,20	50,59
Fração de Derivados Médios	48,82	30,00	44,90	39,27
Nafta Petroquímica	0,00	15,00	0,00	42,61
Parafina	0,00	9,00	0,00	96,33
Óleo Lubrificante Básico	0,00	6,00	0,00	53,42
Resíduos	30,60	25,00	15,90	29,30
Total	**100**	**100**	**100**	--------

Ao se observar a Tabela 9, percebe-se que as frações de maior valor agregado do petróleo Baiano Mistura (derivados leves, nafta, parafina e óleo lubrificante básico), totalizam 45% do total, quando utilizados os dados da pesquisa, sendo superior ao *Brent* em 5,8%, enquanto que para este mesmo petróleo, no critério da ANP a fração de maior valor agregado seria apenas o

derivado leve com 20,58% e, nesse caso, o valor é inferior ao *Brent,* em 18,62%.

Para as frações médias existe uma diferença significativa entre os dois critérios. No critério da ANP o petróleo Mistura possui o equivalente a 48,82%, enquanto que para o critério proposto (dados da pesquisa), esse valor é de 30%. A diferença de 13,82% entre os dois cortes faz com que o petróleo Baiano Mistura tenha menos 14,90% de frações médias em relação ao *Brent*, com base nos dados da pesquisa e mais 3,92% quando se adota o corte da ANP. Essas diferenças entre os dois critérios ocorrem devido à introdução de três parcelas adicionais referentes à destinação do petróleo Baiano Mistura para produção de nafta, parafinas e óleos lubrificantes básicos, no critério proposto. As novas parcelas possibilitam uma melhor valoração de parte do petróleo Baiano Mistura devido ao maior valor agregado obtido com a produção de nafta, parafinas e lubrificantes, gerando a expectativa de um preço final maior para ele.

Já com referência às frações de resíduos pesados, o critério proposto prever um corte da ordem de 25% para o petróleo Baiano Mistura, enquanto que o critério da ANP fixa este percentual em 30,68%. Mais uma vez existe uma diferença, que neste caso, é de 5,68%. Essa diferença possibilita uma melhor valoração do petróleo Baiano Mistura pelas mesmas razões já expostas acima. Para o *Brent* tem-se o corte de 15,90%, sendo inferior ao Baiano Mistura, quando comparado por qualquer critério.

O diferencial competitivo de logística que o petróleo Baiano Mistura possui, pode ser quantificado a partir do custo equivalente de frete a ser pago,

caso seja necessária aquisição de petróleo similar em outra região para atender a demanda da RLAM.

Pode a agência reguladora inserir no critério de valoração uma parcela que promova a absorção de parte da renda petrolífera gerada pelo diferencial competitivo de logística dos petróleos nacionais, elevando, nesse caso, o seu preço mínimo, que passaria a refletir com maior aderência as variáveis do mercado petrolífero.

Atualmente, não existe no critério da ANP nenhuma parcela voltada exclusivamente a valoração dos diferencias competitivos de logística. É adotado um ponto único de referência para as cotações dos derivados, o que em parte reflete efeitos da logística. No critério proposto manteve-se o mesmo princípio adotado pela ANP para uniformização da base de referências.

Segundo Suslick (2001), ao citar a apresentação feita por Sanches, da Refinaria de Manguinhos, na Rio Oil & Gas, 2000, o valor do frete é de US$ 11/m^3 entre o Brasil e a Europa; e de US$ 8/m^3 entre o Brasil e os EUA, havendo ainda o custo financeiro que representa cerca de 0,2% do valor FOB. Caso a agência reguladora introduza uma parcela destinada à absorção de parte da renda petrolífera gerada por esse diferencial competitivo de logística que o petróleo Baiano Mistura possui, isso acarretará numa elevação do valor definido para o seu preço mínimo.

Utilizando-se os dois critérios serão feitos, a seguir, o comparativo de valoração do petróleo Baiano Mistura, sendo o mês de maio de 2004 o referencial utilizado para a fixação das cotações do petróleo *Brent*, dos

derivados e do câmbio. Os preços referentes aos derivados encontram-se citados na Tabela 9.

Brent US$/bbl - 37,00

Câmbio maio 2004 R$/US$ - 3,1600

Com o cálculo feito a partir do critério da ANP, são obtidos em US$/bbl os seguintes valores:

Petróleo Baiano Mistura P_{min} = 34,07

Em função de:

D = - 3,58

VBP_{nac} = 38,55 (Baiano Mistura)

VBP_{Brent} = 42,13

Quando o cálculo é feito a partir do critério sugerido no capítulo 5, é obtido em US$/bbl o valor abaixo apresentado:

P_{min} B_m = 40,61

Em função de:

D_{Bm} = 2,83

VBP_{Bm} = 44,96

VBP_{Brent} = 42,13

Em maio de 2004, a ANP através da Resolução n° 13 de 17/06/2004, publicada no DOU[18] de 18/06/04, fixou o preço do petróleo Baiano Mistura em US$ 34,05 por barril, valor inferior ao obtido pelo critério elaborado no capítulo 5, que foi de US$ 40,61 por barril, constatando-se, dessa forma, uma perda de US$ 6,56 por barril.

[18] Diário Oficial da União

Com relação ao petróleo *Brent*, que era cotado a US$ 37,00 por barril no mesmo período, observa-se a diferença negativa de US$ 2,95 por barril, quando o petróleo Baiano Mistura é valorado com base na portaria da ANP, e a diferença positiva de US$ 3,61 por barril, quando este mesmo petróleo Baiano Mistura é valorado através do critério apresentado no capítulo 5.

Comprova-se que o critério adotado pela ANP conduz a uma valoração do petróleo Baiano Mistura, invariavelmente, inferior a do petróleo tipo *Brent*.

Observa-se que o novo critério, sugerido neste, trabalho tem como fundamento uma nova configuração dos cortes e destinação final para o petróleo Baiano Mistura. Fica evidenciado na Tabela 9, que, nesse caso, o percentual de frações de maior valor agregado obtido do petróleo Baiano Mistura é superior ao obtido do petróleo *Brent*.

Constata-se que o valor do petróleo Baiano Mistura obtido através do critério adotado pela ANP é inferior ao seu valor de mercado. Através da análise feita, conclui-se que as frações de corte definidas nos dois critérios, remetem a uma maior valoração do petróleo Baiano Mistura ao se adotar o novo critério. A diferença é obtida em função da introdução, no novo critério, de parcelas equivalentes às frações de nafta, óleos lubrificantes e parafinas produzidas a partir do petróleo Baiano Mistura.

Conforme dados publicados pela PETROBRÁS e disponíveis no *site*: http://www2.petrobras.com.br/portal/produtos.htm que são apresentados a seguir nas Figura 5 e Figura 6; puderam ser comprovadas as afirmativas de especialistas do setor de petróleo, comercialização, e logística, que afirmavam quando consultados, ter a parafina e os óleos lubrificantes valor superior a

gasolina e diesel. A análise foi feita a partir de dados relativos aos preços praticados em 2003, onde se obteve por consulta a agentes do mercado, que óleos lubrificantes e parafinas possuíam naquela época o valor de mercado, em torno de US$ 0,43/litro de preço de realização, enquanto que produtos como o diesel e a gasolina não atingiam nem o patamar de US$ 0,30/litro.

Figura 5 – Composição do Preço ao Consumidor de Óleo Diesel

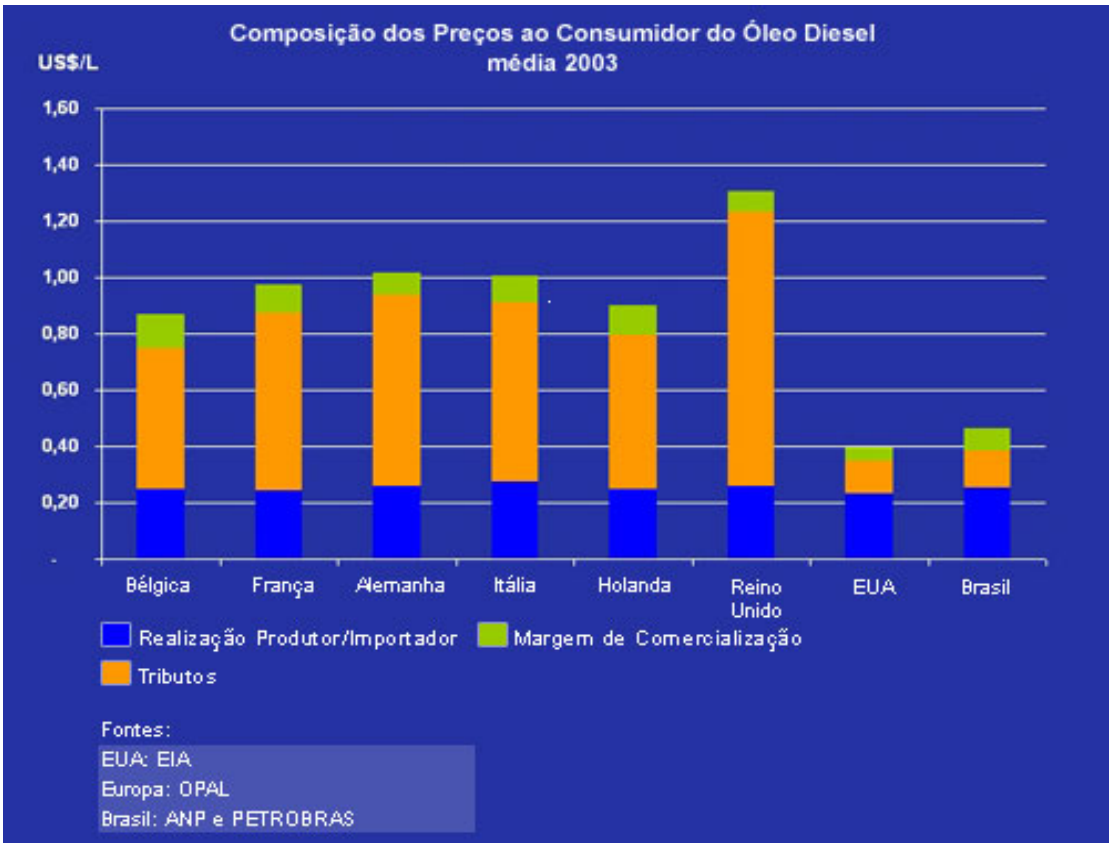
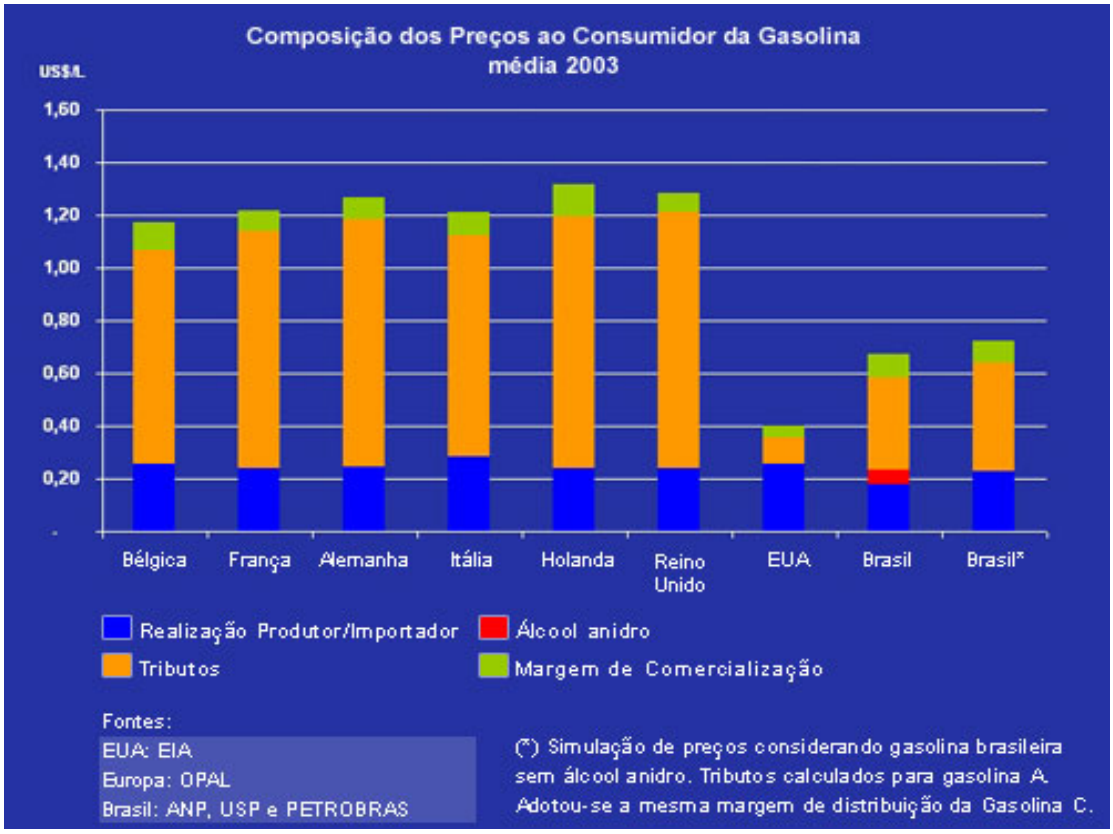


Figura 6 – Composição do Preço ao Consumidor de Gasolina



O critério da ANP, que tem como referência os preços do petróleo tipo *Brent* e os preços de derivados no mercado internacional, precisa ser revisto. O atual critério desenvolvido pela ANP não contempla a possibilidade de se valorar um petróleo com base em seus mais prováveis produtos finais, sua melhor destinação e seu melhor potencial de utilização. Dessa forma, esse critério é insuficiente, para de forma adequada, valorar as correntes nacionais. Os preços mínimos ficam então sub-valorizados, isso se verifica na Figura 1 em que o preço mínimo do petróleo Baiano Mistura é sempre fixado em patamar inferior ao *Brent,* desde 1998, quando foi implantado o critério de preço mínimo para o cálculo das participações governamentais.

Segundo Sayad (2000), os preços mais importantes são decisões políticas, e isso também nos permite pensar que o problema da desvalorização do nosso petróleo é um problema político. Sabe-se que na diferenciação de preço é levada em consideração a diferença de qualidade, custos de refino e transporte do petróleo. Como entender a desvalorização do nosso petróleo em relação ao *Brent, quando se* sabe que ele atende a esses requisitos com mais eficácia do que o *Brent* para as unidades de produção de lubrificantes e parafinas da RLAM, propiciando melhores resultados econômicos.

A sensibilização dos órgãos reguladores para uma reavaliação da política de preços mínimos e do critério utilizado, faz-se necessária para que esse critério possa refletir em seu preço os diferenciais competitivos das correntes produzidas no Brasil, e, dessa forma, possibilitar a determinação de preços mínimos com maior aderência ao real valor econômico das correntes nacionais. Uma valoração inadequada trará ao longo do tempo prejuízos à nossa economia.

No caso específico do petróleo Baiano Mistura, a produção de 2004 foi de 16.324.047 bbl, que caso estivesse sendo valorado com base no preço mínimo calculado conforme critério definido no capítulo 5, resultaria numa elevação de receita com *royalties* para a região produtora na ordem de US$ 9.958.974,50. Esse aumento aconteceria ao se adotar o acréscimo de US$ 6,56 por barril para o preço mínimo do petróleo Baiano Mistura em função da aplicação do novo critério de determinação do preço mínimo e da aplicação da alíquota de 9,30% para o *royalties* conforme Schiozer (2002).

7 CONCLUSÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

O preço mínimo é a referência utilizada para a arrecadação das participações governamentais, possibilitando aos governos federal, estadual e municipal, a capitação de uma parcela da renda petrolífera gerada pela atividade de exploração e produção de petróleo no território nacional.

Uma correta determinação do preço mínimo propiciará uma adequada absorção da parcela da renda petrolífera destinada ao agente de governo; porém, uma determinação incorreta e sub-valorizada levará a uma perda constante de receita e a uma sinalização de preço incorreta para o mercado, podendo provocar distorções nele.

A determinação do preço de um petróleo específico em um determinado período é função das condições de mercado da época e da referência adotada para sua determinação, Logo, a adequada valorização, dependerá da referência adotada e dos critérios de avaliação definidos para promover o comparativo de valor entre o petróleo avaliado e a referência.

O comparativo de valor entre diversos petróleos é feito a partir de: obtenção do seu valor intrínseco com base nas análises de sua qualidade, aplicações de suas frações obtidas no processo de refino, nível de contaminantes presentes no petróleo, vantagens comparativas de logística entre a região produtora e o centro de consumo, e vantagens comparativas de adequação ao parque de refino, e, conseqüentemente, à demanda do mercado.

Existe no Recôncavo Baiano, uma produção *onshore* de óleo leve com características peculiares, adequada à produção da nafta petroquímica, de óleo lubrificante básico e parafinas, com excelentes propriedades. Este petróleo pode ser utilizado como matéria-prima para a indústria petroquímica, diferentemente das características predominantes de grande parte da produção nacional concentrada na bacia de Campos – RJ, constituída de produção *offshore* de óleo pesado com altos teores de contaminantes Torna-se premente uma avaliação quanto à adequação do critério adotado pela ANP para a valoração do petróleo do Recôncavo, por se tratar de um critério uniforme que pode gerar distorções, por estar formatado de forma uniforme, em função de características gerais voltadas a valorar o petróleo predominantemente destinado a produção apenas de combustíveis.

Constatou-se que o critério de valoração do petróleo e derivados praticados no mercado brasileiro passou a ter como base os preços do mercado internacional. A ANP através da Portaria n.º 206 de 29 de agosto de 2000 definiu os critérios para determinação dos preços mínimos do petróleo nacional. Neste contexto o critério utilizado nesta dissertação para análise da valoração do petróleo do recôncavo baiano teve como base um estudo comparativo entre os preços internacionais de referência *BRENT* e WTI e o preço obtido através dos critérios estabelecidos na portaria ANP. Como também um outro estudo comparativo entre os resultados da primeira comparação e o preço obtido para o petróleo do Recôncavo Baiano quando sua valoração foi feita a partir da formulação do preço em função dos produtos finais obtidos do mesmo.

Esse comparativo gerou um esclarecimento sobre o assunto, foi de vital importância, uma vez que se comprovou o maior valor de mercado dos lubrificantes e parafinas, como também o aumento das frações de produtos mais nobres no critério proposto e, conseqüentemente, maior valoração para o petróleo Baiano Mistura.

Conclui-se que os petróleos produzidos nos diversos campos do Brasil, de características bastante variadas, devem merecer no critério de cálculo dos seus preços mínimos, um tratamento diferenciado com vistas a se evitar distorções de valor. Faz-se necessário um aperfeiçoamento do critério aplicado pela ANP para atender a esse pré-requisito.

Recomenda-se em função da importância econômica da produção de petróleo do Recôncavo Baiano para a economia da Bahia e dos municípios produtores, a realização de estudos voltados a identificar, quantificar e esclarecer os impactos gerados pela valoração inadequada e sua influência na economia da região.

As distorções identificadas no critério de determinação dos preços mínimos podem ter sido implantadas também em outros instrumentos de arrecadação fiscal vigentes no setor petrolífero nacional, desta forma considera-se recomendável a realização de outros estudos para avaliação dos demais critérios adotados pela ANP para a regulação da sistemática de arrecadação, principalmente para o critério de determinação das participações especiais, visto estas estarem diretamente ligadas à adequada absorção pelo governo brasileira da merecida remuneração pela disponibilização de suas riquezas petrolíferas exauríveis e insubstituíveis.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Portaria ANP 9/2000 – Aprova o regulamento técnico ANP n.º 001/2000 que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas.** Disponível em <http://www.anp.gov.br> Acesso em 25 jul. 2003.

___. **Portaria n.º 05, de 11 de janeiro de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em dezembro de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 09, de 21 de janeiro de 2000.** Aprova o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para aprovação de reservas e traça diretrizes para a estimativa delas. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 02 set. 2002.

___. **Portaria n.º 10, de 13 de janeiro de 1999.** Estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários, das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial prevista no art. 50 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto n.º 2.705, de 03 de agosto de 1998. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 01 jan. 2003.

___. **Portaria n.º 09, de 18 de janeiro de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em dezembro de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 10, de 30 de janeiro de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em dezembro de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 100, de 26 de junho de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em maio de 2001, nos campos das áreas concedidas

pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 103, de 09 de junho de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em maio de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 110, de 17 de abril de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em março de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 112, de 17 de julho de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em junho de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 114, de 23 de julho de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em junho de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 116, de 14 de julho de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em junho de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 119, de 11 de julho de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em junho de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 123, de 22 de agosto de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em julho de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 129, de 30 de julho de 1999.** Estabelece o regulamento técnico ANP n.º 004/99, que especifica os óleos lubrificantes básicos de origem nacional ou importado para comercialização em território nacional. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 11 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 139, de 12 de agosto de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em julho de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 143, de 21 de agosto de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em julho de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 152, de 09 de setembro de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em agosto de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 155, de 21 de outubro de 1998.** Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 156, de 29 de outubro de 1998.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em agosto de 1998, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 157, de 29 de outubro de 1998.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em setembro de 1998, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações

governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 161, de 11 de setembro de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em agosto de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 165, de 16 de maio de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em abril de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 168, de 26 de novembro de 1998.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em outubro de 1998, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 169, de 18 de outubro de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em setembro de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 180, de 17 de outubro de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em setembro de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 181, de 09 de novembro de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em outubro de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 189, de 08 de dezembro de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em novembro de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações

governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 193, de 18 de junho de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em maio de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 197, de 23 de dezembro de 1998.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em novembro de 1998, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 203, de 15 de agosto de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em julho de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 206, de 29 de agosto de 2000.** Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 05 out. 2002.

___. **Portaria n.º 21, de 09 de fevereiro de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em janeiro de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 21, de 27 de fevereiro de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em janeiro de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 214, de 18 de novembro de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em outubro de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações

governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 234, de 13 de dezembro de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em novembro de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 235, de 26 de setembro de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em agosto de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 239, de 10 de outubro de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em setembro de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 239, de 25 de agosto de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em julho de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 256, de 16 de novembro de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em outubro de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 259, de 24 de setembro de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em agosto de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 260, de 11 de dezembro de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em novembro de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e

gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 261, de 24 de setembro de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em agosto de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 27, de 21 de fevereiro de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em janeiro de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 271, de 17 de outubro de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em setembro de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 273, de 16 de outubro de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em setembro de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 28, de 21 de fevereiro de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em janeiro de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 286, de 21 de novembro de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em outubro de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 295, de 18 de novembro de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em outubro de 2003, nos campos das áreas

concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 298, de 18 de dezembro de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em novembro de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 31, de 11 de fevereiro de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em janeiro de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 38, de 10 de março de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em fevereiro de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 46, de 15 de março de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em fevereiro de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 50, de 21 de março de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em fevereiro de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 52, de 26 de abril de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em março de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 53, de 21 de março de 2003.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em fevereiro de 2003, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 62, de 07 de abril de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em março de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 64, de 06 de abril de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em março de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 67, de 24 de abril de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em março de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 72, de 29 de maio de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em abril de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 80, de 09 de maio de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em abril de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 83, de 23 de maio de 2001.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em abril de 2001, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

ANP,. **Portaria n.º 87, de 05 de maio de 1999.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em abril de 1999, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 88, de 19 de junho de 2002.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em maio de 2002, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Portaria n.º 92, de 06 de junho de 2000.** Estabelece os preços mínimos do petróleo produzido, em maio de 2000, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2003.

___. **Resolução n.º 13, de 17 de junho de 2004.** Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos em maio de 2004, nos campos das áreas concedidas pela ANP, para o exercício de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a serem adotados para fins de cálculo das participações governamentais. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 17 dez. 2004.

BRASIL**.** Decreto n.º 2.705, de 03 de agosto de 1998. Define critérios para cálculos e cobranças das participações governamentais de que trata a Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 ago. 1998. Disponível em: <http://www.ANP,.gov.br> Acesso em 22 jun. 2003.

CARVALHO, G. apud Oliveira, L. 1987, **Petrobrás: Do Monopólio aos Contratos de Risco**. Rio de Janeiro, ed. Forence-Universitária, 1977.

CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS. **Petrobrás Encontra Reserva Recorde Na Bahia.** Disponível em: <http://www.ctgas.com.br>. Acesso em: 12 fev. 2004.

CHEVALIER, J.M. *apud* Lodi, 1989, **O Novo Jogo do Petróleo**, Lisboa, Publicação Europa-América, 1.ª edição, 1973

COLLET, Luciana. Produção Fora Da Opep Sobe Até 2010. **Gazeta Mercantil Panorama Social**, São Paulo, Disponível em: <http:/ http://clipping.cemig.com.br/141002/cemig/j503.htm/>. Acesso em: 24 de outubro de 2003.

CONANT, Melvin A.; GOLD, Fern Racine. **A Geopolítica Energética**. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército Editora, 1978. 239p.

ENTENDA as diferenças entre petróleos *Brent* e WTI. **Folha *Online***, São Paulo, 02 abril 2002. Disponível em:<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u44618.shl>. Acesso em: 17 maio. 2003.

FERNANDES, Armando Wilson Alves. **Análise Sobre a Prestação de Serviços nos Postos de Revenda de Combustíveis nos Últimos Anos**. 2001. 111f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

LODI, Carlos Felipe Guimarães. **Modelo Analítico de Formação do Preço no Mercado Internacional do Petróleo**. 1989. 251f. Dissertação (Mestrado em Ciências, Engenharia Nuclear e Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MAULL, H., *apud* Lodi, 1989 "The Price of Crude Oil in the International Energy Market", **Energy Policy**, vol. 5, n.º 2, 1977.

MARINHO JÚNIOR, Ilmar Penna. **Petróleo: Política e Poder Um novo choque do petróleo**? Rio de Janeiro: José Olympio Ed., 1989. 468p.

MATZ, Marcello. **Estratégias das Empresas Petrolíferas no Brasil Face à Abertura do Mercado.** 2000. 122f. Dissertação (Mestrado em Ciências, Engenharia Nuclear e Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MONTGOMERY, C.A.;PORTER, M. E. **– Estratégia : A Busca da Vantagem Competitiva** 5.ª ed., Rio de Janeiro, Ed. Campos, 1998.

NUNES, João Marcus Marinho. **O Vôo da Águia: a economia americana no fim do milênio**. São Paulo: Saraiva Ed., 2002. 336p.

OIL E GAS JOURNAL LATINOAMERICA: revista bimestral de informação e tecnologia de petróleo para América Latina. Brasil: Pennwell, n. 4, Julho/Agosto 2003. 50p.

OLIVEIRA, A. *apud* Oliveira, L., 1987, **A Evolução dos Dispêndios em Divisas com as Importações de Petróleo: Dois Cenários Alternativos**. Rio de Janeiro, COPPE/AIE, 1985.

OLIVEIRA, Lúcia Maria Simões dos Reis Navegantes de. **Formação de Preços dos Derivados de Petróleo e seus Desdobramentos: um estudo retrospectivo – 1974/1984**. 1987. 186f. Dissertação (Mestrado em Ciências,

Engenharia Nuclear e Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

PLANO ESTRATÉGICO PETROBRÁS 2015. mai. 2004. Rio de Janeiro. Disponível em: < http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/ConhecaPetrobras/EstrategiaCorporativa/EstrategiaCorporativa.asp>. Acesso em: 15 out. 2004.

PETROBRÁS pretende investir US$ 178 milhões na Bahia**. Gazeta Mercantil *Online***, São Paulo, 03 mar. 2004**.** Disponível em: <http://gazetamercantil.com.br>. Acesso em: 15 mar. 2004.

PETROBRÁS. **Legislação do Petróleo**. 5 ed. Rio de Janeiro, 1983.

PINTO JÚNIOR, Helder; FERNANDES, Eliana S.L. ANP. **Nota Técnica n.º 02**. Jul. 1998. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 22 jan. 2003.

PIRES, Regina Lúcia Nether Ferreira. **Política de Substituição de Derivados de Petróleo e a Evolução da Estrutura de Refino**. 1983. 262f. Dissertação (Mestrado em Ciências, Engenharia Nuclear e Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

PIRES, Adriano; FILHO, Leonardo Campos. Abertura e Política de Preços no Setor de Petróleo. **Comciencia**, 10 dez. 2002. Disponível em: < http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet16.shtml>. Acesso em: 08 out. 2003.

PROJETO TENDÊNCIAS NOTA TÉCNICA 01: Tendências Tecnológicas. **Visão de Futuro do Setor de Óleo e Gás do Brasil Horizonte 2010**. CTPETRO. Jun. 2002. Disponível em: <http://www.tendencias.int.gov.br>. Acesso em: 17 set. 2003.

PROJETO TENDÊNCIAS NOTA TÉCNICA 06: Tendências Tecnológicas. **Sistemas Produtivos e Inovativos Locais na Indústria de O e G – Análise da Experiência de Campos Marginais do Recôncavo Baiano**. CTPETRO. Mar. 2003. Disponível em: <http://www.tendencias.int.gov.br>. Acesso em: 14 jan. 2004.

REFINING of Petroleum. Disponível em: <http://www.world-petroleum.org/education/petref/>. Acesso em: 24 out. 2002.

REVISTA UPDATE. **Refino Limitado**. São Paulo: instituto verificador de circulação. Mensal, n.384, julho/2002. 66p.

REVISTA BRASIL ENERGIA **Mudança que faz a diferença**. Disponível em: <http://www.brasilenergia.com.br> Acesso em: 20 fev. 2002.

REVISTA QUÍMICA E DERIVADOS. **Petrobrás 50 anos**. n 420, out. 2003. Disponível em: <http://www.quimica.com.b/revista/qd420/petrobras1.htm>. Acesso em: 24 abr. 2004.

REZENDE, F. & VON DOELLINGER, C., *apud* Oliveira, 1987, Financiamento do Setor Público: As Reformas Fiscal e Financeira. IN: **Perspectivas de Longo Prazo da Economia Brasileira**. Rio de Janeiro. IPEA/INPES, jan. 1985.

SANTOS, G. **Palestra: Seminário sobre Tecnologia de Combustíveis e Lubrificantes**. Microsoft PowerPoint, 43 slides. 02 jun. 2005.

SATHLER, Márcio Werner Lima. **Análise da Evolução do Sistema de Formação de Preços dos Derivados de Petróleo no Brasil**. 2000. 121f. Dissertação (Mestrado em Ciências, Engenharia Nuclear e Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SAYAD, João. O preço do petróleo. **Folha *Online***, São Paulo, 22 set. 2000. Disponível em: < http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/petroleo_sayad.shtml>. Acesso em: 11 ago. 2003.

SCHIOZER, Rafael Felipe. **Um Modelo de Alívio de *Royalties* para Campos Maduros de Petróleo**. 2002. 69f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SCHWYTER, Anton A. **A Regulação da Distribuição de Gás Natural em São Paulo: Questões e Desafios**. 2001. 110f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

SILVEIRA, Joyce Perin. **A abertura do mercado de abastecimento de combustíveis: a nova estrutura tributária e a evolução da desregulamentação de preços**. Superintendência de Estudos Estratégicos – ANP, abril de 2002. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 nov. 2003.

SUSLICK, Saul B. (org.). **Regulação em Petróleo e Gás Natural**. Campinas: Komedi Ed., 2001. 528p.

REVISTA PETROBRÁS. **UMA NOVA FRONTEIRA NO MAR** : Rio de Janeiro. Mensal, n.80, junho/2002. 34p.

YERGIN, Daniel. **O Petróleo: uma História de Ganância, Dinheiro e Poder**. Tradução Leila Marina Di Natale, Maria Cristina Guimarães, Maria Cristina L. de Góes. São Paulo: Scritta, 1992. 932 p. Tradução de: The prize: The epic quest for oil, money and power.