



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO - UFRJ
INSTITUTO DE ECONOMIA – IE/UFRJ
MONOGRAFIA DE BACHARELADO EM ECONOMIA

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO: UMA ANÁLISE DA CADEIA DE VALOR AGREGADO

Autora: RENATA MEGUMI KIMURA
e-mail: rekimura@yahoo.com.br

ORIENTADOR: Professora Margarida Gutierrez

ABRIL 2005



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO: UMA ANÁLISE DA CADEIA DE VALOR AGREGADO

RENATA MEGUMI KIMURA
Matrícula nº 099227500

ORIENTADOR: Professora Margarida Gutierrez

ABRIL 2005



As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor



Dedico este trabalho à minha família, em particular a professora Carmen Alveal (*in memoriam*), que sem tão dedicado apoio não poderia realizar este trabalho.



AGRADECIMENTOS

- Primeiramente, agradeço à minha família pelo apoio e estímulo, que foram de extrema importância para a conclusão deste trabalho. Ao meu namorado Felipe, por sua compreensão e estímulo.
- Aos meus amigos do Instituto de Economia da U.F.R.J pelo companheirismo e amizade durante o curso. Em especial aos amigos que se tornaram parte de minha família Carlos Pacheco, Leandro Araújo, Marcelo Cavalcanti, Marcos Santiago e Vanessa Mesquita pelos momentos inesquecíveis que passamos juntos.
- A Margarida Gutierrez pelo amparo com que me recebeu na finalização desta etapa de minha vida. A Carmen Alveal que num dos momentos mais difíceis esteve ao meu lado, minha eterna gratidão, sua lembrança sempre permanecerá em nossos corações.
- Ao grupo de energia do Instituto de Economia da U.F.R.J por sua competência e apoio na realização deste trabalho. Ao Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-21) pelo financiamento da bolsa de estudos.



RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo avaliar o VA (Valor Adicionado) gerado na indústria de petróleo no Brasil e, em segundo momento, analisar a parcela deste valor correspondente ao pagamento de impostos. Pretende-se ainda, realizar um estudo da divisão dos impostos gerados na indústria petrolífera nas três esferas de governo: Federal, estadual e municipal.

Deste modo, realizou-se um estudo sobre o valor agregado desta indústria, nos últimos anos. As análises sobre os setores serão feitas tendo como referência a empresa estatal Petrobrás e Ipiranga.

Ainda, foi elaborado um estudo acerca dos impostos incidentes sobre os combustíveis, para analisar o peso deste gravame sobre esta atividade, tendo como referência o mercado de São Paulo.



SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	8
I. A CADEIA DE VALOR INDUSTRIAL NA ECONOMIA MODERNA.....	11
I.1 Mensuração do valor agregado na cadeia produtiva.....	11
I.1.1 O conceito de valor agregado.....	11
I.1.2 Métodos de mensuração do valor agregado.....	13
I.2 A cadeia de valor na perspectiva estratégica das empresas.....	14
I.2.1 A Integração Vertical.....	16
I.2.2 A Internacionalização.....	19
I.2.3 A Diversificação.....	20
II. A CADEIA DE VALOR DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.....	25
II.1 Geologia do petróleo.....	25
II.2 Exploração e produção.....	26
II.2.1 Desenvolvimento.....	30
II.2.2 Perfuração	31
II.2.3 Exploração e produção em terra (<i>onshore</i>).....	32
II.2.4 Exploração e Produção no mar (<i>offshore</i>).....	33
II.2.5 Produção.....	34
II.3 Refino	35
II.4 Transporte	39
II.5 Distribuição e revenda de derivados.....	41
II.6 Dinâmicas de organização estratégica e logística na indústria do petróleo.....	42
II.6.1 O papel da logística na organização de estratégia de cadeia de valor das firmas.....	42
II.6.2 A organização estratégia e a logística na estrutura petrolífera.....	44
III. A ATIVIDADE PETROLÍFERA NO BRASIL.....	47
III.1 Metodologia de cálculo do VA.....	49
III.2 O PIB do setor petrolífero	72
IV. A TRIBUTAÇÃO INCIDENTE NO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO.....	76
IV.1 Uma análise da tributação incidente na estrutura de preços no Brasil	83
IV.2 Os impostos e contribuições incidentes na cadeia de petróleo.....	90
CONCLUSÃO.....	101
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	103



INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera é marcada por inúmeras especificidades, dentre de tais características destaca-se o fato de ser um recurso mineral não-renovável e a principal fonte de energia consumida no mundo. Neste contexto, o petróleo tornou-se um produto estratégico para muitos países, principalmente após os choques do petróleo durante a década de 70, quando o mundo sofreu graves consequências econômicas e políticas com o aumento abrupto do preço do barril de petróleo. Pois, este mercado possui uma demanda inelástica com relação ao preço do petróleo, ou seja, apesar do aumento do preço o consumo continuou o mesmo no curto prazo. Por outro lado, o aumento do preço viabilizou a produção de alguns campos, que até então não eram produzidos por serem economicamente inviáveis, devido ao custo de produção que era maior em relação aos países do Oriente Médio.

Outra característica importante reside no fato de que o petróleo por ser um recurso mineral, encontra-se distribuído pelo mundo de forma desigual. Portanto, nem todos os países possuem esse recurso em abundância, ou mesmo na quantidade que necessitam para suprir sua demanda. Além disso, o mercado mundial está voltado quase que completamente para o consumo de petróleo e seus derivados, desta forma este se tornou um recurso estratégico para todos os países, principalmente para os países desenvolvidos que mais consomem este produto.

Portanto, a produção de petróleo é uma das atividades mais rendosas, já que possui características que o tornam valioso para o mercado. Mas por outro lado, são necessários elevados investimentos para encontrar um poço de petróleo e iniciar a produção. Pois esse processo carece de muitos recursos, principalmente no que tange aos estudos geológicos e equipamentos.



A cadeia petrolífera está dividida em 3 grandes grupos que englobam várias atividades. O upstream está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, nesta fase é onde há maiores riscos de investimentos, que é compensado pela possibilidade de obter elevados lucros. O midstream compreende as atividades de refino, transporte e a importação e exportação de petróleo, gás natural e derivados. Neste grupo destaca-se o refino por ser uma das atividades menos lucrativas, onde se pode obter até mesmo grandes prejuízos. Já o downstream inclui a distribuição e revenda de derivados, nestas há muitas possibilidades de ganhos e menores riscos, além de um vasto mercado consumidor a ser explorado. E, onde conseqüentemente concentra-se mais empresas no caso brasileiro.

De forma a realizar o pretendido, o capítulo 1 apresentará a definição e exemplificação do processo de geração do valor agregado. A seguir, estudaremos o método de mensuração do valor agregado e as estratégias utilizadas pelas empresas em geral (integração vertical, internacionalização e diversificação). Com o intuito de fornecer ao leitor, ferramentas e conceitos básicos utilizados para o cálculo do VA das principais empresas Petrolíferas Brasileiras: Petrobras, Ipiranga, Shell, Esso e Texaco. Assim como, analisar os impactos da estratégia adotada por cada empresa após a abertura do mercado e os ganhos obtidos atualmente na distribuição de combustíveis.

No capítulo 2 analisaremos os segmentos da cadeia petrolífera (upstream, midstream e downstream) e as especificidades que abrange este setor. Além disso, é realizado um estudo acerca da logística deste setor com objetivo de destacar os ganhos que as empresas petrolíferas auferem com as estratégias empregadas. Com isto o leitor se familiarizará com esta atividade e poderá compreender e analisar os valores adicionados apresentados e a taxa de impostos cobrados sobre os combustíveis durante toda a cadeia petrolífera que será apresentada no capítulo a seguir.



No capítulo 3, pretende-se examinar o mercado brasileiro, o produto interno bruto (PIB) gerado nesta atividade com ênfase na distribuição e comercialização de combustíveis. Isto será realizado através de uma análise dos valores adicionados pelas empresas petrolíferas. Além disso, apresentar-se-á no capítulo 4, o peso da tributação sobre os combustíveis e a margem que cada atividade detêm na cadeia.



I. A CADEIA DE VALOR INDUSTRIAL NA ECONOMIA MODERNA

I.1 Mensuração do valor agregado na cadeia produtiva

A sociedade moderna tem como característica marcante a grande escala do consumo de alimentos como também de outros bens e de serviços que proporcionam conforto e bem estar. No processo produtivo moderno tem-se o processo de geração de renda em cada etapa, com a respectiva e conseqüente criação de renda. O que é enfatizado pela visão da análise econômica, que considera que o fruto do trabalho somente cria valor quando tem-se no extremo, produto ou serviço final do processo produtivo que se torna insumo ou matéria-prima para a produção de outros bens ou para o consumo final.

O “produto final” de cada etapa da produção possui um valor maior do que os seus insumos, pois no processo de produção são incorporados fatores de produção, matérias-primas, assim como a depreciação das máquinas e equipamentos empregados na fabricação destes produtos. Esta diferença entre o valor do produto final e os insumos utilizados no processo é denominada VA (valor adicionado ou valor agregado).

I.1.1. O conceito de valor agregado

Para facilitar o entendimento sobre este conceito, exemplificaremos através da fabricação de papéis, cuja principal matéria-prima utilizada é a celulose, originada de um recurso natural renovável (florestas). Neste exemplo, supõe-se que uma empresa A, obtenha a celulose somente através de eucaliptos e não incorpore a reciclagem de papéis ao seu processo produtivo. A plantação de eucaliptos gera valor adicionado, na medida em que, utiliza-se de vários insumos para o cultivo, tais como: sementes, mão de obra e equipamentos. Portanto, a madeira torna-se um insumo para a produção de papel. Logo, no valor do papel estará embutido o valor da madeira, em cujo valor, por sua vez, está embutido o custo de plantar e extrair o eucalipto, bem como outras matérias primas e fatores de produção tais como os salários pagos aos trabalhadores da fábrica, a depreciação das máquinas. Enfim, todos os



recursos utilizados para a fabricação do papel. Como a produção de papel é destinada ao mercado, quando este for vendido para o consumidor será utilizado como bem final e o processo de geração de renda e de valor agregado termina nesta fase.

Mas, se o papel for vendido para uma fábrica de cadernos ou uma gráfica de livros, então o produto será considerado um bem intermediário para a fabricação de cadernos ou livros. Logo, no preço do caderno ou do livro estará incluso o valor do papel, além de outros insumos e recursos usados na fabricação destes produtos. Neste caso, gera-se maior valor adicionado e o processo continua até que o produto seja consumido.

A partir deste exemplo, observa-se que a exploração de um recurso, no caso o eucalipto, deu origem a outros produtos que agregaram valor ao longo da cadeia. Inicialmente, o valor da madeira é inferior ao valor do papel e este por sua vez inferior ao valor do caderno ou do livro. Já que, durante o processo produtivo o produto inicial agrega valor enquanto estão sendo demandadas mão de obra e a utilização de máquinas e equipamentos, que conseqüentemente aumentam o valor do produto. O processo produtivo possibilitou a criação de renda e, por conseguinte, de valor agregado ao longo de cada etapa da cadeia de produção de cadernos ou livros.

Através do exemplo descrito anteriormente examinamos o processo de criação do valor agregado ou adicionado na economia. E, conclui-se que toda e qualquer atividade econômica pode gerar valor em toda a cadeia produtiva. A seguir, apresentamos os métodos utilizados para mensurar o VA a nível macroeconômico (País) que pode ser empregado tanto do ponto de vista mesoeconômico (atividade econômica) como microeconômico (empresa). Este método de mensuração será utilizado para calcular o VA das empresas selecionadas (Petrobrás, Ipiranga, Shell, Esso, Texaco) que operam no setor petrolífero brasileiro.



I.1.2. Métodos de mensuração do valor agregado

Em todo e qualquer processo produtivo a quantificação do VA em cada etapa de produção, pode ser realizada através de três óticas, metodologia também utilizada para a medição do Produto Interno Bruto (PIB): renda, dispêndio e produção (ROSSETI, 1979).

Na ótica da renda, o VA é obtido através do somatório da renda apropriada pelos agentes econômicos ao longo da cadeia produtiva, durante um período determinado. Neste caso, trata-se das remunerações pagas aos agentes na forma de: salários, lucros e dividendos aos empresários e sócios, juros aos detentores de capital financeiro, aluguéis e outras rendas a detentores de direito de propriedade.

Na ótica da produção, calcula-se o valor agregado por meio da diferença entre o valor bruto da produção (VBP) e o somatório relativo aos bens e serviços utilizados como insumo ou de consumo intermediário (CI), no processo produtivo dessa economia para o mesmo período. Considerando o VBP a soma dos valores da produção dos bens e serviços numa economia em um dado intervalo de tempo. Através deste cálculo evita-se o problema de dupla contagem dos bens e serviços de consumo intermediário e, portanto, da superestimação do VA. Desta forma, obtém-se o valor agregado, através da diferença entre o VBP e o CI. Sendo possível realizar também uma análise por setor, através da mensuração do valor da produção, deduzido o consumo intermediário de cada atividade econômica, obtém-se o VA por setor.

Na ótica do dispêndio, somam-se os valores da produção de bens e serviços finais produzidos em um período determinado. Para o fim deste cálculo, consideram-se somente os bens e serviços destinados a demanda final, ou seja, os que serão diretamente consumidos pelo mercado, sem servir de insumo para a fabricação de nenhum outro produto. Esta ótica, em alguns casos, apresenta um problema relacionado à classificação dos bens em finais ou intermediários. Como por exemplo, os pneus que são vendidos diretamente para o consumidor são considerados bens finais. Por outro lado, quando são vendidos para uma montadora de



carros serão avaliados como bens de consumo intermediário. Desta forma, quando se trata de mensurar o VA de um setor complexo o cálculo pode se tornar complicado.

A partir dos elementos apresentados anteriormente examinamos que o processo produtivo gera valor, o que possibilita a empresa auferir lucros. Afinal, ninguém investe em um projeto, se não há esperança de ganhos imediatos ou futuros. No entanto, o resultado financeiro das empresas está diretamente ligado às táticas empregadas e as condições do mercado, além dos recursos disponíveis. Segundo o capitalismo, as empresas têm como objetivo principal obter lucros no mercado e para isto utilizam diversas estratégias de mercado que examinaremos em seguida.

Pode-se concluir que o VA em cada etapa produtiva de diversos produtos é um dos fatores que influenciam na tomada de decisão de investimento. Já que, esta quantia representa não só a remuneração do capital empregado, mas o produto gerado nesta atividade. Além disso, é interessante avaliar o montante de VA que as empresas auferem em determinadas atividades e confrontar com a capacidade de tributação do governo. Isto permite analisar a repartição e o emprego destes recursos pelo governo.

I.2 A cadeia de valor na perspectiva estratégica das empresas

Para superar os limites impostos ao crescimento da firma no mercado em que atua e ao mesmo tempo garantir financiamento para os investimentos planejados, as empresas tem como objetivo estratégico: a integração vertical (que consiste na entrada em outros segmentos que compõem a cadeia produtiva), a internacionalização de suas atividades e a diversificação de seus serviços e produtos (com a entrada em outros ramos de atividade). Associada a condições macroeconômicas e institucionais favoráveis, estas estratégias se desenvolveram devido à necessidade de alargamento dos mercados.



Primeiramente, antes de expor as estratégias, definiremos o risco, incerteza, economia de escala e escopo, que estão diretamente relacionadas com as táticas empregadas pelas empresas.

O risco é a possibilidade de haver um custo extra ou imprevisto que acarrete em prejuízos contra o qual a firma pode segurar-se. (SALVATORE,1980)

“A incerteza quanto ao futuro da economia, envolvendo os suprimentos, os padrões e a regularidade do abastecimento, a ocorrência ou não de crises e de perturbações da ordem político institucional estabelecida”. (ROSSETTI,1988)

A economia de escala também referida como rendimentos crescentes, se caracteriza, quando o aumento da escala de produção gera resultados mais eficientes. Ou seja, na economia de escala, o dobro de insumos de uma indústria irá mais que dobrar a produção da mesma. (KRUGMAN P., OBSTFELD M.,1999)

Considerando que uma fábrica de papel possui economia de escala, com uma função de produção $F(W,P)$, onde W e P são os únicos insumos utilizados para a produção de papel. Se dobrarmos os insumos desta fábrica a produção irá aumentar mais que o dobro, assim temos que: $F(2W,2P) > 2F(W,P)$.

A economia de escopo se caracteriza quando o aumento do escopo de produção gera resultados mais eficientes. Onde a produção de dois tipos de produtos numa mesma estrutura será superior a soma da produção das duas fábricas.

Agora, analisaremos uma fábrica de papel ofício e de cartolina, ambas possuem economia de escopo. A fábrica de papel ofício e de cartolina tem respectivamente, as seguintes funções de produção $F(A,B)$ e $F(A,C)$, onde os únicos insumos utilizados nas



fábricas são A, B e C. Assim, se adaptarmos a fábrica de papel ofício para produzir cartolina, a produção será maior do que a soma do produto das duas fábricas. De forma que: $F(A,B,C) > F(A,B) + F(A,C)$.

I.2.1 A Integração Vertical

A integração vertical foi uma tática predominante, devido as vantagens apresentadas, tais como: ganhos de economia de escala, e em alguns casos economia de escopo. No entanto, há vantagens e desvantagens no processo de verticalização de uma indústria. Algumas das vantagens estão associadas a valorização de recursos excedentes em mercado específico, apropriação da renda, a redução dos custos ao longo da cadeia produtiva, devido ao menor número de intermediários e a fixação de contratos entre os agentes. A possibilidade de subsídio cruzado permite que um setor da cadeia compense um outro setor, mais ou menos lucrativo, assim a firma pode auferir um maior potencial de crescimento e ganhos de economia de escala e escopo. De modo geral, as vantagens estão associadas à economia de escala, pois uma empresa verticalizada tem o domínio parcial ou total do processo produtivo. Deste modo, é possível aumentar a produção e obter custos decrescentes no processo, na medida em que há capacidade instalada ociosa, que permite o aumento da produção com custos marginais cada vez menores. Onde o acréscimo na produção em uma unidade diminui os custos de produção

Segundo Iooty, através de ganhos relacionados a economia de escala é possível reduzir os custos. Como por exemplo, se duas firmas complementares passarem por um processo de fusão. A verticalização poderia ajudar na redução dos custos de produção ao combinar firmas cujos processos produtivos requerem maior integração, ou ao reduzir a incerteza que envolve estágios sucessivos de produção.



De acordo com Hay e Morris (1991) as F&A (Fusões e Aquisições) verticais poderiam auxiliar na redução de custos de produção de três formas básicas:

- Reduzindo diretamente os custos de operação, ou custos de transporte, ao concentrar em uma mesma planta, dois processos produtivos verticalmente integrados.
- Eliminando sucessivas margens calculadas sobre custos com a integração, quando uma empresa cobra um preço acima do seu custo marginal. Logo, reduziria o custo marginal total de produção, e elevando assim os lucros reais da firma “combinada”.
- Evitando a cobrança de um preço monopolista para o insumo, no caso da demanda ser maior que a oferta no mercado. Com isso, reduz o custo total de produção e eleva os ganhos reais da firma combinada.

Para esclarecer, retomaremos o exemplo da fábrica de celulose, supondo que é capaz de produzir duas toneladas de papel por dia, a empresa não irá produzir somente 0,5 toneladas se houver demanda no mercado para absorver a produção. Ou seja, não há interesse em operar abaixo da capacidade operacional se houver possibilidade de explorar e obter maiores ganhos. Considerando que há custos fixos em capacidade instalada e custos variáveis com mão de obra e insumos. Deste modo, se a fábrica decidir produzir mais, poderá vender mais produtos e auferir uma receita maior, que cobriria não só os custos, como proporcionaria uma boa remuneração ao capital investido.

Além disso, a integração vertical facilita a função do regulador de monitorar o poder de mercado dessas firmas e reduz o problema de assimetria de informação. Tornando a regulação menos complexa, quando comparada a necessidade de regular centenas de firmas, onde cada uma possui diversas características diferentes e que conseqüentemente aumentaria as distorções de informação.



Uma outra estratégia é a integração “para trás” que consiste no investimento na matéria-prima que é utilizada durante o processo produtivo. Na visão de Iooty, a integração de uma firma, com grande market-share, pode criar um mercado cativo de outro segmento. Desta forma, aumentaria a competição entre as empresas que atuam no mercado fornecedor ao mesmo tempo em que reduziria seu poder de barganha. Com isto, a empresa garante o suprimento do bem essencial ao processo, evitando o risco inerente de boicote por parte dos fornecedores. Pois, no mercado em que o insumo é “monopólio” de um ou de poucos fornecedores, cria condições favoráveis a formação de cartéis com o intuito de conseguir maiores vantagens na negociação do produto.

Além disso, a integração elimina processos intermediários, como transações financeiras, negociações, que representam custos para as empresas. Contudo, são necessários altos investimentos para se realizar a integração para trás.

Por outro lado, há desvantagens associadas ao processo de verticalização de uma firma, que estão relacionadas ao funcionamento interno da firma. Na medida em que a firma incorpora mais etapas da produção, esta se torna maior e mais complexa no que tange ao gerenciamento da empresa e conseqüentemente a criação de diversos departamentos. A interação entre estes departamentos se torna essenciais para o bom funcionamento da empresa, pois, uma falha de comunicação pode acarretar em erros graves na tomada de decisões da firma. Desta forma, a terceirização de um serviço se torna mais vantajoso em um ambiente competitivo, que não seja dominado por poucas empresas deste ramo. Uma vez que, a delegação de responsabilidades reduz o risco de erros relacionado ao mau gerenciamento dentro da empresa.



I.2.2 A Internacionalização

A perda de fôlego dos mercados nacionais nas economias amadurecidas, onde a demanda limita os investimentos, fez com que as empresas buscassem novas estratégias, tal como a internacionalização. Este processo é realizado por meio de fusões e aquisições transfronteiriças, que segundo Iooty(2002), possibilitariam a redução dos riscos de investimentos, já que “os retornos dos investimentos em atividades produtivas localizadas em diferentes mercados geográficos tendem a ser menos correlacionados do que dentro de um mesmo país” (Iooty, 2002, pg31). Ou seja, o risco de investimento realizado em diversos países é relativamente menor se comparado ao investimento concentrado em um único país. Uma vez que ocorra inflação ou distúrbios políticos dentro de um país em que a empresa possui investimentos, o risco é relativamente elevado. Assim, se os investimentos estivessem distribuídos em diversos países, os riscos poderiam ser consideravelmente menores.

Estas estratégias foram impulsionadas com o processo de desregulamentação, que removeu as barreiras institucionais à entrada e promoveu a abertura às empresas de energia. Nos países onde há mercado potencial e com dotações de recursos promissores de petróleo, como o Brasil, formaram-se alianças estratégicas entre as empresas. Isto foi realizado com o intento de aproveitar a economia de escala na cadeia produtiva e conseqüentemente, minimizar os riscos e custos ligados aos pesados investimentos. Em alguns casos, também há economia de escopo, em setores como o petróleo. Assim como, a possibilidade de diversificação em outros negócios da cadeia produtiva. Estas empresas possuem vantagens competitivas que possibilitam seu crescimento: seja no que se refere ao tamanho pertinente ao porte ou a parcela do mercado dominante, seja pela base financeira com lucros estáveis ou maiores quando os investimentos já estão amortizados.



I.2.3 A Diversificação

O processo de reforma dos setores de infra-estrutura de vários países e a convergência técnica induz a diversificação com objetivo de: reduzir os riscos relacionados ao investimento, aproveitar as economias de escala e escopo com a possibilidade de subsídio cruzado.

Na visão de Iooty (2002), as firmas diversificam para aproveitar os seus recursos excedentes na procura pela realização do seu potencial de crescimento. Por outro lado, Penrose considera que a diversificação, enquanto política geral de crescimento, ocorre como uma forma natural de superar o entrave que os mercados e produtos existentes definem para a capacidade de crescimento da firma. Portanto, a diversificação pode ser empregada para solucionar problemas específicos, ou então como uma política deliberada de crescimento. No primeiro caso a diversificação seria uma forma de minimizar riscos e incertezas associadas a flutuações cíclicas de demanda. No segundo caso, uma firma em processo de crescimento sempre encontrará incentivo para diversificar, quando a sua capacidade de crescimento é superior àquela permitida pelo mercado em que ela opera (Penrose, 1959,p.144).

Da mesma forma, Guimarães (1982) considera que a diversificação tenderia a ser o caminho natural adotado pela firma que procura superar os limites impostos pelo ritmo de crescimento de seu mercado corrente (Guimarães, 1982, pg62).

Para exemplificar, utilizaremos a empresa de celulose que fabrica papel. Esta obteria, maior ganho se ampliasse a oferta de produtos para o mercado, ou seja, se passasse a produzir não só um único tipo de papel, mas vários outros. Como o papel manteiga, sulfite, crepom, cartolina, dentre outros. A diversificação dentro de um mesmo ramo pode gerar economias de escopo, se o custo com o processo de adequação para a produção de uma gama de produtos for menor do que o custo de construir outras fábricas que somente produzam um tipo de papel. Neste caso, a aquisição de uma fábrica de papel crepom, por exemplo, teria que ser mais caro do que o custo de diversificação, pois seria necessário realizar gastos com a



contratação de novos trabalhadores, a compra de novos equipamentos, o pagamento de aluguel, a construção de instalações, os dispêndios com transações legais, dentre outros. Portanto, a abertura de uma nova fábrica é um processo muito oneroso, se comparado com a expansão das instalações dentro da fábrica existente. Ademais, a diversificação de uma determinada empresa não pode ser interessante se esta não proporciona bons rendimentos em relação ao capital empregado.

Portanto, a partir desta análise é possível analisar que a diversificação é realizada com objetivos industriais e financeiros.

Os objetivos industriais estão relacionados a: *primeiro*: diversificação concêntrica, que consiste em atuar em mercados com base técnica semelhante¹ e implementar a diversificação conglomerada onde os investimentos sejam promissores. Com isso, evita-se a redução abrupta das margens de lucro de um setor, que pode ser compensado pelo aumento em outro, obtendo um subsídio cruzado. Logo, isto possibilita a ampliação da base produtiva e dos tipos de consumidores, com a oferta de um maior leque de produtos e serviços diferenciados. No entanto, para operar com custos competitivos no mercado é imprescindível adotar uma tecnologia moderna. *Segundo*: objetiva-se ampliar/aumentar a capacidade de atrair os consumidores das firmas existentes através de promoções ou serviços diferenciados. Ou seja, a diversificação é uma ferramenta que possibilita aumentar o market-share das firmas através de um diferencial em relação a outras empresas. *Terceiro*, a capacidade de se ajustar ao padrão de competição prevalecente no mercado, para ao menos manter sua fatia de mercado. Para isto é necessário acompanhar a demanda e as especificidades do mercado.

¹ Tanto na diversificação concêntrica, como na diversificação via F&A é possível obter ganhos com a economia de escopo.



Na visão penrosiana, haveria duas possíveis direções para a diversificação da firma. Na primeira, a diversificação aprofundaria a área de especialização já existente, caracterizando-se, mais especificamente, pelo movimento da firma em direção às indústrias no interior das suas bases tecnológica e/ou de mercado e na direção de indústrias vizinhas do ponto de vista destas bases de mercado e técnica. (Guimarães,1982,pg 64) . Na segunda, a diversificação relacionada ou concêntrica como denominou Wood (1971), representaria a diversificação em direção ou ao mercado existente da firma (mercado-concêntrica) ou ao uso de uma tecnologia similar a anualmente utilizada (tecnológica-concêntrica) (wood, 1971,p 428 e 429)

Desta forma, Iooty define que a diversificação estaria relacionada à natureza dos recursos existentes e aos tipos de serviços produtivos que eles podem gerar.

O processo de diversificação das atividades produtivas na visão de Penrose (1959), se daria em torno das áreas de especialização da firma, definidas pela base técnica/tecnológica² utilizada e pelos mercados para os quais a produção é direcionada.

No caso de algumas empresas a diversificação é procurada para auferir economias de escopo. De modo que a empresa aufera maiores lucros na diversificação de seus produtos, uma vez que a firma já se encontra no ramo e tem conhecimento de seu mercado, torna-se mais fácil expandir suas atividades. Neste caso a empresa possuiria vantagem na diversificação de seu produto, produzindo com custos menores do que outras empresas que trabalham com um único produto.

² Neste contexto, entende-se como base tecnológica, cada tipo de atividade produtiva da firma que utiliza máquinas, insumos, processos, capacitações e conhecimentos complementares no processo de produção. Já que, tanto indústrias diferentes podem possuir a mesma base técnica, quanto a mesma indústria pode possuir diferentes bases tecnológicas. A base de mercado, por sua vez, consiste em “cada grupo de consumidores que a empresa pretende influenciar com um mesmo programa de vendas”. E os mercados seriam definidos de acordo com o tipo de consumidor que a empresa atende, portanto, um mesmo mercado pode incluir várias bases de mercado. (Penrose, 1959,p.109)



O aproveitamento dos mercados relacionados em torno dos quais a firma diversifica, segundo Kay, (1007, p 69) possibilitaria a exploração de esforços comuns – entre as atividades de origem e destino - em termos de propaganda, pesquisa de mercado, departamento de marketing e vendas. (Iooty,2004)

Diversificação não relacionada ou conglomerada corresponderia à entrada em novas áreas de especialização que não se relacionam com as suas antigas bases tecnológicas e de mercado. Desta forma, pode ser realizada com o intuito de reduzir os riscos operacionais, obter ganhos de sinergia financeira, derivados da formação de um “mercado de capitais interno”. A diversificação conglomerada garantiria a estabilidade dos ganhos futuros da firma diversificada, pois os perfis de retorno das atividades desempenhadas seriam não correlacionados. Desta forma, uma eventualidade sobre uma atividade não necessariamente influenciaria diretamente a outra. Exceto, é claro, se ocorrerem eventos externos que afetem tanto uma atividade como a outra.

A diversificação financeira visa minimizar os riscos de perda do aplicador, realizada através da diversificação do portfólio de ações em ativos distintos. Com isso, o agente se defende das oscilações do mercado, através de firmas multi-utilites que atuam em diversos setores de infra-estrutura.

A separação de linhas produtivas não relacionadas em diferentes divisões, de acordo com Iooty (2002), permitem que sejam acessadas como centro de lucro individuais possibilitando, desta forma, a realocação de fluxos de renda de divisões pouco dinâmicas que requerem investimentos. Deste modo, a forma multidivisional de organização poderia agir como um “mercado de capitais interno”. Com isso o acesso aos recursos advindos de uma unidade adquirida não ocasionaria elevação dos custos de transação e outras conseqüências associadas ao pagamento de impostos sobre dividendos. Um outro fator teria origem no aproveitamento de recursos e competências (habilidades) não totalmente utilizados pela firma em questão como o capital humano, por exemplo.



Para Iootty (2002), as economias de escopo obtidas através da diversificação são baseadas no uso do recurso capital humano (ou no conhecimento, de modo geral) e, portanto, haveria um limite decorrente do congestionamento no acesso a esse recurso produtivo. No entanto, é possível obter economia de escopo baseada no compartilhamento de ativos físicos indivisíveis.

Desta forma, apresentamos os conceitos fundamentais do valor adicionado e os métodos de mensuração. Assim como, as estratégias atualmente utilizadas pelas empresas para expandir seus mercados e auferir maiores ganhos. No próximo capítulo pretende-se apresentar os segmentos da cadeia petrolífera (upstream, midstream e downstream) e as especificidades que abrange este setor. Além disso, realizaremos um estudo a cerca da logística deste setor que promove ganhos de escala e escopo.



II. A CADEIA DE VALOR DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Na indústria petrolífera, tem-se uma cadeia produtiva com algumas especificidades que a tornam complexa comparada com outros produtos. A começar por uma característica especial dos minerais, como o petróleo: são recursos não renováveis e conseqüentemente, não podem ser produzidos artificialmente como os alimentos. No caso do petróleo, este se tornou um produto valioso por ser a principal fonte de energia utilizada no mundo. Ao mesmo tempo, em que esse mineral se encontra em reservas irregularmente distribuídas, em quantidade e qualidade, em todo planeta. Isso permite, que as firmas possuam grandes diferenças na estrutura de custos de produção entre firmas e os mercados. E conseqüentemente, a geração de altas rendas diferenciais e vantagens competitivas na indústria petrolífera em todos os segmentos da cadeia. Por outro lado, essa indústria é marcada por riscos de natureza específica, oriundos da incerteza de descobertas de jazidas economicamente rentáveis e do risco político no país onde a firma opera, pois isso se refletiria no volume de investimento, além de outros riscos existentes em outras atividades econômicas.

A seguir apresentaremos as características naturais do petróleo, assim como as atividades envolvidas no processo produtivo, com a finalidade de promover informações acerca desta indústria que permitam compreender as especificidades e a importância da logística neste setor.

II.1 Geologia do petróleo

Do ponto de vista físico-químico, o petróleo é uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio, de origem orgânica, encontrado em bacias sedimentares. Estas são depressões na superfície da terra preenchidas por sedimentos que se transformaram, em milhões de anos, em rochas sedimentares. Contudo, a presença de uma bacia sedimentar não garante, por si só, a existência de jazidas de petróleo, pois, é necessário que haja condições propícias para a formação e acumulação do óleo, como as rochas geradoras -que contêm a



matéria-prima que se transforma em petróleo- e rochas reservatório- que possuem poros ou fissuras, capazes de armazenar o óleo. Estas rochas são envolvidas em armadilhas, chamadas rochas de cobertura, caracterizada por compartimentos isolados no subsolo onde o petróleo se acumula e que impede a migração do óleo para outras áreas.

A seguir, analisaremos os segmentos da cadeia petrolífera, que são: *upstream*, *midstream* e o *downstream*. O *upstream* está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O *midstream* compreende as atividades de refino, transporte e a importação e exportação de gás natural, petróleo e seus derivados. E finalmente, o *downstream* inclui a distribuição e revenda de derivados. Cada segmento será analisado a seguir:

II.2 Exploração e produção

A atividade de exploração de petróleo pode ser considerada uma atividade essencialmente arriscada e de custo elevado. Devido à necessidade de volumosos investimentos para financiar os gastos com uma extensa e multidisciplinar base de conhecimento. Estes custos estão relacionados aos levantamentos geológicos e estudos necessários para constatar a possibilidade de existência de petróleo, através da geofísica, sismologia, modelagem, processamento de dados e a ampla multiplicidade de tecnologias sofisticadas, como a sondagem e a perfuração. Além disso, é necessário um estudo para avaliar as áreas descobertas, identificar as jazidas e viabilizar as atividades de extração do óleo. Mas, para operar nesta atividade é imprescindível que a firma obtenha uma licença para a exploração.³

A produção de petróleo realizada na terra é chamada *onshore*. No caso das reservas encontradas na água, em mares e oceanos, a produção é chamada de *offshore*. A produção

³ No caso brasileiro, isso é realizado através da rodada de licitações promovida pela ANP (Agência Nacional do Petróleo), órgão responsável pela regulação desta atividade.



offshore é mais complexa devido à profundidade em que se encontra o óleo. Desta forma, a perfuração necessita de alta tecnologia, assim como um severo sistema de segurança para evitar os riscos de derramamento de óleo na água. Entretanto, a produção onshore também possui riscos de acidentes relacionados a explosões que acarretariam na perda do poço. Já que este permaneceria queimando por muito tempo até consumir o combustível, que é por natureza inflamável, considerando que o custo para controlar este tipo de incêndio é extremamente elevado. Atualmente com a tecnologia moderna os riscos de acidentes são reduzidos, mas ainda existentes.

A exploração se divide em duas partes: a primeira, constituída de estudos geológicos e geofísicos, e a segunda, que envolve a perfuração de um ou mais poços de prospecção. Este processo demanda muito tempo podendo levar em média oito anos para a realização de todas as etapas.

A Geologia de superfície analisa as características das rochas nas superfícies e pode ajudar a prever seu comportamento a grandes profundidades, analisando desta forma a presença de óleo e o volume estimado de reservas. Já, a Geofísica estuda as características das rochas e identifica as estruturas geológicas. Para isso, utiliza-se de sofisticados equipamentos para realizar uma “radiografia” do subsolo, por meio do qual obtêm maiores informações sobre o solo, o que permite delimitar uma área com maiores probabilidades de existência de um campo de petróleo.

Outra ferramenta utilizada nesta fase é a sísmica, que compreende pequenos terremotos artificiais, provocados geralmente através de explosivos, produzem ondas sonoras que são interpretadas na busca de formações geológicas típicas de armadilhas para o petróleo. Atualmente, utiliza-se a sísmica tridimensional que permitiu um aumento da velocidade e precisão da exploração sísmica. Além de permitir uma visualização dos mapas de qualquer ângulo, facilitando desta forma as análises dos dados.



A prospecção sísmica pode ser dividida em diferentes fases. A primeira fase consiste no levantamento de dados através de campanhas sísmicas. Atualmente existe um mercado bem desenvolvido de dados sísmicos. O custo da prospecção sísmica depende muito do tipo de região estudada, em mar (off-shore) o custo chega a ser de 5 a 10 vezes menor do que em terra. Atualmente, existem navios sísmicos, que realizam o levantamento de dados sísmicos de grandes extensões com baixo custo e num curto período de tempo. No caso da prospecção em terra, o custo é afetado pela disponibilidade de transporte de equipamentos à região de exploração. (Almeida, 2003)

A segunda fase da atividade de pesquisa sísmica trata do processamento dos dados levantados para a posterior análise da estrutura geológica do subsolo. A análise dos dados sísmicos é crucial para o sucesso econômico das empresas de petróleo porque no processamento de dados podem ser identificados grandes campos de petróleo. Por esta razão que as empresas de petróleo não terceirizam esta atividade. (Almeida, 2003)

A terceira fase da sísmica é a interpretação do perfil geológico das áreas analisadas para determinar se dever haver ou não perfuração. Estes estudos são de grande importância, para determinar com algum grau de precisão onde se encontram os reservatórios de petróleo e gás, pois cada poço perfurado custa em média de um a cinco milhões de dólares e pode levar meses para ser realizado. No entanto, apesar da sofisticação dos estudos realizados para delimitar uma área favorável para a formação de óleo, estes não são suficientes para garantir a presença, pois, esta somente poderá ser confirmada com a perfuração dos poços. E, portanto, corre-se o risco de perfurar um poço e não encontrar petróleo. Atualmente, a maioria das perfurações resulta em poços secos. (Almeida, 2003).



Em um estudo realizado recentemente, a probabilidade de sucesso é de 1 a cada 5. Ou seja, é necessário perfurar 5 poços para encontrar 1 que possua petróleo. Além disso, a extração e a produção de óleo pode não ser lucrativo, pois isso depende da relação competitiva entre custos e preços praticados internacionalmente. A intensidade do esforço exploratório depende dos resultados inicialmente obtidos, onde uma área inicialmente “abandonada” pode ser retomada com um re-estudo das informações e com emprego de novas idéias ou métodos. .

A atividade de exploração é muito arriscada e onerosa, entretanto, uma vez encontrado um poço de petróleo economicamente rentável, os rendimentos obtidos com a produção são muitos elevados e vantajosos. Dependendo da reserva encontrada e a quantidade possível de extração, pode-se obter lucros extraordinários. Portanto, essa fase é marcada por incertezas quanto ao retorno de investimentos, além dos riscos de mercado relacionado aos preços instáveis. Por outro lado, há a possibilidade de elevados rendimentos e lucros exorbitantes. A fase de produção de petróleo é geralmente realizada pela mesma empresa ou consórcio que realiza os investimentos em exploração. Apesar dos elevados custos envolvidos nessa fase com o sistema de segurança e os equipamentos necessários para o início da produção, no caso de poços offshore (plataformas) e no onshore (gafanhotos), ainda há riscos, mas são menores se comparados com a fase de exploração.

Devido a estes fatores, as empresas petrolíferas investem na integração vertical não só para amenizar os riscos do setor e obter maior lucratividade como também, para garantir o suprimento do óleo necessário em toda cadeia. Neste contexto, segundo Alveal, a adoção da estratégia de integração se dá por vários fatores:

“O sentido racional da integração, porém obedece basicamente a natureza esgotável do petróleo e à incerteza característica da atividade de exploração e produção. Esta atividade concentra cerca de 70% dos dispêndios de capital da indústria, dá origem a toda sua cadeia de valor, e, sobretudo, centraliza as suas possibilidades de geração e apropriação de renda”. (Alveal, 2003)



II.2.1 Desenvolvimento

Após a avaliação dos dados obtidos na fase de exploração, é analisada a viabilidade econômica para desenvolver o campo de petróleo. Nesta fase, prepara-se o campo para a produção comercial de petróleo. Na fase de exploração, apesar dos riscos serem menores, esta atividade também é caracterizada por riscos não desprezíveis, que estão associados à possibilidade de se obter um volume de óleo inferior ao estimado na fase de exploração. (Almeida, 2003) Subestimando o valor da receita que seria auferida com a exploração do campo, que poderia ser insuficiente para compensar os custos despendidos no processo.

As principais atividades da fase do desenvolvimento do campo são a perfuração dos poços de desenvolvimento, instalação de equipamentos necessários à extração, tratamento e estocagem do óleo produzido.

Geralmente, as atividades de exploração, desenvolvimento e manutenção das principais empresas de petróleo são terceirizadas por meio de empresas de serviços, de engenharia e de fornecedores de equipamentos. As empresas que atuam como fornecedoras ou contratadas das empresas de petróleo constituem a indústria para-petrolífera. Esta indústria está sujeita as empresas que possuem elevado poder de mercado. Além disso, devido à flutuação dos preços do petróleo e do volume de investimentos realizados pelas empresas, a indústria para-petrolífera possui um nível de atividades extremamente cíclico, pois estão altamente correlacionados. Para amenizar estes efeitos este setor adotou uma estratégia de concentração industrial através da diversificação correlata. (Almeida, 2003)



II.2.2 Perfuração

Os estudos geológicos e geofísicos permitem identificar a possibilidade de presença de óleo. De acordo com os resultados obtidos, as empresas de petróleo podem optar por avançar no trabalho de exploração perfurando um ou mais poços exploratórios. Logo, a perfuração é uma tecnologia-chave na exploração e produção de petróleo. Os custos de perfuração podem representar entre 40 a 80% dos custos de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo. (Almeida, 2003)

A despeito da maioria das vezes, a perfuração resulte em poço seco, isto não significa que a campanha exploratória sofreu um fracasso. Isto porque, cada poço perfurado pode aumentar o conhecimento geológico da área em exploração. Através de equipamentos por meio de raio laser ou via ultra-som capazes de identificar as características físicas e químicas das rochas analisadas.(Almeida, 2003)

A perfuração é realizada através da sonda de perfuração, composto pela torre, tubulações de aço, broca e a sonda. Há vários tipos de sondas de perfuração, as primeiras sondas utilizavam a técnica de perfuração por percussão, ou seja, as sondas são içadas por cabos e perfuravam o solo através do impacto de seu peso no solo. Atualmente, existem vários tipos de brocas, tal como a broca de roletes (ou Tricone), brocas de diamante e a broca de lâmina. O tipo de broca utilizada depende das condições específicas do solo. (Almeida, 2003)

O trabalho de perfuração de um poço exige uma boa coordenação entre as atividades e deve ser realizada de forma ininterrupta. Uma vez que, a paralisação da atividade acarreta custos elevados para se recolocar a sonda em operação, pois esta atividade demanda muita mão de obra para a operação da sonda, já que grande parte do trabalho é feita manualmente. Neste processo, uma atividade muito importante e altamente custosa, além de trabalhosa é a troca da broca, porque é necessário içar toda a tubulação e desmontar todas as emendas (juntas) e realizar o processo inverso para entrar novamente em operação.



O trabalho de perfuração envolve muitos riscos, como as erupções de gás e óleo que podem provocar danos nos equipamentos de perfuração e perigos de explosão. Além disso, o custo de controle de incêndio é elevado. Portanto, para prevenir este tipo de acidente foram desenvolvidas válvulas especiais, que são parafusadas na boca do poço, conhecidas como BOPs ou (*Blow-Out Preventers*).

Os custos de perfuração de um poço de petróleo variam de acordo com a região explorada. O custo pode ser de até cinco milhões de dólares em terra e vinte milhões no mar. Devido aos elevados riscos inerentes a esta atividade, dificilmente as instituições financeiras financiam este tipo de operação. Desta forma, os empreendedores necessitam de um alto grau de autofinanciamento.(Almeida, 2003)

Há muitos contratos de perfuração entre as operadoras e as prestadoras de serviços, onde o preço é estabelecido por metro perfurado ou por dia de operação de sonda. Já que os equipamentos são extremamente caros as empresas optam por terceirizar esta atividade.

II.2.3 Exploração e produção em terra (*onshore*)

A perfuração em terra é realizada através de uma sonda de perfuração, constituída de uma estrutura metálica de mais de 40 metros de altura (a torre) e de equipamentos especiais. No processo de perfuração é utilizada a lama de perfuração⁴ a fim de manter a pressão ideal no poço, evitar o desmoronamento das paredes, remover os detritos da rocha perfurada e para lubrificar e arrefecer a broca, além de deter a subida do gás e do petróleo, em caso de descoberta.

⁴ A lama de perfuração é um fluido especial, composto basicamente de uma mistura de argila, aditivos químicos e água.



Através da análise dos detritos removidos pela broca, no processo de perfuração, é possível ter certeza da existência ou não de óleo no campo em perfuração. A perfuração de um poço nem sempre revela a presença de petróleo no subsolo, onde mais de 80% dos poços pioneiros no Brasil e no mundo não resultam em descobertas aproveitáveis. Apesar de uma perfuração não obter sucesso, esta pode fornecer indicadores e informações importantes para o prosseguimento das perfurações, porque permitem maiores informações sobre a área explorada.

Os poços exploratórios classificam-se em pioneiros, delimitação ou extensão. Os poços iniciais são chamados pioneiros e têm por objetivo testar áreas ainda não produtoras. Os poços de delimitação ou extensão são perfurados para estabelecer os limites do campo. Se for confirmada a presença de óleo, em volume comercialmente aproveitável, inicia-se o processo de perfuração dos poços de desenvolvimento e o campo é posto em produção. Em geral, os poços pioneiros e de delimitação são aproveitados para produzir.

II.2.4 Exploração e Produção no mar (*offshore*)

No mar, as atividades são praticamente idênticas às de terra. No entanto, as perfurações marítimas são realizadas através de plataformas fixas ou flutuantes, sondas do tipo barcas, “plataforma auto-elevadora”, sondas semi-submersíveis e navios-sonda.

As plataformas mais comuns são de dois tipos: as semi-submersíveis e auto-eleváveis. Os navios-sonda parecem navios convencionais, mas possuem, uma torre e uma abertura pela qual é realizada a perfuração. No litoral brasileiro houve perfuração de um poço, em lâmina de água, de 2.777 metros de profundidade, que consiste no atual recorde mundial.



II.2.5 Produção

No caso do campo se revelar comercial, começa a fase de produção. O óleo produzido pode ser vendido como uma commodity no mercado internacional. E o preço é definido no mercado spot nas grandes praças mundiais. (Almeida, 2003)

Por outro lado, o custo do óleo varia muito, devido às diferenças de condições geológicas de cada região produtora. Esta grande diferença no custo do óleo gera grandes rendas (ou lucros extraordinários) para as regiões de menor custo de produção de óleo. Devido a este fato, os governos dos países com grandes reservas de petróleo tentam estabelecer impostos elevados sobre o petróleo produzido, visando se apropriar de parte desta renda. (Almeida, 2003)

De acordo com Almeida (2003), o custo técnico de extração do óleo engloba as despesas na fase de exploração (entre 10 a 20% do custo total), desenvolvimento (cerca de 50% do custo total) e a produção e transporte do óleo (entre 30 a 40% do custo total).

Os poços urgentes são casos em que o óleo emerge para a superfície espontaneamente, impellido pela pressão interna dos gases. Em outros casos, são utilizadas tecnologias de recuperação de petróleo para promover a elevação artificial dos fluidos. Segundo Almeida estas podem ser divididas em:

- Recuperação primária: utilização da energia própria do campo e estimulação através da fratura da rocha ou perfuração horizontal.
- Recuperação secundária: injeção de água e gás para manter a pressão (aumento da energia do campo). Estas duas técnicas são utilizadas de forma freqüente.



- Recuperação terciária ou assistida: que contempla outros métodos de recuperação utilizados após a injeção de água e gás: processos térmicos para diminuir a viscosidade (injeção de vapor ou combustão parcial do gás ou óleo), injeção de solventes (gás carbônico, gás hidrocarbonado) e injeção de produtos químicos dissolvidos em água.

O tempo decorrente entre a descoberta de uma jazida e o início da produção é necessário uma mobilização de centenas de profissionais e a aplicação de bilhões de reais, com o intuito de montar uma complexa infra-estrutura que permita a extração do petróleo e seu escoamento até as refinarias. Portanto, são necessários enormes investimentos para a construção de plataformas de produção marítima, oleodutos, gaseodutos, estação coletoras de petróleo, instalações de tratamento e terminais petrolíferos.

II.3 Refino

No processo de refino obtêm-se diversos derivados de petróleo, dentre os quais se destacam os combustíveis. Cada refinaria se adapta o processo de refinamento ao mercado em que atua, de forma a produzir os derivados demandados pelos seus consumidores. Este processo é complexo, como destacado por Almeida (2003):

“O princípio básico do refino de petróleo é a separação dos diferentes tipos de hidrocarbonetos que compõe o óleo cru, através do aquecimento progressivo do óleo. Já que, os hidrocarbonetos possuem diferentes temperaturas de ebulição é possível através do aquecimento do petróleo separar os componentes mais voláteis dos mais pesados”.(Almeida,2003)

Os processos utilizados nas refinarias variam de acordo com o tipo de óleo. Há vários tipos de técnicas utilizadas para promover a separação dos componentes mais leves dos mais pesados. Como por exemplo, a destilação primária (onde se obtêm a gasolina, óleo diesel,



nafta, solventes, querosenes e uma parte de glp), destilação a vácuo (diesel e gasóleo), craqueamento catalítico (gasóleo = glp, gasolina e óleo diesel).

No processo de refinamento, o petróleo é separado em frações desejadas, processado e transformado em produtos rentáveis. Dentre dos quais se destacam os combustíveis que são vitais para a atividade econômica mundial. Uma vez que estes são a principal fonte de energia que abastecem os meios de transporte, as máquinas e equipamentos das indústrias.

Esta atividade é marcada por uma complexa tecnologia que necessita de constantes investimentos para atender não só, a demanda do mercado e a qualidade exigida pela legislação ambiental, como também para aumentar a produtividade do barril processado de óleo. Otimizando o processo de refino, de forma a obter uma parcela maior de combustíveis que são os mais consumidos pelo mercado. Mas, devido às especificidades desta atividade o custo é muito elevado, destacando-se como a mais baixa rentabilidade de toda a cadeia produtiva.

Desta forma, é importante conhecer a qualidade do petróleo, pois o conhecimento prévio dessas características facilita a operação de refino. Já que, sua composição varia muito de acordo com as condições geológicas para a sua formação, que podem ser classificados em petróleo leve⁵, petróleo pesado⁶, petróleos com alto ou baixo teor de enxofre, etc.

A quantidade e qualidade dos derivados obtidos com o processamento do óleo dependem do tipo de petróleo e da tecnologia disponível na refinaria. Os principais combustíveis derivados são: gasolina, glp, querosene de aviação, óleo diesel e óleo combustível.

⁵ O petróleo leve possui elevado rendimento em nafta e óleo diesel.

⁶ O petróleo pesado tem alto rendimento em óleo combustível.



Os derivados de petróleo mais valorizados comercialmente são os produtos brancos (menos viscosos e mais voláteis). A produção destes torna-se privilegiada, induzindo as refinarias a utilizarem processos de conversão de moléculas pesadas em produtos brancos, como o craqueamento e a hidrocracagem.

A localização da refinaria é vital para a logística de distribuição, portanto consideram-se diversos fatores, tais como: a região de grande consumo de derivados e a proximidade das áreas produtoras de petróleo. Para reduzir os custos de transporte e garantir a disponibilidade do produto nos principais centros de consumo. As empresas de petróleo recorrem a uma estratégia de verticalização com o intento de aproveitar as economias de escala e escopo existentes no processo produtivo, além de obter um maior rendimento do investimento aplicado. Neste contexto, a refinaria é considerada parte de um negócio, assim sua margem pode ser inclusive negativa, se no conjunto de todas as atividades o negócio for lucrativo.

No entanto, com a nacionalização das reservas da OPEP, as empresas sofreram uma desverticalização parcial, devido à perda de grande parte de suas reservas. E conseqüentemente, suas atividades ficaram focalizadas no downstream e o refino passou a ser uma atividade que as empresas buscam transparência de custos e lucratividade.

O segundo choque do petróleo no início dos anos 80, provocou um excesso na capacidade de refino nestes países, ou seja, a oferta de derivados de petróleo foi superior a demanda. Isto está associado ao primeiro choque do petróleo que elevou os preços no mercado internacional estimulando os investimentos em energia alternativa e viabilizando vários campos de petróleo, cujo custo de produção eram extremamente elevados em comparação com a concorrência. O aumento da produção de petróleo aliado a queda de demanda com o surgimento da energia alternativa refletiram negativamente na margem do refino. Segundo Almeida, esse evento acarretou no fechamento de cerca de 30% das refinarias ao longo dos anos 80.



Para contornar a situação e aumentar a rentabilidade das refinarias, as empresas petrolíferas investiram no desenvolvimento tecnológico adaptando o perfil do refino à evolução da demanda e as especificidades do mercado. Isto se refletiu principalmente, no aumento da produção de produtos brancos em relação aos escuros, por meio da adoção de tecnologias de conversão. De acordo com Almeida, a tecnologia permitiu aumentar de 55% para 80% a participação dos derivados leves na produção.

Por outro lado, na década de 90, houve uma evolução do padrão de qualidade do produto, no que tange as externalidades ambientais. As restrições de consumo de derivados pesados aumentaram e as normas se tornaram mais rígidas em relação à qualidade do produto.

Na visão de Almeida, a redução da rentabilidade das refinarias devido as constantes necessidades de inovações tecnológicas e a legislação ambiental cada vez mais rígida acarretou no fechamento de várias instalações, conservando apenas algumas consideradas estratégicas para o acesso ao mercado. Apesar dos desafios intrínsecos nesta atividade, estes riscos são necessários, pois a refinaria é a “atividade chave” porque é a etapa intermediária entre a exploração/produção e a distribuição da indústria petrolífera, sendo responsável pela produção de vários derivados, tais como os combustíveis que possuem um alto valor comercial no mercado. Logo, a empresa que domina esta atividade está garantindo o abastecimento de seu produto na comercialização, e ainda auferindo ganhos de economia de escala e escopo. Já que, quanto maior a escala da planta do parque de refino, menor será os custos de produção, pois o custo de construir uma refinaria, com uma capacidade de produção ou processamento de grande escala, é menor do que o custo de produzir os produtos individuais. Além disso, a relativa indivisibilidade dos fatores de produção mobilizados permite o aproveitamento comum de matérias primas, processos e equipamentos nas diferentes unidades da planta de refino. Esse segmento ainda é beneficiado por outras economias de escala: de financiamento, de operação e de volume de vendas que estão associados ao aumento de dimensão das plantas.



II.4 Transporte

Se por um lado, a rentabilidade na atividade de refino é baixa, a economia de escala obtida em outras atividades é significativa, desta forma, é possível compensar em outras atividades. A rede de transportes do petróleo é responsável pelo deslocamento do produto desde as áreas de produção até as refinarias, como também dos produtos derivados do refino para os mercados consumidores.

Os meios de transporte mais utilizados pela indústria petrolífera são os navios petroleiros, dutos e terminais Marítimos. Os dutos são classificados em oleodutos (transporte de líquidos) e gasodutos (transporte de gases) que por sua vez se dividem em terrestres (construídos em terra) ou submarinos (construídos no fundo do mar). Os oleodutos também são chamados de polidutos, pois transportam derivados de petróleo e álcool. Os navios petroleiros transportam gases, petróleo e seus derivados, além dos produtos químicos. A transferência da carga dos navios para a terra ou vice-versa é realizada através dos terminais marítimos.

O transporte do petróleo dos campos de produção terrestres e marítimos para as refinarias é realizado principalmente através de oleodutos. Quando importado, ele é descarregado nos terminais marítimos e transferido para as refinarias através de oleodutos.

O transporte para longas distâncias é realizado principalmente através de navios que representam o menor custo, enquanto que, os oleodutos, gasodutos e polidutos são considerados mais seguros e econômicos para transportar grandes volumes de petróleo, derivados e gás natural em pequenas distâncias.

Os petroleiros são capazes de armazenar grandes quantidades de petróleo. Isso aumenta a economia de escala no processo, pois é possível transportar num único navio uma



quantidade maior do que antes, quando era necessário dois ou mais navios. Ao longo do tempo, o tamanho dos petroleiros foi aumentando, a fim de obter economia de escala, que viabilizasse o transporte em distâncias cada vez maiores a custos menores. Contudo, esses ganhos dependem não só do volume de carga, mas também da distância a ser percorrida pelo produto até o seu destino.

Além disso, este sistema permite a retirada de circulação de centenas de caminhões, economizando combustível e reduzindo o tráfego de veículos pesados nas rodovias. Resultando na melhoria do trânsito, preservação das estradas e redução da emissão de gases tóxicos.

No caso do transporte a curta distância, os menores custos estão no modal dutoviário, ou seja, o transporte realizado por meio de dutos. No entanto, a construção de oleodutos é muito onerosa, pois exige a construção de instalações subterrâneas que somente vão ser utilizadas para o transporte de óleos. O que restringe a economia de escopo deste meio, apesar disso, há a possibilidade de ganhos de escala, pois o custo do transporte através de oleodutos depende da capacidade destes, ou seja, quanto maior o diâmetro do oleoduto, menor é o custo de transporte do óleo. A construção de dutos com grande capacidade demandariam gastos com mão de obra e instalações, da mesma forma que um duto com pequena capacidade demandaria. Visto que o tamanho do diâmetro do duto que determina a capacidade de transporte.

Ao mesmo tempo, os avanços tecnológicos beneficiaram o setor com a invenção de motores e turbinas de propulsão, automação e aumento de velocidade dos navios e criação de computadores. Estas tecnologias otimizam tempo e trabalho, tanto a nível organizacional como estrutural, gerando desta forma maior segurança e redução da mão de obra. Por outro lado, a forma natural do óleo (líquido) torna o transporte mais fácil se comparado com outros combustíveis como o carvão ou a lenha.



Logo, devido aos avanços tecnológicos e a característica da natureza física do óleo, que é facilmente transportado, possibilitaram a redução dos custos com a economia de escala obtida no transporte.

II.5 Distribuição e revenda de derivados

A distribuição e revenda de derivados são atividade que possuem menos riscos de investimento de toda a cadeia petrolífera, mas que demandam também valores elevados. O investimento necessário para a construção de um posto pode chegar a um milhão de reais, dependendo da localização, do tamanho e dos serviços oferecidos, como lojas de conveniência. Além disso, atualmente as normas ambientais são mais severas e exigem instalações modernas e seguras. Este é um fator diferencial na concorrência, na medida que um posto construído atualmente tem que atender as especificidades impostas pela ANP, os outros postos que estão decadentes não são pressionados a atender as mesmas exigências. Portanto, o “posto novo” tem que cobrar um preço maior do que os outros para obter o retorno do investimento aplicado. Assim, a maioria das grandes distribuidoras investem na construção dos postos em parceria com terceiros. A distribuição e revenda de combustíveis são consideradas um grande negócio já que os derivados de petróleo possuem alto valor comercial, principalmente os combustíveis que são a principal fonte de energia da economia.

Com os elementos apresentados acima sobre a indústria petrolífera analisaremos a seguir a logística e interação entre os setores. E aplicaremos os conceitos expostos no capítulo 1 sobre as estratégias utilizadas pelas empresas em busca de maiores receitas e poder de mercado.



II.6 Dinâmicas de organização estratégica e logística na indústria do petróleo

Originalmente a logística estava ligada às operações militares, pois, durante as batalhas, as estratégias militares eram utilizadas para monitorar as atividades de ataque e defesa. Objetivando a otimização dos recursos militares e das tropas, de forma a obter o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis. Em uma empresa, esta estratégia é empregada para aprimorar sua performance no mercado, empregando de forma produtiva os seus recursos, além de reduzir os principais custos que estão relacionados à estocagem.

II.6.1 O papel da logística na organização de estratégia de cadeia de valor das firmas

O Council of Logistics Management norte americano, define logística como: “um processo de planejar, implementar e controlar de maneira eficiente o fluxo e armazenagem dos produtos, bem como dos serviços e informações associados, cobrindo desde do ponto de origem até o ponto de consumo, com o objetivo de atender aos requisitos do consumidor”.

Segundo NOVAES (2001) “a cultura, as características de interdependência entre órgãos internos, a maturidade do mercado e indústrias do ambiente, são fatores chaves da formatação organizacional logística”.

O produto da logística é resultado da interação entre os diversos setores em um processo integrado, que envolve a produção até a distribuição no mercado. Desta forma, as empresas se classificam com três características principais: i) a tecnologia que é caracterizada pela alta densidade, complexidade e grandes investimentos em pesquisa e desenvolvimento; ii) a transformação/produção que mais incorpora a logística durante o processo produtivo; iii) logística/distribuição são as atividades cujo gerenciamento dos fluxos logísticos é realizado de forma harmoniosa.(NOVAES, 2001).



Durante o processo produtivo tem-se a logística de entrada de matéria prima, e a de saída do produto, que está relacionada com a distribuição dos produtos para o mercado. Dentro deste sistema há três níveis de movimentos, que são os fluxos físicos (de matéria e produto), financeiros e de informação.

Grande parte do problema relacionado ao processo produtivo é a distância entre os centros produtores da indústria e os mercados consumidores; e a distancia entre a fábrica dos pontos de origem das matérias primas e dos componentes necessários aos processos produtivos. Isto se reflete, em primeiro lugar, nos custos de transportes, dado a complexidade do deslocamento do produto. Além disso, um outro fator importante está ligado a dinâmica da produção, que relaciona o processo produtivo ao mercado consumidor. Ou seja, devido à defasagem de tempo e a dificuldades de interligação entre as cadeias de produção pode haver problemas para atender a demanda do mercado.

Por muito tempo, as atividades logísticas foram confundidas com transporte e armazenagem, na medida em que o valor do produto depende do custo do transporte da fábrica até chegar ao consumidor final. No entanto, apesar do transporte ser essencial para a comercialização dos produtos, o valor do tempo também é um elemento importante. Na medida em que a entrega no prazo estipulado pelo revendedor pode ser essencial, tanto para repor os estoques e disponibilizar produtos aos consumidores evitando problemas de falta de produto, bem como ser capaz de atender a um aumento de demanda inesperada pelos consumidores em um determinado período.

Um outro elemento essencial é a qualidade do produto, pois é o principal diferencial utilizado pelas as empresas. Portanto, para garantir o valor da qualidade do produto, até que este chegue ao consumidor, é necessário adequar boas condições de transporte e manuseio do produto, assim como de estocagem. Enfim, neste processo, a informação torna-se um elemento chave na cadeia logística, porque quando aplicada no sistema otimiza o conhecimento entre as cadeias de produção, permitindo uma correção rápida e eficaz dos



problemas que surgem durante a cadeia, como nas situações de emergência que ocorrem de última hora.

A logística empresarial agrega o valor de lugar, tempo, qualidade e informação à cadeia produtiva, ao mesmo tempo em que elimina do processo o que não tem valor para o cliente. Este conceito envolve também elementos humanos, materiais, tecnológicos e de informação aos seus serviços.

Desta forma, devido à concorrência no mercado e a busca pela eficiência, as firmas implementam a logística empresarial, visto que, esta estratégia otimiza os recursos, reduz os custos e melhora a qualidade dos serviços prestados. Neste sentido, através da moderna logística é possível: incorporar prazos a serem cumpridos, realizar uma integração efetiva, otimizar o processo com a racionalização das etapas e obtendo com isso a satisfação plena do cliente. Além disso, com os avanços na organização, no planejamento, na tecnologia e na engenharia de processos pode-se reduzir a necessidade de infra-estrutura e de capacidade de armazenagem nas plantas.

II.6.2 A organização estratégica e a logística na estrutura petrolífera

Devido às vantagens apresentadas, aliadas as características técnico-econômicas e as estruturas empresariais da atividade do petróleo estimulam a maioria das firmas a integrar verticalmente suas atividades, com o intento de distribuir e reduzir os riscos e os custos, além de obter ganhos ao longo da cadeia produtiva.

A logística empresarial aplicada conjuntamente a outras estratégias, tais como a integração vertical, internacionalização e diversificação, otimiza as atividades da empresa no mercado em que atua. Ao proporcionar os elementos essenciais na conquista do mercado relacionados à rapidez, qualidade, estrutura de distribuição e informação. O pleno



funcionamento da empresa e a parcela de mercado dependem do bom funcionamento destes fatores em todo o segmento.

A integração vertical concentra o controle total ao longo de todos os segmentos, através da troca de informação entre os setores que garantem a qualidade e o fornecimento do produto ao mercado. O conhecimento do funcionamento da complexidade de toda cadeia gera o desenvolvimento tecnológico e fornece uma visão privilegiada na tomada de decisões da firma. Além disso, a atuação da empresa na ponta, ou seja, o relacionamento junto ao consumidor garante a simpatia do público e possibilita a troca de informações. Isto permite a empresa adaptar o produto de acordo com as exigências do mercado consumidor criando um diferencial em relação à concorrência.

A internacionalização é fundamentalmente a busca por novos mercados, que pode ser realizada por diversos motivos, tais como a busca de um mercado consumidor, ganhos de escala na produção de derivados ou o aumento de reservas minerais. A procura por novas reservas minerais é uma necessidade intrínseca no setor, pois na medida em que o óleo é extraído, as empresas precisam “repor” suas reservas para garantir a oferta de produto no mercado. A logística torna-se um elemento diferenciador no processo para determinar a localização das instalações da empresa e do mercado que atende, pois desta forma é possível aumentar a escala, como em alguns casos em que a capacidade ociosa de uma refinaria pode atender um mercado em outro país, considerando que as políticas vigentes no país hospedeiro sejam favoráveis.

A diversificação das atividades ou dos produtos que uma empresa produz pode se tornar mais rentável se for bem gerenciada. Neste cenário a logística possui um papel importante não só porque permite o aproveitamento da estrutura existente, como também a aplicação da informação disponível gera conhecimento do mercado em que a atua.



Em cada etapa da cadeia petrolífera a logística é um elemento essencial. Tanto na exploração e produção, onde o planejamento para o escoamento do produto até as refinarias, assim como as localizações da refinaria em relação ao mercado consumidor e ao campo produtor são extremamente importantes no que tange ao fator tempo e custo de deslocamento do produto para atender o mercado consumidor.

A logística de distribuição é importante na atividade de transporte, porque para explorar as economias de técnicas de escala, as empresas de petróleo devem manter um grande número de pontos de vendas para atender o mercado. Para alcançar este objetivo é necessária, uma logística em termos de bases de armazenamento e distribuição de derivados. Desta forma é possível obter importantes economias de escopo, já que a mesma logística pode ser utilizada para comercializar outros tipos de derivados.

A interação e coordenação de todas as áreas envolvidas no processo de produção até o consumo final são vitais para que a empresa obtenha um bom desempenho no mercado. A logística empresarial permite as empresas promovam uma sintonia entre todas as áreas internas, em especial a troca de informações que permitem bons resultados financeiros e econômicos.

No próximo capítulo apresentaremos a evolução da indústria petrolífera no Brasil e o impacto desta sobre a economia do país. Ademais, analisaremos as principais empresas que atuam no mercado brasileiro em regime de competição principalmente na distribuição e comercialização de combustíveis e derivados. Destacando a importâncias das estratégias empregadas por cada empresa na disputa por uma fatia do mercado.



III. A ATIVIDADE PETROLÍFERA NO BRASIL

No Brasil a atividade petrolífera é marcada pela presença da Petrobrás no mercado, que até então detinha o monopólio do mercado brasileiro em todas as atividades do setor petrolífero. A criação da Petrobrás foi a solução que o governo Brasileiro encontrou para reduzir os riscos frente às adversidades do mercado petrolífero mundial, como o choque do Petróleo em 1973 e 1979.

Desta forma, o governo investiu pesadamente na criação de uma empresa estatal, pois as empresas privadas não se arriscavam a investir neste setor, apesar dos estímulos fiscais e financeiros concedidos pelo governo. Devido aos elevados riscos intrínsecos a atividade e ao alto volume de capital necessário para investimento.

Segundo Leite, a falta de interesse privado está relacionada ao desconhecimento das formações geológicas do País e principalmente pelas distorções da Constituição de 1891, onde os proprietários de terra tinham direitos sobre os bens minerais existentes no subsolo. A Constituição de 1934 reverteu este quadro estabelecendo que as minas e demais riquezas do subsolo, constituem propriedade distinta do solo.(LEITE, 1997)

Além disso, o início da década de 50, o pós-guerra foi marcado pela descoberta de vários poços de petróleo de alto rendimento que estavam sendo explorados em várias partes do mundo. Neste contexto, o Brasil não despertou o interesse das empresas estrangeiras, apesar de possuir condições propícias para a formação de óleo (três milhões de quilômetros quadrados de bacias sedimentares).



A Shell e a Esso já atuavam no Brasil 40 anos antes da criação da Petrobrás, na distribuição de derivados de petróleo importado. Com a criação da Petrobrás em 1954 e a proibição de explorar ou refinar petróleo no território brasileiro, as empresas investiam na distribuição e optaram pela diversificação em outros setores.

A crise econômica internacional no final da década de 80 e início da década de 90 abalou estas empresas em todo mundo. Para tentar contornar a situação as empresas focaram os investimentos no seu core-business (setor de energia) e venderam participações em outros setores, bem como se iniciaram várias fusões e aquisições com outras empresas do setor para reduzir custos e ganhar escala.

A Lei 9.478 retirou o monopólio da Petrobrás e autorizou outras empresas a atuarem nas atividades de exploração e refino. Com o aumento da concorrência na distribuição, as empresas multinacionais privilegiam seus investimentos no upstream, onde possuem tecnologia de exploração.

A abertura do mercado brasileiro atraiu outras empresas, promovendo a concorrência na atividade de distribuição e comercialização de derivados de petróleo. Por outro lado, ainda não há uma concorrência significativa nas atividades de exploração e produção, pois nestas atividades são demandados altos investimentos com elevado risco em toda a cadeia petrolífera.

Além disso, neste setor a informação acerca do tipo de solo e as condições propícias para a formação de petróleo são imprescindíveis para decidir o investimento. Neste contexto, apesar da ANP disponibilizar as informações sobre várias áreas que foram estudadas anteriormente pela Petrobrás, as empresas geralmente preferem fazer consórcios e parcerias com a Petrobrás, que já detêm o know-how sobre as especificidades do solo brasileiro. Contudo, nos processos de licitação algumas empresas têm arriscado sozinhas, ainda que timidamente, em alguns lances sem o apoio da Petrobrás ou em consórcios com outras



empresas. A diferença de Know How e o risco de investimento inerente no Brasil garantem uma grande vantagem para a Petrobrás. Estes fatores são agravados pelas características do setor que necessita de elevados volumes de investimentos e proporcionam rendimentos de longo prazo com possibilidade de grandes perdas. Logo, as empresas petrolíferas são bastante cautelosas com relação aos seus investimentos. E nas rodadas de licitação a presença de consórcios é significativa, frente às empresas que se arriscam a entrar sozinha nos lances. Com exceção, é claro, da Petrobrás que investe pesado em exploração, já que possui a vantagem comparativa frente a outras empresas e Know How obtido com 50 anos de operação no território brasileiro e, portanto, domina as especificidades de cada tipo de solo.

A geração de valor agregado depende de todos os fatores expostos acima e, além disso, ainda é influenciado pelo preço do barril de óleo que é cotado no mercado internacional e pelas condições macro e micro econômicos do país em que atua ao mesmo tempo em que está sujeita a oscilação internacional. Principalmente relacionados ao câmbio que influi diretamente no preço do petróleo e seus derivados, e indiretamente sobre a importação de equipamentos e mão de obra especializada do exterior.

A competição entre as empresas, somente pode ser analisada na atividade de distribuição e comercialização, com a presença da Petrobrás e de outras empresas como a Shell, Esso, Ipiranga e a Texaco. No entanto, a Texaco é mais centrada para o mercado de lubrificantes enquanto que as outras distribuidoras concorrem pesadamente no mercado de combustíveis, especificamente na gasolina, diesel, álcool e recentemente o gás natural.

III.2 Metodologia de cálculo do Valor Adicionado

A partir dos relatórios financeiros das empresas foi possível agregar as contas apresentadas na ótica da renda e da produção, a fim de mensurar o VA e analisar os resultados obtidos nos últimos anos. Este trabalho terá como foco principal a ótica da renda,



classificando as contas apresentadas em quatro grupos: Pessoal, Entidades Governamentais., Instituições Financeiras e Acionistas.

O grupo Pessoal refere-se aos salários, vantagens, encargos e participações dos empregados e administradores. As entidades Governamentais são os impostos, taxas, contribuições, participações governamentais, impostos de renda e contribuições sociais diferidos. A conta Instituições Financeiras contempla as despesas financeiras, juros, aluguéis e afretamentos. E por fim, os acionistas são os dividendos, participação minoritária, lucros/prejuízos retidos.

Na ótica da produção destacam-se as contas referentes a Receitas, Insumos Adquiridos de Terceiros, retenções e Valor Adicionado recebido em Transferência. Desta forma, tem-se o valor total arrecadado em receitas (Valor Bruto da Produção) e os gastos com os insumos, retenções e transferências (Consumo Intermediário).

As receitas referem-se as vendas de produtos e serviços, receitas não operacionais e provisão para créditos de liquidação duvidosa. Os Insumos Adquiridos de Terceiros são as matérias-primas, produtos e insumos consumidos, custos das mercadorias, materiais, energia, serviços de terceiros e outros. As retenções englobam a depreciação, amortização e custo de abandono. O VA recebido em transferência constitui no resultado de participações em investimentos relevantes, receitas financeiras⁷, amortização de ágio e deságio, correção monetária do balanço, receitas de aluguéis, provisão para perda de investimento.

Para efeito de análise, consideramos o VAB (Valor Adicionado Bruto) como a diferença entre as receitas e os insumos. E o VAT (Valor Adicionado Total) a distribuir é o resultado do VAB menos as retenções e o VA recebido em transferência.

⁷ Esta conta inclui as variações monetária e cambial.



Logo, por meio desta metodologia é possível mensurar o VA gerado por estas empresas, assim como a distribuição deste valor entre os quatro grupos destacados anteriormente. Com isto, pretende-se analisar a capacidade das empresas em apropriar do VA gerado nesta atividade e posteriormente estudar a contribuição destas empresas para a formação do PIB do Petróleo e do Brasil.

A) A Petrobrás

A Petrobrás foi criada pelo governo com o intuito de atender as necessidades do mercado brasileiro que não eram preenchidas pelo setor privado. Na visão de Matz ainda há outros fatores envolvidos durante este processo.

“A dinâmica dos interesses estruturais de poder nacional deu origem a Petrobrás. Tal resultado adveio de um complexo conjunto de fatores econômicos e políticos que se iniciaram na década de 30 e que se consolidou no segundo governo Vargas”. (Matz,2000)

A Petrobrás (Petróleo Brasileiro S.A.) constitui uma empresa de sociedade por ações de economia mista com o controle acionário do Governo Federal, instituindo o monopólio estatal do petróleo sancionado pela lei nº2.004 em agosto de 1953. (ALVEAL,1994)

Com a criação da Petrobrás foi implementado o monopólio da exploração e produção de petróleo no Brasil. Durante este período, de acordo com Matz “... a Petrobrás detinha o monopólio de exploração, refino de petróleo e demais atividades correlacionadas, com a responsabilidade constitucional de distribuir os derivados em toda a expansão territorial do país”. Apesar disso, as outras empresas presentes no mercado poderiam agir como distribuidoras e refinarias de derivados, como a Ipiranga (RS) e a refinaria de Manguinhos (RJ). (MATZ, 2000)



Neste contexto, o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento (CENPES) foi criado devido à necessidade de investir na tecnologia nacional com o objetivo de desenvolver a exploração de petróleo no País. Os pesados investimentos no CENPES permitiram que a Petrobrás desenvolvesse uma tecnologia moderna capaz de alcançar recordes mundiais na exploração Off-shore em lâminas de água extremamente profundas. (O recorde mundial hoje pertence à Petrobrás com a perfuração de 2.777 metros de profundidade)

“O processo de quebra do monopólio do petróleo foi bastante lento, envolvendo intensas negociações entre a ANP e a Petrobrás na definição de áreas que continuariam sob a responsabilidade da empresa e de áreas a serem concedidas para novas empresas através de leilões”. (MATZ,2000)

A segunda fase de quebra do monopólio no upstream foi iniciada em junho de 2000, com a possibilidade de desenvolvimento de pequenos campos de petróleo de produção declinante em terra e alguns blocos na Bacia de Campos (RJ) e Santos (SP) por empresas nacionais e estrangeiras. (MATZ,2000)

A Petrobrás está investindo em suas refinarias para atender a demanda do mercado, reduzindo o volume importado de óleo leve. Através da expansão da capacidade de refino e do aperfeiçoamento do processo para a obtenção de maiores parcelas de derivados brancos.

A política adotada pela Petrobrás é extremamente agressiva, no que tange aos investimentos em marketing e publicidade. Esta estratégia é reforçada pela imagem de uma empresa estatal e que, portanto, apela para o apoio da população com o intuito de expandir seu mercado.



A.1) Valor Adicionado da Petrobrás

Com o objetivo de analisar esta empresa do ponto de vista de geração de produto e renda para a economia brasileira e conseqüentemente o produto gerado em cada atividade, apresentaremos um estudo sobre o VA da Petrobrás. A partir da metodologia exposta temos que, em termos absolutos, o VAT alcançou em valores correntes, R\$81 bilhões em 2003, R\$57 bilhões em 2002, R\$46 bilhões em 2001, R\$36 bilhões em 2000, R\$23 bilhões em 1999 e R\$16 bilhões em 1998. E em termos relativos, como proporção do PIB do Petróleo a preços básicos (deduzido os impostos) em valores correntes do Brasil, o VA da Petrobrás correspondeu a 80,9% em 2002, 80,2% em 2001, 75,4% em 2000, 70,1% em 1999. Tais resultados reafirmam a tendência de crescimento da contribuição da Petrobrás ao PIB do petróleo tanto em termos absolutos (valores correntes) quanto relativos (proporção do PIB). A evolução do preço do petróleo no mercado internacional, o aumento da produção de petróleo e gás natural, o aumento de reservas provadas, a tecnologia empregada no refino, impulsionados pela abertura do mercado, contribuíram para o crescimento do VA e conseqüentemente para o PIB Petrolífero Brasileiro. Atualmente, em média, 5% do PIB do Brasil é produzido pelo setor Petrolífero. Isto destaca o papel desta atividade para a economia brasileira, considerando não só a geração de renda na forma de salários, mas também o volume de impostos arrecadados.

Tabela 1 - Demonstração do VA da PETROBRÁS - em R\$ mil	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Receitas	131.907.248	98.936.972	84.570.177	64.548.237	40.735.890	29.358.092
Insumos adquiridos de terceiros	(45.663.932)	(37.184.237)	(34.949.592)	(24.829.318)	(14.145.994)	(11.086.179)
Valor adicionado bruto	86.243.316	61.752.735	49.620.585	39.718.919	26.589.896	18.271.913
Retenções	(5.082.142)	(4.797.838)	(3.449.977)	(3.418.811)	(3.607.080)	(1.879.187)
Valor adicionado líquido	81.161.174	56.954.897	46.170.608	36.300.108	22.982.816	16.392.726
Valor adicionado recebido em transferência	(164.833)	8.760.480	3.852.016	2.509.692	2.727.385	1.815.325
Valor adicionado total a distribuir	80.996.341	65.715.377	50.022.624	38.809.800	25.710.201	18.208.051
Pessoal	5.167.581	3.501.275	3.404.291	2.513.833	2.459.623	2.790.535
Entidades governamentais	52.374.054	39.875.653	28.991.042	20.945.885	12.852.067	11.289.155
Instituições financeiras	4.775.728	14.891.237	8.007.746	5.583.024	8.693.528	2.664.861
Acionistas	18.678.978	7.447.212	9.619.545	9.767.058	1.704.983	1.463.500

Fonte: Anuário estatístico da Petrobras (dados consolidados)



O valor adicionado líquido representa em média 57% da receita total das receitas. E os outros 43% são relativos aos gastos com insumos adquiridos de terceiros e retenções. Acrescentando o VA recebido em transferência tem-se o valor adicionado total que é distribuído entre o pessoal, entidades governamentais, acionistas e instituições financeiras e fornecedores. O VAT representa 62% da receita auferida pela empresa. O pessoal, que engloba as remunerações dos funcionários e administradores, capta em média 6% do valor adicionado total. Nota-se que, apesar do crescimento do valor agregado, os recursos destinados aos funcionários não aumentaram na mesma proporção. E, portanto, os ganhos no período não são integralmente repassados para os funcionários e administradores na forma de participação nos lucros. As oscilações na distribuição do VA são justificadas, quando consideramos que se tratam de custos relativamente fixos, ou seja, é contratado determinado número de funcionários que correspondem a um montante de valor, independente da receita auferida no período.

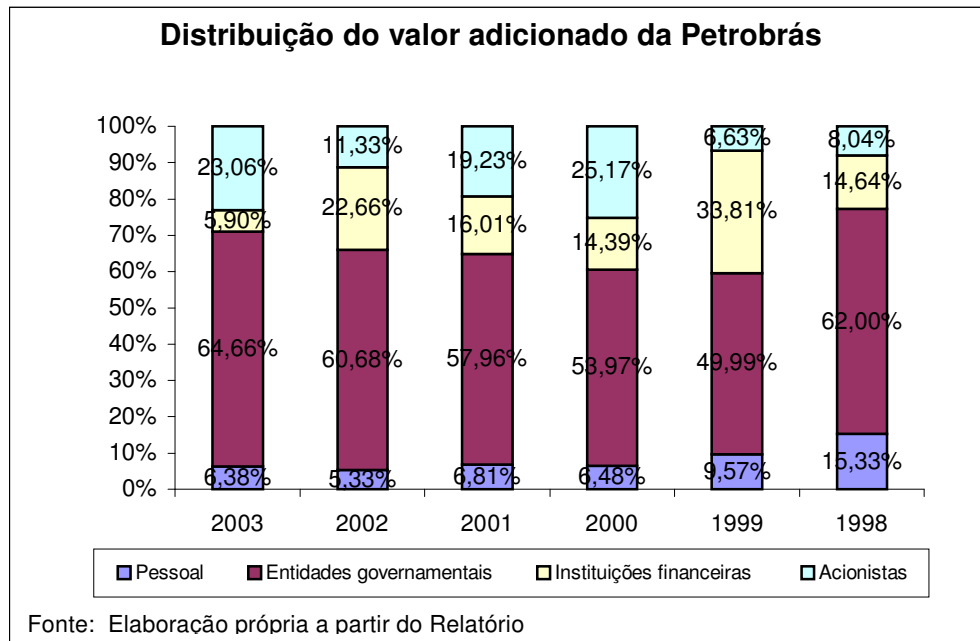
Os acionistas detêm cerca de 20% do valor adicionado total, embora nos últimos anos tenham sido registradas bruscas oscilações, como o aumento em 2003 de 151% em relação a 2002. Como se trata de uma conta residual, esta depende do resultado das demais contas. E pode estar diretamente relacionado com os recursos destinados as Instituições financeiras, cuja variação reflete o oposto desta conta. As Instituições financeiras refletem os gastos com os financiamentos, empréstimos, alugueis e afretamentos, logo, um aumento dos investimentos impulsionados pela liberalização dos preços dos combustíveis acarreta na elevação destes gastos e redução dos recursos destinados aos acionistas. Nos últimos anos esta conta apresenta variações na distribuição do valor adicionado oposta aos acionistas. Em média, as Instituições financeiras é responsável por 18% do valor adicionado total. Com grandes oscilações, tal como, o aumento em 2002 de 86% em relação a 2001, que não se manteve em 2003, quando apresentou uma queda de 70% em relação ao ano anterior. Este fato pode ser explicado pela demanda da empresa por novos investimentos e conseqüentemente a necessidade de empréstimos no mercado financeiro, principalmente com a abertura do mercado, a liberalização dos preços dos combustíveis em 2002 e o início do processo de licitação de vários blocos realizados pela ANP.



A participação das entidades governamentais, que representa o pagamento de impostos e contribuições devidos pela firma representa, em média, 58% do valor adicionado total a distribuir. Esta conta se destaca pelo crescimento absoluto, em valores correntes, de R\$13 bilhões em 1999, R\$21 bilhões em 2000, R\$29 bilhões em 2001, R\$40 bilhões em 2002 e R\$52 bilhões em 2003. E crescimento relativo, como proporção do VA de 50% em 1999, 54% em 2000, 58% em 2001, 61% em 2002.

Isto é um resultado impressionante frente a outras atividades presentes no mercado. Por outro lado, a elevada taxa de imposto é explicada considerando as características deste setor, como o elevado volume de faturamento e de rentabilidade do negócio, além do fato do petróleo ser um recurso mineral não renovável.

Abaixo, o quadro apresenta a distribuição do valor adicionado total da Petrobrás nos últimos anos.





Em 2003, a Petrobrás direcionou aproximadamente 65% do total do valor agregado para o pagamento de impostos, taxas e contribuições, na ordem de R\$ 52 bilhões. No quadro abaixo, identificamos as participações governamentais pagas pela Petrobrás e o percentual do montante sobre total recolhido pelo governo.

	2002		2001	
	Petrobrás	% do Total	Petrobrás	% do Total
Royalties	3.323	100%	2.257	100%
Participações especiais	2.510	100%	1.722	100%
Bônus de assinatura	22	23,8%	82	13,8%
Retenção de área	75	51,2%	68	54,6%

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP e do relatório financeiro da Petrobrás.

A partir destes dados, constatamos que, o valor arrecadado com os royalties e participações especiais são pagos exclusivamente pela Petrobrás, uma vez que somente esta empresa possui campos em fase de produção. Por outro lado, a participação da Petrobrás na arrecadação dos bônus de assinatura e retenção de área reflete a entrada progressiva de outras empresas no mercado brasileiro.

A distribuição destas participações governamentais é definida conforme leis específicas do setor. No entanto, o emprego destes recursos poderia ser direcionado com o objetivo de qualificar a mão de obra nacional evitando não só a contratação de estrangeiros e conseqüentemente a remessa de divisas para o exterior, como também aumentando a oferta de emprego e bem estar social que desencadearia desenvolvimento e crescimento para o país.



A.2) Petrobrás distribuidora

A Petrobrás distribuidora é a empresa com maior número de postos e a líder do mercado de distribuição do Brasil. Apesar do crescimento do número de distribuidoras independentes e de postos, a Petrobrás se manteve na liderança deste mercado.

No cenário atual, 32% dos postos no Brasil são de bandeira branca e detêm a maior parcela de mercado de combustíveis devido aos preços menores. Em contrapartida as grandes distribuidoras estão oferecendo preços mais baixos, promoções e serviços diferenciados com objetivo de reverter este quadro e recuperar e aumentar sua fatia do mercado.

Além disso, algumas distribuidoras como a BR e a Ipiranga estão investindo cada vez mais no design do posto para chamar a atenção dos clientes. Isto se deve a uma pesquisa realizada com vários postos, em que foram realizadas reformas na imagem do posto, apresentaram um aumento significativo no faturamento. Portanto, atualmente a imagem e os serviços oferecidos pelo posto, como uma loja de conveniência, interfere na escolha do consumidor.

Uma outra ferramenta criada pelas grandes distribuidoras é o serviço de atendimento ao consumidor. Com isso as empresas pretendem estreitar os laços com o posto e o consumidor final com objetivo de criar um diferencial para sua marca, esclarecendo as dúvidas e tentar solucionar as reclamações, principalmente com relação ao combustível adulterado. Desta forma, estas empresas buscam manter a integridade de sua marca para o mercado. Recentemente, a Ipiranga lançou um cartão para abastecimento nos postos oferecendo prazo e desconto na tentativa de fidelizar o consumidor. Esta estratégia também foi adotada pela Petrobrás que logo a seguir lançou um cartão oferecendo mais vantagens para o consumidor.



A.1) Valor Adicionado da Petrobrás Distribuidora

Em termos absolutos, o VAT da Petrobrás Distribuidora alcançou em valores correntes R\$2,9bilhões em 2002, R\$2,2bilhões em 2001, R\$2bilhões em 2000, R\$1,5bilhões em 1999, sinalizando uma tendência ao crescimento. Por outro lado, como proporção do VA da comercialização e distribuição de combustíveis, o VA da Petrobrás distribuidora representou 17% em 2002, 21% em 2001, 20% em 2000, 16% em 1999. Confirmando, desta forma a tendência de crescimento até 2001, pois, em 2002 houve uma queda abrupta de 4%, apesar do VAT continuar crescendo, isto se deve em parte a liberalização dos preços em 2002, que até então era determinado através de portarias interministeriais, e ao aumento de outras empresas no mercado, que conseqüentemente, se apoderaram de uma parte do VA desta atividade.

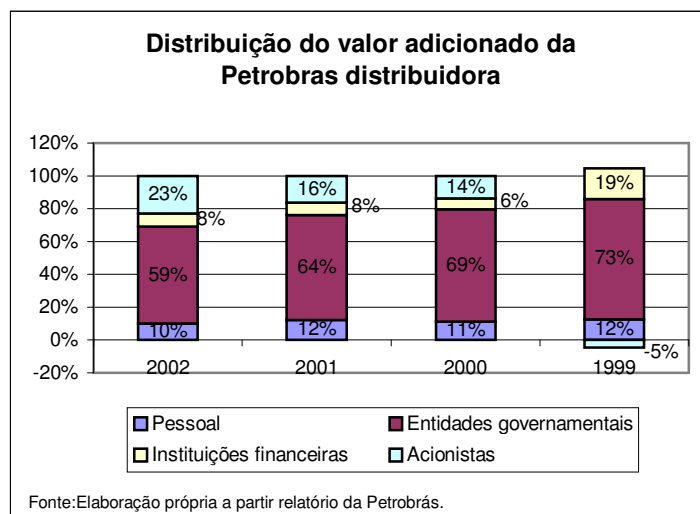
Tabela 3 - Demonstração do VA da Petrobrás Distribuidora - em R\$ mil				
	2002	2001	2000	1999
Receitas	23.647.351	20.060.973	15.386.638	11.688.457
Insumos adquiridos de terceiros	(20.810.578)	(17.848.838)	(13.421.141)	(10.209.760)
Valor adicionado bruto	2.836.773	2.212.135	1.965.497	1.478.697
Retenções	(79.076)	(68.729)	(59.823)	(59.412)
Valor adicionado líquido	2.757.697	2.143.406	1.905.674	1.419.285
Valor adicionado recebido em transferência	210.886	142.718	107.253	138.714
Valor adicionado total a distribuir	2.968.583	2.286.124	2.012.927	1.557.999
Pessoal	294.567	276.373	223.611	194.368
Entidades governamentais	1.759.641	1.463.818	1.383.835	1.143.374
Instituições Financeiras	238.859	171.841	127.270	293.307
Acionistas	675.516	374.092	278.211	(73.050)

Fonte: Anuário estatístico da Petrobras

O valor adicionado líquido, em média, foi de 12% do valor da receita total auferida pela empresa, os 88% restantes correspondem aos insumos e retenções gastos durante o processo, referentes a compra de matéria prima, depreciação e amortização. O VAT corresponde a 13% do total da receita auferida pela empresa. O gasto com os funcionários corresponde em média a 11% do valor adicionado total, no entanto a participação desta conta para o VAT oscila, sem apontar nenhuma tendência. Apesar do crescimento em valores absolutos, isto se deve ao fato já explicitado anteriormente sobre o repasse do crescimento do VAT. Por outro lado, os



impostos representam 66%, em média, do VAT. Apesar da queda em termos relativos, na participação do valor adicionado, 73% em 1999, 69% em 2000, 64% em 2001, 59% em 2002, a arrecadação em termos absolutos tem aumentado ao longo dos anos chegando a R\$1,7 bilhões em 2002. Isto representa um crescimento de 20% em relação a 2001, quando os preços eram definidos através de portarias interministeriais.



Da mesma forma, a participação dos acionistas no VAT tem crescido nos últimos anos, assim em termos absolutos, o que demonstra uma surpreendente recuperação desde 1999 quando a empresa assumiu um prejuízo de R\$73 milhões. Isto demonstra uma tendência ao crescimento, destacando o resultado em 2002, quando o valor devido aos acionistas obteve um aumento de 80% em relação a 2001. As Instituições Financeiras também indicam crescimento, tanto em termos relativos, como proporção do VAT, quanto em termos absolutos.



B) Ipiranga

A Ipiranga começou a operar em 1934, com a construção da Destilaria Rio Grandense de Petróleo S/A, com a parceria de investidores brasileiros e argentinos esta foi a primeira destilaria a operar no País. A Ipiranga S/A foi constituída com o ingresso na sociedade de investidores uruguaiois para o projeto de uma pequena refinaria. (Ipiranga, 1999).

Em 1953 é instituído o Monopólio Estatal do Petróleo, que não impediu o funcionamento da empresa, mas limitou a produção da Refinaria a 9.300 barris diários. Em 1957 é fundada a distribuidora de Produtos de Petróleo Ipiranga, e em 1959 com a compra da Gulf Oil Corporation cria-se a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga.

A Ipiranga é dividida em duas empresas de distribuição que atuam em regiões diferentes, a Distribuidora de Produtos Ipiranga (DPPI) atua na região sul e a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga (CBPI) abrange todas as outras regiões.

A Ipiranga é uma empresa nacional com administração familiar, desta forma não possui recursos suficientes para investir pesado em outras atividades do segmento petrolífero. Assim sendo, a empresa está limitada a atividade de distribuição, a manutenção da refinaria e a participações pequenas junto com outras empresas na exploração de óleo.

A aquisição da Atlantic em 1993 aumentou sua fatia de mercado na distribuição e reduziu os custos operacionais, gerando lucros quase que imediatos. Na medida em que a compra da Atlantic ampliou sua rede de postos e possibilitou o aproveitamento da logística e estrutura de distribuição já existente.



Segundo Matz, com a abertura do mercado, a Ipiranga necessita de uma injeção de capital para permanecer competitiva no mercado. Por isto, a venda de 30% das ações preferenciais (com direito a voto) por US\$ 3 bilhões se faz necessária neste momento.

“Dada à pressão acirrada da nova concorrência, a empresa necessita cada vez mais planificar sua área de atuação, seja na distribuição, na petroquímica ou no refino”. (MATZ, 2000)

Para assegurar a presença no mercado, a Ipiranga possui algumas participações marginais no upstream com a Petrobrás. Além de algumas participações em projetos de desenvolvimento de óleo e gás junto a outras empresas do setor.

A Ipiranga possui uma refinaria no Sul do Brasil, com capacidade de produção de 12.580 barris/dia. Após a abertura do mercado, a empresa aumentou sua capacidade de refino e conseqüentemente melhorou a escala e diminuiu os custos do refino, aumentando as margens de lucro nesta atividade.

A abertura do mercado ocasionou a perda de alguns de seus postos para as distribuidoras independentes. Agravado pela falta de investimentos na expansão dos negócios na distribuição enquanto que a concorrência possui capital disponível para promover sua ampliação. A Ipiranga é uma empresa com restrições financeiras e de administração familiar, isto dificulta a tomada de decisões e as possibilidades de integração na cadeia produtiva. Em relação a outras empresas que possuem especialistas e recursos abundantes como a BR, Esso e a Shell.

De acordo com Matz, a nova estratégia da empresa é se concentrar no seu core business: refino e distribuição. Além disso, pretende sair do setor petroquímico e investir no gás veicular. Para isto, criou a empresa Transportadora Subbrasileira de Gás (TSB) (a CBPI possui



23% de participação junto com os outros sócios Gaspetro, YPF, Total, Techint, Transcananda e Companhia General de Combustíveis) para diversificar sua atividade, com o propósito de construir e operar o Gaseoduto Uruguaiana-Porto Alegre.

B.1) Valor Adicionado da Ipiranga

Em termos absolutos, o VAT da Ipiranga obteve em valores correntes R\$1,5bilhões em 2004, R\$1,2bilhões em 2003, R\$0,8bilhões em 2002, R\$0,68bilhões em 2001 e R\$0,66bilhões em 2000, sinalizando uma tendência ao crescimento. Desta forma, a Ipiranga contribui para a formação do PIB do Petróleo nas seguintes proporções, 1,04% em 2002, 1,09% em 2001, 1,29% em 2000, 2,34% em 1999. Por outro lado, em termos relativos, como proporção do VA da comercialização e distribuição de combustíveis, o VA da Ipiranga representou 6,28% em 2002, 6,21% em 2001, 6,5% em 2000, 8,96% em 1999. Em contraposição ao crescimento em termos absolutos, quando a análise é focada em termos relativos constata-se uma oscilação, onde registra-se uma queda até 2001 e um pequeno retomada ao crescimento em 2002. No entanto, com base nestes dados é difícil definir uma tendência, já que com a liberalização dos preços houve um aumento significativo de novas empresas no setor, tanto na distribuição como nos postos. Isto acarretou na perda de parcela de mercado das grandes distribuidoras e conseqüentemente do produto gerado por esta atividade.

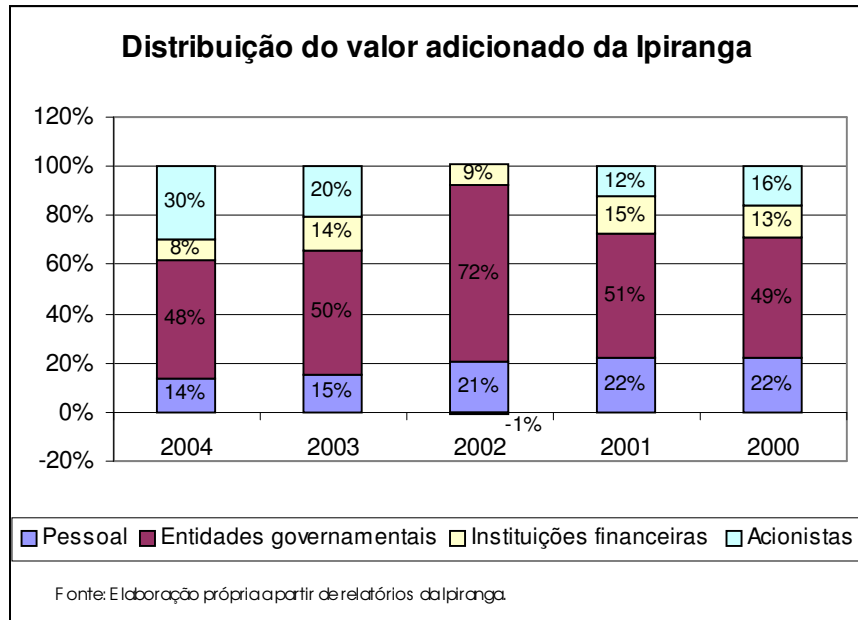
Tabela 4 - Demonstração de VA da IPIRANGA - em R\$ mil	2004	2003	2002	2001	2000
Receitas	19.206.276	17.115.695	12.686.590	11.085.004	8.970.156
Insumos	(17.965.303)	(16.091.655)	(11.636.268)	(10.359.969)	(8.339.215)
Valor adicionado bruto	1.240.973	1.024.040	1.050.322	725.035	630.941
Depreciações	(86.114)	(82.304)	(74.550)	(67.659)	(64.826)
Valor adicionado líquido	1.154.859	941.736	975.772	657.376	566.115
Valor adicionado recebido em transferência	384.909	276.017	(127.631)	25.280	96.678
Valor adicionado total a distribuir	1.539.768	1.217.753	848.141	682.656	662.793
Pessoal	210.648	185.842	174.428	148.879	144.009
Entidades Governamentais	742.888	613.953	607.678	345.939	325.777
Instituições Financeiras	130.300	171.678	76.191	102.835	85.877
Acionistas	455.932	246.280	(10.156)	85.003	107.130

Fonte: Relatório Financeiro da Ipiranga



Na análise sobre o valor agregado gerado por esta empresa, constatou-se que o valor adicionado líquido da Ipiranga é equivalente em média a 6% da receita total, sendo que os 94% restantes são relativos aos custos de produção e depreciação. O VAT a distribuir corresponde a 7% das receitas auferidas pela empresa. Do VAT, em média, 19% é destinado aos funcionários e administradores, registrando um crescimento em termos absolutos, no entanto em termos relativos, como proporção do VAT, a participação se encontra em franca queda.

Por outro lado, as Instituições Financeiras assim como os acionistas apresentaram muitas oscilações, tanto em termos absolutos, quanto em termos relativos. Neste período, destaca-se o prejuízo de R\$10 milhões em 2002 na conta dos acionistas, lembrando mais uma vez que a liberalização de preços ocorreu neste ano. Estes resultados podem estar relacionados aos investimentos e empréstimos efetuados pela empresa, já que isto se reflete diretamente a conta de Instituições financeiras. As entidades governamentais correspondem em média a 54% do VAT, em termos absolutos tem-se a arrecadação de R\$743milhões em 2004, R\$614milhões em 2003, R\$608milhões em 2002, R\$346milhões em 2001, R\$326milhões em 2000. Esta série revela um crescimento em termos absolutos, no entanto em termos relativos, tem-se bruscas oscilações. De 2000 a 2002, revela crescimento quando a participação atinge o patamar de 72% do VAT e conseqüentemente os acionistas assumem prejuízos neste ano. Mas, a partir de 2002 a participação se reduz atingindo os patamares anteriores. A tributação nesta atividade é extremamente onerosa registrando em 2004, em termos absolutos, um crescimento de 21% em relação ao ano anterior, com a arrecadação de R\$743milhões que representa cerca de 48% do valor agregado total. O gráfico a seguir apresenta a distribuição do valor agregado gerado pela Ipiranga nos últimos anos.



Note que em 2002, ano da liberalização dos preços a Ipiranga obteve o seu pior resultado com um prejuízo de R\$ 31 milhões, refletindo diretamente sobre a participação dos acionistas de -1% (R\$10 milhões) do valor adicionado. Isto se deve não só as condições de mercado como o aumento de impostos, que se elevou em 76% em 2002 com relação ao ano anterior. Apesar disso o valor adicionado da Ipiranga continua a crescer em termos absolutos.

C) ESSO

“A Esso sob o nome de Standard Oil Company of Brazil, foi a primeira empresa de petróleo a se instalar no Brasil, a partir do decreto do Presidente Hermes da Fonseca, assinado em 17 janeiro de 1912. Sendo a primeira distribuidora de derivados de petróleo, ela introduziu a gasolina e o querosene no País, que eram vendidos em tambores e lata. (ESSO, 1986)”.



A primeira grande fusão ocorreu em 1998, entre a EXXON e a MOBIL, envolvendo 250 bilhões de dólares. Isto gerou economias de escala e sinergias nas duas estruturas, que resultou na liderança do mercado europeu, com o aumento das reservas de gás natural da MOBIL por parte da EXXON. De acordo com Matz, a fusão da Exxon-Mobil levou a empresa ao topo do ranking do setor petrolífero e a segunda em termos globais.

No início da década de 90, a empresa reduziu as atividades no País, pois não acreditavam na queda do monopólio. Com isso, houve uma redução abrupta do mercado no segmento de lubrificantes de 13% na década de 80 para 3% no início dos anos 90. A empresa somente permaneceu no mercado porque não conseguiu vender a unidade de lubrificante.

Segundo Matz, em uma entrevista realizada com um representante da Esso, a abertura do mercado em 1997 fez a Esso alterar radicalmente sua estratégia, buscando aumentar sua fatia de market-share na perspectiva de novos negócios. E, portanto, a empresa passa a investir pesado no mercado de lubrificante e ariscar-se na exploração off-shore de petróleo. No entanto, ainda não possui interesse em investir no refino, devido a capacidade ociosa das unidades no Caribe. Além disso, com a liberação gradual dos preços dos combustíveis o maior atrativo para os investimentos no Brasil é a distribuição.

Na visão de Matz, a Esso foi a empresa que tirou mais benefício da abertura do mercado, pois possui uma estrutura enxuta, boa logística operacional e capacidade de investimento em novos negócios, obtendo uma vantagem comparativa que repercutiu diretamente na redução dos preços nas bombas. Isto se deve, a reformulação da empresa no início da década de 90 quando a empresa pretendia deixar o País devido a instabilidade econômica e política. Com isto, tentou vender grande parte de sua rede de postos e a fábrica de lubrificantes, além de reduzir o quadro de funcionários e os custos operacionais. Mas, em 1996, a Esso voltou a investir no País, em especial na fábrica de lubrificantes, na Ilha do Governador (RJ) com objetivo de fornecer lubrificantes para a América Latina.



Segundo Matz, para a Esso a abertura do mercado “cria possibilidades de diferenciação do produto mais intensa” levando a fidelização do consumidor oferecendo qualidade e preços baixos.

Infelizmente, não foi possível realizar uma análise do valor adicionado por esta empresa devido à indisponibilidade de dados suficientes para este estudo.

D) TEXACO

A Texas Company LTDA começou a operar no Brasil em 1915, com a autorização do presidente Wenceslau Brás através do decreto nº11.702. No entanto, seus produtos já eram comercializados no Brasil pela empresa Fry Youle e Cia.

A fábrica de graxas da Texaco é responsável pela produção de 36% do mercado brasileiro de graxas. E a fábrica de lubrificantes é uma das maiores do grupo Chevron Texaco no mundo, inaugurada em 1981, produz cerca de 200 milhões de litros/ano de óleos automotivos e industriais. Além disso, possui um dos mais modernos laboratórios da América Latina.

Na visão de Matz, com o aumento da concorrência e a redução significativa das margens de lucro, a Texaco optou por fornecer a fusão com a Chevron, que, no final de 2000, foi avaliada em 100 bilhões de dólares. “A fusão uniu uma grande empresa de exploração off-shore com experiência internacional com outra grande distribuidora detentora do maior número de postos nos Estados Unidos”. (MATZ,2000)

Com isto, surgiu a Chevron Texaco Corporation, a segunda maior empresa de energia dos Estados Unidos e a quinta maior empresa do mundo, com base em capitalização de



mercado. Desta forma, as duas empresas que estão focadas no mercado americano, podem juntas investir em reservas estrangeiras, garantindo a oferta deste produto em períodos de escassez obtendo grandes margens de lucro.

Para Matz, a fusão da Chevron com a Texaco pode vir a monopolizar o mercado de lubrificantes, já que ambas possuem uma fábrica de lubrificantes. Além disso, poderia adotar a diversificação como estratégia investindo em outras atividades.

A Texaco está investindo em parcerias para explorar petróleo no Brasil, em 1999 assinou contrato com a Petrobrás para atuação em parceria na exploração e no desenvolvimento de duas áreas da costa fluminense. Além do mais, a empresa tem arrematado vários blocos para exploração através dos leilões promovidos pela ANP.

Apesar desta empresa ter como foco principal o mercado de lubrificantes e graxas, a Texaco se situa em quinto lugar entre as maiores distribuidoras do mercado brasileiro, com mais de 2400 postos e 160 lojas de conveniência espalhadas pelo Brasil.

Infelizmente, também não foi possível calcular o valor adicionado por esta companhia a partir dos dados divulgados ao público.

E) SHELL

A Shell iniciou no mercado com o nome de “The Anglo Mexican Petroleum Products Company”, pela autorização do Presidente Hermes da Fonseca em 1913, distribuindo derivados de petróleo importados. Para atender a crescente demanda da época, esta empresa construiu o primeiro depósito de óleos no Brasil, na Ilha do Governador, no estado do Rio de Janeiro. (Shell,1999)



Após a abertura do mercado, a Shell em parceria com outras empresas, como a Petrobrás está investindo na exploração e produção de óleo off-shore. Por outro lado, houve um movimento de retirada no setor de distribuição, em maio de 2000, com a venda de cerca de 285 postos, localizados principalmente em São Paulo, para a Agip. (Gazeta Mercantil, junho de 2000)

Segundo Matz há um conflito entre a Shell Brasil e a matriz no exterior, na medida em que, a matriz sinaliza que possui como estratégia a verticalização. Por outro lado, a filial no Brasil vende vários postos localizados em São Paulo, o maior mercado consumidor de derivados de petróleo do País.

Este comportamento pode ser explicado considerando a crise asiática, que abalou o sistema financeiro, levando algumas empresas a reduzir os gastos e direcionar os investimentos para algumas atividades cuja concorrência se encontra cada vez mais agressiva. Além disso, os investimentos nas filiais foi prejudicada pela necessidade das matrizes se reestruturarem após a crise, demandando a maior parte dos recursos disponíveis.

Após a reestruturação econômica da matriz, a empresa pretende estender suas atividades além da distribuição para o upstream. Na visão de Matz, poderia ser realizado uma “verticalização no âmbito regional (America Latina ou Brasil)” que propiciaria altos lucros a médio prazo. No entanto, há limitações para este projeto de âmbito financeiro e político, no que tange a legislação nacional de exportação e importação de petróleo e seus derivados.

No final da década de 80 e início da década de 90 a queda do preço do petróleo no mercado internacional levou a matriz da empresa a reduzir suas atividades, concentrando no seu core business, a atividade de distribuição.



Para alguns entrevistados da companhia, a crise asiática afetou a matriz com a perda de consumo asiático, mesmo que temporário. Portanto, para manter a rentabilidade da empresa foi necessário iniciar um processo de enxugamento das atividades em todo o mundo. Desta forma a Shell Brasil sofreu uma reestruturação na sua logística e distribuição para reduzir a quantidade de bases e concentrar a distribuição nas áreas mais rentáveis localizadas nas regiões Sul e Sudeste. (MATZ,2000)

Esta decisão está relacionada com a abertura do mercado que reduziu as margens de lucro das empresas, que variavam entre 35% a 40%, além do lucro extra-operacional financeiro das aplicações. Atualmente, as margens de lucro é em torno de 11% e os ganhos com aplicações não são tão significativos.

Apesar da empresa declarar que o seu foco é o mercado Sul e Sudeste, Matz explicita a venda de 285 postos para a AGIP localizada no mercado da periferia e interior paulista. Além disso, a companhia perdeu vários postos para a concorrência e cancelou o contrato com 1000 postos de sua bandeira, porque não estavam abastecendo com o seu combustível.

Para tentar manter o posto fiel a empresa, a Shell criou um programa de auxílio de curto prazo aos postos conveniados, que consistirá em uma renda mensal para os postos que estão sendo prejudicados pela concorrência “desleal” de até R\$ 15 mil por mês de acordo com o volume de vendas. No entanto, este apoio está focado para os postos localizados nas capitais e principais cidades do interior. (MATZ,2000)

Por outro lado, o presidente da empresa David Pirret, declarou que “a redução do número de postos, bem como, se desfazer de alguns postos, não representa uma redução significativa no volume de vendas de combustíveis” já que estes não apresentavam lucros para a empresa. (MATZ,2000)



Em 2002, com o processo de transformação da natureza jurídica a Shell Brasil S/A passou a ser Shell Brasil LTDA, com isso a empresa não tem mais obrigação de divulgar seus dados financeiros. E como, os dados divulgados ao público referente aos anos anteriores não permitem o cálculo do valor adicionado, então não foi possível realizar um estudo desta empresa.

No quadro a seguir, apresentamos um estudo realizado por Matz sobre as estratégias adotadas pelas empresas petrolíferas que atuam no Brasil. O que é de grande contribuição para este trabalho.



EMPRESAS	ESTRATÉGIAS				
	Internacionalização	Diversificação	Verticalização	Parcerias/Financiamentos	Redução de Custos
Petrobrás	Realiza investimentos na América Latina e no Continente Africano bem como a troca de ativos no exterior.	Investe em projetos de geração de energia elétrica (com o uso de gás natural e telecomunicação)	Consolidar sua estrutura verticalizada	Parcerias "Project Finance" viabilizam novos projetos. A troca de ativos também pode ser vista como uma forma de financiamento para a aquisição de participações no exterior.	Investe em novas tecnologias para uso off-shore.
Esso	Por ser uma multinacional, a empresa investe no país de olho no mercado regional da América Latina.	Investe em participações em termelétricas.	Busca uma maior rentabilidade, investindo no Upstream. Estuda ainda possíveis parcerias com a Petrobrás no refino, mas possui uma estrutura ociosa no Caribe.	Realiza parcerias no Upstream junto a Petrobrás de forma a adquirir maior Know-How em lâminas de água superiores à 1.500 metros.	Realizou downsinsing do seu pessoal. Mantém uma estrutura enxuta. Reduziu o número de bases de distribuição.
Shell	Reformulação das atividades, para retorno a seu Core Business.	Investe pesado no setor de distribuição de gás natural, bem como em projetos termelétricos.	Investimentos no Upstream buscando maior rentabilidade perdida na distribuição. Está indecisa quanto ao refino.	Parcerias com a Petrobrás no Upstream bem como outras empresas de forma a reduzir os riscos de exploração de Petróleo no País.	Torna-se uma empresa "virtual". Reduz sua estrutura operacional.
Texaco	Padronização das suas atividades nos países em que atua.	Ainda não revelou interesse na diversificação.	Investe em parcerias no Upstream.	Busca parcerias junto a Petrobrás e demais empresas de forma a reduzir os riscos de investimentos no Upstream.	Opera em uma estrutura mínima. Terceiriza parte de sua operação.
Ipiranga	Não possui capital suficiente. Investe na petroquímica do Chile apenas.	Possui uma estrutura que prejudica novos investimentos - pretensão de venda para volta ao core business.	Participa no refino e da distribuição, porém tem uma pequena participação num bloco no Upstream.	Participa de parcerias no setor Petroquímico, bem como cogita atrair parceiros para as demais atividades em que atua.	Troca de logística da distribuição de derivados. Prática de Downsinsing na sua estrutura operacional.
Independentes	Não possui estrutura para isso.	Atuam apenas num segmento do setor, geralmente na distribuição.	Só poderia ocorrer caso se associassem a uma empresa estrangeira.	Poderia ser a solução para o crescimento destas companhias.	Minimizam ao máximo a sua estrutura, bem como evitam estoques de derivados.

Fonte: Tabela VI.11Matz Marcello 2000



III.1 O PIB do Setor Petrolífero

Segundo um estudo realizado por Machado (2004), a relação entre o PIB Petrolífero e o PIB Nacional está aumentando a uma taxa progressiva de 2,4% ao ano. A tabela apresentada abaixo aponta as atividades que agregam mais valor na cadeia petrolífera.

Tabela 6 - Contribuição das atividades para o PIB Petróleo	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Extração de petróleo e Gás Natural/PIB petróleo	18,22%	8,76%	24,52%	40,97%	40,22%	41,01%
Refino/PIB petróleo	48,13%	56,97%	49,32%	40,58%	43,43%	42,49%
Produção e distribuição de Gás/PIB petróleo	0,47%	0,40%	0,27%	0,39%	0,32%	0,37%
Comércio de combustíveis/PIB petróleo	33,18%	33,47%	26,16%	19,81%	17,63%	16,63%

Fonte: Giovani Machado baseado em IBGE(2001b;2001c) e SOBRAL (2001). O PIB do setor petróleo em valores correntes.

Através destes dados podemos verificar que a extração de petróleo e gás natural tem crescido nos últimos anos representando em 2002, 41% do PIB do Petróleo. Apesar dos elevados investimentos com a descoberta de reservas, os ganhos auferidos podem superar extraordinariamente os gastos realizados inicialmente. Atualmente, com a modernização das máquinas e equipamentos, aumentou a precisão para localizar as reservas e conseqüentemente as chances de descobertas.

Por outro lado, o refino se destaca como uma atividade essencial para a geração de valor adicionado durante o processo produtivo, apesar da complexidade envolvida neste setor conforme foi destacado anteriormente.

A exploração e o refino são as atividades que mais contribuem para o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do Petróleo e conseqüentemente representam uma parcela significativa para o PIB Brasil, frente aos outros setores da economia. Segundo Machado (2004), em termos relativos, como proporção do PIB a preços básicos em valores correntes, o PIB do Petróleo representou 6,8% em 2002, 5,9% em 2001, 5,3% em 2000, 4,2% em 1999.



A tabela 7 descreve a contribuição de cada atividade para o PIB Brasileiro, onde se destacam as atividades de refino e extração de petróleo e gás natural, já analisada anteriormente. No entanto, através destes dados verificamos a importância desta atividade para a economia brasileira, uma vez que esta foi responsável em 2002 pela produção de 7% do PIB Brasil, cuja contribuição continua crescendo.

Tabela 7 – Contribuição das atividades para o PIB Brasileiro	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PIB petróleo/PIB	2,74%	3,06%	4,22%	5,24%	5,87%	6,77%
Extração de petróleo e Gás Natural/PIB	0,45%	0,24%	0,92%	1,92%	2,09%	2,47%
Refino/PIB	1,18%	1,56%	1,86%	1,90%	2,26%	2,56%
Produção e distribuição de Gás/PIB	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	0,02%
Comércio de combustíveis/PIB	0,82%	0,92%	0,99%	0,93%	0,92%	1,00%

Fonte: Giovani Machado baseado em IBGE(2001b;2001c) e SOBRAL (2001). O PIB do setor petróleo em valores correntes.

Os impostos sobre os produtos representam em média 11% do PIB do Brasil, isto destaca a capacidade de tributação no Brasil. Na tabela 8, em termos absolutos constatamos um crescimento do VA em todas as atividades. Em especial a extração de petróleo e gás, que merece destaque em 1999/2000, quando obteve um crescimento estupendo de R\$9bilhões para R\$21,1bilhões. Este resultado está relacionado à descoberta de novos campos de produção e ao crescimento de reservas provadas nos anos anteriores, o que resultou no aumento de produção deste período. Ressaltamos que há um período significativo, entre a descoberta de um campo e o início da produção do mesmo.



Tabela 8 - PIB do Brasil e PIB do setor petróleo em valores correntes (R\$ bilhões)						
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PIB	870,7	914,2	973,8	1101,3	1198,7	1346
Impostos sobre produtos	90,3	93,4	103,4	119,4	134,9	146,9
PIB a preços básicos ¹	780,4	820,8	870,4	981,9	1063,8	1199,1
PIB petróleo	21,4	25,1	36,7	51,5	62,4	81,2
Extração de petróleo e Gás Natural	3,9	2,2	9	21,1	25,1	33,3
Refino	10,3	14,3	18,1	20,9	27,1	34,5
Produção e distribuição de Gás	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
Comércio de combustíveis	7,1	8,4	9,6	10,2	11	13,5
Comércio a varejo de combustíveis ²	3,3	4,1	3,9	4,8	5,2	6,4
Comércio a Atacado de Combustíveis	3,3	3,8	5	4,6	4,9	6,3
Comércio a Varejo de GLP	0,5	0,5	0,7	0,8	0,9	0,8

Fonte: Giovanni Machado baseado em IBGE(2001b;2001c) e SOBRAL (2001)
 Notas:¹O PIB a preços básicos é igual ao PIB a preços de mercado menos os impostos sobre produtos (líquidos de subsídio). ²Combustíveis automotivos incluindo o álcool.

A tabela 9 destaca a contribuição das empresas para cada atividade do setor e para o PIB. Com isto, verificamos que a Petrobrás Distribuidora auferem em média 18% do produto obtido na comercialização de combustíveis, enquanto que a Ipiranga segue com 7%. Isto está diretamente relacionado com a parcela de mercado que cada empresa detêm, em 2002 a Petrobrás possuía 21,8% do market-share da gasolina, enquanto que a Ipiranga detinha 14,9%. Em contrapartida a refinaria da Ipiranga representa somente 1% do total desta atividade, sendo a Petrobrás a detentora da maior parte deste valor.

A Ipiranga produz cerca de 1,1% do PIB do Petróleo, e 0,08% do PIB Brasil. Enquanto que a Petrobrás é responsável pela produção de 77% do PIB do Petróleo e 4% do PIB Brasileiro. Desta forma é possível prever o valor do PIB do Petróleo para 2003 na ordem de R\$ 100 bilhões. Com base nos dados obtidos, se a proporção do VA da Petrobrás em relação ao PIB do Petróleo continuar a crescer, e supondo que em 2003 seja de 81%, então, como o VA da Petrobrás em 2003 é de R\$ 81 bilhões, temos como fazer uma previsão.



Tabela 9 - VA das empresas	1999	2000	2001	2002
Petrobrás/PIB Brasil	2,95%	3,95%	4,70%	5,48%
PIB do Petróleo - R\$ em bilhões	36,7	51,5	62,4	81,2
Petrobrás	70,06%	75,36%	80,16%	80,93%
Ipiranga	2,34%	1,29%	1,09%	1,04%
Comercio de combustíveis - R\$ em bilhões	9,60	10,20	11,00	13,50
Petrobrás Distribuidora	16,23%	19,73%	20,78%	17,01%
Ipiranga	8,96%	6,50%	6,21%	6,28%
Refino - R\$ em bilhões	18,10	20,90	27,10	34,50
Ipiranga Refinaria	0,74%	1,25%	1,41%	0,33%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados divulgados pelo Giovanni Machado e pelas empresas.

A partir dos dados da Petrobrás podemos analisar a geração do VA em uma empresa integrada e mensurar o VA de cada atividade da cadeia produtiva. Para isto, pesquisamos os VA gerados pela Petroquisa e Gaspetro, mas infelizmente não foi possível encontrar os dados sobre o VA da Transpetro e das refinarias pertencentes à Petrobrás. Desta forma, a partir do VA do setor refino calculado por Machado (2004), retiramos o VA da refinaria Ipiranga e mensuramos aproximadamente o valor procurado.

Tabela 10 - Distribuição do VA da Petrobrás	2003	2002	2001	2000	1999
Petrobrás	80.996.341	65.715.377	50.022.624	38.809.800	25.710.201
Petroquisa	384.852	(13.068)	624.204	656.434	-
BR distri	-	2.968.583	2.286.124	2.012.927	1.557.999
Gaspetro	-	-	962.242	90.721	110.893
BR Refino	-	34.386.000	26.719.000	20.639.000	17.967.000

Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios financeiros da Petrobrás, Gaspetro, Petroquisa e Ipiranga.

Estes dados reafirmam o que constatamos anteriormente, quando associamos a exploração e refino como as atividades responsáveis pela produção da maior parte do VA do setor petrolífero.



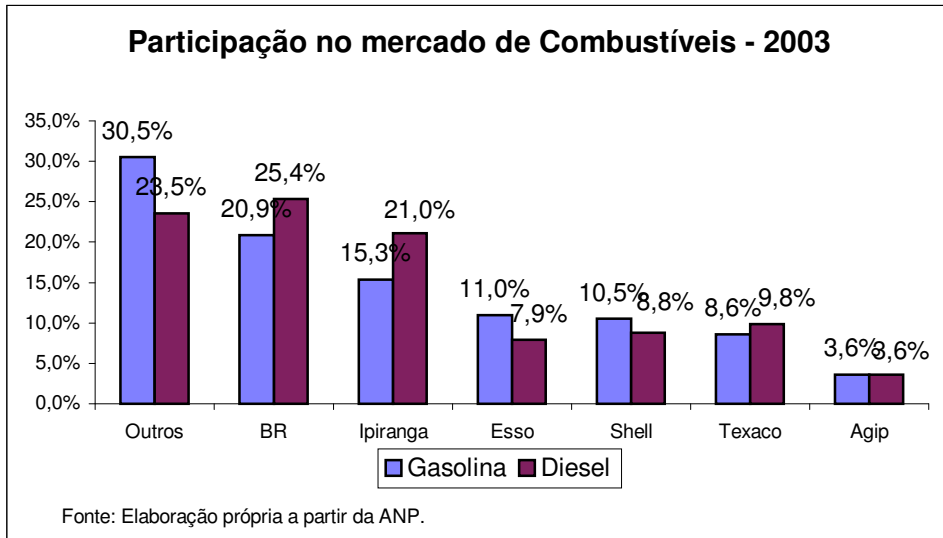
IV. A TRIBUTAÇÃO INCIDENTE NO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO

Com a abertura do mercado, várias empresas estrangeiras se interessaram no mercado petrolífero brasileiro, devido ao grande potencial proporcionado pelas condições favoráveis a formação de poços de petróleo no continente brasileiro. No entanto, este processo está sendo realizado de forma gradativa e as significativas alterações no mercado serão notadas somente no longo prazo. Atualmente, as atividades de desenvolvimento e produção estão concentradas em uma única empresa que até então possuía o monopólio de exploração e desenvolvimento de óleo, a Petrobrás. O novo panorama político tem como objetivo a promoção de um ambiente competitivo através de processos de licitação de blocos organizados pela ANP.

No midstream a competição entre as empresas seria prejudicial, devido a certas especificidades do setor, pois tanto o refino como o transporte poderia proporcionar maiores ganhos em escala se operados num regime de cooperação. Visto que, a cooperação poderia beneficiar as empresas com custos operacionais e fixos menores, além de oferecer ao consumidor preços menores.

No downstream, a distribuição e comercialização de combustíveis no mercado brasileiro são marcadas por um ambiente competitivo, principalmente com a entrada de distribuidoras independentes e com o aumento de postos de bandeira branca.

A comercialização de combustíveis será o foco principal deste trabalho com base nas principais empresas deste setor, pretende-se analisar as margens auferidas com esta atividade e a carga tributária sobre os combustíveis. As empresas que detêm significativa parcela de mercado são a Petrobrás, Ipiranga, Esso, Shell e Texaco, conforme o gráfico apresentado a seguir.



Através do gráfico apresentado verificamos que a BR detêm grande parcela do mercado de gasolina e diesel seguido pela Ipiranga, Esso e Shell. Mas, com o surgimento de postos de bandeira branca as grandes distribuidoras são obrigadas a adotarem políticas mais agressivas de competição, para manterem sua parcela de mercado. Mesmo assim, com relação ao ano de 2002, constata-se uma redução da participação do mercado da BR, Shell e Esso devido aos fatores que vamos discutir a seguir. Uma peculiaridade foi observada em relação a Texaco, cuja estratégia dominante nos últimos anos esteve focada no mercado de lubrificantes, onde é a empresa líder, verifica-se um aumento do seu market-share no mercado de combustíveis e por seguinte uma provável reversão da política adotada até o momento. E com relação a Ipiranga que apesar da situação desfavorável conseguiu aumentar sua parcela de mercado. A estratégia da Agip está voltada para o mercado de GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), conhecido como o gás de cozinha, com um market-share de 21% deste setor em 2003.



Tabela 11 - Participação no mercado de combustíveis

	Gasolina		Diesel	
	2002	2003	2002	2003
BR	21,8%	20,9%	26,4%	25,4%
Ipiranga	14,9%	15,3%	19,7%	15,3%
Esso	12,0%	11,0%	8,3%	7,9%
Shell	11,0%	10,5%	9,8%	8,8%
Texaco	8,4%	8,6%	9,4%	9,8%
Agip	3,2%	3,6%	3,4%	3,6%
Outros	28,7%	30,5%	23,1%	23,5%

Fonte: ANP

Estas mudanças estão diretamente relacionadas com o funcionamento do mercado e as condições apresentadas no atual panorama econômico. As principais empresas distribuidoras mantêm uma estreita ligação com os postos de gasolina e indiretamente com o consumidor final. Apesar das distribuidoras permitirem o uso de sua marca nos postos mediante o pagamento de uma taxa de merchandise, estas não estão sobre controle direto das empresas. Há diferentes tipos de relacionamentos comerciais estabelecidos entre os postos e as empresas, que podem deter controle total, parcial ou terceirizado. Apesar dos contratos exclusivos estabelecidos entre ambas as partes, atualmente a disputa de preços no mercado com o surgimento das distribuidoras independentes acarretaram em graves problemas de adulteração de combustíveis.

O aumento de distribuidoras independentes para alguns está associado ao lucro extraordinário que as grandes distribuidoras auferem, estimulando a entrada de novos agentes no mercado. Por outro lado, as grandes distribuidoras e o SINDICOM (Sindicato Nacional das empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes), argumentam que os preços baixos praticados por distribuidoras independentes somente são possíveis devido à adulteração do combustível e a “indústria de liminares” que possibilita a sonegação de impostos. Através de liminares, as pequenas e médias empresas conseguem anular o pagamento antecipado do ICMS, PIS e Confins devidos nos postos de comercialização. Já a adulteração do combustível pode ser realizada com o adição de álcool, solvente e água em proporções não autorizadas pela ANP. E como ainda não há uma estrutura de



fiscalização apropriada para controlar a qualidade e a arrecadação de impostos, torna-se possível a prática de atividades ilícitas. Além disso, as diferentes alíquotas de ICMS cobradas em cada estado prejudicam o recolhimento dos impostos devidos, pois muitas vezes as empresas encontram um jeito de burlar a lei.

No entanto, isto não explica a consolidação de novas e pequenas distribuidoras. Na opinião de Matz, as empresas independentes possuem um custo operacional mais baixo que as grandes distribuidoras, pois na maioria das vezes atuam como empresas de transportes de derivados (entre as refinarias e os estabelecimentos de vendas) e não precisam de staff qualificado e oneroso. Já que estas empresas não investem em marketing nem financiam ou apóiam os postos, como as grandes distribuidoras. Isto é possível devido ao crescimento de postos de bandeira branca que representam cerca de 34% do total (conforme o gráfico apresentado a seguir).

Para Matz, uma solução para este problema na distribuição seria o governo voltar a praticar um imposto único sobre os combustíveis, eliminando a “indústria de liminares” que a atual tributação produziu. Do mesmo modo a “ANP deveria regular os postos de bandeira branca, re-estimulando a filiação junto a uma distribuidora”. (MATZ,2000)

A reinstituição do imposto único possibilitaria a sonegação de impostos, e também reduziria a carga tributária sobre os combustíveis, que representa atualmente cerca de 50 a 60% do preço de bomba. Isto é reflexo da ineficiência do sistema tributário que incide sobre os combustíveis permitindo que este produto seja taxado várias vezes sem considerar os impostos já pagos durante o processo.

A filiação dos postos junto a uma distribuidora não proporcionaria um ambiente competitivo, mas estimularia a prática abusiva das distribuidoras em relação aos comercializadores de combustíveis. Isto pode ser constatado comparando as margens praticadas pelas distribuidoras antes e depois da abertura do mercado. Portanto, para garantir a

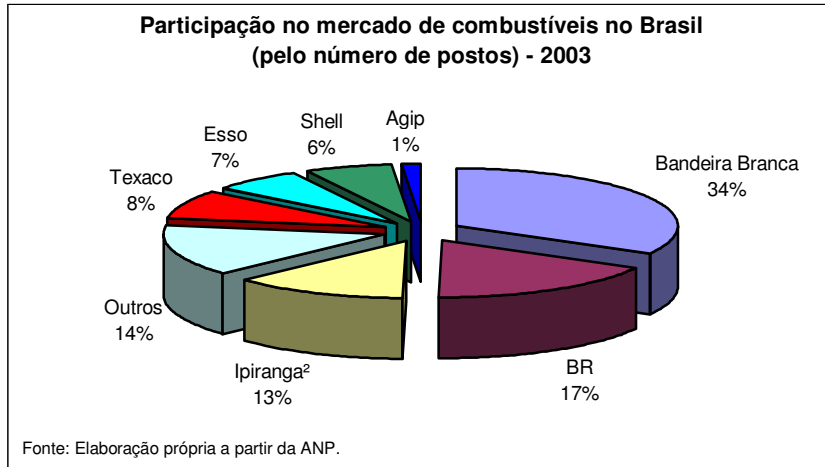


inviolabilidade do produto é necessário que a ANP mantenha uma fiscalização rigorosa em todos os postos e principalmente estimular a população a denunciar as práticas ilícitas do mercado.

O aumento substancial dos preços dos combustíveis aliado ao crescimento do número de postos proporcionou um cenário favorável a adulteração de combustíveis nos postos. Isto tem preocupado as distribuidoras devido ao crescimento de ações judiciais contra as empresas do setor, além da degradação que a marca sofre perante o mercado. Já que os consumidores não associam os problemas ao posto de gasolina, mas a bandeira que o posto sustenta, desta forma a imagem da empresa é prejudicada. Neste contexto, houve um grande crescimento de postos de bandeira branca, inclusive com a venda espontânea de algumas distribuidoras. Porque a maioria dos casos apresentava problemas de adulterações de combustíveis que degradavam a imagem das distribuidoras. Devido a estes incidentes foi criado um programa de controle de qualidade dos combustíveis nos postos realizados pelas próprias distribuidoras, a fim de assegurar a qualidade e evitar a multa e/ou fechamento dos postos pela ANP. Contudo, somente a ANP pode impor o teste de qualidade dos produtos enquanto que as distribuidoras dependem do consentimento dos postos para realizar o controle. Desta maneira cria-se um diferencial em relação aos postos que estão no programa de controle de qualidade através de uma faixa indicativa, com isto espera-se reconquistar a confiança dos consumidores que já foram lesados com problemas no carro.



No gráfico abaixo é possível verificar o crescimento do número de postos de bandeira branca em detrimento da liberação de preços e do aumento de distribuidoras independentes.



Neste novo cenário os postos de bandeira branca representam cerca de 34% do total de postos no Brasil seguido pela BR e Ipiranga respectivamente com 17% e 13%. Nota-se uma queda do número de postos que ostentavam a bandeira de grandes distribuidoras, em contrapartida tem-se um aumento progressivo de postos de bandeira branca que em 2002 representavam 26% do total. É importante salientar que o número de postos não significa necessariamente market-share, pois neste ramo de negócio como em qualquer outro, a logística e localização são extremamente importantes para a obtenção de sucesso conforme foi ressaltado anteriormente. Visto que um posto localizado no centro da cidade pode render muito mais do que um posto isolado em uma rodovia pouco movimentada. Como expõe Matz em sua tese de mestrado, “não há uma correlação entre o número de postos e o volume de vendas”, pois isto depende da localização do posto e do mercado consumidor.

As grandes distribuidoras devido à concorrência adotaram algumas estratégias para aumentar seu market-share, dentre as quais destacam-se a redução das margens de lucro, o investimento em marketing e recursos humanos com objetivo de criar um diferencial em relação à concorrência. Uma estratégia utilizada pelas grandes redes de supermercado e de



vestuário está sendo adotada por algumas distribuidoras é a tentativa de fidelização dos seus clientes através de um cartão de crédito que oferece prazo, desconto e promoções. Já que há um impacto direto nos lucros das distribuidoras com o aumento da venda de combustíveis nos postos. Inicialmente estes programas foram direcionados para frotas de caminhões, dentre os quais se destacam o programa CTF (Controle de Teleprocessamento de Frotas) adotado pela BR e Ipiranga, e os cartões implementados pela Esso, Shell e Texaco. Estes programas permitiram um aumento significativo na venda de diesel nos postos que operam com este sistema devido à “fidelização parcial” destes consumidores. Contudo, estes programas dependem de um bom planejamento logístico para conquistar clientes, pois é necessário haver uma adequada distribuição de postos a fim de atender a demanda do mercado. Em outras palavras, para as frotas aderirem ao programa é preciso que haja postos bem distribuídos pelo país e condições favoráveis ao ambiente competitivo. O programa CTF não propicia um ambiente de competição acirrada já que parece haver um acordo tácito entre a BR (Petrobrás), que abrange somente as regiões urbanas, e a Ipiranga que atua no mercado de rodovias.

Por outro lado, a atual estratégia adotada pelas empresas Petrobrás e Ipiranga com o lançamento do cartão de crédito para abastecimento nos postos e a compra de produtos nas lojas de conveniência buscam conquistar o público. No entanto há grandes desafios neste processo, como a adesão de todos os postos no programa e a garantia de qualidade dos combustíveis no mercado.

A distribuição de postos no território brasileiro é concentrada nos principais estados metropolitanos, isto se deve às condições econômicas e de demanda do mercado local. Já que uma cidade localizada no nordeste, onde a população local passa fome e os custos de transportes de combustíveis são extremamente elevados, não estimula o crescimento de um mercado de combustíveis. Na Amazônia o custo de instalação de postos, manutenção e transporte são altos, mas com o objetivo de atender a demanda de barcos que realizam turismo, foi desenvolvido um projeto de “postos flutuantes”. Logo, as empresas sempre procuram uma forma de se adequar às condições do mercado, através de inovações.



O mercado de postos no Brasil está concentrado na região sudeste, representando cerca de 50% do total do Brasil. Isto pode estar relacionado à localização dos maiores centros metropolitanos (Rio de Janeiro e São Paulo), que são responsáveis pela produção de uma parcela substancial do PIB brasileiro. Na tabela apresentada abaixo, tem-se o número de postos por bandeira localizados por regiões do Brasil.

Tabela 12 - Grandes Regiões e Unidades da Federação	Quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos - 2002								
	Total	BR	Ipiranga ¹	Texaco	Esso	Shell	Agip	Bandeira Branca ²	Outras ³
Brasil	29.804	5.366	4.128	2.649	2.257	2.235	1.082	7.985	4.102
Região Norte	1.472	360	78	158	41	6	10	481	338
Região Nordeste	5.019	1.255	364	501	324	298	5	1.200	1.072
Região Sudeste	14.268	2.196	1.612	1.017	1.235	1.355	766	4.526	1.561
Região Sul	6.337	1.082	1.686	698	536	488	40	878	929
Região Centro-Oeste	2.708	473	388	275	121	88	261	900	202

Fonte: ANP, conforme as Portarias ANP n.º 116/00 e n.º 032/01.

¹Inclui a CBPI e a DPPI. ²Posto que pode ser abastecido por qualquer distribuidora. ³Inclui outras 131 bandeiras.

O abastecimento na região Norte é afetado não só pelos elevados custos de transporte como também pelo subdesenvolvimento da economia local que criam barreiras a entrada neste mercado. A descoberta recente da Petrobrás da maior reserva de gás natural poderá alavancar a economia local com a geração de renda. Mas, o transporte deste recurso ao mercado consumidor constitui um grande desafio, exigindo elevados investimentos para a instalação de dutos em uma região de mata virgem.

IV.1 Uma análise da tributação incidente na estrutura de preços no Brasil

A lei do Petróleo regulamentou a abertura do setor petróleo e gás natural e criou a ANP. Durante o período de transição para a liberação dos preços, que vigorou desde a publicação da referida lei até 31/12/2001, os preços dos combustíveis eram definidos por Portarias Interministeriais, em atos conjuntos dos ministérios da Fazenda e de Minas e Energia.



Desde janeiro de 2002 vigora no Brasil o regime de liberdade de preços em toda a cadeia de produção e comercialização de combustíveis. Desta forma, o mercado de combustíveis funciona sem as intervenções diretas do governo, que marcaram o período de transição. Por outro lado, com o intuito de proteger os interesses do país e de sua população neste novo cenário econômico foi instituído a ANP, órgão regulador da indústria do Petróleo. Esta é responsável pela regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas desta indústria.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da resolução 4/02, estabeleceu diretrizes para que a ANP promovesse acompanhamento ativo do mercado, com o objetivo de proteger os interesses do consumidor no que tange ao preço, qualidade e oferta de combustíveis. Além disso, a ANP poderá fixar preços máximos caso seja comprovado práticas abusivas ou ocorrência de circunstâncias que afetem a adequada formação de preços, considerando-se a essencialidade dos produtos e o potencial dano ao consumidor.

A seguir apresentaremos a estrutura de formação de preços a fim de analisar o peso da tributação sobre a comercialização e distribuição de combustíveis.

ESTRUTURAS DE FORMAÇÃO DOS PREÇOS

Gasolina Comum

1) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DA GASOLINA "A" DESDE O PRODUTOR

A. PREÇO DE REALIZAÇÃO(1)

B. CONTRIBUIÇÃO DE INTERVENÇÃO
NO DOMÍNIO ECONÔMICO - CIDE (2)

C. PIS/PASEP E COFINS (3)

$$C = (PIS\% + COFINS\%) \times (D + E) \quad (4)$$

D. PREÇO DE FATURAMENTO SEM ICMS

$$D = A + B + C$$

E. ICMS PRODUTOR (5)

$$E = [(D / (1 - ICMS\%)) - D]$$

F. BASE DE CÁLCULO DO ICMS CHEIO (6)

$$F = D / [(1 - ICMS\%) \times (1 + MVA\%)]$$

G. SUBSTITUIÇÃO TRIBUTÁRIA ICMS

$$G = (F * ICMS\%) - E$$

H. FATURAMENTO PRODUTOR

$$H = D + E + G$$

2) COMPOSIÇÃO DO PREÇO DO ÁLCOOL ANIDRO



- I. PREÇO DO ÁLCOOL ANIDRO (1)
J. FRETE DE COLETA (1)
K. FATURAMENTO DO ÁLCCOL ANIDRO $K = I + J$

3) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DA GASOLINA "C" A PARTIR DA DISTRIBUIDORA

- L. FRETE DE GASOLINA "A" ATÉ A BASE DE DISTRIBUIÇÃO (1)
M. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA DISTRIBUIDORA (MIX) (7) $M = [(H + L) * 0,75] + (K * 0,25)$
N. MARGEM DA DISTRIBUIDORA (1)
O. FRETE DA BASE DE DISTRIBUIÇÃO ATÉ O POSTO REVENDEDOR (1)
P. CPMF DA DISTRIBUIÇÃO $P = (M + N + O) * CPMF\%$
Q. PREÇO DE FATURAMENTO DA DISTRIBUIDORA $Q = M + N + O + P$

4) COMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA DA GASOLINA

- R. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA REVENDA $R = Q$
S. MARGEM DA REVENDA (1)
T. CPMF DA REVENDA $T = (R + S) * CPMF\%$
U. PREÇO-BOMBA DE GASOLINA "C" $U = R + S + T$

Obs:

- (1) Valores não-sujeitos a tabelamento
- (2) Decreto nº5.060, de 30/04/04
- (3) Lei nº 10.865, de 30/04/04
- (4) Alterado pelo Decreto nº5.059, de 30/04/04, passou a ser $C = (PIS + COFINS) \times (1 - \text{ÍNDICE DE REDUÇÃO})$
- (5) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais
- (6) Margem de valor agregado estabelecida em Convênios ICMS ou Atos COTEPE
- (7) Portaria MAPA nº 554, de 27/05/03

ÓLEO DIESEL

1) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DE ÓLEO DIESEL DESDE O PRODUTOR

- A. PREÇO DE REALIZAÇÃO(1)
B. CONTRIBUIÇÃO DE INTERVENÇÃO NO DOMÍNIO ECONÔMICO - CIDE (2)
C. PIS/PASEP E COFINS(3) $C = (PIS\% + COFINS\%) \times (D + E)$ (4)
D. PREÇO DE FATURAMENTO SEM ICMS (3)



E. ICMS PRODUTOR (5)	$E = [(D / (1 - ICMS\%))] - D$
F. BASE DE CÁLCULO DO ICMS CHEIO (6)	$F = D / [(1 - ICMS\%) \times (1 + MVA\%)]$
G. SUBSTITUIÇÃO TRIBUTÁRIA ICMS	$G = (F \times ICMS\%) - E$
H. FATURAMENTO PRODUTOR	$H = D + E + G$

2) COMPOSIÇÃO DO CUSTO A PARTIR DA DISTRIBUIDORA

I. FRETE DO ÓLEO DIESEL ATÉ A BASE DE DISTRIBUIÇÃO (1)	
J. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA DISTRIBUIDORA	$J = H + I$
K. MARGEM DA DISTRIBUIÇÃO (1)	
L. FEETE DA BASE DE DISTRIBUIÇÃO ATÉ O POSTO REVENDEDOR (1)	
M. CPMF DA DISTRIBUIDORA	$M = (J + K + L) * CPMF\%$
N. PREÇO DE FATURAMENTO DA DISTRIBUIDORA	$N = J + K + L + M$

3) COMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA

O. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA REVENDA	$O = N$
P. MARGEM DA REVENDA (1)	
Q. CPMF DA REVENDA	$Q = (O + P) * CPMF\%$
R. PREÇO-BOMBA DO ÓLEO DIESEL	$R = O + P + Q$

Obs:

- (1) Valores não-sujeitos a tabelamento
- (2) Decreto nº5.060, de 30/04/04
- (3) Lei nº 10.865, de 30/04/04
- (4) Alterado pelo Decreto nº5.059, de 30/04/04, passou a ser $C = (PIS + COFINS) \times (1 - \text{ÍNDICE DE REDUÇÃO})$
- (5) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais
- (6) Margem de valor agregado estabelecida em Convênios ICMS ou Atos COTEPE

GLP

1) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DO GLP DESDE O PRODUTOR

A. PREÇO DE REALIZAÇÃO(1)	
B. CONTRIBUIÇÃO DE INTERVENÇÃO NO DOMÍNIO ECONÔMICO - CIDE (2)	
C. PIS/PASEP E COFINS (3)	$C = (PIS\% + COFINS\%) \times (D + E) (4)$
D. PREÇO DE FATURAMENTO SEM ICMS	$D = A + B + C$
E. ICMS PRODUTOR (5)	$E = [(D / (1 - ICMS\%))] - D$
F. BASE DE CÁLCULO DO ICMS CHEIO (6)	$F = D / [(1 - ICMS\%) \times (1 + MVA\%)]$



G. SUBSTITUIÇÃO TRIBUTÁRIA ICMS $G = (F \times \text{ICMS}\%) - E$
H. FATURAMENTO PRODUTOR $H = D + E + G$

2) COMPOSIÇÃO DO CUSTO DO GLP A PARTIR DA DISTRIBUIDORA

I. FRETE DO GLP ATÉ A BASE DE DISTRIBUIÇÃO (1)
J. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA DISTRIBUIDORA $J = H + I$
K. MARGEM DA DISTRIBUIDORA (1)
L. FRETE DA BASE DE DISTRIBUIÇÃO ATÉ O POSTO REVENDEDOR (1)
M. CPMF DA DISTRIBUIÇÃO $M = (J + K + L) * \text{CPMF}\%$
N. PREÇO DE FATURAMENTO DA DISTRIBUIDORA $N = J + K + L + M$

3) COMPOSIÇÃO DO PREÇO DE VENDA

O. PREÇO DE AQUISIÇÃO DA REVENDA $O = N$
P. MARGEM DA REVENDA (1)
Q. CPMF DA REVENDA $Q = (O + P) * \text{CPMF}\%$
R. PREÇO DE VENDA DO GLP $R = O + P + Q$

Obs:

- (1) Valores não-sujeitos a tabelamento
- (2) Decreto nº5.060, de 30/04/04
- (3) Lei nº 10.865, de 30/04/04
- (4) Alterado pelo Decreto nº5.059, de 30/04/04, passou a ser $C = (\text{PIS} + \text{COFINS}) \times (1 - \text{ÍNDICE DE REDUÇÃO})$
- (5) Alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais
- (6) Margem de valor agregado estabelecida em Convênios ICMS ou Atos COTEPE

A partir do levantamento de preços ao consumidor dos principais combustíveis brancos (gasolina, diesel e GLP) e da estrutura de formação de preços apresentada foi possível verificarmos a tributação inerente sobre esta atividade tendo como referencia o mercado de São Paulo e como base de dados a ANP. É importante salientar que com a liberação dos preços, cada agente passou a praticar preços diferenciados. Logo, os dados divulgados pela



ANP são médias de preços obtidas através de pesquisas realizadas no mercado e dados entregues pelas distribuidoras a agência reguladora.

Este estudo foi realizado tendo como base a estrutura de formação de preços divulgada pela ANP, assim como os preços de faturamento sem o ICMS, os preços ao consumidor, preços da distribuidora e a margem da revenda que são veiculadas pelo mesmo órgão. Através destes dados foi possível determinar grande parte dos elementos que compõe a formação de preços destes combustíveis. As dificuldades enfrentadas durante este processo se concentraram na determinação da margem da distribuição e do valor dos fretes tanto do formulador até a distribuidora, como da distribuidora ao posto.

Além disso, temos que considerar na mensuração da margem tanto das distribuidoras como dos postos, outros fatores que afetam diretamente o preço dos combustíveis, tais como a localização e estrutura do posto e o volume comercializado. Estes fatores são de grande importância no atual mercado de livre concorrência, onde pequenas diferenças podem elevar a parcela de mercado. A estrutura do posto é um grande diferencial para atrair o consumidor, caso esteja conservado e ofereça outros serviços, tais como lojas de conveniência com ou sem lanchonetes. A imagem do posto é o cartão de visitas para os consumidores que estão não só interessados em abastecer seus veículos, como também em consumir outros produtos.

A incidência tributária do ICMS é calculada através do preço de faturamento sem o ICMS, a alíquota estabelecida pelos governos estaduais e as margens de valor agregado estabelecidas em Convênios ICMS ou Atos COTEPE. O PIS/PASEP e COFINS são calculados a partir do preço de faturamento com ICMS e as alíquotas estabelecidas pela lei 9.990 de 2000. Já o CPMF da distribuição (P) é calculado sobre o preço de aquisição da distribuidora (M) mais a margem (N) e o frete (O), enquanto que o CPMF da revenda (T) é calculado sobre o preço de aquisição da revenda (R) mais a margem (S) da mesma. Em ambos os casos, é possível determinar o valor do tributo (P), no caso da distribuição o preço de faturamento da distribuição (Q) é dado e corresponde ao preço de aquisição da distribuidora (M) mais a margem (N) o frete (O) e CPMF da distribuição (P). Assim temos que:



$$P = (M+N+O) * CPMF\% \dots (1) \quad e \quad Q = M+N+O+P\dots(2);$$

Logo de (2), $M+N+O=Q-P$; pode ser substituído em (1), de modo que:

$$P = Q * CPMF\% / (1+CPMF\%)$$

Como o preço de faturamento da distribuidora (Q) é dado e a alíquota da CPMF é de 0,38%, é possível determinar o valor deste imposto apesar de não obtermos dados sobre o frete e a margem das distribuidoras. No caso do cálculo do CPMF da revenda é mais fácil já que o preço de aquisição e a margem da revenda são dados.

Nos impostos incidentes sobre os combustíveis ocorre o efeito “tributação em cascata”, onde o taxamento é realizado sobre o mesmo valor cumulativamente, sem desconsiderar os tributos já pagos em outras etapas da produção, conforme pode ser constatado na estrutura de formação de preços. A única exceção, a esta infeliz regra, está atribuída ao ICMS que é calculada sobre o valor agregado (margem de valor agregada) e, portanto a incidência deste tributo é realizada com base no valor adicionado em determinada etapa produtiva. O ICMS em substituição tributária é calculado sobre o valor do ICMS devido ao produtor, enquanto que o PIS/PASEP e COFINS são calculados a partir do preço de faturamento com ICMS. Da mesma forma, o CPMF devido tanto na distribuição como na revenda são baseados em valores com os impostos anteriores, dando origem a uma sobre taxa do mesmo produto.

Analisando o mercado de diesel de São Paulo, com base nos resultados obtidos através da pesquisa é possível observar que a margem praticada pela comercialização varia de 12 a 15% sobre o preço final ao consumidor. A margem da distribuição não é possível calcular, mas o valor adicionado nesta atividade é de aproximadamente R\$0,06 a R\$0,10 por litro. Isto correspondente a um aumento de 5% no preço de faturamento do produtor e equivale a 4% do



preço ao consumidor. A tributação inerente sobre a comercialização e distribuição de combustíveis se constituiu entre 48 a 50% do preço final ao consumidor.

No mercado de gasolina de São Paulo a margem de revenda varia entre 11 a 13% sobre o valor do preço ao consumidor. Enquanto que o percentual de impostos inerentes a esta atividade atingiu uma média de 80% do preço-bomba de gasolina em 2002 e 73% em 2003. Dentre os principais combustíveis estudados (diesel, glp), a gasolina apresenta o maior índice de tributação. A estrutura tributária é semelhante aos outros combustíveis, exceto pela adição de 25% de álcool ao composto da gasolina incluindo desta forma o preço do álcool anidro, adquirido pela distribuidora com o frete e os devidos impostos.

No mercado de GLP observa-se um crescente aumento dos preços, embora apresente pequenas oscilações. A margem média obtida com a comercialização corresponde em média a 17% do preço ao consumidor, alcançando o patamar de 23% durante alguns meses, segundo dados divulgados pela ANP. A margem da distribuição infelizmente não foi possível ser mensurada, devido às dificuldades já mencionadas anteriormente. Mas, podemos concluir que o valor adicionado⁸ gerado no processo entre a distribuição e a comercialização é de aproximadamente R\$9,00 por botijão, o que equivale a um aumento de 37% do preço do produtor. Em 2002 este valor agregado oscilou em média de 48%, sendo gradativamente reduzido em 2003. O total de impostos arrecadados com esta atividade equivale em média a 30% do preço ao consumidor, onde a CIDE e o ICMS são os principais responsáveis pela elevada taxa de tributos.

IV.2 Os impostos e contribuições incidentes na cadeia petrolífera

A Indústria Petrolífera possui uma tributação específica, isto se deve principalmente pelo fato de se tratar de um recurso natural não-renovável e conseqüentemente exaurível. O governo, com objetivo social de distribuir os elevados rendimentos gerados no upstream

⁸ O valor adicionado que está sendo analisado corresponde ao frete a margem da distribuição.



(exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural), sancionou através da lei 9.478/97 (artigo 45) as seguintes participações governamentais: royalties, participação especial, Bônus de assinatura e Pagamento pela ocupação ou retenção de área.

O decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998, regulamentou as participações governamentais e deu tratamento legal ao estabelecimento dos preços de referência utilizados para o cálculo destas participações.

A) Royalties

Os royalties representam uma compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural. O decreto 2.705 de agosto de 1998 regulamentou o critério de arrecadação dos royalties, instituindo um pagamento mensal efetuado a partir da data de início da produção comercial. A base de cálculo utilizada é o volume produzido e o preço de referência (baseado no preço internacional do petróleo) com relação a cada campo. Logo, a alíquota é variável dependendo da área pode estar entre 5 a 10% por campo produtor, sendo definida em cada contrato de concessão.

- i) A primeira corresponde à parcela mínima de 5% do valor da produção, onde houvesse lavra ou instalações marítimas/terrestres para embarque e desembarque de óleo ou gás natural. A repartição é estabelecida pela lei 7.990/89, a saber:

Tabela 13 - Parcela de até 5%	Terra	Mar
Estado Produtor	70%	30%
Município Produtor	20%	30%
Município com Instalações	10%	10%
Ministério da Marinha	-	20%
Fundo Especial (Estados e Municípios)	-	10%
Total	100%	100%

Fonte: Petrobrás

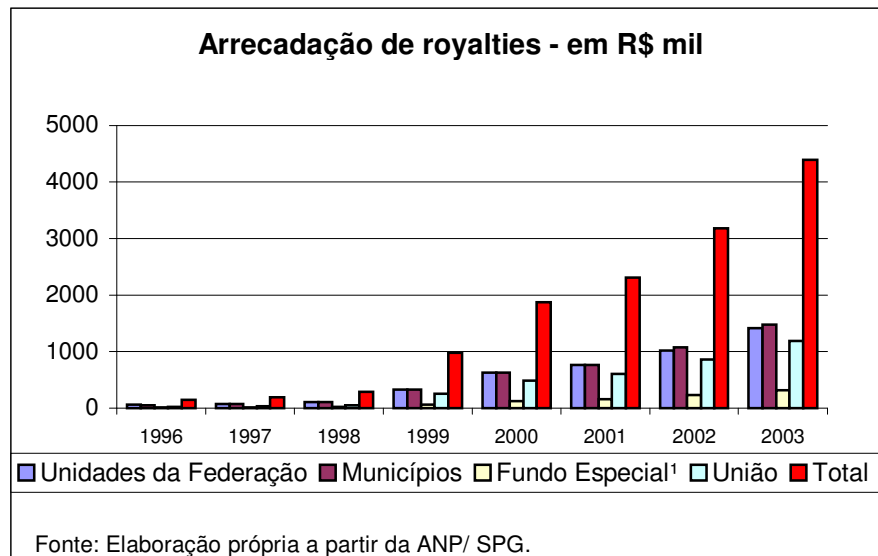


ii) A segunda corresponde à parcela acima dos 5% mínimos, distribuídos de acordo com o art 49 da Lei 9.478/97, a saber:

Tabela 14 - Parcela de 5% a 10%	Terra	Mar
Estado Produtor	52,5%	22,5%
Município Produtor	15,0%	22,5%
Município com Instalações	7,5%	7,5%
Min. Ciência/ Tecnologia	25,0%	25,0%
Ministério da Marinha	-	15,0%
Fundo Especial (Estados e Municípios)	-	7,5%
Total	100%	100%

Fonte: Petrobrás

Com a nova regulamentação, o montante total arrecadado com os royalties é bastante expressivo, registrando uma taxa de crescimento geométrica de 52% ao ano. Conforme pode ser verificado no gráfico abaixo, houve um aumento substancial da arrecadação após a mudança de critério estabelecido pelo decreto de 1998.





Ressalta-se que os valores pagos na forma de royalties são devidos pela Petrobrás, que atualmente desenvolve vários campos petrolíferos. Já que outras empresas embora estejam investindo na pesquisa e desenvolvimento de poços no processo de licitação, ainda não obtiveram sucesso com grandes descobertas. A tabela a seguir, descreve a arrecadação de royalties nos últimos anos, onde se verifica um aumento substancial em 1999, devido ao decreto 2.705/98 que instituiu o pagamento mensal desta contribuição.

Tabela 15 - Distribuição de royalties sobre a produção de petróleo e de gás natural, segundo beneficiários								
Beneficiários								
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Unidades da Federação	63.711	76.095	106.885	330.444	623.287	762.479	1.020.960	1.413.174
Municípios	57.266	71.364	101.355	327.440	622.860	769.298	1.070.436	1.474.619
Fundo Especial ¹	11.039	14.277	20.449	68.469	131.058	163.036	233.672	322.353
União	22.077	28.554	55.014	257.247	490.547	608.477	858.917	1.186.232
Total	154.093	190.289	283.704	983.600	1.867.753	2.303.290	3.183.985	4.396.378

Fonte: ANP/SPG, conforme as Leis n.º 7.990/89 e n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

Notas: 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.

¹ Fundo a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

B) Participação Especial

A participação especial é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração, produção de petróleo ou gás natural nos casos de grandes volumes de produção ou de alta rentabilidade. A lei 9.478/97 e o decreto 2.705/98 regulamentaram a participação, que é paga trimestralmente a partir do início da produção. A base de cálculo utilizada é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas na lei. Com alíquotas progressivas que variam entre 10 e 40%.



Tabela 16 - Participação Especial	Terra/ Mar
Estado Produtor	40%
Município Produtor	10%
Ministério das Minas e Energia	40%
Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal	10%
Total	100%

Fonte: Petrobrás

Na tabela abaixo, segue a arrecadação da participação especial dos últimos anos, cuja taxa de crescimento geométrica registrou cerca de 48%. No entanto, o valor obtido em 2003 foi quase o dobro da arrecadação de 2002, com um índice de crescimento de 99%.

Tabela 17 - Distribuição da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, segundo beneficiários				
Beneficiários	Participação especial distribuída (R\$)			
	2000	2001	2002	2003
Unidades da Federação	415.495.233,20	688.818.943,29	1.004.072.644,00	1.998.973.838,87
Municípios	103.873.808,17	172.204.736,06	251.018.157,00	499.743.459,56
União	519.369.041,51	861.023.680,29	1.255.090.806,00	2.498.717.298,43
Total	1.038.738.082,88	1.722.047.359,64	2.510.181.607,00	4.997.434.596,86

Fonte: ANP/SPG, conforme a Lei n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

Notas: 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.

C) Bônus de assinatura

O bônus de assinatura é correspondente ao montante ofertado pelo licitante vencedor da proposta para obtenção de concessão de petróleo e gás natural, e não pode ser inferior ao valor mínimo fixado no edital de licitação. Esta contribuição foi regulamentada pela lei



9.478/97 e o Decreto 2.705/98, destinando este recurso a ANP no ato da assinatura do contrato de concessão, em parcela única.

Na tabela a seguir, tem-se a arrecadação do bônus de assinatura das rodadas de licitação promovida pela ANP. A queda abrupta na quarta e quinta rodada, em parte, se deve ao aumento de oferta de blocos onshore em relação ao offshore, que não despertaram o interesse das empresas inscritas no leilão. A partir da quinta rodada, as regras instituídas pela ANP sofreram algumas modificações, para a avaliação das propostas de ofertas instituindo um peso maior ao conteúdo local para as atividades específicas durante a fase de exploração e desenvolvimento comparado ao bônus de assinatura. Por outro lado, a rodada 6 se constituiu num verdadeiro sucesso, apesar das incertezas surgidas às vésperas do leilão. Com a edição de uma liminar determinando que o petróleo descoberto em solo brasileiro seria considerado da União, que compraria toda a produção brasileira. Esta liminar foi posteriormente suspensa. Além disso, vários blocos devolvidos pela Petrobrás para a ANP foram incluídos na sexta rodada, tornando o evento bastante atrativo para outros investidores.

Tabela 18 - Bônus de Assinatura - em R\$	
Rodada 1	321.656.637
Rodada 2	468.259.069
Rodada 3	594.944.023
Rodada 4	92.377.971
Rodada 5	27.448.493
Rodada 6	665.196.028

Fonte: ANP.



D) Taxa de retenção de Área

A taxa de retenção ou ocupação de área surge com a Lei do Petróleo e regulamentada pelo decreto 2.705/98. A arrecadação anual é fonte de receita da ANP, conforme previsto em lei. Os valores são estabelecidos por quilômetro quadrado ou fração de área de acordo com o estágio de evolução da concessão. E fixados no edital e contrato de concessão, suscetíveis de atualização com base no IGP-DI (FGV).

A tabela a seguir registra a arrecadação da taxa de retenção ou ocupação de área com um crescimento geométrico de 40% até 2002. E uma queda em 2003 de 25% em relação a 2002, que está diretamente relacionado com a redução do número de blocos licitados nas últimas rodadas.

Etapas - Em R\$	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Exploração	19.719.601	47.628.953	54.313.433	89.216.351	107.559.814	80.192.264
Desenvolvimento	480.980	2.223.881	2.718.971	457.617	412.045	562.688
Produção	8.756.734	22.664.617	34.190.605	34.978.351	38.551.623	45.406.198
Total	28.957.315	72.517.451	91.223.009	124.652.319	146.523.482	126.161.151

Fonte: ANP/SPG, conforme a Lei n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

Notas: 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de competência na elaboração da tabela.

E) CIDE

A CIDE incide sobre a importação e a comercialização de petróleo e combustíveis. Os agentes contribuintes são: o produtor, o formulador e o importador, pessoa física ou jurídica, dos combustíveis líquidos.

De acordo com a Lei 10.366 de 19 de dezembro de 2001, o produto da arrecadação da CIDE será destinado, na forma de lei orçamentária, ao:



- I. Pagamento de subsídios a preços ou transporte de álcool combustível, de gás natural e seus derivados e de derivados de petróleo;
- II. Financiamento de projetos ambientais relacionados com a indústria do petróleo e do gás;
- III. Financiamento de programas de infra-estrutura de transportes;

De acordo com a art. 2º da Lei nº10.366/2001, (que dispõe sobre a importação e comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível) as alíquotas do imposto em questão incidente sobre a importação e comercialização no mercado interno, foram alteradas pelo decreto 4.565/03 para as seguintes alíquotas:

- i) Gasolinas, R\$ 541,10 por m³;
- ii) Diesel, R\$ 218,00 por m³;
- iii) Querosene de aviação, R\$ 65,30 por m³;
- iv) Outros querosenes, R\$53,80 por m³;
- v) Óleos combustíveis (alto teor de enxofre) R\$ 29,70 por ton;
- vi) Óleos combustíveis (baixo teor de enxofre) R\$ 40,90 por ton;
- vii) Gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e nafta, R\$ 167,60 por ton;
- viii) Álcool etílico combustível, R\$ 29,25 por m³;

O contribuinte poderá deduzir o valor da CIDE dos valores da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS devidos na comercialização, no mercado interno, dos produtos, até o limite de:

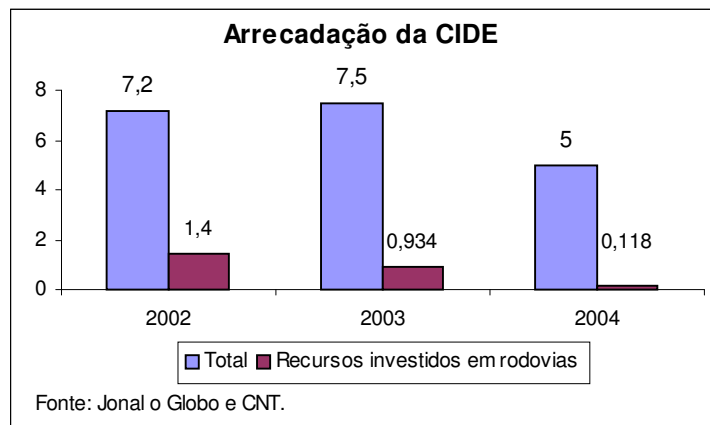
- Gasolina: R\$ 46,50 e R\$ 214,60 por m³;
- Diesel: R\$ 26,40 e R\$ 121,60 por m³;
- GLP: R\$ 29,80 e R\$ 137,80 por ton.

Apesar da lei especificar a aplicação dos recursos obtidos com a arrecadação do CIDE, verificamos que nem sempre o dinheiro chega ao destino. Isto pode ser comprovado com a aparente depredação em que se encontram as estradas brasileiras e os constantes engarrafamentos, principalmente nos estados metropolitanos, que refletem a necessidade de



construção de estradas. Esta situação é fruto da falta de manutenção e descaso das autoridades competentes já que nos últimos anos menos de 15% da arrecadação total obtida com a CIDE foram destinados ao financiamento em infra-estrutura de transportes.

No gráfico abaixo analisamos a arrecadação total de CIDE nos últimos anos, assim como os recursos destinados a infra-estrutura de transportes.



F) PIS & PASEP

As contribuições para os Programas de Integração Social de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/ Pasep) e para o financiamento da Seguridade Social (Confins) serão devidas pelas refinarias de petróleo. A base de cálculo destas contribuições é sobre o preço de faturamento dos combustíveis, incluindo o ICMS da atividade de refino. De acordo com a lei 9.990/00 regulamentado, com as seguintes alíquotas:



Tabela 20 - Venda	PASEP	COFINS	TOTAL
Gasolina Automotiva ¹	2,70%	12,45%	15,15%
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	2,56%	11,84%	14,40%
Óleo Diesel	2,23%	10,29%	12,52%
Querosene de Aviação ²	1,25%	5,80%	7,05%
Demais atividades ³	1,65%	3,00%	4,65%
Álcool p/ fins Carburantes*	1,46%	6,74%	8,20%

¹Exceto gasolina de aviação

²A partir de 10/12/2002, inclusive. De acordo com a lei 10.560/02.

³A partir de 01/12/2002, inclusive. De acordo com a lei 10.637/02. Incidência não cumulativa do PIS/PASEP.

Fonte: Petrobrás

O álcool para fins carburantes será devido pelas distribuidoras, exceto quando for adicionado a gasolina. É importante atentar para o fato de que alguns produtos em condições específicas terão suas alíquotas reduzidas a zero, são os seguintes casos:

A partir de 01/03/2002, Lei 10.312/01, o Gás Natural Canalizado, destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT).

A partir de 01/04/2002, Lei 10.336/01, a Nafta petroquímica vendida às Centrais Petroquímicas.

G) Imposto sobre Operações Relativas à circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de comunicação (ICMS).

O ICMS é um imposto estadual indireto e “será não-cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal”. Este dispositivo impede o taxamento excessivo sobre o mesmo produto. Os fatos geradores para a incidência deste imposto são: i) circulação de mercadorias dentro de um mesmo Estado ou entre Estados; ii) prestação de serviço de comunicação, incluindo telefonia, radiotransmissão, telex, etc., serviços urbanos, interurbanos e internacionais e, iii) prestação de serviços de transporte intermunicipal ou interestadual.



A base de cálculo deste imposto é o preço máximo ou único de venda a consumidor, incluído o ICMS. Em alguns casos, como o imposto incidente sobre a venda de gasolina, diesel e GLP, utiliza-se o regime de substituição tributária a fim de reduzir a sonegação fiscal. A substituição tributária é a modalidade de tributação em que a Lei permite que um determinado contribuinte seja o responsável pelo recolhimento do ICMS devido por outros contribuintes, relativamente às operações antecedentes, operações subseqüentes, ou operações antecedentes e subseqüentes (integral). Nesse caso, a base de cálculo do ICMS é o valor sobre o qual o contribuinte substituto aplicará a alíquota respectiva incidente uma única vez, sobre a operação anterior, posterior, ou ambas. Em geral o preço de venda do contribuinte substituído, libera todas as demais operações, que ficam dispensadas do pagamento deste imposto. Na falta do preço de venda, calcula-se o ICMS com base em uma margem de lucro presumido definida nos convênios ICMS, no âmbito do CONFAZ (Nota Técnica SEE 13, 2001).

7.1. Incidência do ICMS sobre o Petróleo e Combustíveis

De acordo com a constituição Federal de 1988, os Estados possuem o poder de editar as leis relativas à cobrança de ICMS, assim como as alíquotas devidas em seu território. O ICMS, sobre as operações interestaduais de comercialização de petróleo e seus derivados combustíveis e lubrificantes, é devido ao Estado de destino. Já que a constituição Federal de 1988 prevê a imunidade de cobrança⁹, segundo o Supremo Tribunal Federal, no Estado de origem.

O ICMS incide sobre a comercialização do petróleo bruto (nacional ou importado), nas operações de importação e no momento da sua venda às refinarias particulares. Em operações interestaduais não há regime de substituição tributária para o petróleo. Portanto, a substituição tributária dos combustíveis¹⁰ ocorre na modalidade subseqüente. No caso da gasolina, diesel e GLP, a refinaria é responsável pelo recolhimento e retenção do imposto.

⁹ Disposto no art. 155 § 2º, inciso X, alínea b.

¹⁰ Lei complementar 87/96, de 16 de setembro de 1997.



CONCLUSÃO

Este trabalho tem como objetivo mensurar o valor adicionado pelas indústrias petrolíferas no Brasil. Sendo assim, primeiramente apresentamos o conceito e os métodos de cálculo do valor agregado com o intuito de esclarecer as ferramentas utilizadas para este estudo. A seguir descrevemos as principais estratégias empregadas pelas empresas em busca de ganhos de escala e escopo e uma parcela maior do mercado. Isto foi empregado com o intuito de facilitar a análise das empresas, confrontando as estratégias empregadas e os resultados e faturamentos obtidos.

Para isto, realizamos um breve estudo das diversas atividades da indústria petrolífera, assim como a importância e as especificidades de cada área. Ressaltamos com isto o papel da logística para o desempenho das empresas num mercado competitivo.

Os elementos apresentados foram expostos com o objetivo de destacar a importância do Produto Interno Bruto (PIB) gerado pela indústria petrolífera, que está crescendo a cada ano, em 2002 representou 7% do PIB do Brasil. E a participação de cada atividade da cadeia de produção sobre total, onde de acordo com os dados citados apresenta o refino, com 42% em 2002, como a atividade responsável pela maior parte do produto gerado por esta indústria seguido pela extração, comércio de combustíveis e produção e distribuição de gás. Destacando o papel da Petrobrás na geração de renda para o país, que representou em 2002, 81% do PIB do Petróleo e 5% do PIB do Brasil.

Além disso, analisamos o mercado de distribuição do Brasil após a liberalização dos preços, os desafios, estratégias e dificuldades que as grandes empresas estão enfrentando atualmente. Onde apesar do crescimento de distribuidoras independentes e de postos de bandeira branca, as grandes empresas mesmo com a abrupta perda da parcela de mercado estão reagindo e se adaptando a nova situação. Embora, a tendência seja de aumento do número de empresas independentes e conseqüentemente da concorrência enquanto houver



perspectiva de lucros. Caso a ANP não adote uma política de fiscalização mais acirrada corre-se o risco de aumentar ainda mais o volume de reclamações e problemas, que tem surgido com o crescimento deste mercado, principalmente com relação a discussão de recolhimento de impostos e de adulteração de combustíveis.

Com esta pesquisa também foi possível analisar o volume de impostos arrecadados por este setor. Por exemplo, no caso dos royalties que beneficiam os municípios das regiões próximas aos campos de petróleo, estes são de extrema importância para estas comunidades, cujos recursos beneficiam o crescimento e desenvolvimento da cidade e de seus habitantes. Por outro lado, atenta para as alíquotas incidentes sobre esta atividade que acaba por onerar o consumidor final. E o grande problema que o Brasil enfrenta em relação aos tributos cobrados em cascata, exceto é claro o ICMS, que incide sobre o valor adicionado.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, Edmar. “Fundamentos de Economia da Energia – Petróleo”. Rio de Janeiro, COPPEAD / UFRJ. IE, 2003.

ALVEAL, Carmen. “Os desbravadores – A Petrobrás e a construção do Brasil Industrial”. Rio de Janeiro, Relume Dumará: ANPOCS, 1994.

BRASIL, Agência Nacional do Petróleo. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural. Rio de Janeiro, ANP, 2003.

_____Ministério das Minas e Energia. Balanço Energético Nacional, 2003.

_____Comissão de Valores Mobiliários. Balanço das Empresas de Capital Aberto, 2003.

_____Empresa Brasileira de Petróleo Ipiranga. Relatório Financeiro, 2004.

_____Petróleo Brasileiro S/A. Petrobrás. Análise Financeiras e Demonstrações Contábeis, 2003.

CAVANHA FILHO, Armando. “Logística – Novos Modelos”. Ed. Qualitymark, junho 2001. Cap.II

DUTRA, Luís E. D. e CECCHI, José C. “Petróleo, Preço e Tributos”. Rio de Janeiro, Ed. Tama, 1998.

GUIMARÃES, E. A. “Acumulação e crescimento da firma”. Zahar, Rio de Janeiro, 1982.

HAY, D. e MORRIS, D. “Industrial Economics and Organization Theory and Evidence”. Oxford. Oxford University Press, 1991.

HAYES, R.H., WHELLWRIGHT. S.C., CLARK, K.B., “Dinamic manufacturing”, New York Free Press, cap3, p.61-95, Nova Iorque, 1988

IOOTTY, Mariana P. D. “Fusões e aquisições, diversificação e coerência corporativa – Uma análise para as empresas líderes da Indústria Manufatureira Norte Americana nos anos 90”. Rio de Janeiro, Tese de Mestrado Instituto de Economia / UFRJ, 2002.



MATZ, Marcello. “Estratégias das Empresas Petrolíferas no Brasil Face à Abertura do Mercado”. Rio de Janeiro, Tese de Mestrado COPPE / UFRJ, 2000.

MACHADO, Giovani V. “Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil: 1997-2002”. Rio de Janeiro, Nota Técnica da ANP nº19. Junho 2004.

NOVAES, Antonio G. “Logística e Gerenciamento da cadeia de distribuição”. Ed. Campos. Rio de Janeiro, junho 2001. Cap I

ROSSETTI, José P. “Contabilidade Social”. São Paulo. Ed. Atlas, 1992.

ROSSETTI, José P. “Introdução a Economia”. São Paulo. Ed. Atlas.1988.

SALVATORE, D., DIULIO E., CAMPINO A., COMUNE A., “Introdução a Economia”. São Paulo. Ed. Schaum Mcgraw-Hill. 1980.

Sites Visitados:

<http://www.ipiranga.com.br>

<http://www.petrobrás.com.br>

<http://www.shell.com.br>

<http://www.esso.com.br>

<http://www.sitedopetroleo.com.br>