



UnB
Universidade
de Brasília



UFPB
UNIVERSIDADE FEDERAL
DA PARAÍBA



UNIVERSIDADE FEDERAL
DE PERNAMBUCO



UFRN
UNIVERSIDADE FEDERAL DO
RIO GRANDE DO NORTE

Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-graduação em Ciências Contábeis

APURAÇÃO DE CUSTOS EM REFINARIAS DE PETRÓLEO: um caso simulado.

Dissertação apresentada ao Programa Multiinstitucional e Inter-regional de Pós-graduação em Ciências Contábeis da UnB/UFPE/UFPB/UFRN, pelo mestrando MÁRIO HERMÍNIO GIRARD, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de mestre.

RECIFE, 2007

MÁRIO HERMÍNIO GIRARD

APURAÇÃO DE CUSTOS EM REFINARIAS DE PETRÓLEO: um caso simulado.

Dissertação apresentada ao Programa Multiinstitucional e Inter-regional de Pós-graduação em Ciências Contábeis da UnB/UFPE/UFPB/UFRN, pelo mestrando MÁRIO HERMÍNIO GIRARD, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de mestre.

Orientador: Professor Dr. Jeronimo José Libonati

RECIFE, 2007.

MÁRIO HERMÍNIO GIRARD

APURAÇÃO DE CUSTOS EM REFINARIAS DE PETRÓLEO: um caso simulado.

Dissertação apresentada ao Programa Multiinstitucional e Inter-regional de Pós-graduação em Ciências Contábeis da UnB/UFPE/UFPB/UFRN, pelo mestrando MÁRIO HERMÍNIO GIRARD, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de mestre.

Orientador: Professor Dr. Jeronimo José Libonati

Aprovada em: 08/10/2007

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jeronimo José Libonati – Orientador
Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis da
UnB, UFPB, UFPE e UFRN

Prof. Dr. Paulo Schmidt
Examinador Externo - UFRS

Prof. Luiz Carlos Miranda
Examinador Interno – UnB, UFPB, UFPE e UFRN

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a **DEUS**, por tudo que sou e tudo que Ele me deu.

Agradeço a meus pais (in memoriam) pela educação e determinação que me ensinaram.

Agradeço aos meus familiares que sempre compreenderam as minhas ausências para cumprir com os afazeres do programa e em especial ao meu filho Marcelo que me acompanhou nessa maratona.

Agradeço a todos os professores do programa com destaque para o Professor Dr. José Francisco Ribeiro Filho, que me encorajou a participar desse mestrado.

Agradeço ao meu orientador, Professor Dr. Jeronymo Libonati pela sua colaboração e motivação prestadas para elaboração desse trabalho.

Agradeço ao meu amigo, Prof. José Maria da Silva, que muito me ajudou no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos meus amigos acadêmicos e aos amigos de trabalho que sempre me incentivaram e a todos aqueles que de alguma forma contribuíram direta ou indiretamente para realização desse objetivo.

APURAÇÃO DE CUSTOS EM REFINARIAS DE PETRÓLEO: um caso simulado.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo provocar uma discussão sobre o sistema de apurar custos em refinarias de petróleo tendo em vista uma citação feita pelo Professor Charles Horngren em seu livro Contabilidade de Custos, no qual ele divulga uma pesquisa feita no Reino Unido em que as refinarias de petróleo não adotam o sistema de custos conjuntos apesar de sua produção ser considerada como tal. Visando sistematizar e racionalizar o desenvolvimento desse trabalho, foi usado o método dedutivo para alcançar o objetivo proposto. Procuramos, inicialmente, para contextualizar o nosso tema de apurar custos em refinarias de petróleo, através de pesquisas em livros, sites, jornais e revistas do ramo petrolífero, analisar todo o processo produtivo, não só no Brasil, como também, no cenário mundial. No caso do Brasil, chegamos à conclusão que, devido à política da Agência Nacional de Petróleo (ANP), que visa dar suporte financeiro à empresa que monopoliza todo o sistema petrolífero no Brasil a PETROBRÁS, os preços de venda dos produtos oriundos das refinarias de petróleo são considerados estratégicos, portanto não tem nenhum relacionamento com os custos de produção, dessa forma qualquer sistema que se adote, desde que o resultado final seja um lucro que dê suporte financeiro à PETROBRÁS para novos investimentos, é suficiente. Já com os países que têm seus preços dependendo da livre concorrência é recomendada à adoção dos custos conjuntos.

Palavras-chaves: 1. Contabilidade de Custos 2. Refino de Petróleo 3. Custos Conjuntos 4. Processo Produtivo

APURAÇÃO DE CUSTOS EM REFINARIAS DE PETRÓLEO: um caso simulado.

ABSTRACT

This present study has as objective to provoke a discussion about the system of cleaning costs in refineries of petroleum tends in view a citation by Charles Horngren in his book Management Accounting, in which he publishes a research done in United Kingdom in that the refineries of petroleum doesn't adopt the system of united costs in spite of its production to be considered as such. Seeking to systematize and to rationalize the development of that work, the deductive method was used to reach the proposed objective. We sought, initially, to context our theme of cleaning costs in refineries of petroleum, through researches in books, sites, newspapers and magazines of the petroleum branch, to analyze the whole productive process, not only in Brazil, as well as, in the world scenery. In the case of Brazil, we reached the conclusion that, due to the politics of the National Agency of Petroleum (ANP), seeks to give financial support to the company that monopolizes the whole petroleum system in Brazil, the Petrobrás, the prices of sale of the products originating from of the refineries of petroleum are considered strategic, therefore it doesn't have any relationship with the production costs, in that way any system that is adopted, since the final result is a profit that gives financial support to Petrobrás for new investments, it is enough. The countries that have their prices already depending on the free competition it is recommended to the adoption of the united costs.

Key-Words: 1. Management Accounting 2. Refineries of Petroleum 3. Cleaning Cost 4. Productive Process.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxo logístico dos oleos lubrificantes	99
Figura 2 - Esquema de processo de produção de lubrificantes	101
Figura 3 - Principais determinantes da lucratividade a Longo Prazo	103
Figura 4 - Lucratividade acumulada	106
Figura 5 - Evolução da composição do valor agregado	108
Figura 6 - Transformação na estrutura de custos	109

LISTA DE QUADRO

Quadro 1 - Comparação entre a organização tradicional e a moderna	110
---	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Categoria de custos	113
Tabela 2 - Direcionadores de recursos	114
Tabela 3 - Fator de consumo de recursos	115
Tabela 4 - Custos das atividades	116
Tabela 5 - Direcionadores de custos de atividades (Reduc)	117
Tabela 6 - Direcionadores de custos de atividades (Rlam)	118
Tabela 7 - Custo dos Produtos	119
Tabela 8 - Custo dos Clientes	120

SUMÁRIO

<u>CAPÍTULO 1</u>	
1.1 - Introdução	10
1.2 - Caracterização do Problema	11
1.3 - Objetivos	12
1.3.1 - Geral	12
1.3.2 - Específicos	12
1.4 - Justificativa	12
1.5 - Proceder Metodológico	13
1.6 - Delimitação da Pesquisa	13
<u>CAPÍTULO 2</u>	
2.1 - Uma Visão Histórica da Exploração do Petróleo	14
2.2 - Refino do Petróleo	26
2.2.1 - Características Técnicas do Refino	28
2.2.2 - Características Econômicas do Refino	38
2.2.2.1 - A Complexidade do Processo	38
2.2.2.2 - A Economia de Escala	40
2.2.2.3 - Custos	46
2.2.3 - Considerações Gerais	49
2.3 - As Dificuldades da Atividade de Refino	51
2.3.1 - O Perfil da Demanda	51
2.4 - O Refino no Mundo	62

2.4.1 - Aspectos Gerais	62
2.4.2 - O Refino nos Estados Unidos	65
2.4.3 - O futuro do Refino no Mundo	69
<u>CAPÍTULO 3</u>	
3.1 - Refino do Petróleo no Brasil	73
3.1.1 - Retrospecto	73
3.1.2 - A Atual Situação	76
3.1.3 - Evolução da Carga Processada nas Refinarias	77
3.1.4 - Evolução do Fator de Utilização das Refinarias	79
3.1.5 - Evolução do Perfil das Refinarias Brasileiras	80
3.1.6 - Perspectivas de Evolução do Parque Fabril	81
<u>CAPÍTULO 4</u>	
4.1 - A História dos Custos	85
4.1.1 - Conceito	85
4.1.2 - Evolução Histórica	85
4.2 - Sistemas de Apurar Custos	87
4.3 - Formas de Custear Produtos	87
4.3.1 - Custeio por Absorção	88

4.3.2 - Custeio Direto (ou Variável)	88
4.3.3 - Custeio Pleno (ou Integral) - RKW	89
4.4 - Finalidades de Uso dos Custos	89
4.4.1 - Custos para Determinação de Resultados	91
4.4.2 - Custos para Controle	91
4.4.3 - Custos para Tomada de Decisão	91
4.5 - Utilização de Custos por Atividades não Industriais	92
4.6 - Produção Conjunta	92
4.6.1 - Conceito	92
4.6.2 - Distinção entre Co-Produto, Subproduto e Sucata	92
4.6.3 - Critérios de Apropriação dos Custos Conjuntos	93
4.6.3.1 - Método do Valor de Mercado	95
4.6.3.2 - Método dos Volumes Produzidos	95
4.6.3.3 - Método da Igualdade do Lucro Bruto	95

<u>CAPÍTULO 5</u>	
5.1 - Simulação de Um Caso	96
5.1.1 - Obtenção de Matéria Prima	99
5.1.2 - A Produção de Óleos Básicos Parafínicos	99
5.1.3 - Lucratividade	102
5.1.3.1 - Lucratividade por Produto	104
5.1.4 - Mudança na Estrutura de Custos	108

5.1.5 - O Papel da Informação de Custos	110
5.1.6 - Sistema de Custio ABC	111
5.1.7 - Simulando um Caso Prático com Aplicação do ABC	112
5.2 - Considerações Finais	121
REFERÊNCIAS	122
Anexo 1 - A História do Petróleo no Brasil	130
Anexo 2 - Decreto nº 60.184 de 08/02/1967 que aprovou o re- gimento do CNP (parte)	135

CAPÍTULO 1

1.1 – INTRODUÇÃO

A proximidade de instalação de uma refinaria de petróleo no complexo industrial de Suape-PE, é oportuno fazer um estudo de um sistema para apurar custos em empresas desse ramo de atividade.

A ciência da contabilidade, através do uso de modelos, desenvolveu ao longo do tempo os diversos sistemas para apurar custos. Assim é que foram desenvolvidos muitos sistemas e a depender do ramo de atividade e da informação que se deseja obter, todos têm sua aplicabilidade.

Nem sempre o sistema adotado por algum ramo de atividade fabril é o mais recomendado e mais apropriado. Isto tem sido constatado e divulgado através da literatura existente. Há empresas, que adotaram determinado sistema para apurar seus custos de produção e depois chegaram à conclusão que o sistema adotado não fornecia informações convincentes ou não apuravam adequadamente os custos de produção.

Os esforços dos profissionais da área contábil no intuito de desenvolver sistemas que se prestem adequadamente a cada ramo de atividade, apurando os custos e fornecendo informações gerenciais precisas é que proporcionaram a feitura de diversos e variados sistemas. A partir da existência dos vários sistemas de apuração dos custos é importante que se discuta qual o que melhor se adapta às refinarias de petróleo.

Dentro deste contexto e vislumbrando uma informação não só para a classe de contabilistas como também para toda a sociedade é que surge o interesse pela investigação que se propõe, no sentido de mostrar o que hoje existe e a partir daí possa surgir, através de discussões, a busca por um sistema de custos que atenda as exigências empresariais das refinarias de petróleo, se for o caso.

A literatura revela que o processo industrial em que de uma mesma matéria prima são fabricados vários produtos, que são denominados de co-produtos, subprodutos e sucata. Para esse processo é dada a denominação de Produção Conjunta. Daí também a denominação de custos conjuntos para apurar os custos dos diversos co-produtos. Essa é uma técnica especial, para não incorrer no sofisma de que todos os produtos teriam os mesmos custos de produção, entretanto seus preços de venda por serem diferenciados acarretariam lucros nos de maiores preço de venda e prejuízos nos de menor preço de venda. As refinarias de petróleo por se enquadrarem dentro dessa conceituação devem fazer uso dessa ferramenta.

Ainda, segundo a evolução histórica dos custos, um sistema de custo para ser eficaz e fornecer informações de relevância para a administração deve atentar para três aspectos: a) apurar os custos para determinar de forma adequada o resultado e por conseguinte valorar os estoques corretamente; b) que as informações decorrentes do sistema forneçam condições de controle; e c) que as informações forneçam elementos para subsidiar os gestores na tomada de decisões.

1.2 – CARACTERIZAÇÃO E DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

As mudanças no cenário da economia, não só nacional como mundial através da globalização, fazendo com que fosse desencadeada uma concorrência acirrada, incentivaram os profissionais da contabilidade a procurar cada vez mais inserir técnicas e conhecimentos científicos que propiciem

formas mais eficientes de se apurar custos e de fornecer informações gerenciais mais precisas aos gestores.

Desta forma, dentre os vários sistemas de custos instituídos, desenvolveu-se um que procura servir as empresas que a partir de uma mesma matéria prima produz diversos produtos. Este é o caso das refinarias de petróleo. Este sistema de produção é conhecido como produção conjunta, onde a partir de uma mesma matéria prima fabricam diversos produtos, tais como: gasolina, óleo, graxa, querosene e muitos outros produtos culminando com a borra (subproduto) que é o asfalto.

A idéia que se tem é que as refinarias de petróleo adotem um dos vários métodos de se apurar custos para a produção conjunta, quais sejam: método do valor de mercado; método dos volumes produzidos; método da igualdade do lucro bruto, método das ponderações, etc.

Segundo Blayney e Yokoyama apud HORNGREN (2000, P.393), “as refinarias de petróleo do Reino Unido não fazem alocação dos custos conjuntos”. Os autores da pesquisa observaram que a maioria das refinarias de petróleo levou em conta que a natureza complexa dos processos envolvidos e o grande número de outputs de produtos conjuntos tornaram impossível estabelecer qualquer distribuição de custo com significado real aos produtos.

Logo, no intuito de trazer a tona discussões relativas ao sistema de custos em refinarias de petróleo, tendo em vista a pesquisa feita no Reino Unido, surge o seguinte questionamento: **Será que o sistema de custos conjuntos não atende as necessidades das refinarias de petróleo?**

1.3 – OBJETIVOS

1.3.1 – OBJETIVO GERAL

Investigar, através da simulação de um caso, se o sistema de custos conjuntos, atende as necessidades das refinarias de petróleo.

1.3.2 – OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Descrever o fluxo de produção em refinarias de petróleo.

- Revisar a literatura que trata sobre produção conjunta e os modelos de custeamento sugeridos para este tipo de atividade.
- Realizar a simulação de um caso.

1.4 – JUSTIFICATIVA

Estando o Estado de Pernambuco em vésperas de sediar a implantação de uma refinaria de petróleo, apresenta-se um momento propício para colocar em discussão a forma de se apurar custos.

Dessa forma, é importante que se estude e divulgue qual a forma de se apurar custos por refinarias de petróleo, que de uma mesma matéria prima fabricam vários produtos. É importante também realçar que o sistema deve contemplar as três funções básicas dos custos, ou seja: determinar resultado, gerar informações para controlar, e subsidiar o processo decisório.

A literatura apresenta diversos modelos para tratar as características da produção conjunta. Contudo, a diversidade de modelos, requer um estudo de qual o modelo se aplica ao refino de petróleo.

O presente estudo, que irá avaliar o fluxo de produção de uma refinaria de petróleo e a partir daí, em confronto com a literatura existente, simular um caso para verificar se o modelo de mensurar custos através do sistema de custos conjuntos atende as necessidades das refinarias de petróleo.

Tendo em vista as premissas levantadas, o trabalho se justifica pelo caráter de discussão que poderá ser suscitado, bem como a relevância do setor a ser estudado, na economia global.

1.5 – PROCEDER METODOLÓGICO

O método de abordagem do presente trabalho foi o dedutivo, tendo em vista que foi desenvolvida uma investigação de caráter analítico-documental complementada por uma constatação do fluxo de produção numa refinaria de petróleo.

Através da literatura, que abrange temas de custos e de processo de produção foi simulado um modelo de apurar custos em refinarias de petróleo.

1.6 – DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

Esta pesquisa ficou limitada ao exame da literatura que trata do assunto, a verificação do fluxo de produção de uma refinaria de petróleo e a simulação de um caso de como se apurar custos em refinarias de petróleo. Por se tratar de um fluxo de produção bastante complexa, complexa também fica a definição de um sistema de apurar custos que seja o mais adequado.

O trabalho sofreu um prejuízo muito significativo, devido exigüidade de tempo, que impediu a coleta de melhores informações para um aprofundamento mais detalhado do assunto.

CAPÍTULO 2

2.1 – UMA VISÃO HISTÓRICA NA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

Toda a História da indústria do petróleo foi marcada por um esforço contínuo e obsessivo para redução de aspectos pouco econômicos característicos das atividades que a compõem e de custos de competição livre, por meio de um controle centralizado da indústria.

Entre 1859 e o final do século XIX houve uma fase de decolagem da indústria que representou um fenômeno quase único nos Estados Unidos mas marginal no contexto da indústria de energia desse país. Construído por *John Rockefeller* nos últimos 30 anos do século XIX, o monopólio da *Standard Oil*, nos Estados Unidos, foi contestado juridicamente a partir de 1895 e o seu desmantelamento, em 1911,

gerou três das maiores multinacionais do petróleo: *Mobil Oil*, *Socal*, e *Exxon*. No entanto, a contestação de natureza econômica ocorreu em 1901, com a descoberta de um petróleo de qualidade, abundante e acessível no meio-oeste e no sul do país.

As rendas dessas reservas foram a fonte de crescimento de duas empresas que ganharam rapidamente peso internacional: *Texas Co (Texaco)* e *Gula Oil*. (CECCHI, 1998). A *Royal Dutch* e a *Shell*, que já exploravam campos em Sumatra, Bornéu e Rússia, ao se unirem, em 1907, formaram o maior grupo petrolífero de origem não americana.

Em 1914, para garantir o abastecimento de seus navios e não depender da *Shell*, *Winston Churchill*, então chefe da armada britânica, convenceu o parlamento a aprovar a compra da *Anglo Persian*, o que foi o ponto de partida para a construção da *British Petroleum*.

A segunda fase da indústria do petróleo foi marcada pelo aumento do consumo de petróleo fora dos Estados Unidos, a entrada no mercado de novas áreas de produção no Oriente Médio, a formação das maiores internacionais¹ e a organização de mercados regionais que constituíam um mercado internacional. A indústria do petróleo deixou de ser um fenômeno americano para se tornar um fenômeno global.

Resumindo, a segunda fase da indústria do petróleo representou a marcha das maiores em direção ao controle dos mercados internacionais. O setor mais importante e estratégico da indústria passou a ser a exploração e a produção do petróleo, uma vez que o controle sobre as atividades de refino e de distribuição em uma escala mundial não foi possível.

Verifica-se, portanto, nas primeiras duas décadas do século XX, a crescente contestação da posição que a *Standard Oil* conquistara no fim do século XIX. Esta abertura foi acompanhada por um aumento de competição, por busca desenfreada por novos mercados e por freqüentes guerras de preços.

¹ As empresas internacionais de petróleo, também denominadas maiores, são as seguintes: 1)Exxon: inicialmente denominada Standard Oil of New Jersey, que por sua vez, resultou do desmantelamento da Standard Oil, fundada em 1870 por John Rockefeller; 2)Royal Dutch Shell: fundada em 1907, a partir da fusão da Royal Dutch Petr Co. com a British Shell Transport and Trading Co.; 3)British Petroleum (BP): corresponde à Anglo Persian Oil Co., fundada em 1909 por William Knox D'Arcy e completamente britânica; 4)Gulf Oil: criada em 1907 e vendida em 1984 para a Chevron; 5) Chevron: corresponde à Standard Oil of California, resultante do desmantelamento da Standard Oil em 1911;6) Mobil Oil: corresponde à Socony Mobil, também resultante do desmantelamento da Standard Oil; 7)Texaco: americana e fundada no início do século XX; A Companhia Francesa de Petróleo (CFP) é normalmente associada com essas sete empresas devido ao papel similar e à sua importância histórica. Tal empresa foi fundada em 1924, pelo Governo diferencial sobre as demais empresas.

A partir de 1928, barreiras relacionadas ao acesso às jazidas de menor custo de extração foram erguidas por meio de acordos secretos entre as empresas². Até os anos 50, a *Exxon, Shell, Mobil, Anglo-Persian, Socal, Texaco, Gulf Oil* formaram o cartel das Sete Irmãs, logrando estabelecer um sistema de preços que, por um lado, garantia a apropriação das rendas geradas no Lago Maracaibo e no Golfo Pérsico e, por outro, impedia que a queda dos custos, resultante do desenvolvimento das novas regiões, repercutisse nos preços internacionais.

O cartel também conseguiu controlar eficientemente a produção, de modo a equilibrar a demanda em crescimento exponencial e a oferta das empresas já instaladas, sem permitir a entrada de novos produtores. A instituição do cartel tornou-se um “modelo” de regulação corporativa privada, muito distante do conceito de concorrência imperfeita da teoria econômica convencional. Nesta fase da evolução da indústria, entretanto, o aprendizado sobre a importância da intervenção institucional, a fim de organizar e controlar racionalmente a expansão da indústria fazia escola no mundo³.

No final dos anos 40, as maiores controlavam, na sua maior parte, conjuntamente, 82% de todas as reservas provadas de petróleo fora dos Estados Unidos e do Bloco Soviético, 86% da produção de petróleo e 77% da capacidade de refino de petróleo. Isto se explica pela estrutura fortemente integrada das maiores, tanto horizontal quanto vertical, a forte coordenação das estruturas estratégicas e operacionais, especialmente no segmento à montante das atividades petrolíferas, o sistema de fixação de preços e a pré-determinação de cotas, tanto no segmento à montante quanto no segmento à jusante das atividades petrolíferas (CLÔ, 2000).

O poder de fixar preços mudou de mãos em 1961, após a criação de um novo cartel, a OPEP, que reúne os países exportadores de petróleo. O novo cartel só teve condições de realmente ditar preços a partir de 1973, quando o barril de petróleo passou de três para doze dólares. O processo de nacionalização das reservas e do capital petrolífero nos países membros se estendeu por toda a década de 1970 e, entre 1978 e 1980, no auge do exercício do seu poder, a OPEP elevou o preço do barril de 18 para 36 dólares.

² A possibilidade de cartelização existe sempre que um grupo de grandes produtores encontra interesses comuns o bastante para levá-los a determinar o preço e regular o mercado a partir do controle conjunto da produção; fixam-se, então, cotas para cada membro do grupo. Porém, quanto maior for a presença de produtores marginais e a diversidade das condições de produção entre os participantes do cartel, mais difícil será manter o controle do conjunto e maior será a chance de ruptura dos acordos e a instabilidade dos preços.

³ Dentre as inovações institucionais, cabe registrar (ALVEAL, 1996): a) participações acionárias diretas de governos, como o governo britânico adquirindo majoritariamente as ações da Anglo Persiam Company, em 1914; b) criação de empresas estatais, a exemplo da YPF, na Argentina (1922) e da CFP, na França (1924); c) regulamentações emergentes da indústria de petróleo em diversos países; novas condições contratuais reivindicadas pelos países produtores na outorga de concessões.

Esses eventos foram denominados choques do petróleo porque provocaram uma grave crise energética e contribuíram para reduzir o ritmo de crescimento da economia mundial (CECCHI, 1998). Desde o final da Primeira Guerra Mundial até o Primeiro Choque do Petróleo⁴, em 1973, o controle exercido pelas *majors* sobre as concessões de petróleo do Oriente Médio permitiu que as mesmas desenvolvessem uma liderança estratégica de custos. A dominação se tornou evidente à medida que tais empresas consolidaram sua presença e controle sobre as reservas mais baratas da região. Tais empresas tinham o objetivo de obter o controle completo sobre as grandes concessões, maximizar a produção e explorar as vantagens geológicas.

No entanto, tais empresas também privilegiaram uma estratégia de internacionalização, na busca de novas fontes de petróleo que pudessem ser facilmente manipuladas e usadas, mesmo que não fossem tão baratas quanto as do Oriente Médio. Em suma, multinacionais permaneceram assentadas sobre as jazidas e o capital produtivo acumulado durante a primeira metade do século XX.

Devido à escalada dos preços do petróleo nos anos 70, os países consumidores buscaram reduzir a participação do petróleo nas matrizes energéticas de suas economias. Os países detentores de reservas assumiram, por meio da revisão das concessões, o controle das riquezas acionais, visando utilizar a renda petrolífera como principal fonte de financiamento do desenvolvimento econômico. O controle das reservas pelas empresas públicas de petróleo recém-criadas nesses países reforçou a importância da dimensão geopolítica e fez com que as reservas e a produção mundial passassem a ser concentradas nas empresas dos países da OPEP.

Tal movimento consagrou barreiras institucionais à entrada das companhias internacionais na exploração e na produção, gerando, conseqüentemente, um processo de desverticalização das mesmas e a redistribuição das cartas do jogo petrolífero: de um lado empresas multinacionais, agora sem reservas, mas dispendo de um esquema de refino e distribuição e acesso aos principais mercados e, de outro, empresas estatais, novas proprietárias das reservas, mas sem o acesso ao consumidor.

A saída das maiores e a entrada de novos produtores gerou uma desconcentração da produção de petróleo e o desaparecimento de uma oferta coordenada de petróleo por meio de consórcios, contratos de longo prazo. O grau de integração vertical das *majors*, dado pela relação entre a quantidade de petróleo

⁴ Tal evento foi denominado “choque” do petróleo porque provocou uma grave crise energética e contribuiu para redução do crescimento da economia mundial.

produzido e a quantidade de produtos vendida, caiu de 1.0, para valores em torno de 0.3 e 0.4. Por outro lado, as empresas públicas dos países passaram a controlar a maior parte da produção de petróleo.

Diante das mudanças, as maiores buscaram se adaptar, adotando as seguintes estratégias (CECCHI, 1998):

- Inicial redução de custos variáveis e posterior redução de custos fixos, que levou à reestruturação de ativos;
- Desenvolvimento tecnológico nas áreas de exploração, produção e recuperação das jazidas; investimento em sub-segmentos mais sofisticados tecnologicamente a montante da indústria petrolífera,
- Procura por novas regiões exploratórias na África, na Ásia e na América Latina, na tentativa de recuperar as reservas perdidas com as expropriações da década de 70;
- Aquisição de reservas já conhecidas por meio de simples compra ou de fusões e aquisições entre as empresas proprietárias.

Na década de 70 e início da década de 80 os elevados preços de petróleo atraíram o ingresso de novos entrantes na indústria, o que contribuiu para o aumento de competição intra-indústria. As empresas independentes exploraram e desenvolveram diversos poços de petróleo menos produtivos e mais custosos. Muitas vezes tais empresas concentraram seus esforços em regiões menos proeminentes e os resultados foram desapontadores. Na verdade, o acesso de empresas independentes na cadeia petrolífera foi possível porque nem todas as atividades foram sempre desempenhadas de maneira eficiente pelas maiores.

Observa-se que o maior número de empresas independentes se proliferou nos Estados Unidos (*Phillips Petroleum, Conoco, Amerada Hess, Amoco*) mas também existem algumas européias (*Petrofina*) que focaram suas atividades em regiões maduras e em segmentos que necessitavam de um baixo nível de desenvolvimento tecnológico. Tais empresas são, geralmente, muito menores, com estruturas integradas verticalmente e mais concentradas no segmento à jusante da cadeia petrolífera e têm a especialização geográfica como um preponderante atributo.

A rentabilidade do negócio petróleo era elevada o suficiente para que as empresas de tradição no ramo, principalmente as maiores e as chamadas companhias independentes, implementassem estratégias

de diversificação horizontal, tanto em outras atividades energéticas, quanto em atividades excêntricas às suas trajetórias de competências, tais como química fina, biotecnologia etc. Por outro lado, a estratégia das empresas estatais dos países produtores, beneficiadas pelas expropriações no Golfo Pérsico, Venezuela e Extremo Oriente, caracterizou-se pela valorização das exportações.

Houve a construção de um importante parque de refino no Golfo Pérsico, seguida da implantação de plantas petroquímicas e da diversificação das exportações, com o aproveitamento do gás natural e a instalação de usinas de liquefação no Sudeste da Ásia, na África e no Golfo Pérsico. Tais empresas buscaram o acesso direto ao consumidor dos países industrializados. Observa-se que, tanto as empresas estatais de países produtores quanto as de países consumidores de petróleo constituem instrumentos de políticas públicas e seus interesses comerciais se confundem com os interesses nacionais. Tais empresas são vistas como ativos estratégicos nacionais e se beneficiam de vários mecanismos criados pelo Governo para protegê-las. Geralmente, a maior parte das atividades das empresas nacionais se concentra nos países de origem e sua estratégia baseia-se na dimensão geográfica.

Inicialmente os interesses das empresas estatais dos países consumidores de petróleo, tais como ENI (Itália) e Petrobras (Brasil) foram adquirir controle sobre os recursos petrolíferos, desafiar o domínio das maiores e consolidar a indústria nacional de maneira a envolvê-la em todo o ciclo do petróleo. Por outro lado, no caso dos países produtores de petróleo⁵, as empresas estatais foram fundadas com o objetivo de atender a diferentes requisitos, tais como: ganhar experiência no setor petrolífero, diversificar a estrutura da economia nacional, centrada em torno de exportações de petróleo, por meio do desenvolvimento das atividades de refino, petroquímica e química e desenvolver a indústria nacional de distribuição de derivados.

A primeira grande empresa deste tipo foi a *National Iranian Oil Company* (NIOC), fundada no Irã, em 1951. Em seguida foram fundadas a *Venezolana de Petroleo Corporation* (Venezuela) e a *Kuwait Petroleum Company* (Kuwait).

⁵ Em vários países produtores e exportadores de petróleo, as empresas nacionais se tornaram líderes em custos, devido às suas imensas reservas de petróleo a baixo custo, e tiveram privilégios por se apropriar de ativos antes explorados pelas maiores.

O poder da OPEP⁶ teve o seu auge no final da década de 70 e durou pouco, no entanto, devido às altas dos preços que possibilitaram o desenvolvimento de novas regiões (Alasca, Sibéria, Mar do Norte, Costa Ocidental da África, Bacia de Campos) e aos conflitos de interesses dos países integrantes dessa organização. Observa-se que a capacidade de imposição de um preço de equilíbrio do petróleo por parte da OPEP, desde meados dos anos 80, tem sido severamente erodida, quer por políticas substitutivas do consumo de derivados de petróleo na matriz energética dos principais países envolvidos, quer devido aos esforços gigantescos por parte das companhias ocidentais na tentativa de ampliar a produção não-OPEP.

Em suma, o que mais marcou o cenário de transformações da década de 80 foi a fragmentação da indústria, pois o processo de “desverticalização” criou multinacionais sem reservas, estatais sem mercado e proporcionou o aparecimento de uma infinidade de intermediários, refinadores, transportadores e pequenos produtores, permitindo o incremento do número de transações realizadas.

Não foram somente as transações que aumentaram e mudaram de natureza, mas também o sistema de fixação de preços foi alterado. Houve a consolidação do mercado *spot* de petróleo, que enfraqueceu o poder de fixação de preços da OPEP. A indústria passou a se guiar pelos preços estabelecidos livremente nos mercados internacionais de Roterdã, Londres, Nova Iorque e Cingapura .

A incerteza do ambiente econômico da década de 80 suscitou uma demanda de produtos financeiros capazes de reduzir o impacto da volatilidade de taxas de câmbio, de juros reais e nominais. Constata-se que condições de maior competição têm se estabelecido no mercado, embora este ainda esteja longe de ser considerado como de competição perfeita.

Os principais agentes atuantes no mercado podem ser categorizados como: empresas de petróleo, governos de países produtores/exportadores de petróleo, governos de países importadores de petróleo e organizações internacionais. A estrutura da indústria de petróleo e o seu desempenho são resultado de uma interação complexa de interesses, de conflitos ou de cooperação e de relações contratuais. A rivalidade entre os países produtores, os interesses políticos e estratégicos de governos, as condições

⁶ Dentro da OPEP podem ser identificados dois grupos de países distintos: i) Países que apresentam elevado indicador de reserva/produção e menos dependentes das receitas de exportação para o financiamento de programas de desenvolvimento econômico e social (Arábia Saudita, Kuwait, Emirados Árabes); ii) Países com indicador reserva/produção menor e crescente dependência da renda petrolífera para o financiamento do deficit do setor público.

políticas e econômicas das áreas ricas em petróleo são apenas alguns dos aspectos que marcaram o desenvolvimento de relações entre os agentes do setor petrolífero ao longo do tempo (CLÔ, 2000).

Para compreender a evolução do jogo da competição na indústria petrolífera é essencial o acompanhamento das estratégias das empresas envolvidas. Em indústrias fortemente internacionalizadas, como é o caso da indústria do petróleo, a localização geográfica constitui uma fonte de vantagem competitiva. Em geral, as atividades internacionais proporcionam condições de expansão, de redução de custos e de diferenciação. Além da rivalidade existente entre as empresas, da ameaça de novos entrantes, do poder de barganha de fornecedores e de clientes e da ameaça de produtos e serviços substitutos, deve-se considerar as empresas com atividades complementares e a regulação de autoridades governamentais na estrutura de forças proposta por Porter para explicar o aumento da competição na indústria (WESTON, 1999).

Não se deve esquecer que a empresa compete em um segundo ambiente, que é a arena política, onde todos os participantes tentam influenciar e antecipar a política pública (DOS SANTOS, 1998). Por outro lado, a indústria de petróleo é caracterizada por inúmeras externalidades⁷ negativas que justificam a necessidade de políticas públicas⁸ para o setor, mesmo nos países com tradição liberal. As empresas atuantes no setor têm, portanto, seu grau de liberdade diminuído no processo de tomada de decisões e as estruturas de mercado se desenvolveram longe do padrão de mercado competitivo.

A filosofia de intervenção pública dominou as políticas energéticas em todos os países desde o início do século XX até o final da década de 70, com intensidades variáveis. Na década de 80 a filosofia de mercado livre, por trás da qual existe o argumento de que as falhas de mercado são intensificadas pela intervenção pública e pela regulação, disseminouse tanto no debate teórico quanto nas políticas governamentais. No entanto, não existem dúvidas de que a formação dos preços de petróleo nos mercados internacionais, por exemplo, não é determinada pelo livre mercado, mas por um mercado assimétrico, onde os atores usam seu poder de barganha. Indubitavelmente o tamanhos dos mercados, o grande número e a variedade de agentes, a complexidade das transações, os tipos de contratos, fazem

⁷ Indicam custos e benefícios que não se refletem nos preços e conseqüentemente não são levados em consideração nas decisões de mercado, gerando uma perda de eficiência para a economia, no sentido de que a realocação de recursos conduziria a uma melhor distribuição de riquezas.

⁸ Algumas das maneiras de intervenção no mercado são: direitos exclusivos, propriedade pública, subsídios e políticas fiscais.

com que o mercado hoje seja muito mais simétrico que no passado, mas, mesmo assim, não se pode subestimar o papel da política no mesmo.

Pode-se observar, nos países consumidores⁹ de petróleo, o papel do Estado redirecionando as escolhas dos consumidores ou os investimentos dos produtores, por meio de incentivos econômicos, dando proteção às empresas nacionais, direcionando os fluxos comerciais, regulando o comércio das empresas de maneira a assegurar o suprimento. As fusões e aquisições que têm caracterizado recentemente a indústria do petróleo somente podem ser completamente entendidas dentro de um contexto mais amplo de modificações econômicas e de proliferação das fusões e aquisições em diversos setores no mundo inteiro¹⁰. O movimento de fusões e aquisições reflete o imperativo de redução custos, via reestruturação e racionalização das estruturas de produção e de comercialização para sustentar vantagens competitivas.

Apesar da emergência de uma nova classe de grandiosas empresas de petróleo, em decorrência de fusões e aquisições, a estrutura geral da indústria não se alterou no que diz respeito à dominância nas atividades à montante e à jusante do segmento petrolífero. As grandes empresas estatais de petróleo continuam a possuir as maiores reservas e as maiores produções de petróleo e gás, da mesma maneira que há uma década. Entre 1980 e 1990, ocorreram inúmeras aquisições por parte de empresas estatais de países em desenvolvimento: i) o Kuwait adquiriu refinarias na Holanda e na Dinamarca, postos na

⁹ Existem duas categorias de países consumidores: a dos países que têm que importar petróleo porque são desprovidos de qualquer produção interna, como é o caso da Itália e do Japão; a dos países que necessitam importar petróleo, mas que poderiam superar suas importações com ampla produção doméstica. Enquanto os primeiros têm interesse em baixos preços de petróleo, os últimos gostariam de evitar preços internacionais muito baixos, que podem enfraquecer sua competitividade. Ainda dentro da categoria de países consumidores, existem os ricos, capazes de importar petróleo a qualquer preço e os pobres, forçados a limitar suas importações quando os preços internacionais atingem níveis muito elevados e incompatíveis com seu orçamento. A categoria de países produtores de petróleo pode ser também dividida: existem os exportadores líquidos, que destinam a maior parte de sua produção ao mercado externo e os produtores consumidores, cuja produção é destinada ao mercado interno. Dentre os exportadores líquidos, existem aqueles que possuem consideráveis reservas de petróleo e aqueles que possuem reservas próximas da depleção.

¹⁰De maneira geral, pode-se considerar seis forças como determinantes da multiplicação de formas de competição e da indefinição das fronteiras das indústrias (WESTON, 1999):

- i) Mudanças tecnológicas;
- ii) Globalização e mercado mais livre;
- iii) Privatização e desregulação;
- iv) Instabilidade na indústria;
- v) Pressões para economias de escala, escopo e complementaridades;
- vi) Elevados custos de estoques, baixas taxas de retorno, forte crescimento econômico.

Escandinávia, Inglaterra e Itália e participações na *British Petroleum* e na *Repsol*; ii) a PDVSA comprou várias refinarias e revendedores na Europa, no Caribe e nos Estados Unidos.

A lógica das empresas estatais parece ser a de que o domínio de reservas e produção não é suficiente e de que existe a necessidade de ampliação das atividades em direção ao segmento à jusante da cadeia petrolífera, de forma a garantir economias de escala, integração e envergadura e o acesso direto ao mercado consumidor.

Com relação ao desempenho no segmento à jusante das atividades petrolíferas, as super maiores continuam dominantes. A PDVSA, seguida da Saudi Aramco e da Pemex são as únicas empresas estatais cujo volume de atividades no segmento à jusante se compara ao das maiores. Dentre as super maiores existem diferenças na ênfase dada às atividades à jusante: a *Shell* e a *BP* possuem vendas que ultrapassam significativamente sua própria capacidade de refino, enquanto a *Exxon Mobil* e a *Total Fina Elf* são muito mais balanceadas entre o refino e vendas de produtos. Petrobras, PetroChina e Sinopec são algumas das grandes empresas atuantes à jusante da cadeia petrolífera, enquanto as empresas russas não têm atuação significativa nesse segmento. Dentre as empresas com atuação significativa em tal segmento estão as independentes americanas como a Tosco, que não possuem ativos no segmento à montante das atividades petrolíferas.

Ultimamente vem-se constatando a re-verticalização das empresas petrolíferas por meio de *joint ventures* entre as empresas produtoras e as companhias privadas. Vale destacar que *joint ventures* não se prestam apenas à verticalização, uma vez que representam uma maneira de explorar novas áreas com parceiros cujas capacidades são complementares, permitindo uma transferência de conhecimento, além de distribuição de riscos. A generalização deste tipo de acordo, especialmente, no início da década de 90, parece estar fundando um novo pacto entre as empresas, possibilitando o aproveitamento da complementaridade entre os dois blocos. Porém, o retorno a uma integração vertical da indústria apresenta uma certa assimetria: o trajeto das *majors* em direção às atividades à montante do segmento petrolífero parece mais factível do que a ampliação das companhias nacionais rumo às atividades à jusante, dadas as diferenças dos modelos organizacionais dos dois grupos (FREIRES, 1996).

O comportamento estratégico dominante dos agentes envolvidos na longa evolução desta indústria tem sido procurar modos de organização industrial que coordenem, de um lado, a integração

vertical e horizontal das atividades petrolíferas nas fronteiras nacionais e, de outro, o engajamento internacional nos vários segmentos em outros países ou regiões econômicas.

Um elevado grau de integração em escopo e em escala mundiais introduz um elemento importante de arbítrio nas decisões de investimento, com relação à flexibilidade na alocação de custos das operações industriais e na determinação dos produtos e dos serviços gerados. Algumas das oportunidades e vantagens da integração internacional são:

- Imposição de preços exclusivos em mercados cativos;
- Implementação, em mercados com produtos concorrentes, de sofisticadas estratégias de comercialização, envolvendo preços, qualidade, diferenciação, e clientelização;
- Intervenção na formação dos preços dos produtos intermediários e finais e na cobertura de risco das operações;
- Prática de estratégias de minimização de tributos e de taxaço fiscal.

Adicionalmente verificam-se formas institucionais de organização das atividades petrolíferas que envolvem diferentes tipos de relações contratuais de longo prazo entre duas ou mais firmas, visando minimizar as incertezas do ambiente econômico. Tais acordos diferenciam-se das relações comerciais tradicionais entre fornecedores e clientes, nas quais não existe engajamento de longo prazo, e denominam-se acordos de cooperação¹¹. Assim sendo, propiciam oportunidades para expansão das fronteiras das firmas e para a consolidação de vantagens competitivas. No entanto, tais acordos não geram vantagens competitivas de igual natureza para todos os participantes dos arranjos cooperativos, uma vez que as diferenças de capacidade tecnológica, financeira e comercial conferem maior poder de negociação às firmas mais bem dotadas nesses atributos. Para as empresas altamente intensivas em capital, como as petrolíferas, estratégias cooperativas geram benefícios compartilhados, tais como: repartição de custos afundados associados à irreversibilidade de investimentos de grande porte e fortalecimento da capacidade de mobilização de recursos financeiros.

¹¹ Na indústria petrolífera mundial merecem destaque dois tipos principais de acordos:

- i) Cooperação horizontal, sob a forma de subcontratação associativa entre as companhias petrolíferas e as empresas para-petrolíferas especializadas nas atividades à montante do segmento petrolífero;
- ii) Cooperação vertical entre companhias petrolíferas.

As grandes companhias internacionais, que têm acesso limitado às reservas petrolíferas mundiais, vêm ampliando acordos de cooperação vertical com companhias estatais dos países produtores, o que intensifica o movimento de re-integração vertical. A disseminação desse tipo de arranjo cooperativo é muito complexa, uma vez que envolve empresas cujos modos de organização industrial são distintos. As empresas envolvidas devem compartilhar as vantagens competitivas que emergem do conjunto de inovações tecnológicas e financeiras do acordo. Além disso, o avanço progressivo na fronteira dos acordos de cooperação vertical depende de uma revisão das regulamentações nacionais que já se observa no processo generalizado de reforma da legislação petrolífera nos países produtores, e que reduz, assim, as barreiras institucionais à entrada de novos operadores.

As novas modalidades de cooperação que emergem da agenda de reestruturação da Indústria Petrolífera Mundial - IPM privilegiam, claramente, a função empresarial das companhias estatais em detrimento da sua função política de desenvolvimento do Estado. Essa orientação estratégica exige, para a grande maioria das companhias nacionais de petróleo, a atualização dos critérios de gestão e a revisão da relação entre a empresa e seu acionista principal – o Estado – com a finalidade de dotá-las de autonomia compatível com os desafios emergentes no novo ambiente competitivo da IPM. A nova relação tem, como objetivo primordial, aumentar a eficiência produtiva, permitindo a redução de custos e a melhor alocação de recursos.

Observa-se que existe uma crescente abertura das empresas petrolíferas estatais ao capital estrangeiro e a multiplicação de associações e *joint ventures* com as companhias internacionais, especialmente as maiores. É difícil afirmar, contudo, se, de fato, existe, uma tendência robusta à privatização generalizada das companhias petrolíferas, especialmente daquelas vinculadas à OPEP. Há poucos casos de privatização de empresas petrolíferas importantes. A privatização da *British Petroleum*, uma das grandes empresas ocidentais no início dos anos 80, deve ser considerada mais uma exceção do que uma regra, pois este movimento não foi seguido pelo restante da indústria. Pode-se citar ainda os exemplos da privatização da Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), empresa estatal argentina até 1990, e o caso da *Elf Aquitaine*, privatizada em 1994.

No que diz respeito ao quesito diversificação de atividades, no período de 1975 a 1984 as empresas de petróleo investiram na diversificação de suas atividades com o intuito de aumentar suas oportunidades de lucro. Entretanto, o mercado de ações reagiu mal às tentativas de diversificação das

atividades do mercado de petróleo (produção de fertilizantes, mineração, química e petroquímica) e, até 1990, as empresas de petróleo já haviam redirecionado seus investimentos para as atividades básicas vinculadas à exploração, produção, transporte, refino e abastecimento de derivados de petróleo e gás natural. Isto não significou a morte da estrutura multidivisional, mas sim que novos investimentos deverão ser mais seletivos e concentrados nas atividades em que a companhia detém maiores vantagens comparativas, especialmente em um contexto financeiro restritivo (FREIRES, 1996).

Essa apresentação introdutória da indústria do petróleo foi feita para contextualizar a atividade de refino e os principais *players* existentes, em seguida será destacada as características e os fundamentais conceitos relativos à atividade de refino.

2.2 – REFINO DO PETRÓLEO

O refino de petróleo permite acesso aos mercados, uma vez que possibilita a transformação de petróleo bruto em derivados padronizados largamente usados em diversos setores da economia, principalmente no setor de transportes. O desenvolvimento de motores a combustão interna no início do século XX trouxe uma ruptura com a fonte de energia, o carvão mineral, utilizado nas máquinas a vapor até então. O uso dos motores modernos trouxe inúmeros benefícios além de enormes transformações tanto no modo de vida das pessoas como na economia mundial. A disponibilidade cada vez maior de um meio de transporte pessoal produziu uma complexa infra-estrutura industrial que modelou a sociedade moderna.

As principais empresas de petróleo buscam refinar o petróleo perto dos centros de consumo, de forma a reduzir os custos relativos de transporte¹² e garantir a disponibilidade dos produtos nos

¹² Transportar óleo é mais barato que transportar derivados. O nível de frete é maior para navios de derivados claros que para navios de petróleo e derivados escuros. Isto porque, para uma mesma capacidade volumétrica de transporte, um navio carrega menor peso de claros que um outro que transporte escuros.

principais centros consumidores. Dentro da lógica da integração vertical, o negócio refino é visto como parte do negócio petrolífero, sem que normalmente as empresas busquem uma margem de retorno específica para este segmento da cadeia.

Após a nacionalização das reservas da OPEP e a desverticalização das *majors*, com concentração dos seus negócios à jusante da cadeia petrolífera, a transparência de custos e a lucratividade do refino passaram a ser perseguidas pelas principais empresas de petróleo (ALMEIDA, 2002a).

Representando o refino uma fase intermediária entre a exploração/produção e a distribuição, passou a ser encarado como um mal necessário pelas empresas de petróleo e muitas delas se desfizeram de investimentos em refinarias, preservando apenas aquelas estratégicas para acessar mercados.

O segmento à jusante da cadeia petrolífera tem apresentado um desempenho abaixo das expectativas por muitos anos. As refinarias são intensivas em capital, necessitam de longos períodos para serem construídas (basicamente 5 anos desde a decisão do investimento até o início da operação) e, uma vez construídas, são pouco flexíveis, ou seja, necessitam de significativos investimentos para que haja uma modificação significativa no seu perfil de produção. Algumas grandes empresas de petróleo começaram a reconhecer o impacto das fracas ligações da refinaria de petróleo com o mercado de derivados de petróleo e passaram a promover uma maior integração do refino com o marketing e com a distribuição, o que proporciona uma melhor previsão das tendências da demanda, uma programação mais efetiva da produção da refinaria, um melhor atendimento das exigências de qualidade dos clientes, diminuição dos custos de estocagem na etapa de distribuição e maior satisfação dos clientes (HYDROCARBON ENGINEERING, 2000).

A atividade de refino requer economia de escala e a capacidade de refino mundial tende a se concentrar em poucas, grandes e modernas refinarias regionais, passíveis de expansão. As tendências de alianças verticais nas estratégias das empresas de petróleo beneficiam tanto o produtor de petróleo, que ganha um mercado estável para seu produto quanto o refinador, que ganha uma fonte estável de matéria-prima. Por outro lado, as integrações horizontais permitem a seleção do melhor método gerencial dentre os adotados pelas empresas que se fundem, a alavancagem da melhor marca regional, a melhora da eficiência por meio da eliminação de operações duplicadas, a otimização da alocação de produtos, o abatimento de custos fixos etc. As integrações horizontais se tornaram uma tendência mundial e

cruzaram as fronteiras internacionais, permitindo que as empresas dividam seus ativos em diferentes mercados. Os refinadores independentes têm, tradicionalmente, instalações menos sofisticadas e pouco reconhecimento da sua marca, em comparação com grandes empresas integradas.

As maiores possuem o reconhecimento da sua marca, tecnologia e o item mais importante que é o capital, item ao qual as independentes não têm acesso. As empresas integradas podem minimizar seus custos de transação e obter preços melhores para o petróleo do qual necessitam. Esta é uma vantagem importante quando os custos da matéria-prima são significativos, como na atividade de refino de petróleo. Algumas majors saíram da atividade de refino e se focaram na atividade de exploração e produção cuja taxa de retorno é muito maior que a da atividade de refino. Por outro lado, a atividade petroquímica tem apresentado sistematicamente retorno financeiro superior à atividade de exploração e produção de petróleo. De 1987 a 1997 enquanto a taxa de retorno na indústria petroquímica norte-americana foi em média de 15,6%, a na de refino foi de 2,4% (OIL AND GAS JOURNAL, 1998).

A integração da atividade de refino de petróleo com a atividade petroquímica varia de região para região e é altamente dependente da configuração da refinaria, do acesso ao mercado local, da disponibilidade de capital, da tecnologia e das limitações regulatórias. Aproximadamente 20% das refinarias na Europa ocidental já são integradas à atividade petroquímica, assim como boa parte das novas refinarias na Ásia (HYDROCARBON PUBLISHING COMPANY, 1999).

Além da oportunidade de alavancar as margens da atividade de refino, a integração com a atividade petroquímica possibilita otimização energética, compartilhamento de utilidades, vapor e hidrogênio, redução de investimentos e custos fixos devido a uma utilização mais eficiente da infraestrutura existente e de serviços compartilhados; garantia de suprimento da matéria-prima¹³ para a atividade petroquímica e otimização da produção global da refinaria, otimização do valor econômico de outras correntes e oportunidade de desenvolvimento de negócios, uma vez que a demanda dos petroquímicos apresenta uma provável taxa de crescimento maior que a dos derivados convencionais de petróleo (OIL AND GAS JOURNAL, 1998)¹⁴.

¹³ Basicamente as unidades que fornecem correntes para a indústria petroquímica são craqueamento catalítico, coqueamento retardado e reforma catalítica. Das duas primeiras podem-se obter eteno, propeno e buteno enquanto da última obtêm-se os compostos aromáticos tais como benzeno, tolueno e xileno (OIL AND GAS JOURNAL, 1998).

¹⁴ Neste sentido será proposto um esquema de refino voltado para a produção de petroquímicos, que será visto mais adiante, que torna desnecessária a etapa do processamento em central de matérias-primas petroquímicas e pode ser integrado diretamente à etapa da 2ª geração da cadeia petroquímica.

2.2.1 – Características Técnicas do Refino

Durante o refino, o petróleo é submetido a uma série de processos, definidos segundo o tipo de petróleo utilizado (que geralmente é uma mistura, ou *'blend'*, de um ou mais tipos diferentes de petróleo) e os derivados que se pretende produzir.

O petróleo não é uma substância pura e sim uma complexa mistura de compostos orgânicos e inorgânicos em que predominam os hidrocarbonetos. Ele por si só tem pouquíssimas aplicações práticas, servindo quase que tão somente como óleo combustível. Para que ele tenha seu potencial energético plenamente aproveitado, bem como sua utilização como fonte de matérias-primas, é importante que seja realizado seu desmembramento em cortes, com padrões pré-estabelecidos para determinados objetivos, que denominamos frações (ABADIE, 2002).

As características do petróleo variam amplamente em função de suas condições geológicas de formação. As principais características de um 'tipo' de petróleo, economicamente relevantes para o processo de refino, são a *densidade* do óleo, o tipo de hidrocarboneto – ou *base* – predominante na mistura e o *teor de enxofre*. Quanto à densidade, os diferentes tipos de petróleo são classificados segundo uma gradação que vai de *leves* (menos densos) a *pesados* (mais densos). Essa classificação é convencionada de acordo com as normas do *American Petroleum Institute*, sendo por isso conhecida como “grau API”¹⁵. Quanto menor a densidade do petróleo, maior o grau API e maior o valor comercial do petróleo, pois com um tipo de petróleo de maior grau API é possível produzir, em princípio, uma parcela maior de derivados nobres, de elevado valor comercial, tais como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente à outro tipo de óleo, mais pesado (MARTINS, 2002).

Quanto à base, ou tipo de hidrocarboneto predominante, o petróleo é classificado em três categorias: parafínicos, naftênicos ou aromáticos. Os hidrocarbonetos parafínicos são mais comuns e quando refinados produzem frações de gasolina de qualidade inferior (menor octanagem) àquela

¹⁵ A gravidade específica do petróleo e seus derivados é geralmente expressa em graus API (American Petroleum Institute), que é definida pela seguinte equação: $^{\circ}\text{API} = [(141,5)/(\text{gravidade específica})] - 131,5$, onde a gravidade específica é a razão entre a densidade do material e a densidade da água à mesma temperatura (60°F).

produzida com óleos do tipo aromático ou naftênico. No entanto, os óleos parafínicos são mais adequados à produção de óleo diesel (contribuem para o aumento de seu índice de cetano), de ceras e lubrificantes, o que faz com que seu valor de mercado possa oscilar em função da demanda por esses derivados.

Quanto ao teor de enxofre, o petróleo pode ser classificado como *doce* ou *azedo*. São classificados como azedos os óleos com percentual de enxofre superior a 0,5%; estes têm seu valor comercial reduzido devido à corrosividade e toxicidade do enxofre, estes fatores contribuem para maiores custos no processo de refino.

Nem todos os derivados podem ser produzidos com qualidade, direta e economicamente de qualquer tipo de petróleo assim como não existe uma técnica única de refino adaptável a qualquer tipo de óleo bruto. A “arte” de compatibilizar as características dos vários petróleos que devam ser processados numa dada refinaria com a necessidade de suprir-se de derivados em quantidade e qualidade uma certa região de influência dessa indústria, faz com que surjam arranjos de várias unidades de processamento para que esta compatibilização seja feita da forma mais racional e econômica possível. O encadeamento das várias unidades de processo dentro de uma refinaria é o que se denomina de “Esquema de Refino” (ABADIE, 2002).

Uma refinaria de petróleo ao ser planejada e construída pode se destinar a dois objetivos básicos:

- produção de combustíveis e matérias-primas petroquímicas;
- produção de lubrificantes básicos e parafinas.

O primeiro objetivo constitui a maioria dos casos, uma vez que a demanda por combustíveis é muitíssimo maior que a de outros produtos. Os processos existentes em uma refinaria podem ser classificados em quatro grandes grupos (ABADIE, 2002), sendo que a descrição dos principais encontra-se no Anexo I:

- **Processos de separação:** são sempre de natureza física e têm por objetivo desdobrar o petróleo em suas frações básicas ou processar uma fração previamente produzida no sentido de retirar dela um grupo

específico de componentes (destilação em suas várias formas, desasfaltação a propano, desaromatização a furfural e a desparafinação/desoleificação a solvente entre outros);

- **Processos de conversão:** são sempre de natureza química e visam transformar uma fração em outra ou alterar profundamente a constituição molecular de uma fração, sem, no entanto, transformar a fração em outra (craqueamento, hidrocraqueamento, alcoilação, reformação e a isomerização, todos estes atalíticos; dentre os não catalíticos estão o craqueamento térmico, a viscorredução, o coqueamento retardado ou fluido)

- **Processos de tratamento:** são de natureza química, porém não provocam reações profundas nas frações e causam a melhoria de cortes de produtos semi-acabados, eliminando ou reduzindo impurezas presentes em suas constituições; são bastante utilizados em frações leves (gases, GLP e naftas) não requerendo condições operacionais severas nem de grandes investimentos para sua implantação (tratamento cáustico simples e regenerativo- Merox, tratamento com etanolaminas – MEA/DEA e tratamento Bender); quando se necessita adequar a qualidade de frações médias (querosene, óleo diesel) ou pesadas (gasóleos, lubrificantes, resíduos) são necessários processos que operam em condições mais severas e em que o agente responsável pela remoção de impurezas é o hidrogênio, atuando na presença de um catalisador; embora não converta frações em outras, pode aumentar o rendimento de certas frações ao especificar corte segundo diferentes qualidades.

- **Processos auxiliares:** são aqueles que se destinam a fornecer insumos à operação dos outros anteriormente citados ou tratar rejeitos desses mesmos processos (geração de hidrogênio, recuperação de enxofre, utilidades).

As unidades de destilação primária são responsáveis pelo processo principal de separação, sendo encontradas em todas as refinarias. No entanto, dificilmente são encontradas isoladamente, em virtude da quantidade limitada de derivados nobres produzidos por esse processo. Inicialmente uma refinaria consistia de uma instalação onde ocorriam destilações de hidrocarbonetos com pontos de ebulição sucessivamente mais elevados em bateladas. Tais substâncias eram vaporizadas, condensadas e segregadas de acordo com o intervalo de ebulição do querosene, do óleo diesel e do óleo combustível, até que a destilação contínua foi adotada. O desenvolvimento tecnológico da indústria do refino de petróleo, através da introdução de novos processos de conversão, subseqüentes à destilação primária, permitiu que a produção de derivados, inicialmente em proporções fixas, se adaptasse à necessidade de

processar diferentes tipos de petróleo e atender à demanda por derivados com características específicas de qualidade e quantidade. Abaixo os principais eventos ocorridos no desenvolvimento tecnológico do refino. Cronologia do desenvolvimento tecnológico do refino.

Ano Fato

1914 Craqueamento térmico contínuo

1936 Craqueamento catalítico

1949 Reforma catalítica

1961 Craqueamento catalítico fluido de resíduos

1962 Hidrocraqueamento de gasóleo de vácuo

1963 Hidrocraqueamento de resíduo de vácuo

1969 Dessulfurização de resíduo atmosférico

1977 Dessulfurização de resíduo de vácuo

1984 Hidrocraqueamento de alta conversão de resíduo de vácuo

Fonte: WISDOM *et al*, 1997.

A primeira refinaria surgiu em 1861 e não representava mais que uma destilação de petróleo, cujo produto de interesse era o querosene, que substituiu o óleo de baleia na iluminação, sendo os demais produtos descartados. Com o surgimento do automóvel em 1893, a demanda por gasolina cresceu rapidamente e as tecnologias de craqueamento proporcionaram o crescimento do rendimento da gasolina por barril de petróleo processado (WISDOM *et al*, 1997).

O craqueamento térmico é o mais antigo dos processos de conversão, surgindo logo após o advento da destilação. Seu aparecimento data do início do século XX, tendo uma importância relevante até o início dos anos 50, quando entrou em obsolescência, deslocado pelo craqueamento catalítico. A descoberta do craqueamento térmico, que consiste em uma decomposição de grandes moléculas em moléculas menores em função de tempo e temperatura, tornou possível o pleno atendimento da demanda de gasolina com um produto de melhor qualidade.

O craqueamento catalítico representou uma maneira melhorada, comparativamente ao craqueamento térmico, de produção de olefinas, gasolina e destilados a partir de gasóleo. O processo surgiu um pouco antes da Segunda Guerra Mundial, tomando um grande impulso com este conflito, em face da grande necessidade dos aliados em suprir de gasolina e material petroquímico as suas tropas. Com o fim da guerra, o craqueamento catalítico se firmou, devido, principalmente à sua gasolina, em maior quantidade, de melhor qualidade e com custos de produção bem inferiores aos dos outros processos existentes à época. O craqueamento catalítico tem sido, por mais de 55 anos, a principal

unidade de conversão da refinaria, em função de melhorias contínuas em seu projeto mecânico, assim como nos catalisadores empregados. A atual crescente demanda por eteno, propeno e butenos tem sido o principal incentivo ao estudo de alternativas ao processo de FCC-*Fluid Catalytic Cracking* convencional que permitam a maximização de olefinas leves, principalmente eteno e propeno. Futuramente, duas tendências serão marcantes no que se refere à unidade de craqueamento catalítico fluido: os catalisadores deverão ser mais resistentes a metais pesados e enxofre, presentes em maior quantidade em petróleos pesados; e o número de unidades deve aumentar, pois, como tal unidade converte frações pesadas e resíduos em frações mais nobres, contribui para o aumento da margem de refino. Apesar do elevado valor do investimento, este se torna extremamente atrativo, porque, em face da elevada rentabilidade do processo, o tempo de retorno do processo é razoavelmente rápido.

Embora menos importantes em termos de capacidade, a alquilação e a isomerização vêm ganhando destaque na era da gasolina reformulada (MAPLES, 2000). A alquilação catalítica foi desenvolvida de maneira a combinar isobutano com olefinas leves para produzir gasolina de elevada octanagem. Este é um processo largamente utilizado em países onde a demanda por gasolina de alta qualidade é elevada e, é claro, há disponibilidade do GLP (ou frações C3, C4), matéria-prima essencial ao processo. Nesta situação podemos destacar os Estados Unidos, o Canadá e o Japão.

A reforma catalítica surgiu como um meio de melhorar a octanagem de gasolina a partir da conversão de aromáticos no início da 2ª Guerra Mundial, tendo se desenvolvido muito nos anos cinquenta, quando, ao lado do craqueamento catalítico era a principal geradora de gasolina de alta octanagem. O crescimento da indústria petroquímica, tendo a nafta como sua principal matéria-prima, fez com que o preço dessa fração aumentasse bastante, aproximando-se muito do preço final da gasolina, afetando sobremaneira a rentabilidade do processo. Hoje ele não é mais considerado economicamente interessante para a produção de gasolina. Tal raciocínio não vale, porém, se o objetivo final é a produção de aromáticos puros pois os preços destes no mercado mundial são, em média, o dobro do preço da nafta petroquímica, o que torna a reforma extremamente rentável.

A reforma é um processo largamente usado nos Estados Unidos, Canadá e Europa Ocidental, sendo que nesta última constituiu-se, por muito tempo, a principal rota para a produção de gasolina de alta octanagem, superando até mesmo o craqueamento catalítico. Hoje, com o progressivo aumento do uso do gás natural na Europa, o conseqüente deslocamento do óleo combustível e a implementação do uso do FCC, a posição da reforma vem sendo afetada. Boa parte das unidades de reforma operam

atualmente visando mais à produção de aromáticos e muito menos a produção de gasolina (ABADIE, 2002).

Adicionalmente, a restrição ambiental que limita o teor máximo de aromáticos presente na gasolina poderá fazer com que a nafta reformada seja banida aos poucos da constituição do *pool* daquele produto, ficando sua operação destinada quase que exclusivamente à produção de aromáticos.

O coqueamento retardado é um processo que surgiu logo após a Segunda Guerra Mundial e tinha inicialmente por objetivo craquear resíduos no intuito de produzir uma quantidade maior de gásóleo para craqueamento. O coque gerado era considerado um subproduto e era vendido a preço de carvão mineral.

Com a evolução da indústria do alumínio, o coque do tipo agulha mostrou-se um excelente material para a produção dos eletrodos necessários para a obtenção daquele metal, bem como para uso na siderurgia, na obtenção de aços especiais. Isso fez com que o coque agulha passasse a ter uma maior importância e, por consequência, maior preço. A crise do petróleo ressaltou a importância do coqueamento, uma vez que é um processo que transforma uma fração bastante depreciada, como é o resíduo de vácuo, em outras de muito maior valor comercial, como o são o GLP, a nafta, o diesel e o gásóleo. A possibilidade de transformar frações residuais em leves e médias conferiu ao processo uma importância em face principalmente de sua rentabilidade e flexibilidade operacional. Hoje é um processo sempre cogitado em qualquer estudo relativo a ampliações, modernizações ou implantações de novas refinarias.

O hidrocraqueamento catalítico, também conhecido como HCC, surgiu na década de 50, cresceu nos anos sessenta, atingindo seu apogeu no início dos anos setenta, pouco antes da crise do petróleo. Com o aumento do preço do óleo, de seus derivados e do gás natural, principal matéria-prima para obtenção do hidrogênio, este também teve seu preço extremamente elevado, afetando bastante a rentabilidade do processo. As grandes vantagens do hidrocraqueamento são a sua extrema versatilidade, uma vez que pode operar com uma grande variedade de cargas, e a qualidade das frações produzidas no que diz respeito a contaminantes. Por outro lado, a grande desvantagem do processo consiste na drásticas condições operacionais do processo. Elevadíssimas pressões e temperaturas são usadas, o que gera a necessidade de equipamentos caríssimos e de grande porte. Assim sendo, o investimento necessário à implantação da unidade é elevadíssimo também pela necessidade de implantar-se, em paralelo uma grande unidade de geração de hidrogênio. Devido ao elevado investimento e também pelo

elevado custo operacional, principalmente pelo custos de geração de hidrogênio e pelo seu alto consumo, o tempo de retorno de um complexo HCC é muito longo, o que o torna pouco atrativo atualmente.

As refinarias com unidades de hidrocraqueamento estão numa melhor posição para produzir diesel dentro das especificações exigidas. Entretanto é difícil justificar a mudança da produção de uma unidade de hidrocraqueamento, que em geral é otimizada para produzir o máximo de gasolina, para a produção de médios destilados, devido ao efeito negativo que essa mudança traduz nas margens. Uma variante do processo HCC é o Hidrocraqueamento Catalítico Brando, que como o próprio nome indica, opera em condições mais brandas.

Os processos de tratamento ganharam importância principalmente na década de 80, com a intensificação das regulamentações ambientais em todo o mundo, especialmente nos Estados Unidos. O processo de gaseificação converte uma grande variedade de fontes de alimentação, tais como correntes intermediárias de refinarias, coque de petróleo e, até mesmo, rejeitos de processo, em um gás combustível limpo que pode ser empregado para gerar produtos de maior valor, tais como eletricidade, vapor, hidrogênio e produtos químicos.

Os componentes primários do gás combustível (hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono) podem ser separados da mistura do gás de síntese e vendidos como componentes puros ou podem reagir com outros compostos para gerar uma grande variedade de compostos químicos mais complexos (metanol, MTBE, TAME, amônia etc).

Dependendo do tamanho do gaseificador, o vapor, o hidrogênio e a eletricidade gerados podem ser completamente aproveitados na própria refinaria ou até mesmo vendidos. Em suma, tal processo é promissor para as refinarias do futuro pois reduz a produção de resíduos e disponibiliza hidrogênio necessário para as unidades de hidrotratamento e hidrocraqueamento.

Um dos maiores problemas que os refinadores encontram é como selecionar, dentre os possíveis processos de conversão de correntes de baixo valor agregado, a melhor rota de processamento de resíduos que atinja as necessidades de produção da refinaria. O processo de coqueamento é um dos indicados para a minimização dos danos ao meio ambiente. Além de beneficiar resíduos, o coque pode ser útil na geração de energia para a refinaria. No entanto, na região asiática a disposição final do coque

é um problema e, conseqüentemente, a tecnologia de hidrocraqueamento de resíduos tornou-se a preferida para conversão das frações de fundo de barril na região (WISDOM *et al*, 1997).

Resumidamente, a trajetória tecnológica do refino, principalmente durante as décadas de 50 e 60, foi caracterizada pela crescente complexidade das refinarias, através da adição de novos processos de conversão e tratamento à destilação primária, em geral acompanhada do aumento da escala de refino. O surgimento de refinarias maiores e mais complexas possibilitou o aumento da proporção de derivados de petróleo leves (como a gasolina) e médios na oferta total, acompanhando as mudanças ocorridas na demanda por derivados. As tecnologias modernas de refino de petróleo baseiam-se nos seguintes princípios (YEN, 1998):

- Fragmentação de carbono, empregando elevada temperatura ou catalisadores heterogêneos para raquear grandes moléculas em moléculas menores. Dentre os processos de redução de carbono podem-se citar o craqueamento catalítico fluido, o craqueamento catalítico fluido de resíduos, o coqueamento retardado e a viscorredução, além de processos proprietários tais como o coqueamento fluido, da Exxon Mobil. Todos os processos de redução de carbono produzem subprodutos que podem representar problemas de disposição. Entretanto, como são mais baratos que os processos de adição de hidrogênio, foram largamente aceitos como processos de conversão fundo de barril (GUARIGUATA, 1998).
- Rejeição de carbono, em que grandes moléculas, tais como asfaltenos, que são fisicamente separadas, or meio de um processo de precipitação, ou convertidas em coque.
- Adição de hidrogênio, que engloba as reações de hidrotratamento para reduzir o teor de enxofre, nitrogênio ou oxigênio de correntes ou as reações de quebra de ligações entre carbonos;
- Rearranjo de carbono, que engloba as reações de rearranjo molecular, tais como as de isomerização e alquilação; o propósito desse tipo de reação é aumentar a octanagem da gasolina ou disponibilizar matérias-primas para a indústria petroquímica.

A definição ‘ideal’ dos processos a serem utilizados e da forma de combiná-los em uma refinaria depende das características do óleo bruto disponível e da demanda esperada de derivados, havendo ainda um “trade-off” entre a escolha irreversível de processos que exigem menor volume inicial de capital e o uso de um tipo de petróleo de melhor qualidade (mais caro); ou processos que demandam maior volume inicial de capital, mas que utilizam óleos de qualidade inferior (mais baratos). Quando se deparam

com elevados custos ambientais e baixas margens de refino, os refinadores tendem a buscar melhorias na eficiência energética de seus processos, a fim de diminuir seus custos e aumentar a sua rentabilidade.

Diversas mudanças tecnológicas têm ocorrido na indústria de refino no sentido de melhorar o desempenho dos processos, dentre as quais podem-se destacar o desenvolvimento de catalisadores que proporcionam um maior rendimento de produtos, uma maior seletividade e reduzem as emissões aéreas.

Como no refino de petróleo existe uma barreira à eficiência energética relacionada à ineficiência intrínseca dos processos de destilação que operam tipicamente com baixas eficiências devido a restrições termodinâmicas, a tendência observada é que os processos de separação sejam substituídos por processos menos intensivos energeticamente que convertam o petróleo diretamente nos produtos desejados.

Os processos existentes podem ser remodelados, incorporando práticas que melhoram a transferência de calor ou reduzem a necessidade de aquecimento, e técnicas de medição acuradas para o controle efetivo e o monitoramento de processos. Benefícios energéticos também podem ser alcançados por melhoras nos rendimentos de processos, de modo que mais produtos e menos subprodutos sejam obtidos.

Rotas potenciais para melhoras nos rendimentos são o desenvolvimento de catalisadores mais seletivos, novas rotas químicas de conversão e o emprego de bioprocessamento. Os bioprocessos surgem como alternativas aos processos que requerem condições operacionais muito severas (elevadas temperatura e pressões, catalisadores ácidos), apesar de ainda de se encontrarem em estágios iniciais de desenvolvimento. No entanto, os custos e riscos associados ao desenvolvimento de novas tecnologias e a falta de comprometimento de longo prazo com pesquisa são considerados barreiras à melhora da eficiência de processos.

No sentido de melhor aproveitar as diversas correntes de hidrocarbonetos geradas nos processos de conversão das refinarias e alcançar uma integração energética, propõe-se a integração operacional das refinarias de petróleo às plantas petroquímicas. A recuperação de olefinas e o uso de refinados produzidos na refinaria representam a garantia de fornecimento de matérias-primas de baixo custo à indústria petroquímica. Por outro lado, as plantas petroquímicas e refinarias tendem a se adaptar para a crescente demanda de propeno, empregando, preferencialmente, as rotas catalíticas desenvolvidas a partir da tecnologia de craqueamento catalítico fluido e que processem matérias-primas mais pesadas

que a nafta. A nafta petroquímica é a matéria-prima predominantemente usada na produção de olefinas. No entanto, dificilmente será suficiente para atender ao crescimento da demanda de tais produtos, tanto devido ao crescente déficit de nafta no mercado internacional, quanto porque o craqueamento a vapor da nafta favorece a produção de eteno em detrimento da produção de propeno.

Alguns processos adaptados ao processamento de frações mais pesadas, voltados para a produção de olefinas, tais como DCC (*Deep Catalytic Cracking*) e CPP (*Catalytic Pyrolysis Process*), foram desenvolvidos e já são comercializados. Neste caso, destaca-se o DCC– processo desenvolvido no final da década de 70 e patenteado pelo *Research Institute of Petroleum Processing* (RIPP) e Sinopec International, ambas empresas localizadas na China. O DCC²⁹ maximiza a produção de propeno e chega a atingir o rendimento de 24,8% em tal produto, apresentando o valor de 3,6 para a razão entre propeno e etileno, a partir de resíduo da destilação atmosférica. Comparativamente, o rendimento de propeno a partir de nafta, em unidades de reforma a vapor é de apenas 16,1% e as condições de reação são mais drásticas pois se passam a temperaturas mais elevadas (ZAI-THING et al, 2002). O DCC, assim, pode ser visto como um processo que integra refinarias diretamente a centrais petroquímicas de 2ª geração, sem passar pela nafta petroquímica.

2.2.2 - Características econômicas do refino

2.2.2.1 – A Complexidade do refino

A capacidade de produção de uma planta industrial é definida tomando-se como referência algum processo característico e, no caso do refino de petróleo, esse processo é a destilação atmosférica, presente em todas as refinarias. No entanto, a necessidade de levar em conta também a capacidade das unidades de conversão e tratamento de refinarias complexas faz com que a capacidade de destilação geralmente seja avaliada juntamente com algum indicador de complexidade. O mais utilizado é o Índice de Nelson, que atribui a cada processo de refino um peso específico, em uma estrutura de ponderação baseada no montante do investimento inicial por unidade de processamento. Assim, a cada unidade de processo é atribuído um valor de complexidade, calculado pela razão entre o custo do barril de capacidade da unidade de processo e o custo do barril da unidade de destilação²⁹ Ele se baseia em craqueamento catalítico em leito fluidizado, no entanto opera com catalisadores especiais e condições mais severas de temperatura e pressão. O DCC também opera com razões catalisador/óleo maiores do que o FCC. atmosférica. A fração do barril que vai para cada unidade de processo é multiplicada por seu respectivo valor de complexidade e a soma das complexidades de cada unidade de processo

representa a complexidade da refinaria. Por convenção, a complexidade de uma unidade de destilação atmosférica é 1. A forma regular de calcular a complexidade de cada unidade de processo é pela fração volumétrica relativa à capacidade de destilação atmosférica. No entanto, nos casos das unidades de alquilação, polimerização e produção de asfalto, aromáticos e lubrificantes a capacidade relativa é calculada com base na capacidade de produção e não de processamento da planta.

O índice Nelson apresenta, porém, alguns problemas. Um deles é que o somatório agregado pressupõe processos em série, o que não é verdadeiro. Outro problema é que nem sempre custo equivale a capacidade de conversão, mas é função também de escala, material, aprendizagem. A capacidade de produção de derivados nobres por uma refinaria depende da variedade e da capacidade de suas unidades de tratamento e conversão. Quanto maior o número destas unidades e a sua capacidade (medida em relação à capacidade de destilação primária) maior a complexidade da refinaria e, conseqüentemente, a sua capacidade de produção de derivados nobres (MARTINS, 2002).

Uma forma direta de mensuração da complexidade de uma refinaria pode ser obtida através da comparação entre a soma da capacidade das unidades de conversão (FCC, reforma catalítica, destilação a vácuo, coqueamento, etc...) e tratamento (hidrotratamento, etc...) e a capacidade básica de destilação atmosférica. Essa forma de mensuração possui a vantagem da simplicidade e facilidade de assimilação, além de permitir comparações adequadas ao perfil de demanda de cada parque de refino, através da escolha dos processos que compõem a relação entre a capacidade das unidades de conversão e tratamento e a capacidade de destilação atmosférica.

Rigorosamente, a complexidade de uma refinaria representa o custo de investimento de uma refinaria em termos das operações que nela são realizadas. De maneira simplificada, significa quantas vezes mais complexas são as operações realizadas na refinaria comparativamente à unidade de destilação atmosférica. A escolha do grau de complexidade pode se dar em função da prévia disponibilidade de petróleo de determinada qualidade por uma empresa; do tipo de petróleo disponível próximo ao mercado consumidor de derivados somado a diferenciais de custo de transporte de outras

fontes; dos riscos do investimento¹⁶; das especificações referentes à produção e consumo de derivados; e das políticas públicas, refletindo, de maneira geral, uma conjunção de todos esses fatores.

Uma refinaria *topping* apresenta apenas unidades de destilação atmosférica e de tratamento de produtos. Uma refinaria considerada simples ou *hydroskimming* apresenta, além das unidades de destilação, também unidade de reforma catalítica e de hidrotratamento. Na verdade, os dois tipos se confundem e são usados freqüentemente como sinônimos.

O próximo passo para adicionar complexidade à refinaria é a unidade de craqueamento térmico. Tal unidade converte o resíduo principalmente em óleo diesel e é uma unidade relativamente mais barata que a unidade de craqueamento catalítico ou de hidrocrackeamento. Embora o diesel seja o produto principal, gás, nafta e querosene também são produzidos e, para muitas finalidades, os produtos são de qualidade ruim e necessitam de tratamento posterior.

Uma refinaria complexa é aquela que apresenta unidades de craqueamento catalítico ou hidrocrackeamento. Tais unidades normalmente empregam gás-óleo de vácuo como matéria-prima e, para isso, é necessária também uma unidade de destilação a vácuo. A conversão e a seletividade obtidas em ambos processos é muito maior que no craqueamento térmico. Enquanto a unidade de craqueamento catalítico produz principalmente gasolina, a unidade de hidrocrackeamento produz destilados médios (querosene e óleo diesel) ou nafta, a qual pode ser posteriormente transformada em gasolina. O craqueamento catalítico e o hidrocrackeamento podem ser processos complementares, em que a unidade de hidrocrackeamento processa as frações mais pesadas que saem da unidade de craqueamento catalítico, conforme se observa em muitas refinarias nos Estados Unidos onde existem ambos processos (CHADWICK, 1990).

2.2.2.2 - A Economia de Escala

¹⁶ Entre diferentes tipos de risco, os mais relevantes são os regulatórios e os de capital, quanto a este último deve ser observado que em ambientes sujeitos a maior incerteza os investimentos intensivos em capital tendem a ser preteridos em relação aos menos intensivos. O resultado pode ser a preferência por refinarias menos complexas, que envolvem um menor investimento inicial e utilizam óleos brutos de qualidade superior.

O constante aperfeiçoamento nas tecnologias de processamento, com o objetivo de adequar os rendimentos do refino às necessidades de consumo, de tornar os processos contínuos e de aumentar a segurança nas plantas, foi acompanhado de um crescimento ininterrupto no tamanho das plantas (CLÔ,2000). Desde o início do surgimento da indústria de petróleo, o tamanho das refinarias foi um fator primordial para as vantagens competitivas das empresas¹⁷. Parte da concentração observada na indústria do refino obedece à existência de elevadas economias de escala no nível da planta industrial e da empresa e de economias de escopo e multiplanta, como as vantagens decorrentes da especialização produtiva.

Dentre as principais fontes de economias de escala no refino¹⁸ destacam-se as ‘economias geométricas’ decorrentes da “regra dos 2/3”, segundo a qual, em indústrias como a de refino de petróleo, que utilizam tanques e dutos no processo de produção, observa-se que o custo de construção dos equipamentos utilizados cresce em função de sua *área de superfície*, enquanto a capacidade de produção cresce em função do *volume*, até determinado limite. Assim, no caso de refinarias, parte das economias de escala na construção é decorrente de economias geométricas na construção de tanques para o armazenamento de petróleo e derivados destinados a suprir a refinaria e a atender à demanda por derivados nos casos de eventual interrupção no abastecimento de matéria-prima ou de necessidade de interrupção da produção.

Em função da elevada interdependência entre as atividades de transporte, refino e distribuição na cadeia petrolífera, economias de escala geométricas no transporte de petróleo e derivados também podem exercer considerável influência sobre a escala eficiente mínima de refino. A maior escala das embarcações¹⁹ permitiu a redução do custo de transporte em longas distâncias, propiciando o surgimento de refinarias de escala ampliada em regiões costeiras, cuja principal vantagem competitiva são as economias de escala no transporte do petróleo bruto e no escoamento da produção.

Uma refinaria deve ser capaz de refinar 140 mil barris/dia para processar a carga de um petroleiro de 200 mil toneladas. As refinarias com escala inferior a esse patamar incorrem em maiores

¹⁷ Entre 1949 e 2001, o tamanho médio das refinarias americanas aumentou de cerca de 18,5 mil barris/dia, para 107 mil barris/dia de capacidade de processamento, com o crescente aproveitamento de economias de escala ao nível da planta industrial e da empresa.

¹⁸ Se I for o investimento correspondente a uma capacidade de C , pode-se empregar a equação $I/I_0 = (C/C_0)^k$ para o cálculo do investimento, onde k corresponde a um valor entre 0,6 e 0,8, denominado fator de escala, para todas as instalações de refino convencionais e varia pouco de acordo com o tipo de unidade (MASSERON, 1990).

¹⁹No final da década de 50, devido à Crise de Suez, foram desenvolvidas em estaleiros japoneses técnicas de construção para petroleiros que permitiram quadruplicar a capacidade das embarcações então existentes; o que tornou esses navios capazes de atingir a Europa, a partir do Oriente Médio, sem passar pelo Canal de Suez, contornando a África.

custos de armazenamento, decorrentes de uma capacidade armazenamento maior que a normal, ou em maiores custos de transporte, decorrentes da utilização de navios de menor porte. A existência de economias de escala no transporte, tanto de petróleo quanto de derivados, amplia o mercado de uma refinaria, permitindo o maior aproveitamento das economias de escala na sua construção (MARTINS, 2002).

O não-aproveitamento pleno das economias de escala na construção deve-se, principalmente, ao surgimento de deseconomias de escala na distribuição a partir de determinado ponto, que é definido pelo volume e dispersão do mercado ao qual se destina a produção da refinaria. A elevação dos custos de transporte decorrente do aumento de escala da planta pode anular as economias de escala de produção, devendo ser consideradas, conjuntamente, as economias de escala na produção e distribuição²⁰. O ponto de saturação das economias de escala na construção, a partir do qual são necessárias novas “soluções tecnológicas” é atingido à escala de aproximadamente 600 mil barris/dia de capacidade de processamento de petróleo bruto (MASSERON, 1990).

Por outro lado, no que se refere à escala de operação de novas refinarias, devem ser consideradas, ainda, as plantas de pequenas dimensões em mercados de baixo volume e pouco densos, que não são atendidos pela infra-estrutura de transportes existente. Mercados consumidores de pequeno volume e geograficamente esparsos exigem um maior número de operações de abastecimento de pequeno volume. As instalações de transporte e armazenamento de derivados são menores ou situam-se a distâncias maiores dos locais onde o produto é consumido.

Já mercados geograficamente concentrados e que demandam grandes volumes de derivados de petróleo permitem um maior aproveitamento das economias de escala na esfera da produção. Isso é possível porque, nestes casos, o custo de distribuição é reduzido por meio do aproveitamento de economias de escala no transporte, principalmente através dos modais ferroviário e dutoviário. Portanto, a desvantagem para pequenas refinarias, decorrente da menor escala de operação, pode ser compensada por economias de especialização que, em geral, são obtidas através da exploração de economias de escala em alguns processos específicos de refino. Porém, esse tipo de arranjo produtivo fora do âmbito de uma mesma empresa depende de uma série de pré-requisitos, dentre os quais os mais importantes são

²⁰ Os custos de distribuição incluem o transporte, estocagem e representação comercial; nos casos em que a produção e a comercialização são atividades integradas, as despesas de promoção comercial devem, no entanto, ser excluídas.

a existência de infra-estrutura de transportes desenvolvida, e de baixo custo (dutos) para o transporte de derivados e produtos intermediários; a existência de mercado para estes últimos e a superação dos custos de transação que caracterizam as relações contratuais de longo prazo.

A existência de capacidade de armazenamento independente, na forma de empresas especializadas, ou o compartilhamento de instalações por um grande número de pequenos refinadores próximos e com acesso a infra-estrutura de transportes reduz, substancialmente, as vantagens da grande escala. Por outro lado, na ausência destes pré-requisitos e, principalmente, em mercados de menor volume, as economias de especialização reforçam as vantagens da grande empresa multiplanta e dos arranjos intra-firma. Neste caso, uma refinaria simples (geralmente próxima a uma região produtora de petróleo de alta qualidade) pode fornecer produtos intermediários para refinarias complexas da mesma empresa ou, alternativamente, um *pool* de refinarias medianamente complexas pode ter sua produção voltada para o mercado, mas fornecer produtos intermediários para uma refinaria de alta complexidade que produz derivados de petróleo de alto valor agregado.

Pode-se destacar ainda que a possível vantagem de refinarias especializadas, frente a refinarias menos complexas, é decorrente de uma definição ampla do mercado de refino, que contempla não só produtos acabados, principalmente combustíveis, como também produtos intermediários e derivados de alto valor agregado. Considerando-se cada um destes segmentos como um mercado diferenciado, ou seja, admitindo-se uma maior segmentação do mercado para a indústria do refino, por linhas de produtos, o resultado obtido seria o inverso, com as economias de especialização reforçando as demais fontes de economias de escala no refino.

A estratégia de refinadores independentes, tanto na Europa (Petroplus) quanto nos Estados Unidos (Valero e Tosco)²¹, tem sido a compra de plantas de refino já existentes por valores muito baixos, se comparados aos valores de uma planta nova de mesma capacidade, o que as permite operar sem custos fixos elevados, mas ainda sujeitas à volatilidade dos preços de petróleo e derivados. Tais empresas vêm descobrindo as vantagens das economias de escala e de uma rede integrada de distribuição de produtos, principalmente quando a rentabilidade do negócio refino não está atrativa.

A concorrência por qualidade na indústria do refino, no entanto, não ocorre no *desenvolvimento* de novos processos ou produtos. Os principais processos de conversão ou tratamento, assim como as

²¹ Não somente de refinadores independentes, mas também de empresas estatais, como é o caso da PDVSA.

modificações introduzidas nos mesmos, são facilmente reproduzidos, o que se reflete na cobrança de direitos de propriedade extremamente baixos quando comparados ao custo total de refino²². As principais barreiras à entrada associadas à concorrência por qualidade são a escala mínima necessária à produção de derivados de qualidade superior e, a necessidade de desenvolvimento de extensas redes de distribuição, devido à relação da extensão da rede com a fidelidade do consumidor à ‘marca’ (MARTINS, 2002).

O crescente rigor verificado com relação às especificações de qualidade, que se manifesta principalmente na redução dos patamares máximos de poluentes permitidos, tem contribuído para reforçar as barreiras à entrada decorrentes de economias de escala, pois o grau de complexidade exigido para a produção de combustíveis com estas características só é atingido a elevadas escalas de produção e as especificações de qualidade menos rigorosas não demandam refinarias com maior grau de complexidade. Ou seja, como as unidades mais complexas operam com maior fator de utilização, uma refinaria mais complexa tem maior escala para operar.

As maiores empresas atuando nesta indústria são empresas verticalmente integradas, que possuem redes de distribuição próprias e, simultaneamente, contratos de fornecimento de longo prazo com distribuidores de menor porte. Mesmo entre as empresas ‘independentes’, usualmente caracterizadas pela ausência de integração entre o refino e as atividades de produção de petróleo e comercialização de derivados, observa-se, atualmente, a tendência de integração “para a frente”, tendo por objetivo a garantia de participação no mercado.

A extensão da rede, por sua vez, pode resultar em vantagens para as empresas estabelecidas, diretamente decorrentes ou não da escala. Entretanto, a rede de distribuição não precisa, necessariamente, ser de propriedade do produtor estabelecido para que a condição de entrada seja afetada. O controle sobre a mesma, que pode se constituir em uma vantagem sobre as potenciais entrantes, pode ser assegurado por meio de contratos de longo prazo.

Parte das vantagens obtidas pelas empresas estabelecidas, devido à propriedade, ou controle, de uma extensa rede de distribuição de derivados, deve-se à possibilidade de organização da logística de transporte em ‘nós’, ou ‘pólos’, de distribuição, sendo diretamente decorrentes da escala de produção e

²² Em uma refinaria medianamente complexa, com capacidade de produção de 100 mil barris/dia, por exemplo, o custo associado aos direitos de propriedade sobre produtos e processos representa apenas 3,75% do custo operacional (excluída a matéria-prima), ou o equivalente a cerca de 0,3% do custo total por barril refinado (MAPLES, 2000)

distribuição. Esse tipo de organização permite às empresas atuando no refino aproveitar ao máximo as economias de escala no transporte e armazenamento de derivados até o ponto de retirada pelas distribuidoras, minimizando, com isso, os custos de transporte. Por isso os derivados de petróleo são, geralmente, transportados até pólos de distribuição, por meio de dutos, seguindo depois em caminhões para os pontos de revenda. Esse tipo de economia de escala, no entanto, tende a favorecer a empresa multiplanta, na medida em que esta ainda pode minimizar os custos de transporte entre os pontos de produção e os pólos de distribuição (MARTINS, 2002).

Por fim, as empresas estabelecidas podem possuir vantagens absolutas de custos decorrentes do custo mais baixo de constituição e expansão das suas redes de distribuição. Esse diferencial de custos deve-se ao ‘pioneirismo’ destas empresas na montagem de suas redes, que envolve tanto a aquisição dos melhores locais e instalações para transporte e armazenamento (como áreas em portos, por exemplo) a custos mais baixos que os incorridos por entrantes posteriores, quanto às relações estabelecidas com as distribuidoras e/ou pontos de revenda, através de contratos de longo prazo, por exemplo.

Por outro lado, a entrada integrada no refino é dificultada pela elevada escala de produção de petróleo bruto necessária para suprir uma refinaria de escala eficiente, assim como pelo risco e elevado custo de desenvolvimento da produção de petróleo. Um campo de petróleo leva, após sua descoberta, algum tempo para atingir sua produção máxima, período durante o qual uma nova refinaria teria de ser abastecida por outras fontes. O aproveitamento de uma produção de petróleo relativamente pequena poderia permitir o estabelecimento de uma refinaria com escala inferior, somente se esta refinaria conseguisse aproveitar a existência de um ‘interstício’ de mercado, resultante da distância dos maiores refinadores aos menores mercados ou de variações regionais de especificações de produtos.

Deve ser destacado que, além da integração vertical, outra forma de reduzir a incerteza quanto ao custo de aquisição do petróleo bruto é a realização de contratos de longo prazo com os produtores de petróleo. As empresas atuando no refino procuram, dessa forma, compensar a ausência ou insuficiência de produção de petróleo bruto, em relação às suas necessidades de refino. No entanto, mesmo os contratos de longo prazo não são capazes de eliminar a incerteza, uma vez que a flutuação dos preços, tanto do petróleo bruto (e entre diferentes tipos de petróleo) quanto dos derivados, pode tornar os preços previamente estabelecidos prejudiciais para o refinador, em relação aos vigentes no mercado. As flutuações de preços têm sido resolvidas por meio de mecanismos de “hedge”. O mais conhecido é o *crack spread*, que protege a margem da refinaria. A negociação da margem bruta de refino no mercado

futuro protege o refinador das flutuações tanto dos preços de petróleo quanto de derivados (NYMEX, 2005).

2.2.2.3 - Custos

Como em uma refinaria são combinados diferentes processos, com características próprias de indivisibilidade, a combinação ‘ideal’ de processos pode requerer escalas mínimas de produção elevadas. A indivisibilidade dos processos de refino é decorrente da necessidade de um fluxo constante de produtos intermediários entre as unidades de processamento, capaz de mantê-las operando, com rentabilidade, a níveis próximos de sua capacidade máxima operacional.

As unidades de processamento, tanto de conversão quanto de tratamento, exigem maiores investimentos de capital que os requeridos para as unidades básicas de destilação atmosférica. Por esse motivo, as refinarias são geralmente projetadas para operar com taxas máximas de utilização nas unidades de conversão e tratamento existentes e com alguma capacidade ociosa nas unidades de destilação atmosférica, que tem sua utilização aumentada em função do aumento da demanda, e conseqüentemente dos preços, de produtos de baixa qualidade ou semielaborados²³.

Além das unidades de processo, uma série de instalações gerais compõem uma refinaria²⁴, incluindo facilidades para estocagem de petróleo, produtos intermediários e produtos finais, linhas de transferência, instalações de carregamento, geração e distribuição de eletricidade, vapor, água de resfriamento e ar comprimido (utilidades). A capacidade de estocagem²⁵ de uma refinaria depende de sua complexidade e, principalmente, do seu meio de abastecimento. O estoque de petróleo representa, em média, oito dias de operação em uma refinaria abastecida por dutos e quatro a seis semanas, se o abastecimento for por meio de navios. A estocagem de produtos intermediários é de aproximadamente quarenta e cinco dias enquanto os produtos finais têm, em média, um mês de estocagem.

Os custos de capital para instalação de um parque de tancagem²⁶ variam de \$360 a \$540/m³ e os de construção de linhas de transferência representam em torno de 40% dos investimentos em estocagem

²³ No caso do craqueamento catalítico (FCC – *Fluid Catalytic Cracking*), por exemplo, largamente utilizado para a produção de gasolina, é necessária uma capacidade básica de destilação atmosférica de 270.000 barris/dia para manter operando, a plena capacidade, uma unidade de FCC com capacidade de processamento de 70.000 barris/dia (CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES, 2002).

²⁴ Os custos de obras civis de uma nova refinaria são sempre muito elevados, incluindo a preparação do terreno, a proteção do solo contra infiltrações etc. O tipo de solo e a configuração podem proporcionar custos adicionais.

²⁵ Hoje em dia, um total de 300.000 m³ de estocagem são necessários por um milhão de toneladas de capacidade de produção.

²⁶ Tanques de teto flutuante custam aproximadamente 20% a mais que tanques de teto fixo. Os custos de estocagem de gases liquefeitos são muito maiores que os custos de estocagem de outros derivados de petróleo. A estocagem de butano requer investimentos da ordem de \$360 a \$540/m³ e a estocagem de propano varia de \$420 a \$640/m³ (MASSERON, 1990).

(MASSERON, 1990). As instalações de carregamento podem representar de 5 a 10% do custo das instalações gerais, dependendo do grau de automação e da variedade das facilidades de despacho (rodoviária, ferroviária etc) de derivados de petróleo. Os investimentos em utilidades (geração e a distribuição de eletricidade, vapor, água de resfriamento e ar comprimido) representam em torno de 35% dos investimentos em instalações gerais (MASSERON, 1990).

Originalmente considerava-se a complexidade dos *off-sites*²⁷ proporcional à complexidade das unidades de processo da refinaria. No entanto, à medida que dados sobre as refinarias começaram a ficar disponíveis, observaram-se grandes variações nos custos de capital dos *off-sites*. Geralmente estes não são proporcionais à complexidade das unidades de processo e são bastante elevados para refinarias simples. Para obtenção do investimento total da refinaria basta multiplicar a complexidade das unidades de processo pelo respectivo fator.

Adicionalmente, investimentos em plantas de refino equivalentes variam de acordo com a localização. Se o custo de construção é 100 nos Estados Unidos, será de 85 a 90 na Europa, 85 no Japão, e tão alto quanto 130 ou 180 nos países em desenvolvimento (MASSERON, 1990).

Os custos (fixos e variáveis) relacionados com as unidades de processamento dependem de alguns parâmetros, dentre os quais se destacam a idade²⁸, a capacidade de processamento, o fator de utilização e a complexidade da refinaria. Os custos fixos representam a parcela mais significativa dos custos de processamento da refinaria, desconsiderando os custos de matéria-prima (petróleo) (MASSERON, 1990).

No caso da indústria do refino de petróleo a participação do petróleo bruto e outras matérias-primas utilizadas pode representar mais de 85% do custo total por barril refinado, Por este motivo, as vantagens absolutas de custos das empresas estabelecidas na aquisição de matérias-primas, assim como de outros fatores de produção (capital e serviços de transporte/armazenamento, principalmente), podem representar uma importante barreira à entrada na indústria de refino. Além das vantagens quanto ao nível absoluto de preços, a integração com a produção de petróleo bruto, assim como com a atividade de distribuição de derivados, é considerada, na indústria do refino, uma forma de proteção contra a própria

²⁷Instalações que não estão diretamente relacionadas com o processamento de petróleo, tais como tancagem, geração de utilidades.

²⁸ Os progressos técnicos e tecnológicos alcançados tanto em termos de materiais quanto de processos, assim como a automação, proporcionaram ganhos em produtividade, tornando incomparáveis os custos de processamento de refinarias de idades diferentes.

oscilação desses preços e dos preços dos derivados, uma forma de absorver internamente tais flutuações e manter a rentabilidade da empresa como um todo.

O grau de complexidade da refinaria exerce influência sobre os custos de capital e sobre os custos variáveis, na medida em que refinarias mais complexas, capazes de processar óleos mais baratos, também consomem maior quantidade de catalisadores e outros reagentes químicos, contrabalançando, em parte, a vantagem de custos diretos decorrente da utilização de um tipo de petróleo de qualidade inferior. Observa-se que os investimentos relativos a unidades de processo podem dobrar de uma refinaria complexa para uma refinaria ultracomplexa de mesma capacidade de destilação. Adicionalmente, os investimentos em instalações gerais aumentam em cerca de 35%. Já os custos de uma refinaria ultra-complexa podem ser 72% superiores aos custos de uma refinaria complexa, devido, principalmente, ao aumento dos custos fixos (MASSERON, 1990).

Por fim, a receita obtida também varia em função da qualidade dos derivados produzidos, uma vez que derivados de qualidade superior são mais valorizados. A rentabilidade de refinarias mais complexas é então, objetivamente, diferencial, pois depende da diferença de preços entre os óleos de melhor e pior qualidade (custos), e do diferencial de preços (receita) entre os produtos de qualidade inferior e superior no mercado de combustíveis. Quanto ao custo de óleos leves e pesados, existe um diferencial histórico que varia de 25 a 80 *cents*/galão, a favor dos óleos leves. A menor vantagem de custos, no entanto, parece estar sendo amplamente compensada pela elevação da receita proporcionada pelos produtos de qualidade superior das refinarias complexas.

2.2.3 - Considerações gerais

O refino de petróleo possui características técnicas peculiares que se refletem em atributos econômicos marcados pelas economias de escala e escopo. Neste capítulo apresentaram-se os conceitos básicos fundamentais para a compreensão de tais características. Por ser uma atividade integrada à produção de petróleo e distribuição de derivados, a escala ótima de produção em um determinado mercado depende diretamente das escalas destas duas outras atividades. Entretanto, existe espaço também para aqueles que pretendem atuar em nichos de mercado específicos.

O que se pode dizer a respeito de configuração de uma refinaria no futuro é que não existe uma única configuração ótima.. A atividade de refino enfrenta desafios e, para processar crus cada vez mais

pesados, satisfazendo a demanda por derivados leves e com especificações cada vez mais severas, continuarão a ser desenvolvidos processos, tecnologias e catalisadores eficientes.

O desenvolvimento tecnológico da indústria, por outro lado, ao se orientar para atender a uma demanda cada vez maior por produtos de melhor qualidade e mais nobres (“leves”), reforça a importância das economias de escala, na medida em que a complexidade de uma refinaria e, portanto, sua capacidade de atender à demanda por produtos de qualidade superior, é diretamente relacionada com a escala de produção.

Arranjos ‘multiplanta’, como foi visto, também permitem que este objetivo seja alcançado com menores escalas de produção, porém, dependem da existência de infra-estrutura de transportes desenvolvida. Um mercado de grandes dimensões torna viável a especialização produtiva, não apenas em produtos intermediários para posterior reprocessamento, mas também em produtos de alto valor agregado voltados para nichos específicos de mercado.

Ajustes na capacidade de refino, tanto em termos de quantidade quanto em termos de qualidade são tipicamente lentos. E isto não se deve unicamente ao fato de que construir uma planta ou fechá-la leva tempo. Existe um período relacionado com a tomada de decisão, principalmente porque os investimentos em refino são elevados e porque envolvem, freqüentemente, questões políticas. Além disso, os investimentos na atividade podem ser inibidos por questões estratégicas (LONG, 1990).

Os refinadores podem expandir ou melhorar suas refinarias mesmo quando os investimentos não se justifiquem economicamente, por temor de se tornar dependentes de outros fornecedores para o abastecimento de produtos que eles mesmos produzem ou de perder potenciais aumentos na margem de refino. Como, em geral, os agentes econômicos que atuam no refino, também atuam na distribuição, a falta de produtos para os seus clientes pode arruinar relações comerciais.

Considerando-se que, em geral, são necessários aproximadamente três anos para projetar e construir capacidade adicional de refino, previsões de que a oferta não será capaz de atender à demanda de derivados de petróleo fazem com que os refinadores estabeleçam longos contratos de fornecimento ou decidam investir em novas instalações muitos anos antes das necessidades previstas se concretizarem. Mesmo que hoje as margens sejam atrativas, nada garante que elas se mantenham assim por muito tempo e, muito menos até que a capacidade adicional esteja pronta para operar. Freqüentemente as projeções de demanda não se concretizam pois se baseiam em dados pouco acurados e este é um fator

que justifica o temor pela construção de capacidade adicional de refino, embora existam razões que levam à adição de nova capacidade, tais como (RICHARDS, 1999):

- Manutenção da integração completa da cadeia de valor que protege a empresa de flutuações de margens derivadas de forças de mercado e de intervenções governamentais;
- Acesso a um mercado novo e isolado;
- Redução de custos de transporte de cru quando a produção de petróleo de uma empresa não se encontra próxima a um centro de refino;
- Estratégia de atuação em determinado mercado onde a empresa só têm permissão para operar caso invista em capacidade de refino;
- Garantia de fornecimento de matéria-prima para plantas petroquímicas.

2.3 - As dificuldades da Atividade de Refino

O refino de petróleo vem seguindo uma rota de desenvolvimento tecnológico que significa aumento na sua complexidade e ganhos de escala. É uma atividade integradora que permite acesso aos mercados, transformando o petróleo bruto em derivados que têm diversas aplicações.

Vale ressaltar que a atividade vem enfrentando diversos desafios que podem comprometer a sua rentabilidade. Neste capítulo são discutidos os principais desafios enfrentados pela atividade:

- mudanças qualitativas e quantitativas da demanda, em especial as impostas pelas especificações de combustíveis,
- pressões para a redução da poluição ambiental causada pelos processos de refino; • disponibilidade de petróleos cada vez mais pesados ou de petróleos não convencionais para o processamento;
- necessidade de produzir derivados leves a partir de resíduos.
- concorrência dos combustíveis alternativos aos derivados de petróleo.

2.3.1 - O Perfil da Demanda

Uma análise da evolução do mercado mundial de derivados de petróleo, ao longo das últimas quatro décadas demonstra que a demanda total por refinados²⁹, com exceção dos dois períodos que sucederam as duas crises do petróleo, tem crescido de forma sustentada. A ocorrência de redução da demanda de derivados de petróleo pode ser atribuída a riscos políticos que ameaçam o fornecimento de petróleo e a esforços crescentes para a economia de energia. Este fenômeno tem sido ainda acentuado pela substituição do petróleo pela energia nuclear, pelo carvão, pelo gás natural e pelas energias renováveis.

O petróleo ainda é a fonte de energia primária mais usada em diferentes regiões do mundo, com exceção da antiga União Soviética, onde o gás natural é a fonte energética dominante e do Sudeste Asiático, onde o carvão é predominante (BRITISH PETROLEUM, 2004).

A demanda por derivados de petróleo vem sofrendo mudanças em sua distribuição geográfica, o que significa uma maior participação de mercados emergentes devido, principalmente, ao crescimento econômico forte e persistente combinado ao demográfico em tais regiões, principalmente no sudeste e leste asiáticos (DOSHI, 1998).

Constata-se, ainda, que, apesar disso, os novos principais fornecedores de petróleo situam-se na região do Atlântico, gerando um descompasso entre onde o petróleo está sendo encontrado e onde a demanda por petróleo vem crescendo. Conseqüentemente, é provável que alguns fluxos de petróleo diminuam e outros aumentem com o tempo: os fluxos de petróleo do Oriente Médio para Europa e Américas tenderão a diminuir, voltando-se principalmente para o Sudeste Asiático, para onde também se destinará parcialmente a crescente produção africana; Paralelamente, espera-se que os fluxos de petróleo da América Latina e do Canadá para os Estados Unidos aumentem (HERMES, 1998).

A América do Norte e a Ásia são regiões que vêm se tornando cada vez mais dependentes das importações de petróleo para atender à sua demanda por derivados. Entre 1990 e 1999, o percentual de importações de petróleo aumentou de 47% para 64% na América do Norte e de 53 para 64% na Ásia. Isto tende a continuar nessas regiões caso não sejam implementadas políticas governamentais que estimulem a conservação de energia e a diversificação de fontes energéticas (KOELMEL, 2002).

²⁹ A demanda por derivados de petróleo pode ser dividida em função do uso final: i) gasolinas são quase inteiramente empregadas no setor de transportes ii) nafta destina-se basicamente à indústria petroquímica; iii) destilados médios que incluem querosene e óleo diesel, destinam-se basicamente ao aquecimento e ao setor de transportes iv) destilados pesados são empregados na geração de eletricidade e no setor industrial.

Nos mercados maduros, tais como América do Norte e Europa, onde a intensidade energética³⁰ não é tão elevada, o crescimento da demanda vem se estagnando nas últimas décadas. A demanda por derivados de petróleo nos Estados Unidos em 1965 representava 41% do total demandado e passou a representar 31% em 2003. Já a participação da demanda européia na demanda mundial passou de 38% para 25% no mesmo período. Vale ressaltar que o perfil da demanda nestas duas regiões é diferenciado: em 2002, na Europa, a demanda por destilados médios representou, em média, 41% da demanda total, enquanto nos Estados Unidos, que representam em torno de 84% da demanda da América do Norte, a demanda de gasolina representou a parcela mais significativa do total (BRITISH PETROLEUM, 2004).

Observa-se que a mudança estrutural mais importante na demanda mundial de derivados de petróleo é a sua concentração em mercados específicos, onde a sua substituição por outras fontes de energia não é atualmente possível ou ainda é muito cara, como é o caso do setor de transportes. Adicionalmente, os choques do petróleo não somente ocasionaram um decréscimo na demanda por derivados de petróleo, mas também proporcionaram uma mudança nos tipos de derivados demandados. Se dividirmos os derivados de petróleo em categorias: leves, médios, pesados e derivados não energéticos (lubrificantes, graxas e asfaltos), observamos, de maneira geral, a tendência ao aumento da demanda por derivados leves e médios, em detrimento dos pesados.

Na América do Norte, por sua vez, observa-se o crescimento das importações de gasolina e o declínio significativo das importações de óleo combustível, sem o proporcional crescimento das exportações deste produto, o que reflete a tendência mundial na redução da demanda de óleo combustível, o qual vem sendo progressivamente substituído pelo gás natural.

Embora tal mudança estrutural tenha ocorrido no mundo todo, ela foi mais acentuada nos países da OCDE³¹, onde o óleo combustível foi substituído para a geração de eletricidade. Tudo indica que a tendência de mudança continue nos próximos anos nos países que não constituem a OCDE, mas existe

³⁰ A intensidade energética é um dos principais indicadores de medida do nível de desenvolvimento humano e progresso de um país. Reflete a estrutura econômica, a combinação de combustíveis usados na economia e o nível de desenvolvimento tecnológico. Alguns estudos a respeito do tema concluíram que existe um pico na evolução da intensidade energética e que isto já ocorreu na maioria dos países da OCDE e em alguns que não pertencem a este grupo (SUN, 2002).

³¹ Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento constituída pelos seguintes países: Austria, Bélgica, República Tcheca, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islanda, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polônia, Portugal, Eslováquia, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido, Austrália, Canadá, Japão, México, Nova Zelândia, Coreia do Sul, Estados Unidos.

alguma incerteza quanto ao seu ritmo, principalmente porque ainda não está claro se a demanda latente por eletricidade poderá ser completamente satisfeita pelo carvão e pelo gás natural.

A Ásia do Pacífico é uma região muito heterogênea caracterizada por uma diversidade econômica e tecnológica muito grande. Em tal região merece destaque o crescimento da demanda por derivados de petróleo na China, que tem sido, em média, de 7,2% a.a, com destaque para o crescimento da demanda de destilados médios (em torno de 8,5% aa) entre 1992 e 2002 (BRITISH PETROLEUM, 2004).

Dados empíricos dos últimos dez anos demonstram que a demanda por petróleo e derivados na China aumentou a uma taxa mais estável que a taxa de crescimento da demanda por energia primária. A demanda por petróleo cresceu em todos os grandes setores, mas a participação do setor industrial apresentou um declínio sustentado enquanto a participação do setor de transportes chegou a representar 40% da demanda total³². Durante os anos 80, a China foi um exportador líquido de aproximadamente 20 milhões de toneladas de petróleo por ano. Entretanto, desde meados da década de 90 a situação se inverteu: o país passou de exportador a importador líquido. A diferença entre a demanda e a oferta doméstica cresceu para 110 milhões de toneladas em 2003 (ANDREWS-SPEED, 2004).

Em contraste, o crescimento da demanda de derivados no Japão tem se mantido estagnado nos últimos dez anos. Neste país, apesar da elevada taxa de crescimento da demanda da gasolina (2,7% a.a. entre 1993 e 2003), os destilados médios ainda representam a parcela mais significativa do total demandado (35%) em 2002. O crescimento da demanda por destilados médios (óleo diesel, querosene equerosene de aviação) no mundo deve-se, principalmente, ao crescimento acentuado da aviação e do transporte rodoviário e ao crescimento do uso de óleo diesel em veículos comerciais, particularmente nos países em desenvolvimento da Ásia. Em várias regiões da Ásia, o aumento da demanda de derivados médios foi acentuada por regulações governamentais, tais como subsídios cruzados. Na Índia, por exemplo, o óleo diesel foi subsidiado como um combustível industrial e o querosene, por ser usado por populações rurais mais pobres, foi subsidiado para cocção e iluminação. Frequentemente esses subsídios somente foram possíveis devido à incidência crescente de taxas sobre o preço da gasolina (HORSNELL, 1997).

³² O número de veículos registrados cresceu dezoito vezes entre 1980 e 2002, quando o tráfico de passageiros aumentou seis vezes.

No Oriente Médio constata-se o crescimento da demanda por todos os derivados, principalmente por gasolina, óleo diesel e inclusive do óleo combustível, especialmente, na Arábia Saudita, no Irã, no Iraque e nos Emirados Árabes.

Observa-se que as exportações de gasolina das Américas do Sul e Central se acentuaram mais recentemente, destacando-se as quantidades exportadas da Venezuela e das Ilhas Virgens para os Estados Unidos. Por outro lado, as importações de gasolina do Oriente Médio, do Sudeste Asiático e da Europa Oriental aumentaram mais que proporcionalmente às exportações de tal produto, o que confirma a tendência de crescimento do consumo de tal combustível em tais regiões. As exportações de gasolina da África e da Europa Ocidental aumentaram mais que as importações do produto, indicando que ambas as regiões são potencialmente exportadoras do produto.

Nas Américas Central e do Sul, a demanda por destilados médios cresceu a uma taxa de 2,9% a.a na última década e representou em torno de 36% da demanda total de derivados em 2002. Nesta região merece destaque o Brasil, país de dimensões continentais e que possui a quinta maior população do mundo (aproximadamente 177 milhões de habitantes) e é, sem dúvida, o maior consumidor de derivados de petróleo. Nesta região, cresceram as exportações de gasolina e óleo diesel, principalmente da Venezuela, enquanto as importações de óleo diesel cresceram, especialmente no Brasil.

A demanda mundial de energia no cenário de referência do *International Energy Outlook* (2004) aumentará em 54% no período entre 2001 e 2025. O maior crescimento deverá ocorrer nos países em desenvolvimento tais como China e Índia, acompanhando o crescimento do Produto Interno Bruto -PIB destas regiões, que deverá aumentar a uma taxa média de 5,1% a.a., taxa esta superior à média de crescimento do PIB de 3% a.a. no mundo. Após 2004, a demanda por derivados de petróleo deverá crescer a uma taxa entre 2,5 e 3,0% a.a. na Ásia, que continuará sendo a região líder em crescimento no mundo, representando, aproximadamente, metade do crescimento total previsto. A melhora geral das condições econômicas tem contribuído para o aumento da demanda por petroquímicos, e, conseqüentemente por nafta, tendência esta que deve se manter no futuro. A longo prazo o crescimento da demanda de combustíveis automotivos deverá apresentar a maior contribuição para o crescimento total da demanda.

Por outro lado, a demanda por energia nas nações industrializadas, denominadas mercados maduros, deverá crescer a um ritmo mais lento. Mesmo nas economias da Europa Oriental e da antiga

União Soviética a demanda de energia deverá crescer a uma taxa média de 1,5% a.a., devido ao declínio no crescimento da população combinado a fortes ganhos de eficiência energética, decorrente da substituição de equipamentos obsoletos.

Embora a demanda por petróleo e seus derivados nos países desenvolvidos seja maior que a nos países em desenvolvimento, a diferença existente deverá se estreitar no longo prazo. Dentre as regiões industrializadas, o maior crescimento da demanda é esperado para a América do Norte, especialmente no setor de transportes dos Estados Unidos, devido aos preços relativamente baixos da gasolina nos últimos anos, assim como à renda *per capita* elevada que contribuiu para o aumento da demanda por veículos maiores e mais potentes neste país.

Já nos países em desenvolvimento espera-se o crescimento da demanda em todos os setores finais da economia. Espera-se que a eficiência média de consumo de combustíveis dos automóveis aumente, o que pode contribuir para compensar o aumento da demanda por gasolina, especialmente nos Estados Unidos. Assim, é provável que o crescimento global da demanda por combustíveis seja estimulado pelo crescimento da demanda por destilados médios, uma vez que a eficiência média de tais combustíveis não compensará o crescimento decorrente da expansão econômica (GUARIGUATA, 1998).

Especialmente interessante, neste caso, permanece sendo o mercado europeu, em que se destaca a dieselização da frota (passada e prevista para o futuro) associada a um refino otimizado para gasolina. De fato, a Europa Ocidental vem se destacando no mercado mundial como produtor *swing* de gasolina, sendo um dos principais exportadores para os Estados Unidos, na última década (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2002b).

A relação de gasolina/diesel na Europa está descendente, e, conforme as projeções, ainda deverá apresentar redução significativa. Em 2000, o consumo de diesel superou o de gasolina, a previsão é que, em 2015, o consumo de diesel seja aproximadamente o dobro do da gasolina.

A qualidade do petróleo mundial tem se deteriorado muito nos últimos anos. Se por um lado a matéria-prima está se tornando mais pesada e com mais teor de enxofre, por outro, a demanda por derivados leves/médios (gasolina e diesel) e com teores de enxofre cada vez mais reduzidos vem aumentando. Estas restrições forçam a indústria do petróleo a investir em unidades de refino mais complexas para atender a estas especificações. Por isso, o processamento do fundo de barril é,

atualmente, o estágio central das operações de refino. Existe um número crescente de unidades em construção no mundo destinadas ao processamento de resíduos.

A dificuldade observada na indústria do refino, de adequação da oferta à demanda, deve-se ao fato de que uma vez construída a refinaria, sua flexibilidade é muito limitada, pois a utilização de óleos com características diferentes daquelas para as quais a mesma foi inicialmente projetada implica em perdas ou custos significativos (MASSERON, 1990). O mesmo é válido para o perfil da produção de uma refinaria que, mantidas as características da planta, não pode ser alterado sem que a qualidade ou a especificação dos derivados seja afetada.

Tradicionalmente, o diferencial existente entre os preços de petróleo leve e pesado é monitorado e pode representar um incentivo para a construção de unidades “fundo de barril”. Atualmente, no entanto, tal diferencial diminuiu significativamente, sem que a demanda por tais unidades também caísse. Identificam-se hoje dois direcionadores para investimentos em unidades “fundo de barril”: a necessidade de processamento de crescentes quantidades de petróleo pesado e as regulamentações referentes a teores máximos de contaminantes nos combustíveis. O primeiro fator proporcionou o surgimento de inúmeras associações estratégicas entre produtores e refinadores e catalisou a construção de inúmeras unidades de processamento de fundo de barril tanto nas novas refinarias quanto nas já existentes.

Observa-se a evolução do grau API e do teor de enxofre da carga processada nas refinarias americanas³³. Esta vem se tornando cada vez mais pesada e com maior teor de enxofre. O grau API do petróleo processado, que no início da década de 1980 encontrava-se entre 33,5° e 34,0°, em 2001, chegou a 30,5°, uma queda de 3°. Enquanto o enxofre passou de cerca de 0,85%, em 1981, para quase 1,45%, em 2001. Estas características tornam necessárias unidades de conversão, que possam processar petróleos pesados e gerar produtos leves e médios, e unidades de tratamento que permitam reduzir o teor de enxofre dos derivados produzidos e estabilizar os derivados leves e médios produzidos.

Existe um grande número de petróleos que vêm sendo produzidos, muitos deles em águas profundas, cujas propriedades são pouco usuais e, que, por isso, não são facilmente substituídos nas refinarias. Conseqüentemente, os produtores têm tido dificuldades de valorar tais tipos de petróleo. Tais propriedades são a acidez naftênica, elevado teor de nitrogênio, elevado teor de enxofre e aromáticos.

³³ Os Estados Unidos são um dos principais consumidores de petróleo e derivados do mundo (25,1% do consumo mundial, valor quase igual ao consumo de toda Europa e Eurásia) e detêm 20,2% da capacidade de refino mundial (BRITISH PETROLEUM, 2004).

Petróleos com elevada acidez naftênica³⁴ são extremamente corrosivos e devem ser processados em refinarias adaptadas metalurgicamente para tal. O teor de nitrogênio também causa problemas: se ele for inferior a 1.500 ppm no gasóleo de vácuo não há problemas, mas à medida que a concentração aumenta, o nitrogênio atua como um veneno temporário para o catalisador das unidades de craqueamento catalítico, proporcionando uma conversão muito baixa. Muitos dos petróleos pesados têm também um elevado teor de enxofre. No entanto, nem sempre isso acontece. Devido aos elevados teores de enxofre nos petróleos, os derivados também apresentam concentração elevada desse elemento, o que gera a necessidade de tratamentos adicionais para que sejam enquadrados dentro das especificações exigidas. Devido aos custos envolvidos no processamento desses tipos de petróleo, normalmente os mesmos são mais baratos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002 b).

Naturalmente a indústria tende a produzir o petróleo mais fácil de ser encontrado e mais barato de ser produzido, mas existem recursos ainda maiores e não convencionais, genericamente conhecidos como “óleos não convencionais”, que podem ser explorados e produzidos, acompanhando os avanços tecnológicos. Tais recursos são conhecidos como óleos pesados, óleos ultra-pesados e betumes.

Atualmente os petróleos não convencionais têm uma participação pouco significativa dentro do mix de energéticos devido à sua pouca competitividade frente aos preços de petróleo convencional. Um dos grandes obstáculos ao desenvolvimento de tais fontes são as questões ambientais. A produção e o processamento de fontes não convencionais de petróleo apresentam problemas ambientais únicos que incluem poluição do ar e da água e devastação de áreas superficiais.

Alguns defendem que a oferta de petróleo convencional atingirá seu pico entre 2020 e 2030, não incluindo nestas perspectivas a oferta dos petróleos não convencionais mencionados, porque as consideram muito especulativas. A curva de Hubbert por país ou por região produtora do mundo, utilizada para embasar essas análises, é, na verdade, uma agregação de curvas de diferentes bacias sedimentares. Isto significa que, se houver bacias pouco exploradas num país ou região, a curva de Hubbert pode sofrer revisões consideráveis, adiando o pico, ou mesmo redefinindo o formato (altura) da curva, sempre que potenciais significativos sejam descobertos. Assim, o pico de produção de petróleo mundial pode não ser alcançado em menos de 50 anos (STOSUR, 2000).

³⁴Petróleos com elevada acidez naftênica são Marlim, do Brasil, Kuito, de Angola; Heidrum, Troll, Balder, Alba e Gryphon do Mar do Norte e alguns da China.

De acordo com a projeção do Departamento de Energia dos Estados Unidos observa-se, a partir de 2010, um aumento da oferta de petróleo não convencional. Este fato vem confirmar a tendência da diminuição do grau API dos petróleos processados, já que óleos não convencionais possuem como uma de suas características baixo grau API, sendo, em média, petróleos pesados. Este dado é particularmente importante para o caso brasileiro, em que se prevê a possibilidade de exportação de petróleo pesado ácido. Um aumento da produção de petróleos não convencionais, especialmente os ácidos, também pode levar a uma maior capacidade de processamento destes óleos, no longo prazo, o que, somado às instabilidades geopolíticas da produção OPEP, pode reduzir o desconto de preço ácido-convencional, com que se depara o óleo brasileiro (especialmente, Marlim), atualmente, exportado.

Novamente, o aumento da produção de crus não convencionais também expressa uma maior capacidade de processamento destes óleos nas refinarias (refinarias mais complexas e com metalurgia adequada), uma maior flexibilidade, portanto, de seu consumo, no longo prazo, ou uma maior elasticidade preço-demanda de óleos não convencionais.

A projeção da relação de produção OPEP/não OPEP da Agência Internacional de Energia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002 a) para óleos convencionais diverge daquela do EIA. Conforme INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002 a), a OPEP participará com um percentual de produção superior aos países não-OPEP, reforçando ainda mais a dependência dos países importadores com relação a esta região.

E quanto à entrada da produção de óleos não convencionais, sua produção começa a ser representativa em 2010, corroborando a tendência, já mencionada, de petróleos mais pesados para serem processados. Canadá e Venezuela destacam-se na produção de óleos não convencionais. As grandes reservas de petróleo ultra-pesado localizadas no Canadá e na Venezuela vêm se tornando uma realidade comercial. A escala e o custo das operações necessárias para explorar esse petróleo ultra-pesado apresentaram-se muito elevadas, até recentemente, para permitir uma exploração comercial do produto. Em 2001, mais de 650.000 barris/dia de petróleo ultra-pesado foram produzidos no Canadá e a produção de óleo ultra-pesado venezuelano em 2002 foi estimada em 400.000 barris/dia, o que representou apenas 0,54% da produção total mundial de petróleo no mesmo ano.

Embora as duas regiões tenham, conjuntamente, 3 trilhões de barris de reservas estimadas de petróleo ultra-pesado, os volumes produzidos são pequenos, se comparados com a produção mundial de

petróleo³⁵. A produção mundial de petróleo, incluindo líquidos de gás natural, óleo de xisto e os petróleos ultrapesados.

Os depósitos de betume encontrados no Canadá são os maiores do mundo: cobrem uma área total comparável ao tamanho da Escócia. Dado o declínio na produção de petróleos leves e pesados convencionais no Canadá, é provável que a produção de cru sintético e betume chegue a representar mais que 50% da produção do Canadá até 2015 (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 c).

A produção de petróleo ultrapesado do Canadá deve aumentar significativamente e compensar o declínio na produção de petróleo convencional, tornando o Canadá a maior fonte fornecedora de petróleo do mundo. O Departamento de Energia dos Estados Unidos estima que a produção de betume já submetida a algum tipo de tratamento deva chegar a 1,56 milhão de barris/dia até 2012.

O primeiro projeto para produção de petróleo é o *Syncrude Canada Limited*, uma *joint venture* de oito empresas, com maior participação da *Canadian Oil Sands Incorporated*. Representa o maior produtor tanto de betume bruto quanto de betume tratado. Outro projeto existente é o *Suncor* cuja capacidade de produção era de 225.000 barris/dia em 2001, a qual deve dobrar entre 2010 e 2012 (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 c).

A Venezuela contém bilhões de barris de petróleo ultra-pesado e depósitos de betume, concentrados na Bacia do Orinoco, localizada na parte central do país. Existem cinco projetos para a recuperação do petróleo da região. Quatro deles são *joint ventures* entre a PDVSA e empresas estrangeiras, convertem o cru extremamente pesado de aproximadamente 4º API em cru sintético mais leve, em um complexo de refino existente na costa nordeste da Venezuela. Em 2003 os quatro projetos produziram aproximadamente 500.000 barris/dia de cru sintético e deverão produzir 700.000 barris/dia em 2009. Já o quinto projeto pertence a PDVSA e produz o combustível denominado Orimulsion³⁶ que é exportado para o mundo inteiro e usado na geração de eletricidade. Os quatro projetos que são

³⁵ A produção mundial de petróleo, incluindo líquidos de gás natural, óleo de xisto e os petróleos ultrapesados

³⁶ Emulsão constituída de 70% de betume, 30 % de água e alguns aditivos estabilizadores.

associações entre a PDVSA e empresas estrangeiras, e apresentam taxa interna de retorno de apenas 15% (BROWER, 2002, CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES, 2002 b).

A empresa Total anunciou que gostaria de construir mais um projeto de cru sintético no país até 2010, o que depende de aprovação governamental. O Ministério de Minas e Energia da Venezuela deverá oferecer novos blocos para exploração e produção de petróleo ultra-pesado na Bacia do Orinoco e tais projetos deverão atender ao disposto na Lei de Hidrocarbonetos de 2001, que determina que a PDVSA possua 51% de participação nos projetos petrolíferos.

O betume não é contabilizado na cota de produção de petróleo da OPEP para a Venezuela e a *Bitor – Bitumenes del Orinoco*, subsidiária da PDVSA, é responsável pelo processamento, transporte e venda da Orimulsion. O futuro da produção de Orimulsion não é muito claro, uma vez que a PDVSA anunciou em 2003 que as atividades da Bitor seriam dissolvidas pois lucros maiores poderiam ser alcançados com a comercialização de óleo combustível. Apesar disso, todos os contratos assinados seriam cumpridos.

A recuperação do petróleo ultra-pesado da bacia do Orinoco é mais difícil e capital intensiva que a do betume canadense, talvez porque o petróleo esteja localizado em profundidades maiores. Além do petróleo encontrado na Venezuela ser ultra-pesado, ele também é rico em enxofre e metais tais como níquel e vanádio. Os custos associados com a recuperação de cru sintético reduziram-se em até 50% nos últimos 20 anos, desde que o primeiro projeto de recuperação entrou em operação (BROWER, 2002).

2.4 – O Refino no Mundo

Neste tópico é apresentado um diagnóstico da atividade de refino em diferentes regiões do mundo. Constata-se que, a evolução da capacidade e da complexidade da atividade está diretamente relacionada às mudanças ocorridas na demanda de derivados de petróleo. O aumento dos investimentos em unidades de conversão resulta do crescimento da demanda por produtos mais leves, gasolina e destilados, conforme a região. Por outro lado, investimentos em unidades de hidrotreatamento decorrem de especificações mais severas para os combustíveis, principalmente quanto ao teor de enxofre. A caracterização atual e futura da demanda e do parque de refino de cada uma das regiões permite não somente a simples comparação, mas também a identificação de gargalos, ou pelo contrário, de excesso de capacidade produtiva, que impactam a disponibilidade de derivados de petróleo no mercado mundial para países importadores, como é o caso do Brasil.

2.4.1 - Aspectos Gerais

A década de 60 se caracterizou por um período de crescimento da indústria de refino na Europa Ocidental e no Japão, em detrimento do crescimento nos Estados Unidos. Na década de 70, a capacidade de refino, embora tenha crescido a uma taxa mais baixa na Europa Ocidental, cresceu significativamente nos países em desenvolvimento, conduzindo a uma ruptura das tendências constatadas antes das crises do petróleo, havendo uma reestruturação da capacidade de refino mundial. Em suma, a situação na América do Norte estabilizou-se rapidamente após a segunda crise do petróleo, enquanto na Europa as flutuações foram mais significativas e o excesso de capacidade de destilação levou algum tempo para ser absorvido³⁷ (MASSERON, 1990).

A América do Norte e a Europa Ocidental, mercados maduros, onde ocorrem as principais operações das empresas que tradicionalmente atuam no segmento à jusante da atividade petrolífera, tiveram sua capacidade de refino reduzida desde meados da década de 80. Por outro lado, o crescimento da capacidade de refino foi significativo na Ásia entre 1978 e 1985, não somente nos principais países consumidores da região, mas também nos países de menor importância econômica, que estavam em fase rápido desenvolvimento, tais como Coreia do Sul e Tailândia. Na Indonésia, beneficiada pela sua posição geográfica especial, houve o crescimento da capacidade de refino, em função do potencial de crescimento do seu mercado.

Ao longo das décadas de 1980 e 1990 registrou-se um crescimento acentuado na participação dos países da Ásia não-OCDE e do Oriente Médio na capacidade mundial de refino. Os países da OPEP tiveram a sua capacidade de refino aumentada, particularmente na Arábia Saudita, Kuwait e Emirados Árabes Unidos. Na África, após um período de acentuado crescimento no refino na década de 70, especialmente na Líbia, Argélia e Nigéria, houve uma estagnação, pois os mercados cresceram mais lentamente que o esperado.

Dos 84 milhões de barris/dia de capacidade de refino existentes no mundo em 2003, observa-se que a maior parte da capacidade de refino se concentrava na Europa (30%), considerando tanto a parte ocidental quanto a oriental, seguida pela Ásia e Oceania (25%) e pela América do Norte (24%).

³⁷O fator de utilização das refinarias na Europa Ocidental se reduziram de 82 para 60%, entre 1973 e 1980 (TOLMASQUIM *et al*, 2000)

Analisando-se com mais cuidado o período de 1993 a 2003, a capacidade instalada de refino na Europa, incluindo a Europa Oriental, foi a mais significativa do mundo e representou, em média, 35% da capacidade total instalada existente. Tanto a capacidade instalada da América do Norte quanto da Ásia do Pacífico representaram cerca de 24% da capacidade total. Observa-se que a região onde ocorreu significativo aumento da capacidade instalada foi a Ásia do Pacífico: sua capacidade instalada cresceu de 20% para 25% da capacidade total entre 1993 e 2003. A capacidade instalada do Japão, apesar de ainda representar a mais significativa da região, vem decrescendo, principalmente a partir de 1999. Por outro lado a capacidade de refino na China cresceu significativamente, em torno de 64%, no período em análise, assim como a capacidade de refino da Coreia do Sul e na Índia, que cresceram 45% e 118%, respectivamente (BRITISH PETROLEUM, 2004).

Em 2003 houve um aumento da capacidade de refino mundial, relativamente ao ano de 2002, apesar da diminuição do número de refinarias. O incremento ocorreu devido à inclusão de uma nova refinaria e a expansões nas refinarias existentes. Os maiores aumentos ocorreram na América do Norte e no Oriente Médio³⁸. Os aumentos de capacidade verificados na América do Sul ocorreram devido às expansões nas refinarias do Brasil, enquanto as expansões europeias ocorreram na Bélgica, França, Alemanha, Itália, Holanda e Reino Unido, compensando as reduções na Grécia, Suécia e Turquia. Por outro lado, a capacidade de refino na Ásia³⁹ e na Europa Oriental diminuiu em 2003.

Os investimentos destinados à indústria de refino mundial diminuíram percentualmente desde a década de 70 e representavam, no início da década de 90, de 11 a 13% do total de investimentos destinados à indústria de petróleo mundial. Os montantes destinados ao refino permaneceram praticamente constantes devido à substituição dos investimentos destinados às unidades de destilação pelos destinados às unidades de conversão, as quais transformam petróleo em produtos mais leves e de maior valor agregado, unidades estas mais caras que as de destilação atmosférica de mesma capacidade (MASSERON, 1990).

É importante registrar que a capacidade instalada de refino e a demanda por derivados caminham juntas na maioria das regiões, indicando que as refinarias localizam-se usualmente nas proximidades

³⁸O aumento da capacidade de refino em tais regiões ocorreu devido à inclusão de informações a respeito do Iraque e a uma refinaria norte-americana que não havia sido incluída no ano anterior na base de dados da Oil and Gas Journal.

³⁹Houve o fechamento de uma refinaria na Austrália e de uma refinaria no Japão.

dos centros de consumo, de forma a suprir a demanda local. Grandes mercados não devem incorrer em déficits elevados no balanço de derivados, pois existe o risco de desabastecimento decorrente da incapacidade do mercado internacional em atender suas necessidades (PINELLI, 2004).

Nos mercados maduros os refinadores estão num estágio de consolidação das operações, racionalização e maximização da capacidade das plantas existentes. Os investimentos realizados nestas áreas estão focados nas especificações de produtos e num processo de fusões e aquisições. Na América do Norte observa-se que a demanda é superior à capacidade instalada de refino e que o processamento de petróleo está bem próximo da capacidade instalada. Na Europa existe um excedente de capacidade produtiva e a demanda está equilibrada com o processamento efetivo de petróleo. O excedente de capacidade se refere à capacidade de produção de gasolina que é exportada preponderantemente para os Estados Unidos.

Nas Américas do Sul e Central o processamento de petróleo está próximo da demanda por derivados e existe um pequeno excedente de capacidade instalada que pode ser usado para atendimento da própria demanda da região, que tende a crescer, ou para exportação de derivados. Apesar do significativo crescimento da demanda no Oriente Médio, a região apresentou capacidade instalada de refino superior à demanda regional por derivados de petróleo em 2003. Além disso, como o nível de processamento de petróleo encontra-se próximo da capacidade instalada, conclui-se que a região é tradicionalmente exportadora de derivados, principalmente para o Sudeste e Leste Asiáticos, Estados Unidos e Europa, em ordem decrescente de quantidades (BRITISH PETROLEUM, 2004).

Na África o processamento de petróleo é inferior à demanda local, o que reflete a baixa complexidade das refinarias da região, incapazes de se ajustar ao mercado. A demanda do sudeste asiático é superior à capacidade instalada da região, mas a diferença existente não é tão significativa quanto à observada na América do Norte. Estas duas regiões representaram as mais importantes importadoras de derivados de petróleo em 2003.

De maneira geral, as refinarias têm acompanhado o aumento da demanda por derivados mais leves, em decorrência de investimentos em unidades de conversão. Constata-se que a taxa de conversão nas refinarias vem aumentando em diferentes regiões do mundo, enquanto a quantidade de resíduos tende a aumentar, em decorrência da tendência de processamento de crus cada vez mais pesados, a demanda por produtos pesados tende a diminuir. Assim, conforme já mencionado em capítulos

anteriores, torna-se necessária à implantação de unidades de processamento de fundo de barril que transformam produtos pesados em produtos mais leves e de maior valor agregado.

Da mesma forma, as refinarias têm atendido às especificações mais rígidas para os derivados por meio de investimentos em unidades de tratamento, o que, conseqüentemente, vem contribuindo para o aumento da complexidade das instalações.

2.4.2 - O Refino nos Estados Unidos

Os Estados Unidos são um importador líquido de petróleo e derivados. Em 1994 as importações representaram mais que 50% do petróleo empregado no país e 10% dos derivados de petróleo acabados. As importações de derivados de petróleo acabados atendem a nichos de mercado específicos que surgem de restrições logísticas, escassez regional e relações comerciais de longo prazo entre fornecedores e refinadores. O Canadá é a principal fonte das importações dos Estados Unidos desde 1996, sendo o principal fornecedor de derivados de petróleo, incluindo gasolina, querosene de aviação e destilados médios (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004).

As exportações de derivados de petróleo, essencialmente coque e óleo combustível, representam apenas 4% da produção das refinarias americanas enquanto as exportações de petróleo representam apenas 1% do total de petróleo produzido e importado. Entre 1973 e 1981 o número de refinarias nos Estados Unidos aumentou de 281 para 324 (ENERGETICS, 1998).

As crises do petróleo da década de 70 ocasionaram um excesso de capacidade de refino e as margens estreitas estimularam o fechamento de refinarias menos eficientes. Entre 1982 e 1994 o número de refinarias nos Estados Unidos diminuiu de 301 para 176 e muitas das instalações fechadas tinham capacidade inferior a 50.000 barris/dia. Em 2002 existiam 180 refinarias na América do Norte, sendo que 153 (85%) estavam localizadas nos Estados Unidos e destas, 144 estavam operando com capacidade média de 109 mil barris/dia.

Entre 1996 e 2002 houve uma adição de 1,4 milhão de barris/dia na capacidade de refino norte-americana e os aumentos previstos (aproximadamente 5 milhões barris/dia) para ocorrer até 2025 deverão estar concentrados na região tradicionalmente refinadora da Costa do Golfo do México, já interligada por uma extensa rede de dutos com as demais regiões do país. Além disso, as refinarias vêm sendo usadas intensivamente, conforme se observa pela elevada taxa média de utilização de 97% em 2002 (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 e).

A maior parte da capacidade de refino está concentrada em grandes empresas integradas que possuem diversas instalações, sendo que aproximadamente 25% das instalações existentes correspondem a pequenas refinarias que produzem menos que 50.000 barris/dia e representam menos de 5% da produção total anual de derivados do país (ENERGETICS, 1998).

Em torno de 90% do petróleo processado nas refinarias convertem-se em combustíveis, incluindo gasolina, destilados médios (óleo diesel, óleo de aquecimento, querosene de aviação), óleo combustível, gases liquefeitos de petróleo e coque. Outra categoria de derivados é a de não combustíveis que incluem asfaltos, lubrificantes, solventes, graxas e a categoria de matérias-primas petroquímicas (nafta, etano, propano, butano, eteno, propeno, buteno). As unidades de processamento devem produzir menos óleo combustível e mais produtos leves, de maior valor agregado, tais como gasolina, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo, mantendo a tendência já observada desde a década de 80 e mantida na década de 90, período em que a capacidade de conversão praticamente não se alterou com relação à capacidade de destilação, e quando houve o fechamento de 39 refinarias nos Estados Unidos, apesar de a capacidade instalada ter aumentado em 940.000 barris/dia, como resultando da ampliação de refinarias existentes.

Embora a margem não seja o único indicador de decisão para investimento em uma refinaria⁴⁰, trata-se de uma variável-chave na decisão: refinarias menores, pouco flexíveis têm sido exatamente aquelas que fecharam nos últimos anos nos Estados Unidos. O fechamento de refinarias nos Estados Unidos, nos últimos anos, não se deve a um decréscimo do ritmo de demanda por derivados-chaves, como gasolina. Nos últimos dois anos, ao contrário, o refino americano operou com fatores de utilização muito elevados (acima de 90%), e tem se mostrado “apertado” em relação ao mercado, explicando, inclusive, determinados picos sazonais de preços de derivados, especialmente a gasolina. A produção total de derivados tem permanecido relativamente constante em função do aumento do fator de utilização das refinarias e de ampliações de capacidade de refino nas instalações já existentes (ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, 1995).

Assim, o fechamento de refinarias nos Estados Unidos, que totalizou 1,6 milhões de barris/dia, entre 1998 e 2003 (ou 10% da capacidade de refino norte-americana ou quase 85% da capacidade de

⁴⁰ Vide, por exemplo, TOLMASQUIM et al. (2000)

refino brasileira), pode ser explicado por:

- as refinarias que fecharam eram majoritariamente de pequeno porte e independentes e operavam com menores margens em mercados distendidos, necessitando exportar derivados e produtos semi-acabados para fora do seu mercado de referência;

- as margens de refino mostram-se oscilantes, frente às incertezas dos preços de petróleo (mesmo diante do aumento do fator de utilização das refinarias);

- as especificações ambientais vêm se tornando mais severas no mercado norte-americano tornando inviável a operação de refinarias pouco flexíveis, que se depararam com a necessidade de investimentos adicionais para permanecerem operando;

- as refinarias pouco flexíveis se mostraram incapazes de se adaptar a um mercado em que petróleos pesados e não convencionais vêm ganhando importância;

- apesar de a maior parte das refinarias que fecharam ser independente, as independentes também foram as que mais expandiram a sua capacidade de processamento primário nos últimos 15 anos, através de expansões simples ou aquisições de refinarias e fusões. A existência de independentes no mercado dos Estados Unidos depende da rentabilidade do negócio “refino”, que depende da capacidade de o refinador encontrar nichos de mercado de alto valor agregado: isto significa esquemas de refino complexos, capazes de produzir derivados de alto valor agregado, com excelentes especificações de qualidade, e ótima localização no seu mercado de referência;

- as refinarias que fecharam das maiores foram, majoritariamente, adquiridas por independentes; as *majors*, com exceção da Exxon-Mobil, praticamente não expandiram a sua capacidade de processamento primário nos Estados Unidos, concentrando suas atividades na produção de petróleo;

- as refinarias (parcial ou totalmente) de empresas de países produtores de petróleo não aumentaram a sua capacidade de processamento primário, mas fizeram imensos investimentos em unidades de conversão e tratamento, para processamento dos seus próprios óleos pesados.

Não se pode deixar de mencionar que o perfil de petróleos processados nos Estados Unidos apresenta-se cada vez mais pesado e com elevado teor de enxofre. As importações dos óleos que fazem parte desse perfil originam-se principalmente da Venezuela e do México. Em termos logísticos, as

refinarias processadoras de óleos pesados e com elevado teor de enxofre se localizam predominantemente no Golfo do México. Como o perfil da demanda é composto basicamente de derivados claros, encontramos neste mercado a maior concentração de unidades de conversão do planeta. A principal unidade de conversão deste mercado é o craqueamento catalítico fluido. Ademais, este mercado apresenta-se como o principal em termos de unidade de coque e hidrotratamento do mundo (PINELLI, 2004).

Os representantes da indústria em geral citam a necessidade de adequação às restritivas regulações ambientais, particularmente as do *Clean Air Act*, de 1990, como o principal fator que vem afetando a indústria de refino norte-americana na década de 90. As mudanças regulatórias recentes e futuras relativas a meio ambiente e segurança tendem a forçar a indústria de refino de petróleo a investir na melhoria de certos processos para reduzir emissões e alterar a composição do produto final. Por exemplo, os custos de capital estimados para adequar as instalações de refino de petróleo às exigências do *Clean Air Act* são da ordem de \$40 bilhões. Existe um consenso de que, em alguns casos, é mais econômico fechar parcialmente ou inteiramente refinarias que adequá-las aos novos padrões existentes.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos - *Energy Information Administration* analisou os fechamentos e as expansões ocorridas nos últimos vinte anos no mercado americano, relacionando as mudanças ocorridas na localização, no tamanho e tipo de propriedade das refinarias de modo a desenvolver projeções regionais até 2007.

Cada região apresenta diferentes competidores marginais e diferentes margens, fatores estes que influenciam a decisão de expansão. Conforme já mencionado, as refinarias menores estão mais expostas a fechamentos que refinarias maiores e, como ainda existem refinarias pequenas e pouco competitivas, é provável que o fechamento de refinarias ainda venha a ocorrer. O tamanho de refinaria marginalmente econômico era de aproximadamente 20 mil barris/dia e cresceu para aproximadamente 50 mil barris/dia. Enquanto as pequenas refinarias vêm fechando, as grandes refinarias vêm se expandindo. Uma incerteza crítica para os próximos anos é se o elevado capital demandado para que as refinarias atendam às especificações exigidas pelos órgãos governamentais acelerará a velocidade de fechamento das mesmas.

O aumento líquido de capacidade de refino, considerando fechamentos e expansões, foi, em média, de 1,7% a.a., ou aproximadamente a mesma taxa de crescimento da demanda por gasolina. Entre 2000 e 2007 a capacidade de refino norte-americana deve aumentar em aproximadamente 2 milhões de

barris/dia e a demanda por gasolina em aproximadamente 1 milhão de barris/dia. Considerando que a produção de gasolina emprega em torno de 50% do cru processados nas refinarias, a taxa de crescimento da produção de gasolina deve acompanhar o crescimento da demanda. A maior parte da capacidade nova de refinarias deve-se a unidades de processo fundo de barril devido tanto à deterioração da qualidade do cru processado, quanto à necessidade de adaptação as regulações ambientais.

2.4.3 – O Futuro do Refino no Mundo

Em suma, nos parques de refino mais complexos do mundo, diante das incertezas associadas às margens de refino, ao preço do petróleo e ao próprio mercado futuro de derivados, existe uma relutância em expandir capacidade nominal de refino, mas não de tratamento e conversão (que estão associadas à crescente severidade de especificações de qualidade de combustíveis nestes mercados).

Observa-se a tendência de convergência dos padrões de consumo e de produção de derivados, com investimentos em novas unidades de conversão e de tratamento e desinvestimentos em plantas menos complexas, num contexto de redefinição de posicionamento estratégico, assim como aumento de capacidade nas regiões com maiores taxas de crescimento da demanda.

Futuros investimentos em refinarias dos países em desenvolvimento deverão contemplar configurações mais avançadas, de modo a atender à demanda mundial por produtos mais leves, a diminuir as quantidades disponíveis de óleo combustível, a fornecer produtos com menor teor de enxofre e chumbo e a processar petróleos de pior qualidade (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 a).

Estima-se que a capacidade de refino aumentará cerca de 40 milhões de barris/dia, para 125 milhões de barris/dia até 2025 e tal crescimento deverá ser mais significativo no Oriente Médio, nas Américas do Sul e Central e Sudeste Asiático (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 a).

Nos Estados Unidos, apesar dos entraves ambientais, espera-se, nos próximos anos, a implantação de, no mínimo, mais uma refinaria de 500.000 barris/dia para equilibrar a demanda de gasolina com a sua oferta e aliviar os gargalos provenientes da segmentação regulatórias criada nos últimos anos.

Na Europa, além do processo de consolidação, observa-se a tendência à formação de grandes centros de refino por meio da integração de diversas plantas geograficamente próximas, possibilitando

economias de escala, sinergias operacionais e redução de custos logísticos. Em contraponto ao mercado americano, não existe a tendência ao fortalecimento da figura do refinador independente. Além disso, pode-se esperar investimentos em unidades de tratamento, em função da importação de diesel do leste europeu, especialmente Rússia, com o objetivo de redução de teor de enxofre e adequação às especificidades locais. Com isso, importantes *clusters* de refino da Europa, podem se tornar “lavanderias” de diesel russo (PINELLI, 2004).

O mercado asiático, ora atendido pelos derivados do Oriente Médio, será atendido pelos próprios refinadores asiáticos. Para a China, espera-se a continuidade da racionalização das plantas de refino com baixa capacidade, além de investimentos em novas plantas, próximas aos grandes centros consumidores. Com a taxa de aumento da demanda por derivados situando-se em 10% a.a., a opção estratégica do país, para evitar a dependência de importações de derivados, serão os investimentos em novas plantas. Estão efetivamente em construção aproximadamente 476.100 barris/dia de capacidade de destilação no mundo inteiro. Deste total, 50% correspondem a quatro novas refinarias, sendo uma na Índia (180.000 barris/dia), uma na Nigéria (12.000 barris/dia), uma em Papua Nova Guiné (32.500 barris/dia) e uma na Ucrânia (16.000 barris/dia). A outra metade da capacidade em construção corresponde a ampliações de refinarias já existentes. Do total da capacidade efetivamente em construção, a maior parcela deve-se a unidades de tratamento. Existem, ainda, projetos relativos à capacidade de destilação em andamento ou em planejamento totalizando 2.216.000 barris/dia. Conclui-se, portanto, que a capacidade de destilação efetivamente em construção representa em torno de 20% da capacidade de destilação em planejamento ou em projeto (STELL, 2003).

Dos números apresentados, pode-se concluir que:

- A capacidade de destilação em planejamento ou em projeto é quase cinco vezes maior que a capacidade de destilação que está sendo efetivamente construída. Esta concentra-se no Sudeste Asiático e na Europa Oriental, sendo a primeira região um mercado emergente e a segunda região caracterizada por um parque de refino obsoleto, onde se fazem necessários investimentos para modernização. Da capacidade de destilação em planejamento, 80% destinam-se aos mercados emergentes na Ásia, Américas do Sul e Central, Oriente Médio e África, sendo que 50% estão concentrados na Ásia; o restante da capacidade planejada concentra-se nos mercados maduros (Estados Unidos e Europa), incluindo a Europa Oriental, o que conduz à conclusão de que investimentos em capacidade de destilação na região já estão em curso e não estão previstos no curto/médio prazos;

- Com relação às capacidades de conversão e tratamento efetivamente sendo construídas, a situação se inverte: 40% da capacidade de conversão e 50% da capacidade de tratamento concentram-se na América do Norte; o restante da capacidade de conversão sendo construída está distribuída pelos mercados emergentes (América do Sul, Europa Oriental e Oriente Médio); conclui-se que a capacidade de conversão planejada é quase cinco vezes maior que a efetivamente em curso e está bastante pulverizada entre os mercados emergentes (Ásia, Europa Oriental, Oriente médio, América do Sul), sendo que apenas 20% do planejado está previsto para mercados maduros tais como Europa e Estados Unidos, o que talvez signifique que está sendo atingida a capacidade máxima de conversão equivalente à capacidade de destilação existente nesses países.
- 50% da capacidade de tratamento estão sendo construídos na América do Norte, em torno de 40% estão distribuídos pelos mercados emergentes e apenas 8% estão sendo construídos na Europa Ocidental; da capacidade em planejamento apenas 14% se destinam à Europa Ocidental, o que indica que as refinarias européias já realizaram a maior parte dos investimentos relacionados com tratamento de derivados, mesmo porque as especificações nesta região são bastante rígidas; ao que tudo indica, os Estados Unidos ainda vêm investindo em adaptações para melhoria da qualidade de derivados, mas os projetos em estudo se destinam principalmente (74%) aos mercados emergentes, especialmente à Ásia

CAPÍTULO 3

3.1 - Refino de Petróleo no Brasil

Após a caracterização do setor petrolífero e, em especial, da atividade de refino no mundo, destacando os desafios enfrentados por aqueles que investem ou pretendem investir na atividade, pretende-se, neste e nos próximos itens, enfatizar o caso brasileiro, objeto principal do estudo. Neste capítulo apresenta-se um diagnóstico atual do parque de refino existente no país.

O parque de refino brasileiro vem se adaptando em função das mudanças no perfil da demanda, das novas exigências de especificações dos combustíveis e das descobertas de petróleos cada vez mais pesados, seguindo as tendências mundiais já apresentadas nos capítulos anteriores. Após a apresentação de um breve histórico da atividade no país, de alguns indicadores de desempenho da atividade, apontam-se as tendências relativas ao cru processados e ao perfil de produção. A infra-estrutura de armazenamento, a malha dutoviária e os principais meios de transportes empregados.

Há que se conciliar a crescente produção de óleos pesados com a necessidade de aumentar a oferta de óleo diesel no mercado brasileiro e, ao mesmo tempo, atender aos novos requisitos ambientais e de qualidade de combustíveis. Assim, a Petrobrás vem tentando adaptar a complexidade de suas unidades de processamento para refinar de um modo econômico e rentável, tirando maior proveito do óleo produzido. A partir das informações apresentadas neste capítulo pode-se comparar o refino e a qualidade da oferta interna de derivados com o contexto mundial.

3.1.1 - Retrospecto

A primeira iniciativa brasileira no setor de refino de petróleo, a Refinaria Riograndense começou a funcionar em 1932 na cidade de Uruguai (RS) processando petróleo importado do Uruguai e da Argentina, com capacidade de 150 barris/dia, através do processo de destilação simples e descontínua.

Poucos anos depois, em 1936, entraram em operação no país duas outras refinarias: a Ipiranga, em Rio Grande (RS), com capacidade para 1.000 barris/dia e a das Indústrias Matarazzo de Energia, em São Caetano (SP), com capacidade para 500 barris/dia. Nessa época o Brasil ainda não tinha qualquer legislação sobre o petróleo e nenhum controle sobre a nascente indústria do refino.

Em 1938, no Estado Novo, o presidente Getúlio Vargas, por meio de Decretos, declarou como serviço de utilidade pública todas as atividades referentes ao petróleo (inclusive o refino) e determinou que tais atividades dependeriam de autorização oficial e só poderiam ser realizadas por brasileiros natos.

Vargas instituiu, ainda, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que, até 1953, quando seria criada a Petrobrás, comandou a política nacional para o setor.

Como a importação de derivados era dominada, no país, por grandes empresas petrolíferas internacionais, a nova legislação provocou conflitos entre essas empresas e o CNP. Ainda em 1938 surgiram os primeiros projetos de participação do governo na construção de refinarias, mas diversos fatores, dentre eles a eclosão da Segunda Guerra e a dificuldade de obter financiamento externo devido à pressão das empresas petrolíferas, impediram sua concretização. O próprio CNP preferia a estatização do refino, pois isto permitiria gerar os recursos necessários à prospecção do petróleo no território brasileiro, mas Vargas adiou a decisão sobre o assunto.

A partir de 1939, em função da descoberta de petróleo na Bahia e da dificuldade de importar derivados durante a Guerra, o CNP improvisou instalações rudimentares de refino na Bahia, mas somente após o conflito mundial - e depois do final do Estado Novo – o governo de Eurico Dutra decidiu, no final de 1946, construir uma refinaria em Mataripe, para processar o petróleo produzido nos poços baianos.

Logo depois, no Plano Econômico que lançou em 1948 (Plano Salte), Dutra planejou a ampliação da Refinaria de Mataripe, ainda em obras, e a construção de outra, de início prevista para o Rio de Janeiro, e depois instalada em Cubatão (SP). O capital privado nacional também obteve autorização para dois projetos: a Refinaria União, em Mauá (SP) e a Refinaria de Manguinhos, no Rio de Janeiro (RJ). Antes da criação da Petrobrás, seria aprovado mais um projeto privado, o da Refinaria de Manaus (AM).

A Refinaria de Mataripe começou a operar em 1950, com unidades de destilação e craqueamento térmico. Em 1954, entraram em funcionamento as refinarias União (20 mil barris/dia) e de Manguinhos (10 mil barris/dia) e um ano depois foi à vez da Refinaria de Cubatão, com capacidade inicial de 45 mil barris/dia, iniciada pelo CNP e concluída pela Petrobrás. Em fins de 1956 foi inaugurada a Refinaria de Manaus, com capacidade inicial para 5 mil barris/dia. Daí em diante apenas a Petrobrás construiu refinarias no Brasil.

Em 1961, entrou em operação a Refinaria Duque de Caxias (90 mil barris/dia), no município do mesmo nome no Rio de Janeiro. Em 1968, a empresa inaugurou outras duas: a Refinaria Gabriel Passos, em Betim (MG) e a Refinaria Alberto Pasqualini, em Canoas (RS), ambas capazes de processar 45 mil

barris/dia, na época. Em 1972, foi inaugurada a Refinaria de Paulínia (SP), que, de início, processava 126 mil barris/dia. Nesse mesmo ano, a Petrobrás adquiriu as concessões da Refinaria Riograndense e da Refinaria das Indústrias Matarazzo e encerrou suas atividades. Em 1974, adquiriu o controle da Refinaria União, rebatizada como a Refinaria de Capuava, e da Refinaria de Manaus. A Refinaria Getúlio Vargas, em Araucária (PR), em 1976, e a Refinaria Henrique Lage, em São José dos Campos (SP), completam a lista.

Em resumo, a evolução da indústria de refino no Brasil pode ser dividida em quatro etapas:

- Na primeira etapa foram inauguradas seis refinarias⁴¹, dentre as quais destaca-se a Rlam, situada na Bahia, e evoluiu-se desde o aprendizado até o domínio das operações das refinarias;
- A segunda etapa foi caracterizada pela busca de auto-suficiência em derivados de petróleo, coincidindo com um período de grande crescimento econômico do país. Nesta etapa se concentraram os investimentos em refino, o que proporcionou um aumento significativo da capacidade de processamento de petróleo. Ainda na segunda etapa ocorreram dois choques na indústria de petróleo que provocaram ênfase na economia de energia e no desenvolvimento de fontes alternativas. Foram construídas seis novas refinarias⁴² e feitas ampliações nas refinarias existentes;
- Após o 2º Choque do petróleo iniciou-se uma longa etapa de recessão, com forte decréscimo do consumo de derivados e a capacidade de refino tornou-se superior às necessidades do mercado nacional. Em 1984, por exemplo, havia excedentes de todos os produtos derivados de petróleo, inclusive de óleo diesel e GLP. Além disso o programa proalcool contribuiu para aumentar o excedente de gasolina.
- Na terceira etapa, as atividades do refino visaram à otimização de processos e não a operação em carga máxima.
- A quarta etapa iniciada na década de 90 caracterizou-se pela retomada do crescimento do consumo de derivados e o conseqüente aumento de sua importação. Neste último período a prioridade de investimentos foi dada ao setor de exploração e produção de petróleo

3.1.2 - A atual situação

⁴¹ Refinaria de Manguinhos, Rlam, Recap, RPBC, Reman, Reduc.

⁴² Lubnor, Refap, Regap, Replan, Repar, Revap.

A capacidade de refino brasileira encontra-se praticamente estacionada com cerca de 1,9 milhões de barris diários desde os anos 80, quando as últimas refinarias da Petrobrás foram inauguradas e, desde então, sofreram apenas incrementos marginais de sua capacidade. Nos últimos anos verificou-se a ampliação da capacidade das unidades de processamento, principalmente as de destilação atmosférica e de craqueamento catalítico fluido, devido a folgas nos processos e a construção de novas unidades, principalmente unidades de HDT e coqueamento retardado, visando, principalmente, à melhoria na qualidade dos derivados.

Das 13 refinarias existentes no país, 11 pertencem à Petrobrás e duas à iniciativa privada: a pioneira Ipiranga, no Sul (do Grupo Ipiranga) e a de Manguinhos no Rio de Janeiro (do consórcio formado pela Repsol e pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales- YPF, da Argentina).⁴³

Um relevante atributo do refino brasileiro é a elevada concentração espacial, pois sua construção visou otimizar o conjunto do parque, maximizando as economias de escala na produção e, simultaneamente, minimizando as deseconomias de escala na distribuição: as refinarias foram construídas em locais próximos aos principais centros consumidores. O maior número delas, 7, encontra-se na região Sudeste, sendo que 4 concentram-se no Estado de São Paulo, duas no Rio de Janeiro e uma em Belo Horizonte. A Região Sul possui mais 2 refinarias, e a região Norte/Nordeste outras três.

A soma da capacidade de refino das duas refinarias particulares representa apenas em torno de 2% da capacidade total de refino no país e as duas tendem, devido à escala, a atender a nichos de mercado específicos. Apesar de a ANP ter aprovado em janeiro de 2001 os planos de ampliação das duas refinarias privadas instaladas no país, apenas a Ipiranga realizou alguns investimentos, o que fez a capacidade instalada da refinaria passar de 2,0 para 2,7 mil m³/dia. (COELHO, 2003).

No caso da Refinaria de Manguinhos, os investimentos inicialmente estimados foram reduzidos devido à crise Argentina e ao mau desempenho da própria refinaria. Ao que tudo indica, Manguinhos desistiu de aumentar sua capacidade de processamento e optou por operar como intermediário na venda de derivados importados. A Refinaria de Manguinhos, por exemplo, vem modificando, nos últimos dois

⁴³ Além das refinarias de petróleo, está em operação no Brasil e pertencem à Petrobrás, uma usina de processamento de xisto betuminoso, inaugurada em 1954, no Paraná, que, desde 1991, atua como um centro de desenvolvimento de tecnologia.

anos o seu perfil de produção: ao que tudo indica, a refinaria vem produzindo mais solventes e menos gasolina.

Além das refinarias da Petrobrás e das refinarias particulares, existem hoje outras fontes produtoras de derivados em operação no Brasil, cuja produção é insignificante, diante da produção total de derivados do país. As centrais de matérias-primas petroquímicas (Braskem, Copesul e PQU) começaram a produzir e comercializar gasolina e GLP em 2001. Desde agosto de 2003 uma pequena planta industrial (capacidade de aproximadamente 10.000 m³/dia) vem produzindo gasolina e, desde outubro de 2003, uma planta de formulação está em operação. Em 2003 a produção de gasolina e de GLP das centrais petroquímicas representou em torno de 3% da produção total desses derivados (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2004 a).

3.1.3 - Evolução da Carga Processada nas Refinarias

As novas descobertas de petróleo no Brasil vêm apontando para petróleos cada vez mais pesados e com índices de acidez cada vez mais elevados. A acidez provoca processos corrosivos durante o processamento de petróleo, diminuindo a vida útil dos equipamentos. Um problema referente ao processamento do óleo pesado nacional deve-se ao fato de que os petróleos pesados e ultrapesados, ao serem extraídos, vêm com muita água. Isso acaba causando problemas à área de E&P, pois as plataformas precisam dispor de equipamentos de separação água/óleo muito maiores, o tempo de tratamento aumenta e há necessidade de uso de produtos químicos específicos, encarecendo o projeto.

Uma solução que está sendo analisada é a possibilidade da construção de uma grande planta de separação água/óleo em terra, à beira-mar, que receberia os petróleos já semitratados das plataformas, concluindo o processo de retirada de água, para posterior envio do óleo bruto às refinarias. A água então, depois de tratada, seria descartada no mar, via emissário submarino. A vantagem desta solução para o refino está no fato de que o óleo bruto chegaria às unidades de processamento dentro dos limites especificados para a presença de água e sal.⁴⁴ Existe paralelamente o desenvolvimento de processos biotecnológicos alternativos aos tratamentos físico-químicos, que podem resultar também na redução de unidades operacionais para o tratamento do óleo.

⁴⁴ De fato, um dos grandes temores das refinarias brasileiras é que os petróleos pesados a serem descobertos em águas ultraprofundas venham com muita quantidade de água do mar. Isto exigiria vultosos investimentos em unidades de dessalgação, gerando o problema adicional de definição do sítio de descarte do sal retirado. Atualmente, para processar petróleos nacionais mais pesados, mais viscosos e com emulsões mais estáveis, o Refino vem promovendo modificações nas dessalgadoras existentes e melhorando a instrumentação e combinando o uso de desemulsificantes.

Além disso, os petróleos tendem a ter quantidades significativas de compostos nitrogenados, metais como níquel e vanádio, asfaltenos e poliaromáticos, que, em percentuais elevados, diminuem o rendimento das unidades onde ocorrem processos catalíticos (COELHO, 2003).

As pesquisas em biorrefino buscam a utilização de microorganismos como biocatalisadores na remoção de enxofre e nitrogênio. Atualmente a Petrobrás importa não só derivados, mas também óleo leve que é misturado ao óleo pesado nacional para processamento em suas unidades. Até 1998, as refinarias brasileiras processavam 100% do petróleo nacional produzido, complementando suas necessidades com óleos importados, sempre se adequando aos novos tipos de petróleo descobertos.

A partir de 1999, o crescimento de produção do óleo Marlim levou à sua exportação. Em decorrência das descobertas de petróleos cada vez mais pesados, as refinarias estão se preparando, investindo em adaptação/modernização de suas unidades de destilação atmosférica, para receber cargas mais pesadas e com acidez naftênica (característica típica de grande parte do petróleo nacional), além de virem investindo na construção / ampliação de unidades de conversão, a fim de obter rendimentos adequados ao perfil de demanda.

Um exemplo de um programa bem sucedido de desenvolvimento de tecnologia da Petrobrás é o programa Fundo de Barril, que, no início dos anos 80, foi criado para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobrás à demanda nacional e baseou-se em modificações nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades (principalmente destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico, coqueamento e desasfaltação a propano), para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel.

Na década de 90, os investimentos em refino foram parcialmente retomados e direcionados para a conversão e tratamento de derivados, havendo uma mudança no perfil de produção, que acompanhou as tendências mundiais, com incremento da participação de derivados leves e médios (GLP, gasolina e óleo diesel) para atendimento do novo perfil de demanda, aumento da taxa de utilização das refinarias, melhoria na qualidade dos derivados e aumento da capacidade para responder às exigências ambientais.

O incremento no potencial de conversão das refinarias brasileiras foi alcançado com investimentos em unidades de craqueamento catalítico fluido (*fluid catalytic cracking* – FCC), unidades de coqueamento retardado e unidades de craqueamento catalítico fluido de resíduos – RFCC (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2002).

Por outro lado, a necessidade de produção de derivados de melhor qualidade, vinculou-se, sobretudo, à instalação de unidades de hidrotratamento. Apesar dos investimentos correntes em capacidade de conversão nas refinarias brasileiras, estas ainda não estão completamente capacitadas para processar somente o petróleo nacional. O processamento de crus nacionais nas refinarias brasileiras vem aumentando: em 1993, 55% do petróleo processado eram de origem nacional, e, em 2002 tal valor chegou a 78%. É provável que tal valor chegue a um valor em torno de 88% em 2010 (PETROBRAS, 2004 c).

3.1.4 - Evolução do Fator de Utilização das Refinarias

O fator de utilização da capacidade de refino qualifica parcialmente o desempenho econômico de uma refinaria. Isto, porque uma refinaria, para manter rentabilidade razoável, deve utilizar quase integralmente a sua capacidade instalada. Em princípio, para uma refinaria isoladamente, quanto maior o seu fator de utilização, melhor o seu desempenho econômico, dado que o conjunto de custos de uma refinaria deve ser repartido entre as quantidades produzidas. Assim sendo, as refinarias que operam com maior custo de refino – seja porque têm mais unidades de processamento, seja porque suas escalas não garantem sua rentabilidade - tendem a se preocupar mais com o seu fator de utilização (TOLMASQUIM *et al.*, 2000).

Cabe ressaltar que o fator de utilização das diferentes regiões do mundo vem aumentando ao longo da década de 1990 e 2000⁴⁵ (BRITISH PETROLEUM, 2004), fato que vem sendo acompanhado pelas refinarias brasileiras. Entretanto, no ano de 2003 o fator de utilização das refinarias brasileiras diminuiu, o que poderia ser explicado pela redução da demanda de combustíveis ou pelo excesso de óleos pesados, que não permitiu que as refinarias tenham funcionado no máximo de sua capacidade⁴⁶.

Estes valores são condizentes com os valores de referência, em que refinarias apresentam fator de utilização de até 90% - 95%. Destaca-se que, de 1997 a 2003, houve um significativo aumento dos fatores de utilização. Estes números significam que, caso haja um significativo aumento na demanda de

⁴⁵O fator de utilização das refinarias em todo o mundo é elevado, Estados Unidos, em 2003, apresentou fator de utilização de 90,6%, enquanto Canadá, 97,8%, México, 98,2%, Australasia, 93,4%, outras regiões apresentaram certa “folga”, tais como Europa e Eurásia com 79,5%, África com 72,3%, China e Japão com 88,8% e 88%, respectivamente.

Nota: O fator de utilização (dia calendário) é calculado com base no volume de petróleo processado no ano e na capacidade de refino (m³/dia calendário). A capacidade de refino em m³/dia calendário é igual a 95% da capacidade de refino em m³/dia de operação)

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2004 a.

⁴⁶Não é possível alcançar 100% de utilização das refinarias devido a paradas programadas ou não.

derivados, as refinarias não poderão processar um volume de petróleo muito superior ao atualmente processado, mesmo porque existe uma pequena ociosidade na capacidade instalada devido ao tipo de petróleo processado.

Vale destacar que não somente o fator de utilização determina a necessidade de ampliação da capacidade de refino, mas o balanço entre a oferta e a demanda de derivados melhor define a questão.

3.1.5 - Evolução do Perfil das Refinarias Brasileiras

O perfil de produção das refinarias brasileiras tem sido composto, em linhas gerais, nos últimos quinze anos, por cerca de 35% de óleo diesel, 15 a 20% de gasolina automotiva, e cerca de 17% de óleo combustível, além de outros.

A produção de derivados aumentou 36%, em volume, entre 1990 e 2003. Óleo diesel é o principal derivado produzido devido ao perfil da demanda e o setor de transportes brasileiro está fortemente baseado no modal rodoviário, o que implica no grande consumo deste energético. Em seguida, também representativas são as produções de gasolina e do óleo combustível, que em 2003, representavam, respectivamente, 18,9% e 16,8% da produção nacional de derivados.

O óleo combustível é um dos derivados de menor valor no mercado, e que vem sendo substituído progressivamente, nos últimos anos, pelo gás natural. O petróleo brasileiro é um petróleo predominantemente médio para pesado. Com este tipo de petróleo sendo processado, o percentual de produtos pesados é elevado, ainda que a demanda por estes tipos de produtos não exista ou esteja em redução. Esta questão justifica o investimento crescente em unidades de conversão “fundo de barril” nas refinarias existentes.

Não fossem os investimentos em unidades de FCC de resíduo atmosférico e de coqueamento retardado, o percentual de óleo combustível teria crescido e o de óleo diesel diminuído. Destaca-se que alguns derivados não são produzidos na quantidade demandada por questões técnicas ou características do petróleo. Ou seja, ainda que o volume total de petróleo processado seja igual ou superior ao volume de derivados, quando se analisa produto a produto, isto não se confirma.

As características dos derivados produzidos devem atender às especificações legais definidas pelos órgãos competentes. Estas especificações vêm evoluindo no sentido de garantir melhor performance dos equipamentos (menor desgaste e melhor rendimento) e menos emissões de gases

nocivos. Para atendimento das especificações, principalmente quanto a enxofre e estabilidade dos derivados, as empresas em geral vêm investindo em unidades de hidrotreatamento⁴⁷

3.1.6 - Perspectivas de Evolução do Parque Fabril

De acordo com informações disponibilizadas pelos empreendedores e pela Agência Nacional do Petróleo, diversas ampliações já estão previstas (algumas estando, inclusive, em fase de construção e/ou implantação) para as refinarias existentes no país. Este item tem por objetivo apresentar uma descrição sucinta dos principais projetos previstos para o parque de refino brasileiro até o ano de 2015.

A maior parte dos investimentos (38%) da Petrobrás será aplicada nos processos de conversão de resíduos de vácuo, com a instalação de unidades de coque e de hidroconversão. Outros 35% vão ser destinados a unidades para melhoria da qualidade do diesel e da gasolina. Os 27% restantes serão aplicados na diminuição de gargalos -o que irá gerar um pequeno aumento da capacidade de processamento- em melhorias operacionais e em meio ambiente. A meta é aumentar a oferta de diesel, gasolina e GLP, produtos de maior valor agregado e diminuir a de óleo combustível, cuja queda no consumo pode ser facilmente verificada, e aumentar para 90% o processamento de petróleos nacionais (COELHO, 2003).

É importante salientar que as ampliações previstas para as refinarias do sistema Petrobrás têm por objetivo o atendimento às necessidades de adaptação do refino para a próxima década. Tais necessidades envolvem as seguintes restrições e desafios:

- Necessidade de processamento do óleo pesado nacional;
- Redução na demanda por derivados pesados (óleo combustível);
- Aumento na demanda por derivados médios e leves (diesel e QAV, gasolina e GLP);
- Melhoria na qualidade dos produtos (redução dos teores de enxofre por razões ambientais)

⁴⁷ Até 1985, das 14 unidades de hidrotreatamento em operação, 6 estão destinadas a lubrificantes e parafinas, a partir deste ano, das 8 construídas, apenas uma se destina a lubrificantes, e as demais tratam diesel/querosene, nafta/gasolina. Hoje o parque de refino brasileiro possui 24 unidades de hidrotreatamento, em operação ou em construção; destas, 16 são destinadas a tratamento e estabilização deiesel/querosene, nafta/gasolina.

- Redução dos custos operacionais do refino;
- Entrada de produtos importados no mercado brasileiro.

O parque de refino existente no Brasil deve evoluir em consonância com o refino mais complexo existente no mundo, enfatizando investimentos em unidades de fundo de barril, como coqueamento retardado (cuja capacidade mais do que dobra no período), craqueamento catalítico de resíduo (RFCC), mas também em HCC, que passa a existir no refino brasileiro, especialmente após a entrada em operação das unidades previstas para a REDUC e a REPAR. Também se destacam os investimentos em unidades de hidrotreamento, que devem aumentar a qualidade dos produtos finais das refinarias, em especial do diesel.

Tais investimentos também devem aumentar o rendimento global do refino em diesel. Embora aumente em termos relativos, a alquiação não cresce significativamente em termos absolutos, o que deve se justificar tanto no fato de que o GLP ainda permanece importante no mercado nacional de derivados de petróleo quanto na própria constatação de que a gasolina não é o produto focal do mercado de derivados do país⁴⁸. Em verdade, a gasolina produzida no país é, inclusive, exportada. Investimentos para aumento da qualidade e da produção de componentes deste derivado poderia estear-se no objetivo de colocação de mais gasolina no mercado dos Estados Unidos. Esta, porém, não parece ser a força-motriz dos investimentos do parque de refino atual do Brasil.

Além das ampliações de capacidade e da instalação de novas unidades de processamento apresentadas, há também a previsão de outros projetos de natureza auxiliar para algumas refinarias. Tais projetos se resumem a sistemas de tratamento de rejeitos industriais, de utilidades (água, vapor, energia elétrica), de tancagem e são decorrentes das ampliações nas unidades de processamento.

Para estimativa do novo perfil de produção do parque de refino do país em 2010 e 2015, consideraram-se:

- a evolução da carga processada, mantendo-se a importação de árabe leve, essencialmente para a produção de lubrificantes;
- os principais investimentos planejados para cada refinaria existente no Brasil,

⁴⁸A unidade de alquiação pode consumir frações butano do GLP, para aumentar a produção de componentes de gasolina de alta qualidade.

- o Modelo de Fluxos de Refino aprimorado em 2004, dentro do Programa de Planejamento Energético, pelo grupo de trabalho do estudo para o Instituto Brasileiro de Petróleo, conforme a plataforma originalmente concebida em 1998, para o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE).

O modelo de Fluxos de Refino re-balanceia fluxos mássicos de um parque de refino completo, que integra todas as refinarias brasileiras⁴⁹, conforme diferentes tipos-padrão de óleo (cinco tipos) e um esquema-base que integra todas as unidades das refinarias existentes no Brasil. Neste re-balanceamento, o modelo prioriza os fluxos para as unidades de alta conversão, como o FCC de RAT, o HCC e o coqueamento retardado, assim como utiliza toda a capacidade operacional de alquilação, reforma catalítica e isomerização.

Segue, assim, uma lógica semelhante à dos fundamentos de agregação de complexidade em uma refinaria conforme o Índice de Nelson. Aliás, se forem inseridas as capacidades atuais das unidades de todas as refinarias existentes no Brasil, e se adotar a carga média processada em 2001 no modelo de refino mencionado, otimizando-se os fluxos mássicos do parque de refino.. Nota-se que este perfil está bem próximo daquele apresentado no Anuário da Agência Nacional de Petróleo (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2004 a), o que demonstra a boa aderência da modelagem com os dados reais, e possibilita inferir alterações no perfil de produção de refinarias brasileiras, devidas a alterações na carga processada e/ou nas capacidades de processamento e conversão das refinarias.

Assim, os resultados da modelagem para dois anos – 2010 e 2015 – mostram que o parque de refino existente no país, após a ampliação da sua capacidade de conversão, será capaz de não apenas consumir uma carga média mais pesada (constituída majoritariamente por óleos pesados nacionais), mas também aumentar o seu rendimento em leves (gasolina) e, principalmente, em médios (diesel).

Em resumo, o atual parque brasileiro de refino possui um relevante potencial para aumento da sua capacidade de conversão, otimizando ainda mais sua produção em diesel, mesmo a partir de cargas crescentemente baseadas em óleos nacionais. Esta é uma informação particularmente importante no momento em que se discute a necessidade de expansão da capacidade de processamento primário no país.

⁴⁹Este tipo de simulação integrada do parque de refino, através da sua representação como uma única refinaria, embora simplificadora e reducionista para otimizações finas por carga, é bastante comum em modelos de longo prazo. Neste caso, assume-se que o ótimo global do parque é compatível com ótimo de cada refinaria, o que nem sempre é verdade. (BABUSIAUX *et al*, 1983).

Em resumo, as perspectivas para o parque de refino existente são positivas. Pretende-se aproveitar melhor o óleo pesado nacional no parque de refino existente, gerando derivados de maior valor agregado (especialmente, destilados médios, no caso do coqueamento retardado). No entanto, resta saber se as ampliações programadas serão suficientes para atender à demanda crescente por derivados de petróleo.

CAPÍTULO 4

4.1 – A HISTÓRIA DOS CUSTOS

4.1.1 - Conceito

Custo é o valor pelo qual se compra ou se produz algum bem ou serviço. Na indústria, custo é o valor pelo qual se produz algum bem. Ou seja: todos os gastos aplicados na produção são incorporados aos bens produzidos. Segundo MARTINS (2003, p.25) "Custo - Gasto relativo à bem ou serviço utilizado na produção de outros bens ou serviços".

Existe uma diferença terminológica, contabilmente falando, entre custos e despesas. Despesas são gastos para obter receita. Logo, custo não é sinônimo de despesa. Os gastos aplicados na produção vão redundar nos custos para fabricação dos diversos produtos. Depois de estabelecidos estes custos, eles serão ativados como estoques de produtos acabados. A venda dos bens produzidos gerará as receitas obtidas e aí, nesse momento, os custos dos bens que foram vendidos se transformarão em despesas, pois a empresa precisou tê-las para obter a receita. Os custos incorridos na fabricação dos produtos que não foram vendidos continuarão no ativo como estoque de produtos acabados. Fica claro que custo é diferente de despesa, pois o custo só será despesa quando da venda dos bens produzidos.

MARTINS (2003,p.25) “Despesa - Bem ou serviço consumido direta ou indiretamente para a obtenção de receitas”.

4.1.1 – Evolução Histórica

Até meados do século XVIII, quando ainda não havia sido inventada a máquina a vapor, as empresas até então existentes eram de caráter puramente comercial ou de prestação de serviços. A contabilidade financeira, existente na época, atendia plenamente a finalidade a que se propunha. Não existiam empresas industriais. A produção dos bens acontecia de forma artesanal, com utilização de ferramentas rudimentares por pessoas que aprendiam o ofício. A produção de bens a partir da madeira ou de ferro se restringia ao atendimento de pequenas quantidades para satisfazer a necessidade das pessoas. Segundo BORNIA (2002, p. 26): “Nas primeiras décadas da Revolução Industrial, a produção ocorria de forma praticamente artesanal”.

Com o surgimento da máquina a vapor, aos poucos foram se instalando empresas industriais, que passaram a produzir bens em larga escala. As empresas industriais que surgiram na época começaram a produzir em grande quantidade e estocar os bens produzidos para venda posterior. Como não existia um sistema contábil que fosse capaz de calcular o quanto custou à produção dos bens, todos os gastos incorridos para fabricação deles, eram imediatamente contabilizados como despesa do período. Os bens produzidos e não vendidos ficavam nos estoques físicos sem nenhum valor contábil, pois todos os gastos incorridos na sua produção haviam sido contabilizados como despesa do período.

A contabilidade de custos surgiu com o aparecimento das empresas industriais (revolução industrial), tendo por objetivo calcular os custos dos produtos fabricados. Antes disso, os artigos normalmente eram produzidos por artesãos que, via de regra, não constituíam pessoas jurídicas. (BORNIA, Antônio Cezar, 2002, p.35).

As empresas comerciais registravam como estoque àquelas mercadorias adquiridas e não vendidas. Nas empresas industriais os bens produzidos e não vendidos não tinham valor contábil. Só tinham sua existência física. Isto contrariava basicamente dois seguimentos: 1) o fisco que não admitia a contabilização de todos os gastos como despesa do período quando parte dos bens produzidos não foram vendidos, pois isto implicava em pagamento a menor do imposto e 2) os auditores independentes que alegavam em seus relatórios a infringência ao princípio de competência dos exercícios, pois despesas referentes aos custos da produção não vendida estavam sendo levadas para o resultado como se fosse despesa do período, com o que eles não concordavam.

(MARTINS, Eliseu, 2003, p. 21). O valor do Estoque dos produtos existentes na empresa, fabricados por ela, deveria então corresponder ao montante que seria o equivalente ao valor das “compras” na empresa comercial. (MARTINS, Eliseu, 2003, p.20). Ao deparar a Auditoria Independente (ou Externa) com essa forma de avaliação de estoques, em que o valor de compra é substituído pelo valor de fabricação, acabou por consagrá-la, já que atendia a diversos outros princípios mais genéricos, tais como: Custo como Base de Valor, Conservadorismo (ou Prudência), Realização etc. Com o advento do Imposto de Renda, provavelmente em função da influência dos próprios princípios de Contabilidade já então disseminados, houve a adoção do

Só a partir dessa constatação e discussão, surge à necessidade de criar uma forma de calcular o quanto custaria para as empresas industriais à produção dos seus bens de venda. Começa então o desenvolvimento de vários sistemas de se apurar custos de produção como também as formas de se custear os produtos.

4.2 - SISTEMAS DE APURAR CUSTOS

Os sistemas de apurar os custos evoluíram a partir dos mais rudimentares idealizados nos séculos XVIII até os mais sofisticados hoje adotados. O mais simples sistema de apurar custos que se conhece é o que se aloca os custos diretos, Materiais Diretos e Mão de Obra Direta, diretamente com os bens produzidos e rateia todos os custos indiretos, Aluguel, Mão de Obra Indireta, Depreciação, Manutenção, Materiais Diversos, etc., através de um critério único aos produtos. Esse sistema é conhecido como sistema convencional sem departamentalização. Evoluiu para vários critérios de rateio de acordo com os elementos de gastos. Surgiram depois os sistemas departamentalizados, também com vários modelos, de acordo com as características e sistemas de produção das indústrias. Hoje já se discute mais de uma geração dos sistemas ABC (Custos Baseados na Atividade). De uma forma geral é de se afirmar que existem muitos modelos de se apurar custos. Segundo LEONE (1997,24) “Existem muitos Sistemas de Acumulação de Custos. Entretanto, apenas cinco são os mais empregados”. Seriam: 1) Sistema de Acumulação de Custos por Ordem de Produção; 2) Sistema de Acumulação de Custos da Produção por Processo; 3) Sistema de Acumulação de Custos Departamentalizados; 4) Sistema de Custos Provisionais e 5) Sistema de Acumulação de Custos ABC (Custos Baseados em Atividades). A este respeito, MARTINS (2003, p.357), menciona:

Devido às necessidades de dados para controle e decisão, além de avaliação de estoques, é comum vermos empresas adotarem sistemas de custos recentemente, acreditando em

resultados imediatos. Isso não é verdade. *Primeiro*, porque nenhum sistema é capaz de resolver todos os problemas; *segundo*, porque, para atingir sua capacidade de funcionar como instrumento de administração, precisa desenvolver-se e aprimorar-se.

Diferentemente dos sistemas de custos, existem os métodos de custear os produtos. Embora os autores de custos só se retratem a dois métodos de custear produtos por se tratar dos dois métodos adotados atualmente na prática, existe um terceiro, que foi empregado nas indústrias Germânicas no pós-guerra e que atualmente é usado nas empresas de prestação de serviços.

4.3 - FORMAS DE CUSTEAR PRODUTOS

Uma coisa é como se apurar os custos de produção, outra é como custear os produtos. Só existem três (três) formas de custear os produtos: 1) Custeio por Absorção; 2) Custeio Direto (ou Variável) e 3) Custeio Pleno ou Integral, difundido e usado na Alemanha pós-guerra com o nome de RKW (órgão governamental encarregado de controlar e estipular o preço de venda dos produtos). Nos vários sistemas de apurar custos pode-se usar qualquer um dos três (três) modelos de custear os produtos. Segundo MARTINS (2003, p.220):

“RKW” Com fundamento na idéia do uso de custos para fixar preços nasceu, no início do século XX, uma forma de alocação de custos e despesas muitíssimo conhecido no nosso meio brasileiro por RKW (abreviação de Reickskuratorium für Wirtschaftlichkeit). Trata-se de uma técnica disseminada originalmente na Alemanha (por um órgão que seria semelhante ao nosso antigo CIP – Conselho Interministerial de Preços), que consiste no rateio não só dos custos de produção como também de todas as despesas da empresa, inclusive financeiras, a todos os produtos.

4.3.1 - Custeio por Absorção

Todo o custo de produção quer sejam eles fixos ou variáveis são alocados aos bens produzidos. Essa forma de custeio, no caso do Brasil, é a recomendada pelo fisco. Segundo HORNGREN (2000, 211) “**Custeio por Absorção** é o método de custeio do estoque no qual todos os custos de fabricação, variáveis e fixos, são considerados custos inventariáveis”.

4.3.2 - Custeio Direto (ou Variável)

Alguns autores reportam-se a nomenclatura de custeio direto enquanto outros chamam-no de custeio variável, entretanto não existe diferença na forma de se apurar os custos. Só os custos variáveis são alocados aos produtos. Existem autores que discordam da nomenclatura “custeio direto” por acharem que se estaria induzindo a só ser considerado os custos diretos quando é sabido que existem

custos indiretos que são variáveis. Os custos fixos têm o mesmo tratamento que as despesas. Seguem direto para o Resultado do Exercício, não sendo incorporados aos estoques dos bens produzidos e não comercializados. Embora, gerencialmente seja adequado para tomada de decisão, não é aceito pelo fisco. Os defensores dessa forma de custear os produtos alegam que os custos fixos são custos estruturais e que mesmo não havendo produção eles aconteceriam e como não haveriam bens produzidos para incorporá-los eles seriam contabilizados como despesas.

No **custeio variável**, somente os custos de produção que variam com a produção são considerados custos do produto. Isto normalmente abrange materiais diretos, mão-de-obra-direta e a parte variável do custo indireto de fabricação. Nesse método, o custo indireto de fabricação fixo não é considerado custo do produto, mas sim custo do período e, tal como as despesas de venda e administrativas, é confrontado inteiramente com as receitas do período. Conseqüentemente, no método do custeio variável, o custo de uma unidade do produto em estoque ou em custo dos produtos vendidos não contém qualquer elemento de custo indireto fixo. (GARRISON, Ray H.; 2001, 196).

4.3.3 - Custeio Pleno ou Integral (RKW, na Alemanha pós-guerra).

Nesta forma de custear os produtos, todos os gastos da empresa, quer sejam eles com custos ou com despesas, são alocados aos produtos. As despesas Administrativas, Comerciais e até as Financeiras são levadas aos produtos. Essa forma de custear não é usada pelas indústrias, pois estariam levando para seus estoques parte das despesas administrativas, comerciais e financeiras, implicando num primeiro momento num maior desembolso no pagamento de impostos. Entretanto, as empresas prestadoras de serviço podem adotá-lo, pois nessa atividade não há estoque de serviço prestado, o que não causaria diferença no que se refere a pagamento de imposto nem tampouco na apuração do resultado do exercício.

4.4 - FINALIDADES DE USO DOS CUSTOS

Os sistemas de apuração dos custos foram passando por várias etapas. O avanço tecnológico foi fazendo com que os custos indiretos fossem cada vez mais assumindo um valor preponderante dentro dos custos. Isto porque, à medida que a tecnologia avançava menos se gastava com Mão de Obra Direta e com Materiais Diretos, proporcionalmente aos custos totais. A mão de obra

direta era cada vez mais reduzida por exigir uma quantidade menor de pessoas. A produção passava a depender mais da máquina do que do homem. A Matéria Prima ou Materiais Diretos passavam a ter uma maior produtividade, ou seja, com a mesma quantidade de materiais passava-se a produzir uma maior quantidade de bens e em alguns casos até com mais qualidade. Por outro lado os custos indiretos foram assumindo valores elevados, provocados por gastos com manutenção, energia elétrica, depreciação de máquinas e até a mão de obra indireta, etc., o que forçou os estudiosos a buscar cada vez mais a criação de um sistema de apropriar custos que fosse o mais racional possível. NAKAGAWA (1998, p.35) diz que: “enquanto os custos indiretos de fabricação (CIF) vêm crescendo, as bases utilizadas para sua apropriação vêm diminuindo sensivelmente, não só elevando as taxas de aplicação desses custos, como também aumentando o risco de erros na apuração dos custos dos produtos”.

Os tradicionais componentes do custo do produto, ou seja, materiais, mão-de-obra e custos indiretos de fabricação, tiveram alteradas suas participações no custo total. Em alguns casos, o item mão-de-obra direta deixa de ser relevante em termos de custos em relação aos demais componentes do custo do produto. Em compensação, os custos indiretos de fabricação passaram, em certas circunstâncias, a representar o principal componente do custo do produto. (KRAMER, Maria Elizabeth, RBC nº 124, p.55).

Os custos indiretos por serem incorporados aos bens produzidos através de um artifício matemático usando-se um rateio pode provocar grandes distorções na sua apropriação aos produtos. Quando estes valores eram reduzidos em relação aos custos diretos a distorção era irrelevante. À medida que estes custos indiretos foram assumindo valores representativos a distorção passava a ser relevante. Daí a necessidade de se evoluir cada vez mais na criação de sistemas de alocar os custos indiretos que causassem menor grau de distorção.

Os sistemas de apurar custos tinham por objetivo principal, quando da sua criação, a forma correta de mensurar o resultado. Como já foi dito anteriormente, havia uma não aceitação pelo fisco e pelos auditores independentes com a contabilização utilizada pelas empresas industriais. A partir dessa necessidade, foram criados os primeiros sistemas de apurar custos os quais não tinham maiores objetivos senão o de levar para o resultado, como despesas, os custos dos produtos que foram vendidos no período.

No desenvolvimento dos novos sistemas de apurar custos, verificou-se que sua utilização poderia atender outras finalidades.

A contabilidade de custos tem duas funções relevantes: o auxílio ao Controle e a ajuda às tomadas de decisões. No que diz respeito ao Controle, sua mais importante missão é fornecer dados para o estabelecimento de padrões, orçamentos e outras formas de previsão e, num estágio imediatamente seguinte, acompanhar o efetivamente acontecido para comparação com os valores anteriormente definidos. No que tange à Decisão, seu papel reveste-se de suma importância, pois consiste na alimentação de informações sobre valores relevantes que dizem respeito às consequências de curto e longo prazo sobre medidas de introdução ou corte de produtos, administração de preços de venda, opção de compra ou produção etc. (MARTINS, Eliseu; 2003, 21)

4.4.1- Custos para Determinação de Resultados

O primeiro passo na criação de sistemas para determinar o quanto custou às empresas industriais à produção de seus bens de venda, tinha por objetivo a forma correta de apurar o resultado. Determinando o quanto custou à produção, estes valores eram ativados como estoque de produtos acabados e só eram transferidos para o resultado os valores concernentes à produção vendida. Com isto estava resolvido o problema levantado pelo fisco e auditores independentes.

4.4.2 – Custos para Controle

Ao procurar minimizar as distorções na alocação dos custos indiretos aos produtos, criou-se os sistemas departamentalizados. Os sistemas departamentalizados, por terem uma maior sofisticação na sua filosofia de atribuir os custos indiretos aos bens produzidos, minimiza o grau de distorção. Naquele momento verificou-se que os sistemas de apurar custos atendia a outra finalidade, ou seja, a de controlar os custos de produção. Ao serem criados os departamentos e como cada departamento pressupõe-se a existência de uma chefia, os custos de cada departamento poderiam ser comparados aos custos de períodos anteriores e feita a sua equivalência física. Se num determinado período o custo do departamento A foi X e produziu Y ao compará-lo com um novo período constata-se que com o mesmo custo X produziu menos Y ou que para produzir Y gastou mais X ou ainda o que é pior, gastou mais X e

produziu menos Y. No caso, a chefia do departamento A era chamada para os esclarecimentos devidos. Dessa forma os sistemas de apurar custos têm nova utilidade, a de controlar os custos.

Na busca do controle, surge um outro sistema de apurar custos o ABC (Custeio Baseado em Atividade). Segundo MARTINS (2003, p. 286) “O ABC é, na realidade, uma ferramenta de *gestão de custos*, muito mais do que de custeio de produtos”.

4.4.3- Custos para Tomada de Decisão

Na medida que os sistemas de apuração de custos foram evoluindo, constatou-se, já no século XX, meados da década de 30, que poderiam ser utilizados no processo decisório. Era só uma questão de separar os custos variáveis dos custos fixos e ter assim atendido essa finalidade mais nobre de subsidiar os administradores no processo decisório. Segundo BORNIA (2002, p. 36) “Com o crescimento das empresas e o conseqüente aumento da complexidade do sistema produtivo, constatou-se que as informações fornecidas pela contabilidade de custos eram potencialmente úteis como *auxílio gerencial*, extrapolando a mera determinação contábil do resultado do período”.

4.5 - UTILIZAÇÃO DOS CUSTOS POR ATIVIDADES NÃO INDUSTRIAIS

Depois da constatação do uso dos sistemas de custos para controle e para tomada de decisões foi que os demais ramos de atividades passaram a fazer uso dos mesmos. Principalmente as empresas de prestação de serviços, tais como: Hospitais, Bancos, Seguradoras, etc

4.6 – PRODUÇÃO CONJUNTA

4.6.1 – Conceito

É chamado de produção conjunta, o sistema de fabricação que utilizando uma mesma matéria prima e um mesmo processo industrial fabrica mais de um produto. Segundo MAHER (2001, 333) “Produção Conjunta – Produtos que resultam dos mesmos insumos e do mesmo processo de produção”.

Em muitas empresas de Produção Contínua existe o fenômeno da Produção Conjunta, que é o aparecimento de diversos produtos a partir, normalmente, da mesma matéria-prima, como é o caso do tratamento industrial da quase totalidade dos produtos naturais na agroindústria: aparecimento de óleo, farelos etc. (a partir da soja); ossos, diferentes tipos de carnes etc. (a partir do boi); gasolina, querosene, emulsão asfáltica etc. (a partir do petróleo) etc. Decorrem de um mesmo material diversos produtos conjuntos normalmente classificados em co-produtos e subprodutos. (MARTINS, Eliseu; 2001, 162)

Desse processo de produção, resulta o surgimento de vários produtos. Esses vários produtos são denominados de: Co-produtos, Subprodutos e até Sucatas.

4.6.2 – Distinção entre Co-Produtos, Subprodutos e Sucatas

São denominados de co-produtos aqueles que têm valor representativo no total de receitas da empresa. Segundo MAHER (2000,385) “Os **co-produtos** têm valor de venda relativamente alto”.

Ainda pode ter a figura do chamado **Produto Principal**, quando resultar da produção conjunta, um único produto com valor alto para o total de receita e os demais não serem representativos no total da receita. Ainda, segundo MAHER (2000,385) “Quando um processo gerador de dois ou mais produtos origina um único produto com valor de venda relativamente alto, este produto é denominado Produto Principal”.

São denominados de **subprodutos** aqueles produtos que resultando de um mesmo processo industrial e de uma mesma matéria prima não alcançam preço de mercado significativo, não representando assim valor relevante no volume de receitas. Entretanto, esses produtos têm mercado certo e são procurados por compradores com a mesma intensidade que os co-produtos.

que diz
que têm
representam

Subprodutos são aqueles itens que, nascendo de forma normal durante o processo de produção, possuem mercado e venda relativamente estável, tanto no respeito à existência de compradores como quanto ao preço. São itens comercialização tão normal quanto os produtos da empresa, mas que porção ínfima do faturamento total. (MARTINS, Eliseu: 2003,122)

As **sucatas** apesar de surgirem do mesmo processo industrial não têm mercado certo e por vezes quando aparece comprador também não têm representatividade no volume de receitas. Segundo MARTINS (2003, 124) “**Sucatas** são aqueles itens cuja venda é esporádica e realizada por

valor não previsível na data em que surgem na produção”. E segundo HORNGREN (2000,385) “A **sucata** tem valor de venda mínimo”.

4.6.3 – Critérios de Apropriação dos Custos Conjuntos

Pelas mesmas necessidades que os demais sistemas produtivos têm de apurar custos de produção a produção conjunta também tem. Quais sejam: valorar os estoques para com as vendas apurar o resultado de forma correta. Fornecer subsídios para a administração tomar decisões e também poder controlar o sistema produtivo.

Quanto a forma de alocar esses custos aos bens produzidos é que existe uma diferenciação. Se não fosse feita essa diferenciação teríamos a seguinte situação: como a matéria prima é a mesma e o sistema de produção é o mesmo, logo os custos dos vários produtos seriam iguais, porém os preços de venda seriam diferentes e aí poderíamos ter co-produto de alta rentabilidade e co-produto de rentabilidade negativa. Se atentarmos que da matança de um boi surgem vários produtos, alguns nobres como o filé, outros menos nobres como contra-filé, carne dianteira, etc. e outros considerados como subprodutos, porém todos com o mesmo custo de produção, isto é: o custo para produzir um quilo de filé é igual ao custo para produzir um quilo de qualquer outro produto. Entretanto, o preço de venda é diferente. Se fossem alocados os custos da forma convencional, teríamos o filé apresentando um lucro elevado enquanto outros produtos estariam até apresentando prejuízo.

Do ponto de vista administrativo, quer gerencial ou de controle, essas alocações são de todo irrelevantes, já que para decisões interessam apenas os valores de receita total dos co-produtos contra o custo total de obtê-los, pois não se consegue normalmente chegar a um co-produto sem obter o outro, e para controle são mais importantes os custos por operação, atividade, centro de custo etc., do que por produto. Mas como é necessário, do ponto de vista de Custos para Avaliação de Estoques, obter-se um critério para a apropriação afim de que possam valorar os ativos e os resultados....(MARTINS, Eliseu. 2003,163)

Existem vários critérios de alocação de custos à Produção Conjunta. Dentre eles os mais usados são: Método do Valor de Mercado; Método dos Volumes Produzidos; Método da Igualdade do Lucro Bruto; Método das Ponderações etc. Todos são arbitrários, o que vem gerando polêmicas até na esfera judicial.

O Estado do Alasca travou uma batalha judicial com a Arco, a British Petroleum e a Exxon, a respeito dos custos conjuntos de fábricas de processamento de gás natural. Essas companhias de petróleo pagavam *royalties* ao Estado do Alasca, na base de um

oitavo do valor do petróleo que extraíam em determinada região. Contudo, as companhias reduziram o pagamento dos *royalties*, pelos custos incorridos por fábricas de processamento de gás que extraíam o gás do subsolo e o transformavam em três produtos, A, B e C. Os produtos B e C terminavam sendo reinjetados no subsolo, em sua maior parte. O produto A era adicionado ao petróleo extraído da região, contudo. As companhias pagavam *royalties* sobre o produto A, mas abateram do valor que pagavam, uma parte dos custos conjuntos das fábricas de processamento de gás, que separavam os produtos A, B e C. Aqui reside o motivo da controvérsia. Quanto dos custos conjuntos da fábrica deveria ser rateados ao produto A? As companhias de petróleo desejavam ratear o máximo possível, para reduzir o pagamento dos *royalties*. O Estado do Alasca, contudo, desejava ratear o máximo possível aos produtos B e C. (MAHER, Michael:2001,335)

4.6.3.1 – Método do Valor de Mercado

Por este método os custos incorridos na produção são alocados aos produtos proporcional ao valor de venda de cada um. O produto que tem maior valor de venda recebe um valor maior dos custos incorridos. Na prática este sistema é o mais usado. Se atentarmos para um raciocínio lógico, este parece ser o mais justo.

4.6.3.2 – Método dos Volumes Produzidos

Este método apropria valores iguais para as unidades produzidas. Só deve ser usado quando a variação do preço de venda for diminuta. Isso na prática é de difícil acontecimento.

4.6.3.3 – Método da Igualdade do Lucro Bruto

Como já foi comentado, qualquer critério é arbitrário, logo poder-se-á atribuir os custos de uma forma tal que o lucro a ser obtido por cada um dos produtos seja exatamente igual.

CAPÍTULO 5

5.1 – SIMULAÇÃO DE UM CASO

As normas contábeis e de apuração de custos em refinarias de petróleo no Brasil é de responsabilidade do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), conforme art. 2º, parágrafo único, letra “c” do Decreto nº 60.184 de 8/2/1967 que aprovou o regimento do CNP (vide Anexo 2).

Como ficou evidenciado nos capítulos anteriores, por ser o sistema de produção bastante complexo, ainda mais quando a depender do que se pretende da refinaria pode priorizar a produção de determinados produtos, isto é: ao se definir o que pretende da planta industrial a refinaria poderá ser instalada com prioridade para produzir determinado derivado, como: gasolina (a produção será voltada para se extrair o máximo que puder de gasolina em detrimento de outros derivados ou até deixando de produzir alguns derivados); óleo diesel (idem); querosene (idem).

Segundo Leonardo Mendes Simão em sua dissertação de mestrado apresentada a PUC (Rio de Janeiro em 2004, apud (Miranda, 2001) “A indústria mundial de refino tem sido forçada no decorrer dos últimos anos a uma constante redução das margens de lucro. No Brasil, além disso, a indústria de refino

vem desenvolvendo um grande esforço para, simultaneamente, reduzir seus custos e melhorar a qualidade dos produtos produzidos, por exigência de um mercado mais competitivo e por restrições impostas pela legislação em vigor.” Surge daí a necessidade de otimizar a produção para reduzir custos e estoques, mas mantendo a qualidade dos produtos. Com isso afloram: a) o problema de planejamento, sempre difícil de resolver, gerando desafios para novos modelos de algoritmos de otimização; b) os custos envolvidos na operação diária de uma refinaria que são altíssimos; c) as situações inesperadas (como manutenção de urgência em determinados equipamentos) que atrapalham a programação pré-estabelecida e d) a ausência no mercado de uma ferramenta ou metodologia que satisfaça as necessidades do programador de produção. E ainda, considerando as diversas etapas do refino, busca-se um sistema capaz de resolver o problema global, isto é, considerando todas as etapas e os respectivos objetivos a serem otimizados. O modelo deve considerar desde o recebimento do petróleo cru, a destilação, o tratamento das frações, a obtenção de produtos acabados a partir destas frações, até a entrega final de cada produto. O sistema de otimização deve levar em conta: a) atender à demanda dos produtos; b) minimizar os custos de produção e c) atender, sem desvio, às especificações dos produtos.

Segundo Antônio Carlos Quinto em sua crônica publicada na Agência de Notícias da USP (2001) sobre estudo para desenvolver modelo de otimização para refinarias de petróleo, ele diz: “Estudo realizado na Escola Politécnica da USP possibilitou a elaboração de cronogramas detalhados das atividades do processo de suprimento de petróleo, num complexo de quatro refinarias da Petrobras no estado de São Paulo: Paulínia, Cubatão, São José dos Campos e Capuava. Estes complexos são interligados e abastecidos por oleodutos com o Porto de São Sebastião, denominado GEBAST, que armazena em tanques o petróleo descarregado por navios petroleiros.

Depois de armazenados no GEBAST, o petróleo é enviado às refinarias por intermédio de dois complexos de oleodutos: o OSVAT, conectado às refinarias de São José dos Campos e Paulínia, e o OSBAT, conectado à Cubatão e Capuava. "Além disso, o complexo de dutos possui estações de tancagem intermediária, que são tanques que funcionam como pulmões do sistema, armazenando petróleo caso seja necessário", descreve Rodrigo Más, autor da pesquisa que foi apresentada como dissertação de mestrado na Escola Politécnica da USP intitulada *Otimização da Programação de Suprimento de Petróleo*. Segundo o pesquisador, existe tancagem intermediária para o complexo OSVAT em Cubatão e para o complexo OSBAT em Guararema.

Atualmente, segundo Rodrigo Más, todo esse processo funciona baseado principalmente no "feeling" dos operadores logísticos da empresa. "Existe um modelo de planejamento 'macro' da

produção que determina qual refinaria deve produzir o que e quando, porém, para a determinação das operações do dia-a-dia, nenhuma sistemática é utilizada", conta. Juntamente com seu orientador, o professor José Maurício Pinto, do Laboratório de Simulação e Controle de Processos (LSCP) do Departamento de Engenharia Química da Poli, Rodrigo Más utilizou modelos matemáticos e softwares comerciais com algoritmos apropriados para elaborar um modelo de otimização da distribuição de petróleo. Este modelo, segundo ele, poderá ser adaptado, inclusive, em outras realidades. "Acreditamos que ele possa ser utilizado em problemas de distribuição em outras empresas no setor petroquímico, bem como para outros problemas de distribuição de fluidos em outros setores industriais, como farmacêutico e alimentício, entre outros", diz.

Como otimização, Rodrigo Más considerou neste trabalho a melhor relação custo/benefício financeiro de execução das operações, composto por receitas operacionais geradas (ou não perdidas) por intermédio de um eficiente gerenciamento de estoques de petróleo, além de custos relevantes (alocação de navios a píeres, decorrentes da demora na descarga dos navios aos tanques e custos de operação de carga e descarga). "Existem vários tipos de petróleo, em função da origem de cada um deles, há os que são mais ou menos adequados para a produção de subprodutos de maior valor ou mais nobres, como o querosene, e os de menor valor agregado, como o asfalto", explica o pesquisador. Segundo Rodrigo Más, as misturas dos tipos de petróleos podem destruir o valor potencial do óleo considerado mais nobre.

Rodrigo Más descreve também que a rotina das operações no complexo não são "triviais". Para o estudo em questão, trabalhamos com cenários reais com 13 navios que carregavam 14 tipos de óleo cru, ou seja, petróleos de 14 poços distintos, que poderia, atracar em 4 píeres, descarregar para 18 tanques e estes para 2 redes de oleodutos, envolvendo duas subestações (seis tanques no total)", explica.

O estudo obteve o segundo lugar na categoria mestrado do 3º Prêmio Petrobras de Tecnologia de Dutos, no último mês de junho. Rodrigo Más explica que o modelo foi desenvolvido para ser implementado num segundo estágio, numa tese de doutorado ou por pessoas da área de logística da Petrobras. "Considero o modelo proposto perfeitamente implementável".

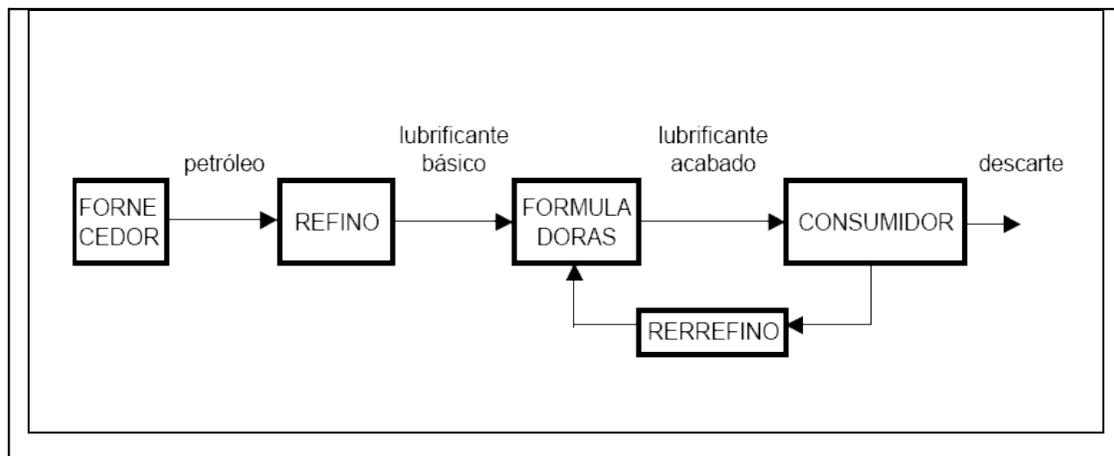
E ainda, Alonso, M.R.(2001) em sua dissertação de mestrado submetida à Universidade Federal de Santa Catarina, traz a tona uma apuração de custos de óleos e lubrificantes básicos parafínicos, na Petrobrás, utilizando o sistema ABC.

Ela mostra:

A cadeia logística dos óleos lubrificantes é complexa e se inicia com a obtenção da matéria-prima, o petróleo, até a entrega do produto para os clientes. Os lubrificantes chegam aos consumidores finais através de canais de distribuição diversos cujos principais são: postos de serviço, supermercados, atacadistas, concessionárias e vendas diretas. São clientes de lubrificantes acabados empresas de transporte, indústria, motoristas em geral, órgãos governamentais e outros. Parte do óleo que não é efetivamente consumido pode ainda recuperar seu poder de lubrificação através do reprocessamento (rerrefino) ou simplesmente ser descartado. No caso dos óleos básicos, considerados no escopo desse trabalho, os consumidores são em geral, os fabricantes dos óleos (formuladoras), que realizam a aditivação e embalagem, comercializando então o produto sob marca própria.

O esquema da figura 1 ilustra simplificada o fluxo logístico dos óleos lubrificantes.

Figura 1 – Fluxo Logístico dos Óleos Lubrificantes.



Fonte: adaptado de Alonso,M.R.(2001)

5.1.1 – Obtenção de Matéria-Prima

A produção de lubrificantes é dependente das características específicas do petróleo, em função do processo produtivo e da qualidade exigida aos produtos. A restrição existente no perfil de petróleo adequado à produção de lubrificantes onera os custos da matéria prima tornando seu suprimento motivo de constante atenção.

5.1.2 - A Produção de Óleos Lubrificantes Básicos Parafínicos

A produção de lubrificantes básicos passa por várias etapas de processamento. Cada Unidade Operacional da planta de lubrificantes é responsável por determinadas características necessárias ao óleo acabado. É importante observar que, em qualquer etapa do processamento, a produção pode ser desviada para a planta de combustíveis, transformando assim, a produção de combustíveis, num concorrente natural à produção de lubrificantes. O processo convencional de produção dos óleos básicos parafínicos segue, segundo SEQUEIRA (1988) o esquema explicado a seguir:

□DESTILAÇÃO

A matéria-prima estocada é processada continuamente nas unidades de destilação. O principal objetivo da destilação é fracionar a matéria-prima separando-a em cortes de acordo com as faixas do ponto de ebulição. Asseguram-se assim, as faixas de viscosidade e o ponto de fulgor adequado a cada tipo de básico. Nesta etapa do processo são produzidos também os destilados combustíveis. Outro produto obtido na destilação é o resíduo de vácuo (RV) que será responsável pela produção dos óleos tipo *bright stock* e cilindros. A partir daí os diferentes tipos de óleo seguem na planta em operação bloqueada, com cada Unidade operacional processando um tipo de óleo por vez.

□DESASFALTAÇÃO

A desasfaltação é um processo de extração com solvente, onde se recupera as frações lubrificantes que estão no resíduo de vácuo. Neste processo o solvente solubiliza as cadeias parafínicas e isoparafínicas, contidas no RV e também precipitam as resinas e material betuminoso, os asfaltenos. O produto deste processo é o óleo desasfaltado (ODES).

□DESAROMATIZAÇÃO

A desaromatização, assim como a desasfaltação, é também um processo de extração com solvente. A desaromatização visa extrair os compostos aromáticos, indesejáveis ao óleo por apresentarem baixo índice de viscosidade e instabilidade à oxidação. Os diferentes tipos de destilados e o óleo desasfaltado são carga para esta unidade que processa um tipo por vez, e obtém como produto os óleos desaromatizados (refinados). Estes refinados são armazenados para serem posteriormente desparafinados.

□DESPARAFINAÇÃO

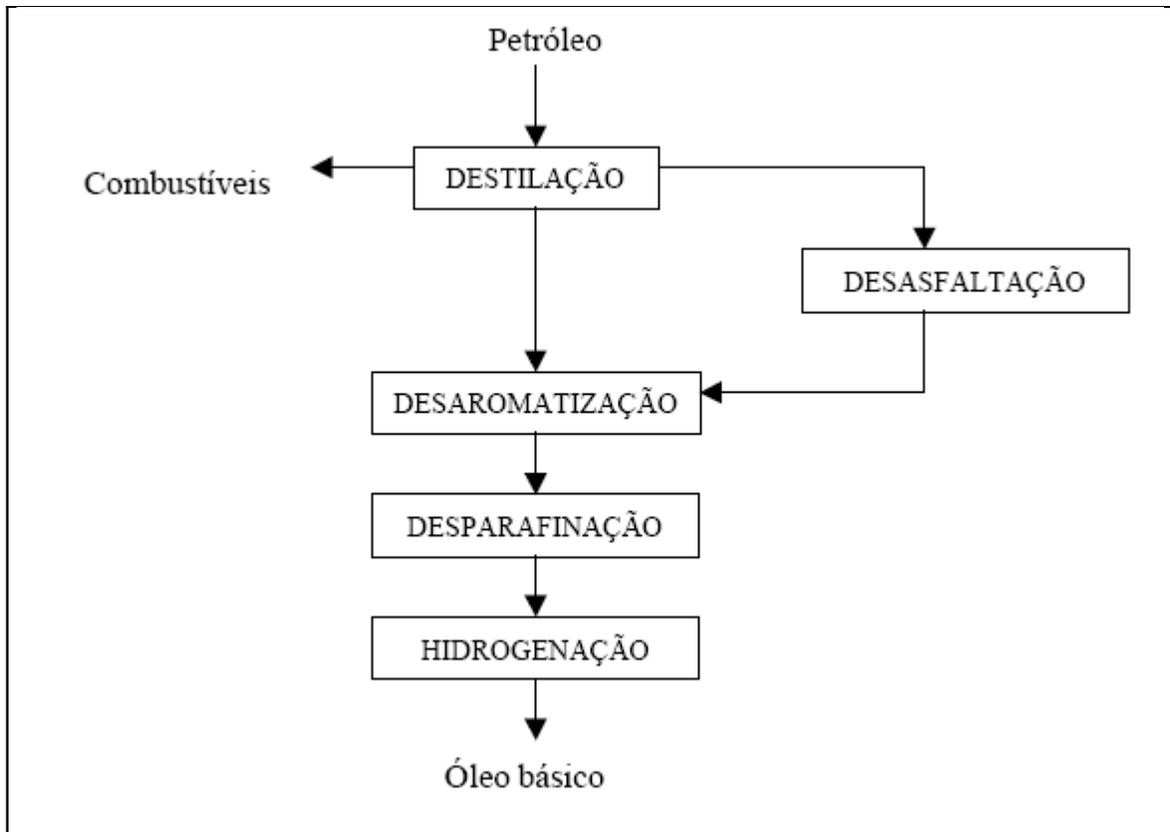
O processo de desparafinação é necessário porque as parafinas presentes no óleo possuem pontos de ebulição muito próximos aos pontos de ebulição desses óleos, não sendo viável por isso, separá-los na destilação. A desparafinação tem então, como objetivo, a remoção de parafinas lineares ou pouco ramificadas, de alto peso molecular, para que se possa garantir o escoamento do óleo durante a sua utilização. No processo convencional com desparafinação à solvente, a carga é diluída e resfriada para cristalização das parafinas. Estas parafinas são separadas da fração oleosa através de filtração. Assim, de cada refinado obtém-se o óleo desparafinado correspondente e como co-produto as parafinas oleosas. Se for comercialmente conveniente, as parafinas são então aproveitadas, adequando suas características em unidades específicas. Os óleos desparafinados podem ainda passar por uma etapa de acabamento.

□HIDROGENAÇÃO

A hidrogenação é em geral, o acabamento do processamento do óleo básico. Nesta etapa o óleo é hidroacabado numa reação catalítica, sob pressão e temperatura adequadas e presença de hidrogênio. Este processo tem por finalidade remover os compostos sulfurados, nitrogenados e oxigenados que confere ao óleo corrosividade, instabilidade de cor e oxidação.

O esquema de processo é mostrado na figura 2.

Figura 2 – Esquema de Processo de Produção de Lubrificantes



Fonte: adaptado de Alonso, M.R.(2001)

5.1.3 – Lucratividade

No atual ambiente de concorrência globalizada, trabalha-se com margens cada vez menores. Por outro lado, a necessidade de manter a participação do mercado tem levado a um aumento de complexidade nos serviços e produtos oferecidos como forma de diferenciação, elevando os custos e diminuindo ainda mais a rentabilidade. Muitas vezes esta complexidade não vem sendo adequadamente compensada nos arranjos de preços e volumes. Torna-se premente uma análise da lucratividade dos produtos e clientes a fim de que as decisões tomadas possam garantir as compensações adequadas.

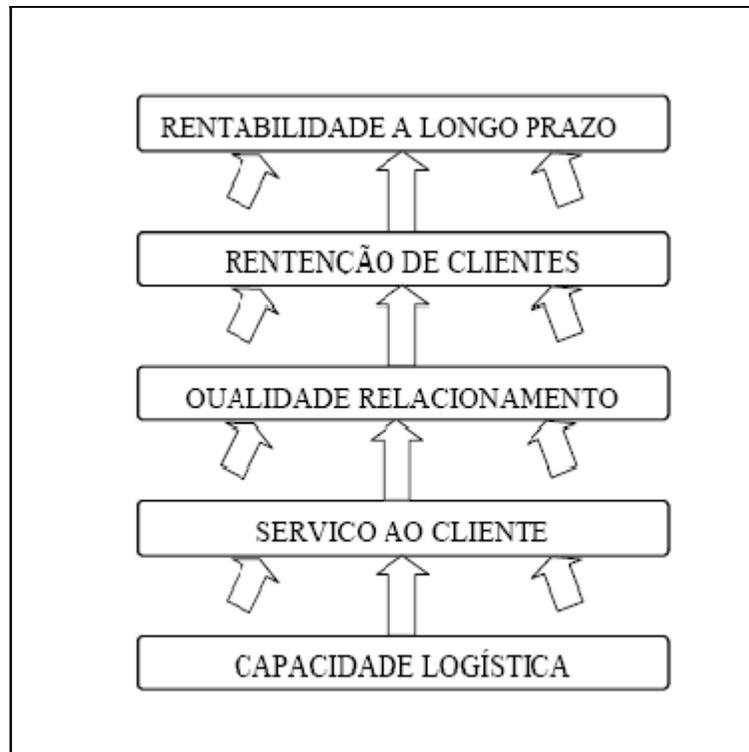
LAMBERT e STOCK (1993) ressaltam a necessidade de se dispor de relatórios onde a lucratividade do segmento seja reportada de forma mais adequada ao gerenciamento do negócio. Na maioria deles os custos do período, tais como os custos gerais e administrativos, são alocados aos produtos e clientes de forma arbitrária, usando-se bases como mão-de-obra direta ou receita das vendas, sendo que outros custos, como os de marketing e distribuição, são muitas vezes ignorados. Os autores

citam, ainda, uma pesquisa em que se mostra que as poucas empresas que possuem seus relatórios com a lucratividade reportada de forma mais adequada, são as que obtêm maiores retornos sobre seus ativos.

CHRISTOPHER (1997) argumenta que além da lucratividade, outros aspectos financeiros que forneçam uma visão de horizonte de tempo maior, também devem ser analisados, como a rentabilidade, que mede a relação entre o lucro e o capital que foi aplicado para gerar este lucro.

CHRISTOPHER (2000) ressalta a importância do desempenho da logística para o alcance da satisfação do cliente, resultando em rentabilidade ao longo prazo conforme mostra a figura 3.

Figura 3 - Principais determinantes da lucratividade ao longo prazo.



Fonte: adaptado de Alonso, M.R. (2001)

LOCKAMY e SMITH (2000) avaliam que a perda de lucratividade advém da incapacidade em satisfazer às necessidades dos clientes. Os autores ressaltam que a meta do gerenciamento da cadeia de suprimento deve ser também o aumento da satisfação do cliente e não somente a redução dos custos. Os sistemas tradicionais de custeio utilizados no gerenciamento da cadeia de suprimento têm resultado em reduções de custos localizadas, dificultando o atendimento às expectativas dos clientes.

SELNES (1992) argumenta que, em muitos casos, o sistema de contabilidade tradicional reproduz informações inapropriadas relativas à lucratividade de produtos e clientes. O autor analisa que o uso da margem de contribuição tradicional (preço menos custos diretos), foi um indicador válido de lucratividade numa época em que os custos da produção representavam a maior parte dos custos totais. Na medida em que os custos considerados indiretos (marketing, distribuição, pesquisa e

desenvolvimento, etc.) vêm crescendo desproporcionalmente, distorções significativas podem ser introduzidas com uso deste indicador.

Ainda segundo SELNES (1992), a análise de lucratividade pode ser usada para comparação entre os diferentes produtos do portfólio (marca, grupo de produtos, etc.) ou também para comparação entre clientes (grupos de clientes, segmentos de mercado, etc.), afinal o importante não é só ter produtos rentáveis, mas ter e manter os clientes rentáveis.

De acordo com KAPLAN e COOPER (1998), a análise de lucratividade por cliente/produto torna-se importante principalmente quando o negócio segue a uma das duas regras a seguir:

- a regra de Willie Sutton - tem grandes despesas com recursos considerados indiretos e de apoio;
- a regra da grande diversidade - possui diversidade de produtos, processos e clientes.

5.1.3.1 – Lucratividade por Produto

Similar à análise de lucratividade por cliente, procura-se relacionar a receita obtida com determinado produto ou linha de produtos com os custos incorridos na medida em que se deslocam no fluxo logístico.

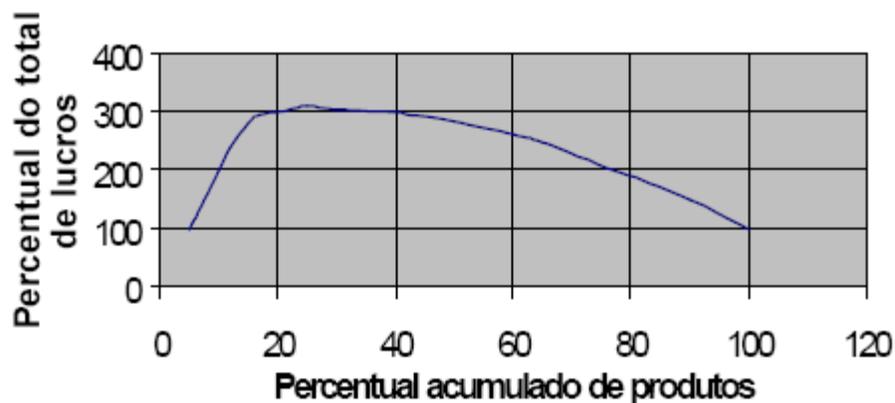
Segundo JOHNSON e KAPLAN (1991), para muitos produtos, os custos diretos tornaram-se pequena fração dos custos totais do produto, da produção até a entrega ao cliente.

As categorias de custos que mais têm crescido nos últimos anos, são os custos de “overhead”, custo de projeto, desenvolvimento, e os custos de fora da fábrica: marketing, vendas, distribuição e serviços. Estes custos são fixos em relação ao nível de produção, mas são na verdade, consequência de alguma decisão gerencial. Isto significa que, embora não variem com a produção, estão relacionados com as decisões sobre produtos. O sistema de custeamento do produto deve tornar transparente a maneira como estes custos, que vinham sendo considerados como fixos, variam com as decisões sobre produção, mix de produtos e diversificação da produção.

REINSTEIN e BAYOU (1997) ressaltam a influência do sistema de custeio adotado nas decisões gerenciais, uma vez que classificam os custos dos produtos de forma diferenciada. Tem sido observada a desproporção existente entre as vendas e o número de itens. Novamente a Lei de Pareto aplicada aos produtos, revela que 20% dos produtos de maior volume geram cerca de 80% das vendas. A lei de

Pareto evidencia que nem todos os produtos devem receber o mesmo tratamento logístico e que principalmente os produtos de baixo volume devem ter seus custos atribuídos com precisão. Outra curva interessante a ser analisada é a que relaciona a lucratividade acumulada aos produtos. Pelo formato freqüente que assume, esta curva recebeu a denominação de curva da baleia, onde a corcova da baleia indica os lucros auferidos pelos produtos mais lucrativos e os restantes menos lucrativos, levam os lucros até o nível do mar. Pelos valores encontrados, observa-se que cerca de 20% dos produtos geram aproximadamente 300% dos lucros e os 80% restantes chegam ao ponto de equilíbrio ou geram prejuízo (KAPLAN e COOPER, 1998). A figura 4 apresenta uma típica curva da “baleia”.

Figura 4 – Lucratividade acumulada.



Fonte: Kaplan e Cooper (1998)

Segundo KAPLAN e COOPER (1998), empresas que não possuem sistema de custeio que identifiquem adequadamente os custos provenientes da proliferação de produtos, podem sustentar e lançar muito mais produtos do que seria viável economicamente.

Para modificar a curva em forma de baleia, KAPLAN e COOPER (1998) sugerem:

- Redefinir o preço dos produtos.
- Substituir produtos.
- Reconceber produtos.
- Aperfeiçoar os processos de produção.
- Modificar políticas e estratégia operacionais.
- Investir em tecnologia flexível.
- Eliminar produtos.

Redefinindo preço dos produtos

Embora em geral, para os produtos comercializados em mercados competitivos, não se tenha flexibilidade para alteração nos preços, para os produtos personalizados, que compõe o lado direito da curva em forma de baleia, esta liberdade é considerável. Conforme observou PORTER (1985) apud KAPLAN e COOPER (1998): “a diferenciação leva ao desempenho superior se o diferencial de preço obtido superar os custos adicionais da singularidade do produto (...)”.

Substituindo produtos

Um sistema de custo adequado permitirá dar ao cliente a opção de pagar um preço maior pela diferenciação no produto, ou obter menor preço aceitando especificações mais abrangentes. Muitas vezes, os clientes são indiferentes a determinados aspectos da variação do produto e não estão dispostos a pagar pelos altos custos impostos. O sistema de custos utilizado deverá propiciar discussões sobre os “trade-offs” entre variedade e preço dos produtos baseados em fatos e dados.

Reconcebendo produtos

Uma análise cuidadosa dos custos do produto pode identificar aspectos que encarecem os produtos apesar de acrescentarem pouco ao seu valor agregado. A reconcepção do produto pode então, ser uma opção atraente.

Aperfeiçoando processos de produção

Novamente, um sistema de custo eficaz revelará processos ineficientes e poderá fornecer justificativa econômica para investimentos na melhoria do processo.

Modificando políticas e estratégia operacionais

A política e estratégia operacionais devem levar em consideração o “trade-offs” entre eficiência de fabricação em massa e flexibilidade.

Investindo em tecnologia flexível

O uso de recursos de sistemas flexíveis de manufatura e outras tecnologias avançadas de produção podem reduzir significativamente os custos de atividades relativas à mudança nos lotes de produção e suporte ao produto: “set-up” de máquinas, programação de produção, inspeção de produtos, movimentação de materiais, projetos de novos produtos, etc.. Esta economia proporcionada só poderá ser mensurada e, portanto o investimento justificado, mediante um sistema onde tais custos possam ser identificáveis.

Eliminando produtos

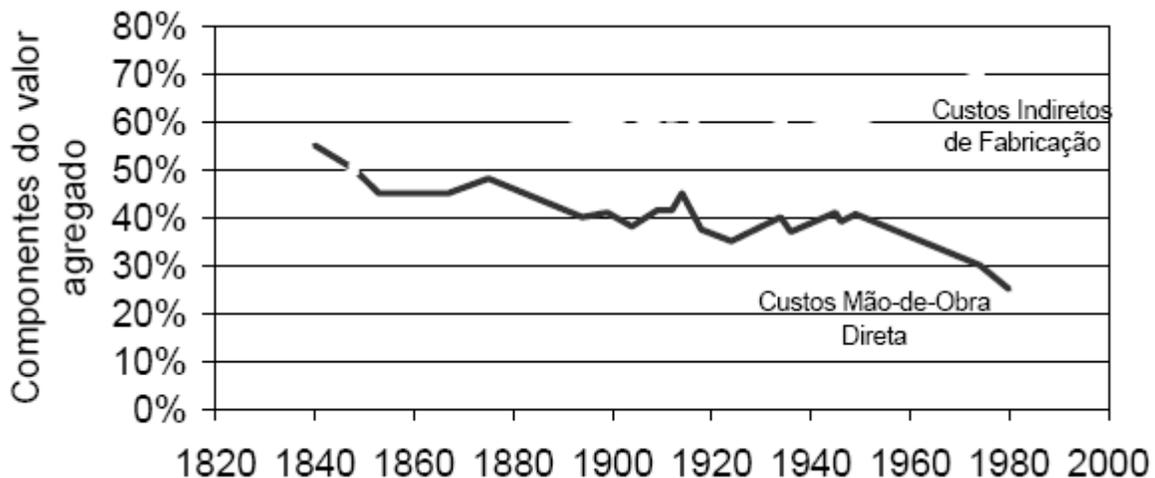
A eliminação de produtos não lucrativos deve ser o último recurso a ser considerado porque outros fatores estratégicos podem estar envolvidos na manutenção de tais produtos no “portfólio” da empresa. É importante ressaltar que os benefícios da eliminação dos produtos não lucrativos só serão obtidos caso sejam também eliminados os recursos que já não mais são necessários.

5.1.4 – Mudança na Estrutura de Custos

A estrutura de custos no ambiente manufatureiro vem sofrendo grandes alterações. MILLER e VOLLMANN (1985) apresentam um gráfico que mostra o crescimento dos custos indiretos como uma

proporção do valor agregado enquanto que a mão-de-obra direta cai consideravelmente ao longo dos anos (figura 5).

Figura 5 - Evolução da composição do valor agregado.



Fonte: Miller e Vollmann (1985)

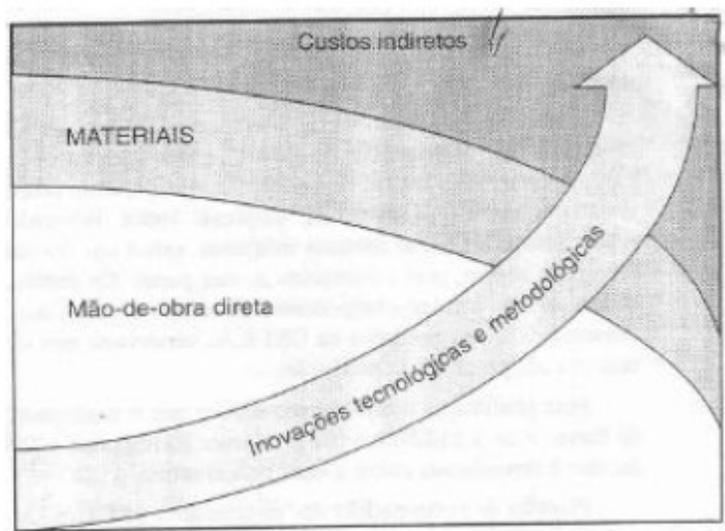
A gradual redução da participação da mão-de-obra direta nos custos totais, dá-se principalmente em função das inovações tecnológicas (automação) e metodológicas (JIT, GQT, produção flexível, etc.). MARQUES (1994) enumera alguns exemplos das inovações do ambiente fabril:

- * Desenho auxiliado por computador (CAD)
- * Engenharia auxiliada por computador (CAM)
- * Equipamento robótico
- * Máquinas controladas numericamente (NCM)
- * Sistemas operacionais automatizados
- * Inspeção auxiliada por computador

- * Sistemas de manufatura flexíveis
- * Manufatura integrada por computador (CIM)
- * Manufatura celular
- * Fluxo sincronizado

Neste contexto, observa-se o acréscimo das despesas indiretas relativas à manutenção e operação dos equipamentos automáticos, dos gastos com engenharia e processamento de dados e atividades de supervisão e planejamento. A figura 6 resume o quadro de transformação na estrutura dos custos.

Figura 6 - Transformação na estrutura de custos.



Fonte: Nakagawa (1993)

Aliado a esses fatos, tem-se também observado, a tendência de globalização da economia. A busca pelo mercado diante deste cenário tem levado as empresas à personalização dos seus produtos e serviços, o que vem aumentando a complexidade das empresas a níveis nunca antes atingidos. Os custos relacionados à proliferação de produtos e serviços devem ser monitorados de forma precisa sob risco de não serem compensados pelas receitas.

O quadro 1 ilustra de uma forma geral, as principais diferenças ocorridas nas organizações ao longo do século XX.

Quadro 1 - Comparação entre a organização tradicional e a moderna.

Tradicional	Moderna
Estrutura vertical	Estrutura horizontal
Mão-de-obra direta como principal item de custo	Custos indiretos e matéria-prima como principais itens de custo
Produção em massa	Produção diversificada
Preço estipulado a partir de estimativas de custo	Preço estipulado pelo mercado
Produção voltada para a capacidade da empresa	Produção voltada para as necessidades dos clientes

Fonte: adaptado de CORAL (1996)

5.5.5 - O Papel da Informação de Custos

KAPLAN e COOPER (1998) identificam três funções principais para os sistemas de custos:

- * Avaliar estoques e medir o custo dos bens vendidos para geração de relatórios financeiros;
- * Estimar as despesas operacionais, produtos, serviços e clientes; e
- * Oferecer *feedback* econômico sobre a eficiência do processo.

A primeira função tem sido a prática da contabilidade de custos do século XX e ocorre em decorrência de fatores externos à empresa: investidores, credores, reguladores e autoridades tributárias.

As duas outras funções surgem das necessidades de compreensão e aperfeiçoamento para tomadas de decisão e aprimoramento operacionais.

Segundo KAPLAN e COOPER (1998) as empresas que estão utilizando seus sistemas de custeio não só para relatórios financeiros têm como objetivos:

- * Projetar produtos e serviços que correspondam às expectativas dos clientes e possam ser produzidos e oferecidos com lucro.

- * Sinalizar onde é necessário aprimoramento em qualidade, eficiência e rapidez.
- * Auxiliar a equipe de produção no aprendizado e aprimoramento contínuo.
- * Orientar o “mix” de produtos e decidir sobre investimentos.
- * Escolher fornecedores.
- * Negociar preços, características dos produtos, qualidade, entrega e serviço com clientes.
- * Estruturar processos eficientes e eficazes de distribuição e serviços para os mercados.

Vale lembrar que o benefício que vier a ser oferecido pela informação de custos deverá ser superior ao custo despendido para sua obtenção. O sistema ótimo de custos, onde se obtém o menor custo total, leva em consideração a soma dos custos de mensuração com os custos dos erros introduzidos.

5.1.6 – Sistema de Custeio ABC

O sistema de custeio ABC surgiu e vem se espalhando pelas empresas de todo o mundo, como uma forma mais adequada de se alocar os custos indiretos.

Segundo OSTRENGA et. al. (1993), a base dos conceitos do que veio a ser conhecido como Custeamento Baseado em Atividades, está no artigo “The Hidden Factory” de MILLER e VOLLMANN (1985) onde se tentava conceituar as causas dos custos indiretos.

“Na fábrica oculta, onde se acumula a maior parte dos custos indiretos de fabricação, a verdadeira força motriz provém de transações e não de produtos físicos.” (MILLER e VOLLMANN, 1985, p. 144).

Os autores identificaram que o direcionador dos custos indiretos não era o volume físico de produção e sim as transações, que foram classificadas em quatro tipos diferentes:

- * Transações Logísticas – fazer pedidos, executá-los e confirmar a movimentação de materiais.
- * Transações de Equilíbrio – compatibilizar o suprimento com a demanda.

* Transações de Qualidade – validar a produção em conformidade com as especificações.

* Transações de Mudanças – atualizar as informações da produção.

Esta nova abordagem pelas transações chamou a atenção por três aspectos:

1. Se os custos indiretos estavam sendo alocados aos produtos com base em alguma medida de volume e se na verdade os custos variavam de acordo com outras variáveis, então os custos dos produtos poderiam estar seriamente comprometidos.
2. Se as transações causavam os custos indiretos, estes poderiam ser alocados aos produtos de forma que refletissem a demanda relativa a cada produto por tipo de transação.
3. Poderia se usar os dados armazenados no sistema para alocar os custos das transações aos produtos.

5.1.7 – Simulando um caso prático com aplicação do ABC

Alonso, M.R. (2001), propõe a implementação de um sistema de apuração de custos baseado em atividades (ABC) para o segmento de lubrificantes básicos da PETROBRÁS a partir da área de distribuição dos produtos aos clientes.

Com os dados fornecidos pela PETROBRÁS, conforme tabela 1

Tabela 1 – CATEGORIA DE CUSTOS

CATEGORIA DE CUSTO	VALOR R\$
<i>SEMOL REDUC</i>	
PRODUTOS E DEPRECIÇÃO	175000
PESSOAL	4800000
ENCARGOS PORTUÁRIOS	84000
ENERGIA	350000
MANUTENÇÃO	730000
SUBTOTAL	6.139.000
<i>SETRAE RLAM</i>	
PRODUTOS E DEPRECIÇÃO	15575954
PESSOAL	79645131
ENCARGOS PORTUÁRIOS	28960170
ENERGIA	1230000
MANUTENÇÃO	1526000
SUBTOTAL	126.937.255
<i>CUSTOS DO LABORATÓRIO</i>	
REDUC	20.462.300
RLAM	35.994.035
<i>OUTRAS AREAS</i>	
TRANSPORTE CABOTAGEM	3230000
TRANSPORTE CHATAS	600000
TRANSPORTE RODOVIÁRIO	715000
SUBTOTAL	4.545.000
ARMAZEM SP	515000
ARMAZEM RJ	250000
ARMAZEM BR	400000
SUBTOTAL	1.165.000
TOTAL	195.242.590

Ela identificou os direcionadores de primeiro estágio, conforme tabela 2.

Tabela 2 – DIRECIONADORES DE RECURSOS

CATEGORIA DE CUSTO	VALOR R\$	DIRECIONADOR RECURSO
<i>SEMOL REDUC</i>		
PRODUTOS E DEPRECIACÃO	175000	capac. armazenagem (m3)
PESSOAL	4800000	no empregados
ENCARGOS PORTUÁRIOS	84000	direto
ENERGIA	350000	volume movimentado
MANUTENÇÃO	730000	horas de mão-de-obra de manutenção
SUBTOTAL	6.139.000	
<i>SETRAE RLAM</i>		
PRODUTOS E DEPRECIACÃO	15575954	capac. armazenagem
PESSOAL	79645131	no empregados
ENCARGOS PORTUÁRIOS	28960170	direto
ENERGIA	1230000	volume movimentado (m3)
MANUTENÇÃO	1526000	horas de mão-de-obra de manutenção
SUBTOTAL	126.937.255	
<i>CUSTOS DO LABORATÓRIO</i>		
REDUC	20.462.300	direto
RLAM	35.994.035	direto
<i>OUTRAS AREAS</i>		
TRANSPORTE CABOTAGEM	3230000	volume movimentado (m3)
TRANSPORTE CHATAS	600000	volume movimentado (m3)
TRANSPORTE RODOVIÁRIO	715000	volume movimentado (m3)
SUBTOTAL	4.545.000	
ARMAZEM SP	515000	volume armazenado (m3)
ARMAZEM RJ	250000	volume armazenado (m3)
ARMAZEM BR	400000	volume armazenado (m3)
SUBTOTAL	1.165.000	
TOTAL	195.242.590	

Fonte: Adaptado de Alonso, M.R.(2001)

E a partir da quantificação dos direcionadores de recursos, conforme tabela 3

Tabela 3 – FATOR DE CONSUMO DE RECURSOS

ATIVIDADE	nº empregados	capac. armazenagem	volume movimentado	horas de manutenção	volume armazenado
<i>SEMOL REDUC</i>					
RECEBER PRODUTOS	8		700.000	500	
AMOSTAR	7				
MOVIMENTAR	10		12.700	10	
ARMAZENAR	6	102.000		1.000	
ENTREGAR PRODUTOS via ECR	3		86.800	400	
ENTREGAR PRODUTOS via ECC	3		30.800	350	
ENTREGAR PRODUTOS por Linha	3		575.100	300	
PROGRAMAR CHATAS	2				
OUTRAS	58	308.480	1.604.600	1.540	
SUBTOTAL	100	410.480	3.010.000	4.100	
<i>SETRAE RLAM</i>					
RECEBER PRODUTOS	4		231.200	400	
AMOSTRAR	3			10	
MOVIMENTAR	2		350.000	100	
ARMAZENAR	1	40.107		1.000	
ENTREGAR PRODUTOS por Cabotagem	5		116.000	1.000	
ENTREGAR PRODUTOS para rodoviário	1		2.200	100	

OUTRAS atividades	343	2.025.281	15.300.600	7.390	
SUBTOTAL	359	2.065.388	16.000.000	10.000	
<i>OUTRAS ÁREAS</i>					
TRANSPORTAR VIA CABOTAGEM			141.140		
TRANSPORTAR VIA CHATA			30.800		
TRANSPORTAR VIA RODOVIÁRIO			86.800		
ARMAZENAR SP					48.000
ARMAZENAR RJ					40.000
ARMAZENAR BR					55.000

Fonte: Adaptado de Alonso, M.R.(2001).

Chegou aos custos das diversas atividades, conforme tabela 4

Tabela 4 – CUSTO DAS ATIVIDADES

ATIVIDADE	ÁREA			TOTAL
	REDUC	RLAM	OUTRAS	
Receber Produtos	554.420	966.224		1.520.644
Amostrar	336.000	667.084		1.003.084
Movimentar	483.257	485.872		969.129
Armazenar	509.534	676.916		1.186.451
Entregar produto via ECR	269.813			269.813
Entregar produto via ECC	249.898			249.898
Entregar produto por Linha	264.287			264.287
Entregar produto por Cabotagem		1.540.781		1.540.781
Entregar produto para rodoviário		237.282		237.282
Programar chatas	96.000			96.000
Analisar Índice de acidez	23.385	17.753		41.139
Analisar Aparência	1.409	1.110		2.519
Analisar Cinza	17.539	13.315		30.854
Analisar Cor	1.900	1.442		3.343
Analisar Corrosividade	4.677	3.551		8.228
Analisar Índice de viscosidade	2.192	1.664		3.857
Analisar Fluidez	21.924	16.644		38.568

Analisar Fulgor	21.924	16.644		38.568
Analisar RCR	12.424	9.432		21.855
Analisar Viscosidades	17.539	13.315		30.854
Analisar Noack	3.792	6.365		10.158
Analisar Nitrogênio básico	16.078	12.205		28.283
Analisar Teor de enxofre	10.231	7.767		17.998
Analisar Índice refração	166			166
Analisar Ponto de anilina	166			166
Analisar Tensão interfacial	166			166
Analisar C aromático	442			442
Analisar Estabilidade à oxidação	3.871			3.871
Analisar Emulsão	553			553
Transportar por cabotagem		3.230.000		3.230.000
Transportar por chatas		115	600.000	600.000
Transportar rodoviário			715.000	715.000
Armazenar em SP			515.000	515.000

Estabeleceu os direcionadores de custos de segundo estágio e sua quantidade de consumo e achou os custos unitários das atividades, conforme tabelas 5 e 6.

Tabela 5 – DIRECIONADORES DE CUSTOS DE ATIVIDADES (REDUC-Unidade do Rio de Janeiro)

ATIVIDADE	VALOR R\$	DIRECIONADOR	FATOR CONSUMO	CUSTO UNITÁRIO DAS ATIVIDADES
Receber Produtos	554.420	volume recebido (m3)	700.000	0,79
Amostrar	336.000	no de lotes	226	1.486,73
Movimentar	483.257	no de transferências	146	3.309,98
Armazenar	509.534	no de tanques	34	14.986,31
Entregar produto via ECR	269.813	volume entregue (m3)	86.800	3,11
Entregar produto via ECC	249.898	volume entregue (m3)	30.800	8,11
Entregar produto por Linha	264.287	volume entregue (m3)	575.100	0,46
Programar chatas	96.000	no de entregas por chatas	78	1.230,77
Analisar Índice de acidez	23.385	no de lotes	222	105,34
Analisar Aparência	1.409	no de lotes	214	6,58
Analisar Cinza	17.539	no de lotes	222	79,01
Analisar Cor	1.900	no de lotes	214	8,88
Analisar Corrosividade	4.677	no de lotes	222	21,07
Analisar Índice de viscosidade	2.192	no de lotes	222	9,88
Analisar Fluidez	21.924	no de lotes	222	98,76
Analisar Fulgor	21.924	no de lotes	222	98,76
Analisar RCR	12.424	no de lotes	222	55,96
Analisar Viscosidades	17.539	no de lotes	222	79,01
Analisar Noack	3.792	no de lotes	48	79,01
Analisar Nitrogênio básico	16.078	no de lotes	222	72,42
Analisar Teor de enxofre	10.231	no de lotes	222	46,09
Analisar Índice refração	166	no de lotes	4	41,48
Analisar Ponto de anilina	166	no de lotes	4	41,48
Analisar Tensão interfacial	166	no de lotes	4	41,48
Analisar C aromático	442	no de lotes	4	110,61
Analisar Estabilidade à oxidação	3.871	no de lotes	14	276,52
Analisar Emulsão	553	no de lotes	10	55,30
Transportar por chatas	600.000	volume entregue (m3)	30.800	19,48
Transportar rodoviário	715.000	volume entregue (m3)	86.800	8,24
TOTAL	4.238.588			

Fonte: Alonso, M.R. (2001)

Tabela 6 – DIRECIONADORES DE CUSTOS DE ATIVIDADES (RLAM-Unidade da Bahia)

ATIVIDADE	VALOR	DIRECIONADOR	FATOR CONSUMO	CUSTO UNITÁRIO DAS ATIVIDADES
Receber Produtos	966.224	volume recebido (m3)	231200	4,18
Amostrar	667.084	no de lotes	123	5.423,45
Movimentar	485.872	no de transferências	246	1.975,09
Armazenar	676.916	no de tanques	9	75.212,93
Entregar produto por Cabotagem	1.540.781	volume entregue (m3)	116000	13,28
Entregar produto para rodoviário	237.282	volume entregue (m3)	2200	107,86
Analisar Índice de acidez	17.753	no de lotes	123	144,34
Analisar Aparência	1.110	no de lotes	123	9,02
Analisar Cinza	13.315	no de lotes	123	108,25
Analisar Cor	1.442	no de lotes	123	11,73
Analisar Comosividade	3.551	no de lotes	123	28,87
Analisar Índice de viscosidade	1.664	no de lotes	123	13,53
Analisar Fluidez	16.644	no de lotes	123	135,32
Analisar Fulgor	16.644	no de lotes	123	135,32
Analisar RCR	9.432	no de lotes	123	76,68
Analisar Viscosidades	13.315	no de lotes	123	108,25
Analisar Noack	6.365	no de lotes	28	227,33
Analisar Nitrogênio básico	12.205	no de lotes	123	99,23
Analisar Teor de enxofre	7.767	no de lotes	123	63,15
Transportar por cabotagem	3.230.000	volume entregue (m3)	116000	27,84
Armazenar em SP	515.000	volume armazenado (m3)	48000	10,73
Armazenar no RJ	250.000	volume armazenado (m3)	40000	6,25
Armazenar na BR	400.000	volume armazenado (m3)	55000	7,27
TOTAL	9.090.368			

Fonte: Adaptado de Alonso, M.R. (2001)

Ela calculou os custos dos produtos e clientes, com o auxílio da planilha eletrônica, multiplicando o fator de consumo da atividade pelo custo unitário, conforme tabelas 7 e 8 e mostrou o resultado encontrado para os custos dos diversos produtos e clientes.

Tabela 7 – CUSTO DOS PRODUTOS

PRODUTO	CUSTO TOTAL	CUSTO UNIT. ABC
TIPO 1	71.887,10	11,98
TIPO 2	102.701,57	7,90
TIPO 3	214.832,16	10,23
TIPO 4	8.834,38	1,26
TIPO 5	167.735,24	11,18
TIPO 6	2.237.267,30	12,71
TIPO 7	42.233,55	1,21
TIPO 8	67.518,39	6,14
TIPO 9	5.035.773,35	22,07
TIPO 10	1.254.740,49	8,04
TIPO 11	7.171,42	1,20
TIPO 12	80.758,32	7,34
TIPO 13	3.205.009,88	13,87
TIPO 14	66.991,49	6,38
TIPO 15	42.815,36	9,51

Fonte: Adaptado de Alonso, M.R. (2001)

Tabela 8 – CUSTO DOS CLIENTES

CLIENTE	CUSTO TOTAL	CUSTO UNIT. ABC
A	981.911,03	5,50
B	587.065,95	15,65
C	500.373,20	22,17
D	9.058,00	4,08
E	64.836,98	36,26
F	36.962,01	27,26
G	14.954,19	17,07
H	32.665,95	25,21
I	116.733,40	11,34
J	75.281,42	9,82
L	42.652,90	10,48
M	7.610,61	35,23
N	28.076,82	21,47
O	18.662,66	21,90
P	30.367,25	16,98
Q	10.914,67	23,94
R	48.671,89	13,75
S	23.986,42	14,48
T	1.444.280,79	19,61
U	1.461.087,71	14,08
V	2.288.892,92	15,01
X	548.504,43	15,05
Z	217.325,37	5,02
AA	23.557,42	5,86
BB	96.633,38	173,18
CC	910.529,74	113,93
DD	628.415,26	32,21
EE	235.858,38	23,10
FF	832.050,15	111,48
GG	247.617,11	10,88
HH	253.466,84	77,37
II	207.745,79	60,74
JJ	29.579,68	3,60
LL	107.195,03	164,92

Fonte: Adaptado de Alonso, M.R. (2001)

Se o sistema adotado fosse o cálculo do custo médio, teríamos encontrado para os produtos o valor de R\$. 13,54/unidade, ou seja: a divisão do custo total de R\$. 12.606.270,00 pela quantidade total movimentada que foi de 931.264. E teríamos assim variações absurdas, visto que o produto tipo 11 pelo ABC tem um custo de R\$. 1,20/unidade. E para clientes, adotando-se o custo médio, iríamos encontrar diferenças mais absurdas ainda, como no caso do cliente BB cujo custo pelo ABC seria de R\$.173,18 e pelo custo médio R\$. 15,68.

5.2 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O custo baseado em atividade no exemplo desenvolvido, embora para os produtos apresentados se mostre aceitável, não significa que seja o melhor para refinarias de petróleo que tenha por meta a produção de outros derivados.

No caso do Brasil, o sistema que venha a ser empregado é irrelevante, uma vez que a política ditada pelo Petrobrás (monopólio da exploração e refino do petróleo) quanto a preços de distribuição é compulsório. A maior preocupação é que os recursos advindos proporcionem disponibilidades para novos investimentos tanto na área de exploração quanto de refino.

Atualmente o Brasil já é auto-suficiente na produção de petróleo, só importando petróleo por força da qualidade, já que o petróleo produzido no Brasil é de qualidade inferior (petróleo pesado), fazendo com que importe petróleo leve para balancear com a produção interna do petróleo pesado.

Um dos propósitos deste trabalho foi levantar o assunto para discussões com profissionais da área que com certeza irão procurar a forma mais adequada de apuração de custos nas refinarias de petróleo, até porque os custos têm finalidades mais nobres, como servir de controle e de informações para o processo decisório e não só determinar resultados em obediência às normas contábeis e fiscais.

Por se tratar de um sistema de produção bastante complexo, que envolve tecnologias de alta sofisticação e de difícil compreensão, a definição de um sistema de apurar custos que atenda todas as informações que a administração necessita fica também muito difícil de ser definida.

Por outro lado, a PETROBRÁS deve ter o maior interesse em que o mundo acadêmico tente definir um sistema que realmente atenda as necessidades da administração e para tal deve também fornecer as informações necessárias.

16 – REFERÊNCIAS

- ABADIE, E., 2002. Apostila do Curso **Refino de Petróleo – Processo de Refinação**. 05 a 09 de agosto. Instituto Brasileiro de Petróleo.
- ABADIE, E., 2004. Apostila do curso **Comércio de Petróleo e seus Derivados – trading**. 26 a 30 de abril. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2002. **Perspectivas para o Desenvolvimento do Refino de Petróleo no Brasil**. Séries ANP nº 3. Rio de Janeiro.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2003 a. **Boletim Mensal do Gás Natural**. Dezembro. Disponível em <http://www.anp.gov.br/> / Gás Natural / Boletim Mensal.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2003 b. **Gás Natural Veicular em Expansão**. Nota Técnica 023/2003-SCG. Agosto.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2004 a. **Dados Estatísticos**. Outubro. Disponível em <http://www.anp.gov.br/>
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2004 b. **Legislação**. Outubro. Disponível em
- ALMEIDA, E.L.F., 2002 a. **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas**. Apostila Didática. Instituto de Economia. UFRJ. Rio de Janeiro.
- ALMEIDA, E.L.F., 2002 b. **Indústria do Gás Natural**. Fundamentos da Economia de Energia. Apostila Didática. Instituto de Economia. UFRJ. Rio de Janeiro.
- ALONSO, M.R. (2001), Análise da Lucratividade de Produtos e Clientes: O Caso da Logística de Óleos Lubrificantes Básicos Parafínicos na Petrobras, Dissertação de Mestrado UFSC.
- ANDREWS-SPEED, P., 2004. **China's oil import strategies**. Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy. University of Dundee. United Kingdom. Disponível em http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol14/Vol14_6.pdf.
- BORNIA, A.C. 2002: Análise Gerencial de Custos: Aplicação em Empresas Modernas. Bookman
- BRITISH PETROLEUM, 2004. **Statistical Review of World Energy 2004**. Setembro. Disponível em <http://www.bp.com/> Statistical Review of World
- BROWER, D., 2001. "GTLs: grand schemes, but little progress". **Petroleum Economist**. May. Pp 8-9.

- BROWER, D., 2002. “More where that comes from”. **Petroleum Economist**. March. pp 30 –34
- CECCHI, J.C., DUTRA, L.E.D., 1998. **Petróleo, Preços e Tributos. Experiência Internacional e Política Energética Nacional**. Editora Suma Econômica. Rio de Janeiro.
- CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES, 2002 a. “Refining –what makes it tick”. **Global Oil Report**. Vol 13. Mai-Jun. pp 34-46.
- CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES, 2002 b. “Syncrude – a source of supply for the 21st century”. **Global Oil Report**. Vol.13. n° 1.Jan-Fev.pp 22 – 30.
- CHADWICK, M., 1990. “Refinery Yield, Capacity and Output”. **Demand, Prices and the Refining Industry: a Case Study of the European Oil Products Market**. Oxford Institute for Energy Studies.
- CLÔ, A., 2000. **Oil Economics and Policy**. Bologna University. Kluwer Academic Publishers.European Secretariat for Scientific Publications – SEBS. Italy.
- COELHO, 2003. “Processamento difícil dos óleos pesados”. **Brasil Energia**. Junho. pp 72-73.
- COELHO, M., 2002 a. “A Retomada do Proálcool”. **Brasil Energia**. Agosto. pp 58-59.
- COELHO, M., 2002 b. “Programa sem o controle do Governo”. **Brasil Energia**. Agosto. pp 60-61.
- DOS SANTOS, E.M., CUEILLE, J., 1998. **Strategic Positioning and Repositioning of Oil Companies in the International Upstream Business**. Conference Proceedings. International Association for Energy Economics. Canada.
- DOSHI, T., 1998. “Oil Refining and Petroleum-Product Specifications in Asia”. In **Strategic Positioning in the Oil Industry – Trends and Options**. Chapter 4. The Emirates Center for Strategic Studies and Research.
- ENERGETICS, 1998. **Energy and Environmental Profile of U.S. Petroleum Refining Industry**.December. Disponível em http://www.eere.energy.gov/industry/petroleum_refining/pdfs/profile.pdf.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 1997. “The impact of environmental compliancecosts on U.S. refining profita bility”. Office of Energy Markets and End Use. U.S. Department of Energy. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2000. **Technology Roadmap for the petroleum industry**. February. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2001. **International Energy Outlook**. Official Energy Statistics from the U.S. Government. Disponível em

- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2002 a. “Refining Challenges: Changing Crude Oil Quality & Product Specifications”. In **World Fuels Conference**. Setembro. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2002 b. “Availability of gasoline Imports in the short to Mid Term: US perspective”. In **NPRA Annual Meeting**. March. Texas. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2002 c. **Supply Impacts of an MTBE Ban**. Setembro. Disponível em <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/service/question1.pdf>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 a. **International Energy Outlook**. Official Energy Statistics from the U.S. Government. Outubro. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/international/reports.html#Annual>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 b. **Short-Term Energy Outlook**. Official Energy Statistics from the U.S. Government October. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 c. **Country Profiles – Canada**. Official Energy Statistics from the U.S. Government. Outubro. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/international/reports.html#Annual>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2004 d. **Venezuela Country Analysis Brief**. . Official Energy Statistics from the U.S. Government. Outubro. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/international/reports.html#Annual>.
- ENERGY INTERNATIONAL ADMINISTRATION, 2004 e. “Challenging Times for Making Refinery Capacity Decisions”. In **NPRA Annual Meeting**. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>.
- ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, 1995. **Profile of the Petroleum Refining Industry**. Office of Enforcement and Compliance Assurance. September. Disponível em <http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/petroleum.html>.
- FREIRES, L., 1999. **Lával Petrolier Internacional: Marchés Matures, Marchés émergents et Compagnies Globales**. Septembre. Ecole du Petrole et des Moteurs- Centre Economie et Gestion. Université de Bourgogne. France.
- FREIRES, L.P, 1996. **Planejamento Estratégico em Organizações Complexas: a Experiência da Indústria Petrolífera**. Texto para Discussão nº 361. Instituto de Economia/UFRJ. Rio de Janeiro.
- GARRISON, Ray H; NOREEN, Eric. Contabilidade Gerencial. Rio de Janeiro: LTC Editora 2001.

- GUARIGUATA, G., 1998. **Bottom-of-Barrel Conversion: Heavy Oil's Path to Market**. UNITAR Centre for Heavy Crude and Tar Sands. Disponível em <http://www.oildrop.org>.
- HERMES, R., 1998. "Shifting Global crude trade patterns expected to create quality disparity". **Oil and Gas Journal**. Jan. 19. pp 16- 19.
- HORNGREN, C. T.; FOSTER, G.; DTAR, S. M. Contabilidade de Custos. Rio de Janeiro: LTC Editora, 2000.
- HORSNELL, P., 1997. **Oil in Asia – Markets, Trading, Refining and Deregulation**. Oxford University Press. Oxford.
- HYDROCARBON ASIA, 2001." Latest developments in GTL". October. pp 46-49.
- HYDROCARBON ENGINEERING, 1998. "The Latin American Refining Industry". June. pp 12-15.
- HYDROCARBON ENGINEERING, 2000. "Refining: restructuring for profit". January. pp 20-23.
- HYDROCARBON PROCESSING, 2003. "China prepares for future of increased HPI product demand". September. pp 27-28.
- HYDROCARBON PUBLISHING COMPANY, 1999. **Technical and Economic Assessments on Future Refinery Operations**. January. USA.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2001. **World Energy Outlook 2001**. Disponível em <http://www.worldenergyoutlook.org/pubs/index.asp>.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002 a. **World Energy Outlook 2002**. Disponível em <http://www.worldenergyoutlook.org/pubs/index.asp>.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002 b. "Non-Conventional Oil Market Outlook". In **Conference on Non-Conventional Oil**. Prepared by Purvin and Getz. Nov. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/work/2002/calgary/Crandall.pdf>.
- IUDÍCIBUS, Sérgio de. Análise de Custos. 4ª Ed. São Paulo: Atlas, 2002.
- IUDÍCIBUS, Sérgio de. Contabilidade Gerencial. São Paulo: Atlas, 1993.
- JOHNSON, THOMAS H.; KAPLAN, ROBERT S. **Relevance Lost – the rise and fall of management accounting**, 3rd. ed, Boston: Havard Business School Press, 1991.
- JOHNSON; KAPLAN. Contabilidade Gerencial. Rio de Janeiro: Campus, 1993.
- KAPLAN, ROBERT S.; COOPER, ROBIN. **Custo e Desempenho : administre seus custos para sermais competitivo**, São Paulo: Futura, 1998.

- KHOURY, CARLO Y., ANCELEVICZ, JACOB. “A utilização do sistema de custos ABC no Brasil”, **Revista de Administração de Empresas**, jan/mar, 1999.
- KOELMEL, M.H., 2002. “Transformation of global energy markets: the future roles of GTL and LNG”. In **17th World Petroleum Congress**. Setembro 1-5. Rio de Janeiro. Brasil.
- LAMBERT, DOUGLAS M. E STOCK, JAMES R. **Strategic Logistic Management**, 3 a. ed., R. D.Irwin, 1993.
- LEONE, GEORGE S. G. **Curso de Contabilidade de Custos**, São Paulo: Atlas, 1997.
- LOCKAMY III, ARCHIE; SMITH, WILBUR I. “Target costing for supply chain management: criteria and selection”, **Industrial Management & Data Systems**, 100/5, 2000, pp. 210-218. **Lubrificantes: Fundamentos e Aplicações**, Petrobras Distribuidora S.A., 1999, vol 1.
- LONG, D., 1990. “The european refining industry: structure and changes, 1976- 1986”. **Demand, Prices and the Refining Industry: a Case Study of the European Oil Products Market**. Oxford Institute for Energy Studies. Oxford.
- MAHER, M.: (2001): **Contabilidade de Custos: Criando Valor para a Administração**. São Paulo: Atlas.
- MAPLES, R. 2000. **Petroleum Refinery Process Economics**. Penn Well Corporation.USA.
- MARQUES, JOSÉ A.V.C. “Sistema de custos com base em atividades: uma evolução das filosofias de produção e contabilidade”, **Revista de Administração de Empresas**, v. 34, n. 6, 1994,pp. 20-32.
- MARTINS, C. 2002. **Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de petróleo no Brasil**. Tese de Mestrado. Instituto de Economia. UFRJ. Rio de Janeiro.
- MARTINS, ELISEU. **Contabilidade de custos**, 5a. ed., São Paulo: Atlas, 1996.
- MARTINS. E. 2003: **Contabilidade Custos**. São Paulo, Editora Atlas
- MASSERON J., 1990. **Petroleum Economics**. Editions Technip. 4th edition. Paris.
- MEDEIROS, EDMILSON M. **Metodologia para implementação do sistema de custeio baseado em atividades (ABC) nos serviços logísticos da indústria de exploração e produção de petróleo: aplicação no provedor de transporte do órgão de exploração & produção da PETROBRAS na Bacia de Campos**, dissertação de mestrado, Programa de pós-graduação em engenharia de produção, Universidade de Santa Catarina, SC, dez. 1999.
- MILLER, JEFFREY G.; VOLLMANN, THOMAS E. “The Hidden Factory”, **Havard Business Review**, Sept.-Oct., 1985, pp.142-150.

- NAKAGAWA, MASAYUKI. **ABC – Custeio Baseado em Atividades**, São Paulo: Atlas, 1994. Ness, Joseph A., Cucuzza, Thomas G. “Tapping The Full Potential of ABC”, **Harvard Business Review**, jul-aug, 1995, pp. 130-138.
- NASCIMENTO, J. M.:(2001) Custos. Planejamento, Controle e Gestão na Economia Globalizada. 2ª Ed. São Paulo. Ed. Atlas.
- NO, JOON J., KLEINER, BRIAN H. “How to implement activity-based costing”, **Logistics Information Management**, v. 10, n. 2, 1997, pp. 68-72.
- NOVAES, ANTONIO GALVÃO. **Logística e Gerenciamento da Cadeia de Distribuição: estratégia, operação e avaliação**, Editora Campus, Rio de Janeiro, RJ, 2001.
- NYMEX, 2005. **Light, Sweet Crude Oil**. Disponível em http://www.nymex.com/jsp/markets/lSCO_pre_agree.jsp
- O'GUIN, MICHAEL C. **The complete guide to activity-based costing** , USA: Prentice Hall, 1991.100
- OIL AND GAS JOURNAL, 2004. “CMAI-purpose propylene production will increase share of future global demand”. Jun 14. pp 54- 56.
- OSTRENGA, MICHAEL et. al. **Guia da Ernest &Young para a gestão total dos custos**, Rio de Janeiro: Record, 1993.
- PAMPLONA, EDSON O. **Contribuição para análise crítica do sistema de custos ABC através da avaliação de direcionadores de custos**, Tese de Doutorado, Curso de Pós-Graduação da FGV/EAESP, São Paulo, 1997.
- PETROBRAS, 2002 b. “A energia verde-amarela conquista novas fronteiras”. **Revista Petrobras**.Abril. pp 18-23.
- PETROBRAS, 2002a . **Relatório de Gestão 2002**. Disponível em <http://www.petrobras.com.br>
- PETROBRAS, 2004 a . **Revista Petrobras**. Ano 10. nº 97. Fevereiro.
- PETROBRAS, 2004 b. **Relações com o Investidor. Destaques Operacionais**. Disponível em http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/Abastecimento/Abastecimento.asp.
- PETROBRAS, 2004c. **Plano Estratégico Petrobras 2015**. Disponível em http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/Apresentacoes.asp.
- PINELLI, M.S., PERTUSIER, R.R., 2004. “Tendências de investimento e perspectivas para o refino mundial”. In **Rio Oil and Gas Conference** . 4 a 7 de outubro. Rio de Janeiro.

- Player, Steve; Keys, David; Lacerda, Roberto. **ABM: Lições do campo de batalha**, Rio de Janeiro: Makron Books, 1997. **Primeiro Encontro Anual da PETROBRAS com Investidores**, realizado no Rio de Janeiro, fev., 2000.
- REINSTEIN, ALAN; BAYOU, MOHAMMED E. “Product costing continuum for managerial decisions”, **Managerial Auditing Journal**, v.12, n.9, 1997, pp. 490-497.
- REVISTA BRASILEIRA DE CONTABILIDADE (RBC) Nº 124, Julho/Agosto 2000
- RICHARDS, G. 1999. “SE Asia’s refining surplus typifies bad choices in decisions to add capacity”. **Oil and Gas Journal**. Mar. 15. pp 17-20.
- SELNES, FRED. “Analysing Marketing Profitability: Sales Are a Dangerous Cost-driver”, **European Journal of Marketing**, v. 26, n. 2, 1992, pp. 15-26.
- SEQUEIRA, AVILINO. **Encyclopedia of Chemical Processing and Design**, vol. 28, Dekker, New York, USA, 1988.
- SILVA, ELIZABETE RIBEIRO SANCHES da. **O uso do ABC no gerenciamento de custos: pesquisaação em uma agência bancária**, dissertação de mestrado, Programa de pós-graduação em engenharia de produção, Universidade de Santa Catarina, SC, abril, 2000.
- SMITH, MALCOLM; SHANE, DIKOLLI. “Customer profitability analysis: an activity-based costing approach”, **Managerial Auditing Journal**, v. 10, n. 7, 1995, pp.3-7.
- STELL, J. 2003. “Worldwide construction update”. **Oil and Gas Journal**. November.
- STOSUR, G., 2000. “Energy in the XXIst century- unconventional oil and gas”. **Revue Geologues**. nº 127. Disponível em <http://www.cifeg.org/print.php?lang=en&page=technical&rub=energy>
- STRIBLEY, TREVOR F. **Lube Base Stock Economics**. Course of The College of Petroleum and Energy Studies Oxford, Oxford, United Kington, 16 – 26 oct. 2000.
- TOLMASQUIM, M.T., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., TAVARES, M.E.E., 2000. **Liberção da Importação de Derivados no Brasil**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro
- TOWNSEND, D., 2002 a. “A tale of two markets”. **Petroleum Economist**. November. pp 16- 18.
- WESTON, J.F., JOHNSON B.A, SIU, J.A., 1999. “Mergers and restructuring in the world oil industry”. **Journal of Energy Finance and Development**.
- WHITBY, DAVID R. **Global trends in baseoil quality and product performance**. Presentation to the fifth ICIS-LOR World Base Oils Conference, 22 - 23 feb. 2001, London.

- WHITBY, DAVID R. **Structure of the international lubricants business**. Course of The College of Petroleum and Energy Studies Oxford, Oxford, United Kingdom, 16 – 26 oct. 2000.
- WISDOM, L.I., PEER, E.D., BONNIFAY, P., 1997. “H-Oil versus Coking for the turn of the century”. **Upgrading Heavy Ends with IFP**. pp 31-39.
- YEN, T.F.,1998. “Correlation between heavy crude sources and types and their refining and upgrading methods”. University of Southern California. USA.
- YORKE, DAVID A.; DROUSSIOTIS, G. “ The use of customer portfolio theory – an empirical survey”, **Journal of Business & Industrial Marketing**, v. 9, n. 3, 1994, pp. 6-18.

ANEXO: 1

HISTÓRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

Segundo o GASPETsc (PROGRAMA DA INDÚSTRIA CATARINENSE FORNECEDORA DE BENS E SERVIÇOS PARA O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL).

A história do petróleo no Brasil pode ser dividida em quatro fases distintas:

- 1.º - Até 1938, com as explorações sob o regime da livre iniciativa. Neste período, a primeira sondagem profunda foi realizada entre 1892 e 1896, no Município de Bofete, Estado de São Paulo, por Eugênio Ferreira Camargo.
- 2.º - Nacionalização das riquezas do nosso subsolo, pelo Governo e a criação do Conselho Nacional do Petróleo, em 1938.
- 3.º - Estabelecimento do monopólio estatal, durante o Governo do Presidente Getúlio Vargas que, a 3 de outubro de 1953, promulgou a Lei 2004, criando a Petrobras. Foi uma fase marcante na história do nosso petróleo, pelo fato da Petrobras ter nascido do debate democrático, atendendo aos anseios do povo brasileiro e defendida por diversos partidos políticos.
- 4.º - Fim do monopólio estatal do petróleo, durante o primeiro governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

O Setor Petróleo de 1858 até 1938

A história do petróleo no Brasil começou na Bahia, onde, no ano de 1858, o decreto n.º 2266 assinado pelo Marquês de Olinda, concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene de iluminação, em terrenos situados nas margens do Rio Marau, na Província da Bahia. No ano seguinte, em 1859, o inglês Samuel Allport, durante a construção da Estrada de Ferro Leste Brasileiro, observou o gotejamento de óleo em Lobato, no subúrbio de Salvador.

Em 1930, setenta anos depois e após vários poços perfurados sem sucesso em alguns estados brasileiros, o Engenheiro Agrônomo Manoel Inácio Bastos, realizando uma caçada nos arredores de Lobato, tomou conhecimento que os moradores usavam uma lama preta, oleosa para iluminar suas

residências. A partir de então retornou ao local várias vezes para pesquisas e coletas de amostras, com as quais procurou interessar pessoas influentes, porém sem sucesso, sendo considerado como "maníaco". Em 1932 foi até o Rio de Janeiro, onde foi recebido pelo Presidente Getúlio Vargas, a quem entregou o relatório sobre a ocorrência de Lobato.

Finalmente, em 1933 o Engenheiro Bastos conseguiu empolgar o Presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, Sr. Oscar Cordeiro, o qual passou a empreender campanhas visando à definição da existência de petróleo em bases comerciais na área. Diante da polêmica formada, com apaixonantes debates nos meios de comunicação, o Diretor-Geral do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, Avelino Inácio de Oliveira, resolveu em 1937 pela perfuração de poços na área de Lobato, sendo que os dois primeiros não obtiveram êxito.

Em 29 de julho de 1938, já sob a jurisdição do recém-criado Conselho Nacional de Petróleo - CNP, foi iniciada a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato, que viria a ser o descobridor de petróleo no Brasil, quando no dia 21 de janeiro de 1939, o petróleo apresentou-se ocupando parte da coluna de perfuração.

O poço DNPM-163, apesar de ter sido considerado antieconômico, foi de importância fundamental para o desenvolvimento da atividade petrolífera no Estado da Bahia. A partir do resultado desse poço, houve uma grande concentração de esforços na Bacia do Recôncavo, resultando na descoberta da primeira acumulação comercial de petróleo do país, o Campo de Candeias, em 1941.

Até 1938 os capitais privados nacionais e estrangeiros podiam ser aplicados em quaisquer atividades petrolíferas no País. Os capitais internacionais da indústria de petróleo, concentravam-se principalmente nas mãos das empresas resultantes do desmembramento da Standard Oil, norte americana, em 1911, e da Royal Dutch/Shell empresa formada pela união de duas empresas, uma holandesa e outra inglesa. Entretanto, nada de significativo foi feito no País em consequência dos seguintes fatores:

- As multinacionais tinham excelentes concessões na Venezuela, no México, no Oriente Médio e em alguns outros países; exploravam o petróleo nesses países a um baixo custo e pagavam baixas taxas e

royalties, impostos ou participações. Por esta razão não investiam nada significativo fora das áreas que geologicamente são extremamente favoráveis para conter expressivas jazidas de petróleo.

· Essas empresas dominavam a tecnologia de refino e do transporte internacional; suas grandes refinarias, localizadas principalmente nos seus países de origem, ficavam com a maior parcela do lucro que a atividade proporcionava. Era o monopólio de fato no refino. Assim pagando petróleo a preços ínfimos (reduzindo com isso o repasse para os países que permitiam a exportação no seu território) e vendendo derivados a preços elevados, não havia porque investir em exploração e refino em países como o Brasil;

· O empresariado nacional não tinha tecnologia nem recursos financeiros para investir maciçamente nesse segmento;

· A distribuição dos derivados de petróleo no País era considerada cartelizada.

· O País importava derivados diretamente, mediante operações entre filial-matriz das multinacionais que distribuíam os produtos no território nacional, com possibilidade de superfaturamento nas importações;

· Politicamente campanhas eram desenvolvidas para mostrar não só a incapacidade do povo brasileiro para assumir um risco da magnitude do negócio petróleo, e até mesmo eram perseguidos os que defendiam a idéia de que poderia haver petróleo no País.

O Setor Petróleo de 1938 até 1953

Após 1938 e até 1953 somente a empresas brasileiras era permitido refinar petróleo no País. Isto decorreu de Lei Federal de 1938 que se fundamentava na linha de que o segmento petróleo era estratégico para o País.

No mundo, a distribuição de derivados, a produção de petróleo e o refino continuaram praticamente em mãos das mesmas multinacionais. Isto quer dizer que de 1938 a 1953 o panorama mundial continuou o mesmo:

- Refino concentrado nos países ricos ou em pontos estratégicos como as Antilhas e gerando elevados lucros para essas multinacionais;
- Produção de petróleo a baixo custo e sua pesquisa somente naqueles mesmos já citados países com excelentes perspectivas de descoberta de jazidas de óleo. No entanto, já o México, em 1938, nacionalizara seu petróleo após intensa disputa com os Estados Unidos.
- Distribuição em nível mundial e em nível interno nos países, considerada cartelizada por multinacionais, que assim poderiam impedir, pelo seu poder de compra e importação de derivados, o surgimento de refinarias nos países em desenvolvimento, de propriedade de capitais nacionais.

Não há, assim, razão lógica para se acreditar que as multinacionais poderiam ter se interessado pelo Brasil na área de refino e de produção de óleo. Nenhum país sem amplas perspectivas de produção de óleo merecia os investimentos das multinacionais como nenhum país subdesenvolvido foi contemplado com instalação de refinarias, salvo se integrado aos esquemas internacionais de refino do Cartel das Sete Irmãs, nome cunhado mais tarde pelo Presidente da Ente Nazionale de Idrocarburi (ENI), estatal italiana, Enrico Mattei, para designar a união das multinacionais que dominam o mercado mundial. Pequenas refinarias foram construídas em alguns países, porém com esquemas de refino voltados para os interesses de do mercado dos EUA, ou para aproveitar pequenas produções locais de óleo; neste caso, os altos custos do transporte de derivados justificavam a construção de pequenas refinarias mais simples, na verdade pequenas destilarias primárias de petróleo.

Em 1938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), com a incumbência de explorar petróleo e de participar na criação de parque refinador no País. Em 1941 jorrou petróleo comercial pela primeira vez, resultante de trabalhos do CNP, sendo que em 1939 ocorrera a descoberta de petróleo na Bahia, em função dos trabalhos desenvolvidos por Oscar Cordeiro e pelo CNP.

Em decorrência do grande racionamento de combustíveis imposto por ocasião da 2ª Guerra Mundial - 1939/1945 - da pequena escala dos investimentos privados na área do petróleo e do

direcionamento, no mundo, dos investimentos das multinacionais para áreas de seu exclusivo interesse, um forte movimento político e popular tomou conta do País, resultando, em 1953, na instituição do Monopólio Estatal do Petróleo e na criação da PETROBRÁS, para executá-lo em nome da União.

A indústria do petróleo tinha quase 100 anos. No mundo, constituía-se no maior negócio, era o ponto nevrálgico de ação de todos os governos e de revoluções e guerras. As pressões internacionais relacionadas com o petróleo eram marcantes.

O País já tinha em 1953 um consumo de 150.000 barris por dia de derivados e contava com uma refinaria particular do Grupo Ipiranga, de 6.000 barris por dia; e uma refinaria na Bahia operada pelo CNP com capacidade de 3.700 barris por dia; quase no final do debate que caminhava para a instituição do Monopólio da União, três grupos empresariais receberam concessões para construir três refinarias. Foram então construídas as refinarias de Manaus, de 5.000 barris por dia e inaugurada em 1957, a Refinaria de Manguinhos, de 10.000 barris por dia e inaugurada em 1954, e a refinaria de Capuava, inaugurada em 1954, com 20.000 barris por dia.

Como já citado, o CNP operava desde 1950 uma refinaria de 3.700 barris por dia na Bahia e construía uma refinaria em Cubatão, de 45.000 barris por dia, inaugurada em 1955. A produção de petróleo no País, após o esforço do CNP, atingiu a 25.000 barris por dia, valor muito baixo quando comparado à demanda.

Assim, o País se via em 1953, como era a regra no mundo, exceto para alguns poucos países, sem produção de petróleo e sem refino em escala suficiente para atender ao mercado nacional.

É bom lembrar que o lucro da atividade no País estava na distribuição de derivados, praticamente nas mãos das multinacionais e, portanto, não havia a geração interna de recursos para se investir no petróleo. Por outro lado, o lucro na atividade de petróleo no mundo estava na transformação, em refinarias dos países ricos, do óleo barato do Oriente Médio e seu manuseio até as distribuidoras dos países importadores de derivados, que pagavam preços considerados elevados por esses produtos.

Somente a instalação de um parque de refino no País, com escala, poderia reverter a situação de carência de recursos e nele desenvolver e indústria petrolífera, já que todos os esforços que se faziam para descobrir petróleo não apresentavam resultados compensadores. Além disso, o refino nacional teria que contar com o mercado nacional, sob pena de as multinacionais continuarem importando derivados de suas matrizes, inviabilizando-o por "dumping", comum na época, ou por recusa de compra de um outro derivado de petróleo, o que seria fatal para o refinador. O petróleo contém todos os produtos e ao refiná-lo TODOS os derivados são produzidos; perda de mercado para um derivado determina fechamento de refinaria.

Neste período desenvolveu-se a experiência do Grupo Ipiranga, primeira tentativa nacional significativa para romper o fechado círculo das multinacionais. Pelas notícias que se têm não foi fácil para a Ipiranga conseguir mercado para seus produtos, já que tinha que conseguir o petróleo do exterior e depender do mercado interno dominado pelas multinacionais.

Com a instalação da Petrobras, em 10 de maio de 1954, portanto, sete meses após sua criação, o Brasil trilhou um caminho diferente tendo nas suas próprias mãos o destino da indústria que alimenta o mundo de energia. O sucesso de tal empreitada se mostra nos resultados obtidos pelo povo brasileiro através da estatal do petróleo.

Fonte: Sindipetro

ANEXO: 2

DECRETO Nº 60.184, DE 8.2.1967 - DOU 14.2.1967 - RETIFICADO DOU 22.2.1967

Aprova o Regimento do Conselho Nacional do Petróleo do Ministério das Minas e Energia.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, usando da atribuição que lhe confere o artigo 87, item I, da Constituição, e nos termos do art. [28](#) da Lei número 4.904, de 17 de dezembro de 1965,

DECRETA:

Art. 1º. Fica aprovado o Regimento do Conselho Nacional do Petróleo (C.N.P.), que com êste baixa, assinado pelo Ministro de Estado das Minas e Energia.

Art. 2º. O presente decreto entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Brasília, 8 de fevereiro de 1967; 146º da Independência e 79º da República.

H. CASTELLO BRANCO

Mauro Thibau

REGIMENTO DO CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO DO MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA

CAPÍTULO I

Da finalidade e competência

Art. 1º. O Conselho Nacional, do Petróleo (CNP), instituído pelo Decreto-lei nº [395](#), de 29 de abril de 1938, e incorporado ao Ministério das Minas e Energia pela Lei nº [3.782](#), de 22 de julho de 1960, é o órgão consultivo, orientador e controlador da política nacional do petróleo e seus derivados e do carvão mineral, diretamente subordinado ao Ministro de Estado.

(Nota)

Art. 2º. Ao C.N.P. compete assessorar o Ministro de Estado em todos os assuntos de que trata o art. 1º, bem como:

I - orientar e fiscalizar o monopólio da União, instituído pelo artigo [1º](#) da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, mantendo sob sua responsabilidade o exame e a aprovação dos planos de atividades da Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima - PETROBRÁS - bem como de suas subsidiárias;

II - superintender as medidas concernentes ao abastecimento nacional do petróleo e aproveitamento de outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros; e

III - promover, orientar e fiscalizar a pesquisa e o aproveitamento das jazidas de rochas betuminosas e pirobetuminosas, bem como a industrialização de seus produtos.

IV - regular e supervisionar a produção, a distribuição, o transporte e o consumo do carvão mineral nacional, mediante;

(Nota)

a) fixação das características e preços dos vários tipos de carvão e de todos os demais produtos oriundos do seu beneficiamento;

(Nota)

b) estabelecimento de normas de fiscalização da qualidade;

(Nota)

c) fixação de quotas de produção e transporte;

(Nota)

d) fixação de quotas de consumo obrigatório, para as empresas siderúrgicas que operem à base de coque metalúrgico e para as empresas que produzam gás domiciliar à base de carvão;

(Nota)

e) autorização prévia, para importação na forma legal, de carvão mineral, coque metalúrgico ou coque de fundição;

(Nota)

f) autorização para a concessão, pelo Conselho de Política Aduaneira (CPA), do Ministério da Fazenda, de isenção do imposto de importação.

(Nota)

Parágrafo único. Como medidas concernentes ao abastecimento nacional de petróleo, entende-se todas as previstas nas leis e regulamentos vigentes, que objetivam o pleno desenvolvimento da política nacional de petróleo e seus derivados, notadamente:

a) planificação da produção, estocagem, distribuição e comercialização, incluindo a importação e a exportação;

b) estabelecimento de diretrizes sobre a instalação, organização e funcionamento de refinaria, de destilaria de xistos e oleígenos e da indústria petroquímica;

c) autorização para funcionamento, registro, estabelecimento de condições para operações financeiras, levantamento de custos de produção das empresas que explorem a indústria de refinação ou petroquímica, bem como a fixação de normas gerais de contabilidade que devam adotar;

d) criação ou alteração de tributos relacionados com a indústria e o comércio de petróleo e derivados, fixação de preços desses produtos, na forma da lei, e providências sobre a arrecadação e a movimentação dos recursos referidos na Lei nº [4.452](#), de 5 de novembro de 1964;

e) estabelecimento, de comum acôrdo com o I.A.A., de índices de mistura de gasolina com álcool anidro e de providências relacionadas;

f) medidas adequadas para garantir o fiel cumprimento do Código de Minas e das disposições legais e regulamentares aplicáveis às atividades discriminadas neste artigo, compreendendo, inclusive, a apreensão de mercadorias, interdição de estabelecimentos faltosos, imposição de multas e proposição de ações penais, quando cabíveis.