

**LOGÍSTICA DE ABASTECIMENTO DE DERIVADOS
DE PETRÓLEO NA REGIÃO DE INFLUÊNCIA DA
REFINARIA INSTALADA EM MANAUS: ESTUDO
DE VIABILIDADE**

Universidade Federal de Santa Catarina
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção

**LOGÍSTICA DE ABASTECIMENTO DE DERIVADOS
DE PETRÓLEO NA REGIÃO DE INFLUÊNCIA DA
REFINARIA INSTALADA EM MANAUS: ESTUDO
DE VIABILIDADE**

Luiz Carlos Cabral Carvalho

Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Produção da
Universidade Federal de Santa Catarina
como requisito parcial para obtenção
do título de Mestre em
Engenharia de Produção

Florianópolis

2002

Luiz Carlos Cabral Carvalho

**LOGÍSTICA DE ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO
NA REGIÃO DE INFLUÊNCIA DA REFINARIA INSTALADA
EM MANAUS: ESTUDO DE VIABILIDADE**

Esta dissertação foi julgada e aprovada para a obtenção do
título de **Mestre em Engenharia de Produção** no
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção
da Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 10 de dezembro de 2002.

Prof. Edson Pacheco Paladini, Dr.
Coordenador do Curso

BANCA EXAMINADORA

Prof. João Carlos Souza, Dr.

Orientador

Prof. Carlos Taboada Rodriguez, Dr.

Prof. Cícero Ricardo França Barbosa, Dr.

Prof. Álvaro Gehlen de Leão, M.Sc.

A minha esposa, Helena Carvalho,
pelo apoio e incentivo ao meu
desenvolvimento pessoal e profissional.

Agradecimentos

Aos meus pais, pela chance de educação e apoio
durante toda a minha vida estudantil.

A Petrobras, pela oportunidade de cursar um mestrado,
com todo o apoio necessário à sua realização.

À Universidade Federal de Santa Catarina,
por disponibilizar toda uma equipe de técnicos para
a criação de um novo tempo em educação
com o mestrado à distância.

Ao meu orientador, Prof. Dr. João Carlos Souza,
pela orientação, competência e dedicação
à realização desta dissertação.

Aos amigos pessoais, alguns inclusive de longe,
pelo apoio e preocupação com os rumos do
curso e do cursando.

A todos que direta ou indiretamente
contribuíram para a realização
desta pesquisa.

Sumário

Lista de Figuras	p. viii
Lista de Tabelas	p. ix
Lista de Reduções	p. x
Resumo	p. xi
Abstract	p. xii
1 INTRODUÇÃO	p. 1
1.1 Descrição do Problema	p. 1
1.2 Objetivos do Trabalho	p. 4
1.3 Justificativa para o trabalho	p. 6
1.4 Delimitação do trabalho	p. 7
1.5 Estrutura do trabalho	p. 8
2. A PROBLEMÁTICA	p. 10
2.1 Indústria internacional do petróleo	p. 11
2.1.1 Crises mundiais na indústria do petróleo	p. 14
2.2 O setor petróleo na economia brasileira	p. 16
2.3 A indústria de petróleo na Amazônia	p. 19
2.3.1 Histórico da produção de petróleo na Amazônia	p. 19
2.3.2 Histórico do refino na Amazônia	p. 23
2.3.3 A logística na Amazônia	p. 27
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	p. 33
3.1 Modelagem de otimização de sistemas	p. 33
3.1.1 Processo de modelagem	p. 35
3.1.2 Modelo de programação linear	p. 37
3.1.3 Modelos quantitativos na gestão moderna	p. 40
3.1.4 Software de otimização	p. 41
3.2 Avaliação de desempenho e resultado	p. 46
3.3 Análise de desempenho Solomon	p. 51
3.4 Transporte e frete	p. 54

3.5 Logística e operações globais	p. 57
3.5.1 Gestão da cadeia de suprimentos globais	p. 58
3.5.2 Medida e Avaliação de Desempenho na Logística Global	p. 60
3.6 Custo de estoque	p. 62
4. METODOLOGIA	p. 65
4.1 Conceitos básicos do estudo	p. 66
4.1.1 Unidade de negócio	p. 66
4.1.2 Áreas de desempenho chave	p. 67
4.2 Metodologia	p. 69
4.2.1 Capacidade da unidade	p. 69
4.2.2 Utilização da unidade	p. 69
4.2.3 CED	p. 71
4.2.4 CEDU	p. 74
4.2.5 Utilização da refinaria	p. 74
4.2.6 Complexidade da refinaria	p. 75
4.2.7 Estruturas dos preços da indústria	p. 75
4.2.8 Rendimento das matérias primas e qualidade dos derivados	p. 78
4.2.9 Despesas operacionais	p. 78
4.3 Modelagem da refinaria	p. 80
5. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	p. 84
5.1 Modelagem da refinaria	p. 85
5.1.1 Petróleos utilizados	p. 88
5.1.2 Propriedades dos derivados	p. 88
5.1.3 Especificações dos derivados finais	p. 90
5.1.4 Preços das matérias primas e derivados	p. 90
5.1.5 Preço do frete e outras taxas	p. 91
5.1.6 Restrições do modelo	p. 92
5.2 Unidades de medida	p. 92
5.3 Determinação da Capacidade Equivalente de Destilação	p. 93
5.4 Determinação do Fator de Utilização das unidades	p. 95
5.5 Determinação da CEDU	p. 95
5.6 Determinação do Fator de Utilização da refinaria	p. 96

5.7 Determinação da Despesa Operacional de Caixa	p. 96
5.8 Determinação da Margem Bruta de Refino	p. 97
5.9 Determinação da Margem Líquida de Refino	p. 97
6. Conclusões e recomendações	p. 99
6.1 Conclusões	p. 99
6.2 Recomendações	p. 100
7. Bibliografia	p. 102
7.1 Referências bibliográficas	p. 102
8. ANEXOS	p. 106
8.1. Glossário	p. 106
8.2. Descrição dos processos de refino	p. 122
8.3. Relatório Final	p. 143
8.4. Tabela de Preços	p. 145

Lista de Figuras

- Figura 1: Localização da região de Pucallpa, no Peru p. 25
- Figura 2: Esquema de produção da refinaria p. 87

Lista de Tabelas

Tabela 1: Reservas de petróleo de países da OPEP	p. 13
Tabela 2: Reservas mundiais de petróleo	p. 13
Tabela 3: Produção mundial de petróleo	p. 14
Tabela 4: Pares de CED	p. 85
Tabela 5: Unidades de processo e capacidades de refino	p. 86
Tabela 6: Utilidades e offsites da refinaria	p. 87
Tabela 7: Petróleos modelados	p. 88
Tabela 8: Fatores de complexidade	p. 93
Tabela 9: Calculo de CED	p. 94
Tabela 10: Dados do Grupo 1	p. 94
Tabela 11: Cálculo do CEDU	p. 95
Tabela 12: Resultado da simulação	p. 97

Lista de Reduções

Abreviaturas

Dr. =	Doutor
eng. =	Engenheiro
Sr. =	Senhor

Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
OPEP	Organização do Países Exportadores de Petróleo
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PIMS	Process Industry Modeling System

Símbolos

b	barril
d	dia
km	quilômetro
km ²	quilômetro quadrado
m	metro
m ²	metro quadrado
m ³	metro cúbico

RESUMO

Carvalho, Luiz Carlos Cabral. **Logística de abastecimento de derivados de petróleo na região de influência da refinaria instalada em Manaus: estudo de viabilidade.** Florianópolis, 2002. 163f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, 2002.

O presente trabalho teve como objetivo embasar o estudo pelas teorias e práticas, os quais nos permitiu refletir de maneira crítica e realista a problemática da indústria de petróleo como um todo na busca da sobrevivência em um mercado globalizado e competitivo. Foram analisados os dados relativos a competitividade do setor de refino instalado na região Norte do Brasil, frente aos concorrentes internacionais.

Foi utilizado o software PIMS (Process Industry Modeling System) na modelagem das unidades da refinaria e como ferramenta principal no suporte e otimização da operação da cadeia de suprimento na obtenção máxima de resultado econômico para o sistema.

O estudo foi conduzido no sentido de proporcionar uma comparação real do desempenho da indústria do petróleo na área do refino e avaliar a posição competitiva da refinaria com outros competidores, com base nos indicadores da Solomon Associates. A comparação dos resultados de desempenho com refinarias semelhantes na mesma área geográfica e no mesmo grupo quanto a tipo de processo, forneceu uma sólida base para a avaliação da eficiência do nível de desempenho atual.

Pôde-se descobrir que a planta da refinaria está numa posição competitiva na faixa do grupo de semelhantes. Além disso, pôde-se concluir no estudo também que o compromisso da refinaria de fornecer produtos a mercados próprios a coloca em condições favoráveis frente a competidores estrangeiros.

Palavras-chave: 1. Logística. 2. Petróleo. 3. Refinaria

ABSTRACT

Carvalho, Luiz Carlos Cabral. **Logística de abastecimento de derivados de petróleo na região de influência da refinaria instalada em Manaus: estudo de viabilidade.** Florianópolis, 2002. 163f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, 2002.

The present work had as objective theories and practices bases of study that allowed us to reflect in a critical and realistic way the problem of petroleum industry as a whole in the search of survival in a worldwide and competitive market. Datas with regards to competitiveness were analysed on refine sector placed in the north area of Brazil towards international competitors.

PIMS (Process Industry Modeling System) software used in modeling refinery and as main tool on supply chain of support and optimization process on the maximum economical results gaining for the system.

The study was led in a sense of providing a real comparison on petroleum industry development at refine area and evaluate refinery competitive position with other competitors based on Solomon Associates indicators. The development comparison results with similar refineries placed at the same geographical area and group with regards to processing type, provided a solid base to the efficiency evaluation of the present development level.

It is supposed that refinery plant is in a competitive position among the similars group. Moreover, we conclud that refinery appointment of supplying products to its own markets, places in suitable conditions faced to foreign competitors.

Key-words: 1. Logistics 2. Petroleum 3. Refinery

1 INTRODUÇÃO

1.1 Descrição do problema

A região Norte constitui um território cuja efetiva ocupação ainda está se realizando, apresentando áreas isoladas, com fracas densidades demográficas, e áreas que estão sendo rapidamente desbravadas, em função não só do desenvolvimento agrícola, mas também devido as suas riquezas minerais. Neste contexto tem ocorrido um processo de instalação de indústrias na região que está vinculado ao processo de organização/reorganização da atividade industrial no Brasil e que se caracteriza por sua dependência a decisões tomadas fora da região.

A compreensão das características gerais da indústria na região Norte depende do exame de sua evolução histórica, onde a aplicação de política de desenvolvimento regional definiu o perfil da atividade industrial.

“A Amazônia, de todas elas, foi a região brasileira que atravessou a primeira metade do século XIX em completa estagnação e isolamento com sua estrutura colonial quase autônoma, uma economia primitiva e decadente, agravada pela deteriorização das suas relações de troca, da ordem de cerca de 40%, resultante da baixa dos preços dos produtos primários nos mercados mundiais” (Benchimol, 1977, p. 549).

A atividade industrial na região Norte tem suas origens em fins do século XIX, com o beneficiamento da matéria-prima regional (borracha, castanha, couro, óleo vegetal, madeira etc) que se destinava à exportação e com os

estabelecimentos se destinavam ao atendimento das necessidades básicas da população, principalmente nos grandes centros da região: Belém e Manaus.

Com a decadência da borracha (1910-20), segue-se um período de estagnação econômica da região e iniciam-se as primeiras ações do governo direcionadas por uma política de desenvolvimento regional através do soerguimento do extrativismo, em especial o da borracha. O plano governamental tinha como objetivo desenvolver a produção agrícola, mineral e industrial, e elevar, o bem-estar econômico da população regional. Entretanto, os recursos destinados a este planejamento eram muito limitados, tornando a tarefa de promover o desenvolvimento econômico da região, através das proposições do referido plano, extremamente difícil.

“O grande impulso para o desenvolvimento amazônico atual ocorreu nos anos 50 como resultado da criação de alguns serviços de infra-estrutura e da fundação de estabelecimentos industriais, destacadamente as instalações industriais pioneiras do refino de petróleo, em 1956, em Manaus, da Companhia de Petróleo do Amazonas, do grupo Sabbá, hoje incorporada à Petrobras, solucionando o abastecimento e barateando a comercialização de combustíveis na área. Prosseguiu na indústria têxtil de fiação e tecelagem de juta em Manaus, Belém, Santarém (PA) e Parintins (AM); no setor de moagem de trigo em Belém e Manaus; na fabricação de cimento em Capanema, no Pará; no refino de óleos comestíveis, laminados e compensados em Belém, Manaus e Macapá; na fabricação de cerveja em Belém e Manaus, e também na implantação do primeiro grande projeto pioneiro de mineração de manganês do complexo Serra do Navio – Porto de Santana, Amapá, além de outros empreendimentos de menor porte” (Benchimol, 1977, p. 728).

A partir da década de 60, houve um maior empenho, por parte do governo federal, no sentido de estimular a ocupação produtiva da região Norte do País. O objetivo da implantação de políticas de desenvolvimento, incentivando a atividade industrial foi a integração da Amazônia ao sistema capitalista mundial,

originando novos espaços para aplicação de investimento. Para a criação destes novos espaços de investimento, foi necessário mobilizar vultosos recursos para criar a infra-estrutura necessária ao desempenho dessas atividades. Nestes investimentos incluem-se a abertura de grandes eixos de transporte, a produção de energia, os sistemas de comunicações, aeroportos, instalações portuárias etc.

Em 1967, “surgiria como resultado de um esquema de empresários, administradores, políticos e intelectuais amazonenses, a mais ousada experiência no campo do desenvolvimento regional: a instituição da Zona Franca de Manaus (ZFM), criada pelo Decreto-Lei no. 288, de 28.02.67, ao final da administração do Presidente Castelo Branco” (Benchimol, 1977, p. 741).

A criação da Zona Franca de Manaus refletia a adoção de uma nova política de planejamento da região visando o desenvolvimento da Amazônia Ocidental e que se baseiam na utilização de incentivos fiscais para estimular a instalação de indústrias com tecnologia de ponta. Essas indústrias também receberiam incentivos fiscais com redução de impostos para produtos com maior índice de nacionalização.

A Zona Franca de Manaus permitiu a instalação de montadoras subsidiárias de companhias multinacionais destinadas a atender o mercado nacional. Neste sentido, constituem-se também em indústrias de exportação, pois a sua produção não se destinava ao mercado local. Neste caso, as vantagens locacionais (incentivos governamentais e mão-de-obra barata e não organizada) foram responsáveis pelo êxito dessa política de industrialização, baseada na produção para amplo mercado nacional onde a concorrência extra-regional não ameaçava.

Com a Constituição de 1988, a Zona Franca de Manaus foi mantida com suas características de área de livre comércio, de exportação e importação, e

de incentivos fiscais até 2013. O fim da Zona Franca inviabiliza a manutenção das indústrias instaladas no parque industrial de Manaus e por isso compromete o desenvolvimento futuro da região.

Investimentos maciços da Petrobras na região Norte, principalmente no estado do Amazonas, na área de exploração e produção (petróleo e gás), e refino (produção de derivados de petróleo), desenvolvem grandes empreendimentos que incrementam a economia local. Portanto, o problema consiste em avaliar a viabilidade da manutenção, e possivelmente, a ampliação da atividade de refino e energia da Petrobras no estado do Amazonas e, principalmente, na cidade de Manaus. Através de um gerenciamento logístico como fonte de vantagem competitiva para o contínuo processamento de petróleo na refinaria instalada em Manaus, na busca de qualidade intrínseca, baixos custos, atendimento as necessidades dos clientes, zelando pela segurança das pessoas e instalações, e preservação do meio ambiente, frente à concorrência da logística de importação ou cabotagem de derivados acabados de outra localidade.

1.2 Objetivos do trabalho

Desde os anos 50, a Petrobras através da lei 2.004 de 03/10/1953 exerceu em nome da União o monopólio das atividades envolvendo exploração, produção e refino de petróleo em todo o território nacional, até que em 06/08/1997 foi publicado a lei 9.748 que criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), flexibilizando estas atividades, e encerrando assim o monopólio da Petrobras.

Passamos a ter, então, empresas de todo o mundo importando derivados, tarefa anteriormente reservada apenas a Petrobras, anexando o País e a Companhia a um mercado globalizado em que empresas da indústria do

petróleo tornam-se parceiras em negócios específicos e concorrentes em outros.

“A parcela de empresas nas atividades de “upstream” (exploração e produção de petróleo) e “downstream” (refino, transporte, petroquímica básica e distribuição de derivados) é considerada essencial para viabilizar grandes projetos na indústria do petróleo” (Petrobras, 1994, p. 32).

Portanto, este trabalho tem como objetivo levantar os dados sobre a competitividade e estudar as alternativas de processamento de petróleo na refinaria em Manaus para suprimento de derivados na região de influência da unidade de refino.

Basicamente pretende-se comparar duas alternativas:

- 1) Complementar a capacidade de processamento da refinaria com outro petróleo nacional ou importado à medida que decresça a produção de petróleo Urucu;
- 2) Desativar gradativamente o parque de refino instalado em Manaus à medida que decresça a produção de petróleo Urucu, mantendo-se apenas o parque de armazenamento existente para recebimento de derivados importados ou de cabotagem de outras localidades.

Considerando-se custos e benefícios de vários níveis e aspectos, para a melhor alternativa em cada caso.

Acreditamos que esta dissertação possa ser utilizada como base para estudos da Companhia para nortear a tomada de decisões no sentido de planejar, ampliar e implantar unidades e/ou sistemas nas refinarias instaladas no Brasil e no Mundo.

1.3 Justificativa para o trabalho

Diante de todo o quadro de abertura das importações de derivados a partir de 1o. de janeiro de 2002 e a queda na produção de petróleo Urucu, faz-se imperativa a busca de alternativas econômico-financeiras de abastecimento de petróleos nacionais ou importados para complementar a capacidade de refino da refinaria instalada em Manaus.

O elenco de petróleos processados na refinaria nos últimos cinco anos foi representado por somente dois tipos. O Urucu que é um petróleo produzido na bacia sedimentar do rio Urucu, no estado do Amazonas, a 400 km em linha reta da cidade de Manaus. É um petróleo de base parafínica, 48 grau API e rendimento volumétrico de 80% de derivados destilados. Esta matéria prima representa em média cerca de 95% do volume mensal de petróleo processado na refinaria. O outro é o Leona, um petróleo de origem venezuelana, de base intermediária, 24 grau API e rendimento volumétrico de 60% de derivados destilados. Este petróleo representa em média cerca de 5% do volume mensal de matéria prima processada na refinaria.

“A logística de abastecimento de petróleo Urucu na refinaria é facilitada sobremaneira pela proximidade física da área produtora com o local onde é refinado. Para assegurar o transporte durante o ano todo, acelerar a chegada da produção à refinaria em Manaus e diminuir o custo do transporte, a Petrobras construiu um poliduto com 275 km, interligando a área produtora diretamente ao Terminal do Solimões, à margem direita do rio de mesmo nome, a 16 km da sede do município de Coari” (Petrobras, 1998, p. 7).

O ciclo completo de operação (carga, viagens e descarga) de um navio de 22.000 m³ de capacidade de transporte (no período da vazante dos rios amazônicos pode chegar a 8.000 m³) entre o terminal de armazenamento da região produtora e a refinaria é de 3,5 a 4 dias.

Com a queda gradativa da produção de petróleo Urucu, há a necessidade de abastecer a refinaria com petróleo oriundo de outra região de fora ou internamente ao país. As regiões produtoras de petróleo mais próximas de Manaus encontram-se nos países vizinhos Venezuela, Equador e Colômbia, e, no Brasil, nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, e na região Nordeste.

As avaliações de petróleos alternativos a serem refinados na refinaria instalada em Manaus deverão ter como premissas básicas à rentabilidade, qualidade e facilidades logísticas.

O custo operacional da refinaria vem caindo ao longo dos anos com as sucessivas ampliações. Portanto, com a avaliação criteriosa de alternativas de petróleo, procuraremos manter o nível de carga de referência nas unidades de forma a garantir o abastecimento de derivados da região Norte a partir de produtos gerados na refinaria frente aos produtos importados. Garantindo a existência da refinaria como unidade de negócio viável para a economia da região, com balanços econômico-financeiros e sociais favoráveis ao desenvolvimento local.

1.4 Delimitação do trabalho

A refinaria será considerada uma unidade de negócio atuando no mercado da região Norte no refino de petróleo, com atividades e programas desvinculados da política de outras unidades de refino. Terá autonomia para aquisição de matéria prima e determinação da política de preços dos derivados produzidos.

Os produtos produzidos atenderão as especificações requeridas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) no mercado nacional.

1.5 Estrutura do trabalho

Após a explicitação do problema a ser tratado, de estarem definidos os objetivos e justificada a necessidade de realização deste trabalho, além de ter-se delimitado o estudo, finalizamos o capítulo 1 com a estruturação básica da dissertação.

No capítulo 2 fazemos uma síntese do contexto histórico da indústria do petróleo no Brasil e no Mundo, da origem da indústria do refino e produção na Amazônia, além dos aspectos logísticos locais.

No capítulo 3 fazemos uma revisão bibliográfica dos assuntos afins ao objetivo deste trabalho. Constata-se a utilização prática de software e metodologias na indústria do refino.

No capítulo 4 descrevemos a metodologia para modelagem do problema a ser solucionado. Delineamos com base em avaliações atualmente utilizadas a tomada de decisões na manutenção do negócio num ambiente competitivo.

No capítulo 5 apresentamos um caso prático da aplicação da metodologia utilizada seguida de análise dos resultados gerados.

No capítulo 6 relatamos as conclusões e sugerimos recomendações para futuros trabalhos.

No capítulo 7 registramos as referências bibliográficas dos autores citados no texto bem como a de bibliografias de publicações consultadas mais não citadas no texto.

Complementamos a fundamentação e ilustração da dissertação com anexos e um glossário dos termos técnicos adotados.

2 A Problemática

Embora o petróleo já fosse conhecido e utilizado por alguns milhares de anos, foi à descoberta de Edwin Drake, em 1859, nos Estados Unidos, que encontrou o mundo preparado e ávido pelo novo produto que se apresentava no mercado.

Em poucos anos havia centenas de companhias atuando no setor petróleo. Seus derivados cruzavam os oceanos e decidiam guerras e disputas de poder.

Esse rápido crescimento teve muito a ver com o desenvolvimento dos motores à explosão interna e do automóvel, que viria a constituir um símbolo de poder que se preserva até hoje, mas também com novas e importantes descobertas em usos do petróleo em produtos petroquímicos, em fertilizantes e em alimentos.

Embora seja difícil racionalizar a evolução de uma indústria tão complexa e pautada de eventos, algumas dessas fases servem para caracterizar e, talvez, entender o seu desenvolvimento com mais clareza.

2.1 Indústria internacional do petróleo

A indústria internacional do petróleo apresenta características marcantes que acentuaram ao longo das décadas, tais como a integração vertical, a oligopolização do mercado, a diversificação e a dispersão geográfica de atuação das companhias integradas.

A verticalização e a oligopolização fizeram com que poucas grandes empresas (majors) dominassem o mercado mundial, procurando integrar verticalmente suas atividades do “upstream” (exploração e produção) ao “downstream” (refino, transporte, distribuição e petroquímica básica), que contribuíram para a diluição dos riscos inerentes ao negócio e garantia de obtenção de rentabilidade. Em paralelo a essas características, a indústria procurou o controle dos mercados consumidores e das fontes das matérias primas. E, principalmente, após o primeiro choque dos preços do petróleo, as grandes companhias procuraram vigorosamente a diversificação, expandindo seus interesses no setor de energia (carvão, xisto, gaseificação do carvão, nuclear e areias betuminosas), bem como em outros segmentos, fora do setor energético, tais como química (produtos de segunda geração, fertilizantes e química fina), a biotecnologia, componentes eletrônicos e mineração.

Segundo Petrobras (1994, p. 25), “as companhias internacionais de petróleo adotaram as estratégias visando minimizar os riscos da atividade empresarial e otimizar resultados. Assim, sob a ótica estratégica, para a sobrevivência a longo prazo das empresas de petróleo ganham relevo tendências como:

- verticalização das companhias estatais de países produtores;
- diversificação seletiva dos negócios, mantendo setores como química e fertilizantes;
- aumento das restrições ambientais ao uso de combustíveis fósseis;

- realocação geográfica dos investimentos em exploração e produção para áreas seguras”.

Essas características foram de capital importância para a análise das perspectivas da indústria de petróleo na década de 90. Mesmo porque o padrão de comportamento das companhias de petróleo nos diversos países, independente de seus estágios de desenvolvimento, continuou convergindo para os mesmos modelos organizacionais e funcionais na busca da maior competitividade e lucratividade do setor petróleo.

No entanto, a queda dos preços do petróleo após 1986, a estabilidade nos anos 90 e a perspectiva de oscilação a partir de 2000 têm levado a mudanças estratégicas no setor: a concentração setorial, a concentração de investimentos no seu negócio original (petróleo e gás), a reconcentração geográfica dos investimentos, os desinvestimentos fora do negócio básico (core business) e o fortalecimento das companhias estatais de petróleo.

A concentração setorial das companhias internacionais de petróleo tem ocorrido através de fusões e aquisições. As empresas não verticalizadas ou não integradas, enfraquecidas pelas oscilações dos preços do petróleo, venderam seus ativos para saldar dívidas ou por interesses de seus acionistas.

A concentração dos investimentos no “core business” (reintegração vertical) e a relocação geográfica dos investimentos para áreas mais seguras respondem aos imperativos de redução de custos e dos riscos empresariais.

Para Petrobras (1994, p.26), “a tendência mais marcante, entretanto, é a relevante participação das companhias estatais, cada vez mais integradas, que vão ampliando sua atuação internacional em todos os segmentos da indústria. No âmbito da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), é nítida a estratégia das companhias estatais, no sentido de maior integração e

internacionalização: a PDVSA, SAUDI ARAMCO e a LIBYA NOC, entre outras, têm procurado ampliar suas participações no refino no mundo, como forma de garantir mercado para sua produção, adicionar valor ao seu óleo e reduzir os impactos da flutuação do preço do petróleo”.

“As reservas onde o mundo obtém seu petróleo estão limitadas a pequeno número de países” (Neiva, 1993, p.19).

Tabela 1: Reservas de petróleo de países da OPEP (milhões b/d)

País	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Argélia	9.979	9.979	10.800	11.200	11.314	11.314	11.314
Indonésia	4.980	4.980	4.980	4.980	4.980	5.201	5.123
Irã	94.300	93.700	92.600	92.600	93.700	93.100	99.530
Iraque	100.000	100.000	112.000	112.500	112.500	112.500	112.500
Kuwait	96.500	96.500	96.500	96.500	96.500	96.500	96.500
Líbia	22.800	29.500	29.500	29.500	29.500	29.500	36.000
Nigéria	20.991	20.828	20.828	20.828	22.500	29.000	34.458
Catar	3.500	3.700	3.700	3.700	3.700	3.700	13.157
Arábia Saudita	261.374	261.450	261.444	261.541	261.542	262.784	262.766
Emirados Árabes	98.100	98.100	97.800	97.800	97.800	97.800	97.800
Venezuela	64.877	66.329	72.667	74.931	76.108	76.848	76.848
OPEP	777.400	785.066	802.819	806.080	810.144	818.247	845.996

Fonte: OPEC Annual Statistical Bulletin 2000.

Tabela 2: Reservas mundiais de petróleo (milhões b/d)

Região	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
América do Norte	30.334	30.271	30.722	30.652	31.273	29.760	30.491
América Latina	131.309	132.473	138.762	140.342	141.909	123.104	124.325
Leste europeu	58.968	58.961	67.366	67.375	67.281	67.260	67.159
Oeste europeu	19.786	20.991	18.540	18.751	18.348	21.478	21.066
Oriente Médio	665.766	665.273	675.996	676.755	677.806	678.737	694.606
África	67.110	74.177	74.776	75.195	76.981	83.504	95.462
Ásia e Pacífico	43.476	43.404	43.428	43.438	44.255	44.387	44.391
Total mundial	1.016.749	1.025.550	1.049.590	1.052.508	1.057.853	1.048.230	1.077.500
Total OPEP	777.400	785.066	802.819	806.080	810.144	818.247	845.996
Percentual OPEP	76,5	76,6	76,5	76,6	76,6	78,1	78,5

Fonte: OPEC Annual Statistical Bulletin 2000.

Por outro lado, a importância das companhias nacionais dos países produtores pode ser ainda ressaltada pelas mudanças no direito de propriedade sobre o petróleo no mundo. A partir da crise de 1973, as empresas estatais aumentaram significativamente seus direitos sobre as reservas mundiais de petróleo.

“O petróleo negociado no comércio mundial tem sido predominantemente o do Oriente Médio. Os países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), considerados como menos desenvolvidos, constituem os maiores fornecedores e produtores. Ultimamente países não filiados à Organização ultrapassaram a OPEP, contribuindo para um maior equilíbrio da oferta mundial” (Neiva, 1993, p. 19).

Tabela 3: Produção mundial de petróleo (mil b/d)

Região	1996	1997	1998	1999	2000
América do Norte	7.857,40	7.869,50	7.623,10	7.234,50	7.233,00
América Latina	8.162,70	8.481,60	9.477,10	9.128,40	9.295,20
Leste europeu	6.930,80	7.093,00	7.083,30	7.212,00	7.629,60
Oeste europeu	6.081,40	6.130,30	6.055,20	6.096,70	6.238,40
Oriente Médio	19.019,30	19.606,60	21.108,50	20.279,90	21.437,20
África	6.416,70	6.589,80	6.708,60	6.348,50	6.771,50
Ásia e Pacífico	6.965,40	7.082,90	6.957,20	7.068,10	7.220,10
Total mundial	61.433,70	62.853,70	65.012,90	63.368,10	65.824,90
Total OPEP	24.769,20	25.431,80	27.739,70	26.227,80	27.745,00
Percentual OPEP	40,32	40,50	42,70	41,40	42,10

Fonte: OPEC Annual Statistical Bulletin 2000.

2.1.1 Crises mundiais na indústria do petróleo

“Desde sua formação em 1960, o objetivo da OPEP sempre foi de estabelecer uma política de controle tanto de suas produções de petróleo, como de independência de seus países frente às grandes potências. Assim, a OPEP conseguiu diminuir o poder das companhias petrolíferas internacionais e

estabelecer total domínio sobre a produção e comercialização de seus produtos” (Cosmo, 1996).

É nesse contexto que aconteceram nas últimas décadas três crises do petróleo que atingiram a economia mundial. A primeira foi em 1973, quando o mundo vivia uma época de crescimento industrial. As máquinas eram completamente dependentes do petróleo para funcionar. Se aproveitando dessa situação, os árabes, maiores produtores, entraram em conflito com Israel, país que contava com o apoio dos EUA e Europa. Como represália, os árabes decidiram boicotar o Ocidente, cortando a extração de petróleo em 25%. O preço do barril subiu de 2 para 12 dólares.

Segundo Rotstein (1980, p.26), “motivos políticos também foram a causa da segunda crise mundial do petróleo. A revolução iraniana, que levou ao poder o aiatolá Ruhollah Khomeini, um xiita muçulmano, provocou outra onda antiocidental no Oriente Médio. Os donos dos poços de petróleo mais uma vez reduziram sua produção. O preço do barril saltou para a casa dos 40 dólares em 1979. Uma recessão geral tomou conta da economia internacional por cerca de cinco anos. Países como o Brasil, que tinham dívidas em petrodólares, foram a bancarrota. O ponto positivo foi o começo da busca por fontes alternativas de energia. Em 1985, a Arábia Saudita, atingida pelo esfriamento econômico geral, aumentou a produção de petróleo e o preço do produto caiu pela metade”.

Outra crise ocorreu no início dos anos 90, quando o Iraque anexou o Kuwait. Derrotado na Guerra do Golfo, o exército de Saddam Hussein bombardeou os poços de petróleo kuwaitianos antes da retirada. Toda essa história gerou uma grande especulação que fez com que os preços oscilassem violentamente. Mas assim como a guerra, a crise também foi rápida e não deixou grandes estragos como as anteriores. Seguiu-se um período de estabilidade e crescimento. Com a entrada dos russos no mercado e a

descoberta de novas tecnologias de extração, a produção de petróleo aumentou. O problema foi que a economia mundial cresceu muito em meados dos anos 90. Seguindo a tendência, o petróleo poderia ter provocado novo esfriamento nessa temporada, mas a crise financeira que atacou a economia asiática em 1997 evitou nova falta de óleo.

2.2 O setor petróleo na economia brasileira

“Durante a Segunda Guerra Mundial, o Brasil teve sua economia afetada por pontos de estrangulamento no abastecimento que forçaram a ocorrência de rigoroso racionamento. Foi assim destacada a importância do abastecimento nacional de combustíveis. Ficou evidente sua extrema dependência ao fornecimento de derivados por companhias estrangeiras, que dispunham de produtos excedentes de baixo custo em suas refinarias no Caribe ou Estados Unidos e não se interessavam pelo refino ou produção de petróleo no país num mercado mundial cartelizado” (Petrobras, 1994, p.13).

O setor petrolífero tem tradicionalmente uma grande influência sobre todo o sistema econômico, seja pelo seu forte grau de encadeamento com os demais setores, que implica em um papel-chave nos processos de desenvolvimento econômico e de bem-estar social, seja por seus efeitos sobre o balanço de pagamentos e as contas públicas. Portanto, a política de investimentos da Petrobras e os preços dos derivados são ferramentas indispensáveis da política econômica e social.

Segundo Petrobras (1994, p.23), “os investimentos no setor petrolífero cumprem um duplo papel enquanto impulsionadores da expansão econômica:

- a) ao garantir a oferta de derivados de petróleo e petroquímicos, possibilitando a continuidade do processo global de acumulação de capital sem desequilibrar a balança comercial do país e;
- b) ao gerar demanda efetiva para os setores nacionais de bens de capital e de montagem industrial”.

Deste modo, esses investimentos não somente viabilizam a expansão da capacidade de oferta do setor privado, como também ativam sua expansão pela criação de demanda a segmentos deste setor.

“Os investimentos do setor petróleo agem, por conseguinte, no sentido de estimular a expansão da atividade econômica e do nível geral de empregos, assim como de induzir o desenvolvimento tecnológico industrial. O setor, pelo seu importante papel como demandador de equipamentos, tem estimulado o desenvolvimento da indústria nacional, contribuindo de forma significativa para o crescimento do parque fabril brasileiro, adotando uma política de articulação que, com o objetivo de atender às suas necessidades, vem evoluindo de forma a adaptar-se aos diversos estágios de desenvolvimento do país e ao ambiente externo. Essa evolução, que começou com a simples substituição de importações, teve seu foco na adequação do mercado supridor em termos comerciais e tecnológicos, visando dotar a Petrobras de maior autonomia de decisão quanto ao seu suprimento futuro” (Petrobras, 1994, p. 23).

A Petrobras tem trazido inúmeras vantagens diretas e indiretas para o desenvolvimento econômico e social do país. Além dos benefícios relativos à geração de renda e de empregos, da indução do desenvolvimento tecnológico, a atividade petrolífera nacional, que, têm como eixos os investimentos realizados pela Petrobras, são também um importante fator de dinamização do desenvolvimento regional e de economia de divisas.

Ao longo dos anos, a atividade petrolífera no Brasil, em grande parte desenvolvida pela Petrobras, tem contribuído significativamente para a economia de divisas para o país. Assim, desde a sua criação em 1954 até os dias atuais, o setor petróleo e particularmente a Petrobras em atividades de produção, refino e transporte de petróleo e derivados, tem poupado divisas para o país. Cabe ressaltar que o incremento ano a ano da atividade do setor petróleo acarreta maior economia de divisas para o país.

Segundo Dias & Quagliano (1994, p.116), “todo o esforço de construção do parque de produção, refino e transporte foi conduzido sob a decisão de utilizar grande volume de investimento para estimular a produção interna de equipamentos, bem como a absorção e o desenvolvimento de tecnologia. Também nesse aspecto houve um desempenho reconhecidamente positivo da empresa no desenvolvimento do setor de bens de capital”.

A política de preços para os derivados de petróleo tem se constituído num dos elementos das políticas de estabilização econômica do governo, sobretudo após os choques do petróleo e com o prolongamento das crises nacionais e mundiais. Os efeitos desta política de preços têm sido os mais diversos, destacando-se os impactos sobre o setor externo, a inflação, o equilíbrio fiscal e a distribuição de renda.

A utilização dos preços dos derivados enquanto instrumento de políticas governamentais, quer seja de natureza anti-inflacionária, social, desenvolvimentista, de ajustamento externo, de reorientação da demanda energética etc., resulta entretanto, em impactos sobre a Petrobras, quer no que tange às pressões de demanda sobre a estrutura de refino, quer no resultado financeiro da Companhia.

2.3 A indústria de petróleo na Amazônia

2.3.1 Histórico da produção de petróleo na Amazônia

A história da exploração do petróleo no Brasil envolve três fases principais: antes do monopólio da Petrobras, entre 1858 a 1953, a fase de monopólio, que foi de 1953 a 1997, e a fase após o monopólio, a partir de 1997.

A floresta Amazônica sempre foi um desafio para a indústria do petróleo. Desde o século passado, alguns pioneiros andaram pela região tentando encontrar pistas que levassem à descoberta de petróleo. Sem tecnologia, sem recursos e sem contar com as facilidades de hoje, fracassaram.

Segundo Wanderley Filho & Eiras (2000), “na Amazônia, a pesquisa começou antes do monopólio, em 1917, quando o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil perfurou na bacia do Amazonas o poço S-1 (Sondagem nº 1) com o objetivo de localizar jazidas de carvão e outros combustíveis fósseis. Em 1925 os primeiros indícios de óleo e gás, nas proximidades de Itaituba/PA, levaram a intensificação das pesquisas. Até 1934, quando surgiu o Departamento Nacional da Produção Mineral, foram realizadas 17 perfurações numa fase caracterizada pela exploração nas proximidades dos grandes rios, precariedade dos conhecimentos geológicos e predomínio das informações orais, baseada em informações de moradores”.

A partir de 1938, a pesquisa de petróleo em todo o Brasil ficou a cargo do então recém-criado Conselho Nacional do Petróleo (CNP), o qual perfurou sete

poços que contribuíram para o melhor entendimento das bacias sedimentares dessa área.

“Em 1953, com a criação da Petrobras, foi inaugurada uma nova etapa da pesquisa petrolífera no Brasil e, em especial, na Amazônia. Em dez anos de atividades foram perfurados 192 poços profundos, às margens dos grandes rios, baseados em informações gravimétricas e geologia de superfície. Desse total de poços, apenas 10% foram perfurados na bacia do Solimões” (Wanderley Filho & Eiras, 2000).

O insucesso comercial de 1953 a 1972, e as dificuldades em trabalhar na selva das bacias do Solimões e Amazonas, fez com que a Petrobras direcionasse seus esforços para a bacia de Barreirinhas. Nesta, foi descoberto óleo no campo de São João e as acumulações de gás de Espigão e Oeste de Canoas. As acumulações eram pequenas e retornou-se à Amazônia, só que desta vez com apoio de helicópteros nos levantamentos sísmicos e nas operações de perfuração floresta adentro, o que facilitou sobremaneira a pesquisa nessa região.

“Em 1978, romper-se-ia um tabu com a descoberta dos campos de gás no rio Juruá, no município de Tefé (AM) a cerca de 750 km de Manaus. Primeira descoberta significativa de gás na Amazônia. Composta de vários campos, a província tem um volume de gás recuperável da ordem de 30 bilhões de metros cúbicos” (Dias & Quagliano, 1994, p. 80).

Da segunda metade da década de 70 até 1990, empresas como a Texaco, Elf Aquitaine, Esso, Idemitsu, British Petroleum e Pecten assinaram contrato de risco com a Petrobras, sem no entanto realizarem descobertas de valor comercial na Amazônia. O melhor resultado foi no poço 1-RCM-1-AM (Riacho Castanho Mirim nº 1) o qual queimou gás em teste de formação, em reservatórios da Formação Monte Alegre.

“Em 1986, os 30 anos de pesquisa na Amazônia apresentavam enfim resultados positivos, de importância histórica, com a descoberta de reservas comerciais de óleo no rio Urucu, bacia do Solimões, município de Coari (AM)” (Dias & Quagliano, 1994, p. 83).

O poço 1-RUC-1-AM (Rio Urucu nº 1) perfurado na região, revelou-se produtor de óleo, gás e condensado. Esta descoberta abriu novas perspectivas para a exploração de petróleo em toda a região.

“Em julho de 1988 teve início a produção comercial de petróleo Urucu, que em sua primeira fase produziu 3.000 barris/dia” (Dias & Quagliano, 1994, p. 83).

Atualmente, todo o petróleo produzido na bacia do Solimões provém da província petrolífera do Urucu, mas, com projetos da Petrobras, ora em execução, e os em negociação para parceria, outras áreas, tais como Juruá, Biá e São Mateus, também entrarão em exploração brevemente.

A produção até 2000 era de 35.000 barris (quase 6.000 m³/d de óleo de 43 grau API), de excelente qualidade, e líquido de gás natural (LGN), e 1.100.000 m³ de gás natural. A partir deste último, são obtidas, nas instalações industriais existentes no pólo Arara, em Urucu, 130 toneladas de gás liquefeito de petróleo (GLP – gás de cozinha), que, juntamente com a gasolina natural ou nafta (C5+), forma o LGN.

A produção diária a partir de 2000 passou a ser 45.000 barris de óleo e 6 milhões de m³ de gás natural na bacia do Solimões. Com o processamento deste gás serão obtidas 950 toneladas por dia de GLP, equivalentes a 10.000 bbl de óleo, e 70.000 botijões de gás de cozinha.

Para escoar maior volume de óleo e LGN, a Petrobras construiu um oleoduto de 275 km de extensão e 14 polegadas (36 centímetros) de diâmetro,

interligando a estação de produção (Pólo Arara) ao Terminal do Solimões (TESOL), em Coari. Daí, o produto é transportado para a refinaria em Manaus, e outras refinarias do país.

Entre 1990 e 1996 não foram perfurados poços na bacia do Amazonas.

Em 1998 a Petrobras confirmou o dito popular: “procurou, perfurou e acabou por encontrar” uma nova reserva de gás natural na bacia do Amazonas. A área está localizada no município de Silves, a 200 km a leste de Manaus.

“Após as etapas de perfuração e testes de produção no poço denominado Rio Uatumã nº 1, confirmou-se um reservatório de gás com 12 metros de espessura situado a 1.650 metros de profundidade, na Formação Nova Olinda. O teste de produção indicou um potencial da ordem de 700.000 m³/d de gás e um pequeno percentual de condensado. Calcula-se, com base na área mapeada (20 km²) um volume de gás “in place” da ordem de 8 bilhões de metros cúbicos e volume recuperável equivalente de 6 bilhões de metros cúbicos de gás” (Wanderley Filho & Eiras, 2000).

Um dos pontos favoráveis à exploração do novo campo é sua localização, com acesso fácil pela rodovia AM-010, que liga Manaus a Silves, que facilita sobremaneira o suporte logístico. Até então, as reservas comerciais de óleo e gás no Estado do Amazonas estão situadas a mais de 600 km de Manaus, no meio da floresta, com necessidades de apoio aéreo e/ou fluvial.

Esta descoberta dará um novo impulso exploratório na bacia do Amazonas. As atividades exploratórias continuarão com a perfuração de outros poços pioneiros para melhor definir a potencialidade da área.

2.3.2 Histórico do refino na Amazônia

O dinamismo introduzido pelas grandes vantagens locacionais originadas com a criação da Zona Franca de Manaus é responsável pelo expressivo incremento na produção industrial de bens de capital e consumo duráveis em detrimento das outras categorias no início da década de 70, na cidade de Manaus.

Na década de 50 Manaus era uma cidade nitidamente provinciana, adormecida e que vivia das lembranças de um passado de fausto e de riqueza da época gloriosa da borracha e da castanha (do Amazonas), onde os barões (como eram chamados os proprietários dos seringais e dos castanhais) davam-se ao luxo de bancar a construção de um majestoso teatro de ópera, mandar seus filhos estudar na Europa e, pérola preciosa, despachar ról de roupa para serem lavadas em Portugal.

“O Sr. Isaac Benayon Sabbá, juntamente com os Amorins, Benoliéis, Benayons, Ferreiras e muitos outros, e o Escritório Levy (Rio/São Paulo), formou uma sociedade por ações denominada Companhia de Petróleo da Amazônia (COPAM), para construir uma refinaria em Manaus para refinar petróleo para obtenção de gasolina, querosene e óleo diesel (este principalmente). Iriam abastecer, de verdade, uma rica região carente, todavia, de combustíveis para as suas embarcações fluviais, principal e imprescindível meio de transporte da Amazônia” (Fonseca, 1996).

A primeira idéia de construção de uma refinaria que determinasse o desenvolvimento da região surgiu em virtude de não dispor a Amazônia de terminais que permitissem o armazenamento e facilitassem o consumo de combustíveis líquidos. Assim, o consumo era irrisório porque não existiam terminais. E não existiam terminais porque o consumo de combustíveis era pequeno. A cidade estava presa a um círculo vicioso que precisava acabar.

“Na década de 50, o abastecimento de produtos derivados de petróleo vinha de Belém/PA, em tambores de 200 litros, com pesadas taxas portuárias tanto na origem como no destino, além do frete e a cobrança de pedágio no retorno, quando o navio voltava vazio à Belém. Por esses motivos, os preços dos combustíveis em Manaus, antes do início da operação da refinaria, eram superiores ao dobro dos cobrados em Belém.

Em 4 de abril de 1953, foi concedido pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP) o respectivo título de autorização e, logo a seguir, o então diretor vice-presidente da COPAM, engenheiro Arthur Soares de Amorim, viajou aos Estados Unidos, para contratar com a Southwestern Engineering Company (SOWECO) o projeto de uma refinaria, do qual iria constar uma Unidade de Destilação Atmosférica e uma de Craqueamento Catalítico (Fluid Catalytic Cracking - FCC). Destaque deve ser dado ao fato de que a Refinaria de Manaus foi a primeira no Brasil (e também na América do Sul) a possuir uma unidade de FCC” (Fonseca, 1996).

Em agosto de 1954, chegaram as primeiras remessas de máquinas e equipamentos indispensáveis à preparação e construção da planta de refino.

Segundo Fonseca (1996), “no final do ano de 1954, chegavam a Manaus os engenheiros e técnicos da Montreal Engenharia, do Rio de Janeiro, tendo à frente o Dr. Francisco de Assis Coimbra de Magalhães Castro (chefe da obra), seguido de uma equipe altamente especializada que veio da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), em Mataripe/BA”.

Durante dois anos, ininterruptamente, a obra foi tocada febrilmente com máquinas e homens que varavam de madrugada, tendo chegado a seu final em agosto de 1956. Um verdadeiro recorde de eficiência.

Naquela ocasião, já em agosto, foi recebido no porto da refinaria a primeira barça com petróleo Ganso Azul, proveniente da região de Pucallpa, no Peru. O transporte de Pucallpa a Manaus seria feito por 4 (quatro) barças de 25.000 barris cada uma, empurradas por um rebocador de 1.000 cavalos vapor.

Figura 1: Localização da região de Pucallpa, no Peru



“No dia 6 de setembro, foi armazenado o primeiro produto ainda não especificado. Neste mesmo dia, com a presença do presidente Juscelino Kubitschek de Oliveira, presentes autoridades federais, foi oficialmente inaugurada a Refinaria de Manaus, marco importante para o desenvolvimento da Amazônia.

É interessante mencionar as grandes dificuldades logísticas encontradas para a construção da refinaria. Sua localização cerca de 40 metros acima do nível do rio Negro exigiu relevante criatividade da equipe construtora da obra. Assim, todos os equipamentos pesados (e foram muitos) eram descarregados pelos paus-de-carga dos navios fundeados na baía do rio Negro, colocados em balsas e arrastados até a margem, onde outros guindastes flutuantes os colocavam em carretas até chegar ao platô de localização da refinaria. Um trabalho penoso e sacrificante, mas, nem por isso, qualquer equipamento submergiu” (Fonseca, 1996).

A partir de sua entrada normal de operação, a COPAM teve a seu cargo o abastecimento de vasta área da Amazônia, tais como: os estados do Amazonas e Pará.

“Em fins de 1956, a refinaria era constituída sumariamente das seguintes características técnicas: Unidade de destilação atmosférica com capacidade para processar 5.000 barris/d; Unidade de destilação à vácuo com capacidade de processamento de 3.000 barris/d de resíduo, provenientes da unidade de destilação atmosférica; Unidade de craqueamento catalítico, com capacidade de processamento de gásóleo de 2.000 barris/d” (Neiva, 1993, p. 77).

No dia 30 de dezembro de 1971, atendendo aos interesses nacionais de demanda e de comercialização de petróleo, sendo presidente do CNP o general Araken de Oliveira e presidente da Petrobras o general Ernesto Geisel, a estatal absorveu e integralizou 2/3 do capital votante da COPAM, tudo de acordo com a vigente diretoria da COPAM, à frente o senhor Isaac Sabbá, passando a denominar-se REMAN – Refinaria de Manaus.

Em 1996 a refinaria passou por outra ampliação. A capacidade da unidade de destilação elevou-se de 1.800 m³/d para 2.300 m³/d de petróleo.

Ainda em 1996, iniciaram-se os estudos para aumento da capacidade de refino da refinaria devido aos projetos de ampliação da produção de petróleo Urucu de 15.000 barris/d para 45.000 barris/d.

A refinaria abastece em torno de 60% do mercado de influência com derivados produzidos nas unidades instaladas em Manaus. O complemento do atendimento do mercado da região é feito com derivados importados ou com derivados de cabotagem de outra região do Brasil, pois o parque de refino instalado no Brasil não atende a demanda interna com produção própria o mercado de GLP, nafta petroquímica, querosene e diesel.

2.3.3 A logística na Amazônia

Vista ora como o “inferno verde” hostil à presença humana, sem condições naturais capazes de sustentar sociedades mais desenvolvidas e populosas; ora como o celeiro do mundo, entre outros mitos criados para a região, a Amazônia tem sido alvo de ações as mais diversas. Investimentos maciços em programas “desenvolvimentistas”, por parte do governo federal, não têm produzido os resultados esperados.

“Em função de suas características próprias como abundância de recursos naturais, das dificuldades oferecidas pela floresta tropical úmida para a ocupação humana, da distância para os grandes centros urbanos, e da ausência quase completa de fiscalizações eficientes, a Amazônia tem sido historicamente palco de exploração e desenvolvimento baseado no extrativismo, que como atividade essencialmente predatória, sempre teve pouca ou nenhuma geração de infra-estrutura fixa para serviços logísticos, chegando inclusive a danificar áreas ampliando os problemas das poucas comunidades locais, prejudicando o equilíbrio ecológico, e agravando as complicações para posteriores iniciativas de instalação de empreendimentos

definitivos. Todo o fluxo logístico, de entrada e distribuição de bens e serviços, transporte de pessoas, ou coleta para saída de bens da região, foi sempre executado preferencialmente através dos rios como principais vias de acesso devido a sua abundância e distribuição formando uma malha integradora, mesmo com os problemas de variação da navegabilidade, que atinge principalmente embarcações maiores que necessitam de maiores laminais d'água para locomoção normal” (Bonfim, 2000, p.21).

Cerca de 50% de todas as hidrovias brasileiras estão localizadas na região Amazônica. “O sistema hidrográfico é representado pela calha central – uma verdadeira avenida leste-oeste de acesso ao Atlântico e ao coração do continente – aberto à navegação oceânica desde Belém e Macapá, na foz, até Iquitos no Peru, num percurso de mais de 3.500 km, e pela extensa rede de afluentes e tributários que penetram ao Sul e ao Norte da bacia, segundo um padrão quase ortogonal, ou em forma de espinha-de-peixe, integra a região central à periferia andina, guiana-caribense, planalto-brasileira e à bacia do Prata, que um dia serão efetivamente articulados através de canais, barragens e eclusas que possibilitarão a livre navegação fluvial em todos os pontos ordinais e cardinais do continente” (Benchimol, 1977, p. 833).

Evidente, em qualquer região, quando falamos em transporte temos que pensar em um investimento intermodal, ou seja, a utilização de sistema ferroviário, rodoviário e hidroviário. Não podemos pensar em um sistema só. É claro que na Amazônia, pelas suas características, são necessários investimentos maiores do que se teve, até agora, no transporte hidroviário. As estradas estão lá, prontinhas. São os rios navegáveis, que são muitos. É só criar uma estrutura melhor para esta forma de transporte. Ao mesmo tempo, o investimento nos outros tipos jamais poderá ser dispensado. Em alguns casos as ferrovias são indispensáveis. As rodovias sempre são fundamentais, porque a rodovia permite que o produtor que está no cantinho do município seja alcançado e possa colocar seus produtos nos mercados consumidores.

Aviões de pequeno porte em conjunto com pistas de terra improvisadas têm tido utilização em momentos mais recentes da história, e mesmo assim, quase sempre em casos específicos como as atividades ilegais ou operações envolvendo pequenos volumes de materiais e de grande valor agregado onde o tempo de transporte possa ser decisivo, ou o transporte fluvial mostre-se inseguro.

A maioria do transporte de passageiros é realizado em pequenos barcos praticamente artesanais, de madeira, com rotas regulares ligando pequenas comunidades (exclusivamente nas margens dos rios) entre si e às cidades maiores e mais estruturadas. A maioria dos produtos que são importados pela região tem longo tempo de transporte, e poucos são os itens exportados de forma sistemática além da madeira e minérios.

“Somando-se os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, chegamos a uma área total de 3.591.217,2 km² contando com apenas 70.851 km de rodovias, e mesmo assim somente 8.027 km são de estradas pavimentadas e não em perfeito estado, o que nos mostra uma relação de 50,69 km² para cada km de rodovia, quando comparamos estes números com o Estado de São Paulo, por exemplo, que tem 248.808,8 km² de área e 195.026 km de rodovias, ou seja, 1,28 km² para cada km de rodovia, uma relação cerca de 40 vezes maior do que na Amazônia. Mesmo com a ampla utilização do transporte fluvial para passageiros e bens, a maioria das pequenas cidades no interior da Amazônia não dispõe de instalações portuárias, sendo as operações de embarque e desembarque, carga e descarga realizadas em pequenos píeres ou nos barrancos das margens, absolutamente sem estrutura. Também pela falta de estruturas ou apoios oficiais, os rios que sofrem assoreamentos vão aos poucos perdendo a navegabilidade original por falta de trabalhos de dragagens, deixando de desempenhar importante papel na economia nacional” (Bonfim, 2000, p. 22).

A navegação entre os portos de Belém e Manaus (os dois grandes centros consumidores da região Norte), pode ser realizada, na época de águas altas (janeiro a agosto), por navios calando entre 10 a 11 metros e na época das águas baixas (setembro a dezembro), com calado de até 8 metros. Todo o estirão, da foz do Amazonas até Manaus, está coberto pelas cartas náuticas do Ministério da Marinha, bem como possui balizamento fixo.

As forças armadas tem tido durante décadas, atuação marcante nos apoios logísticos de distribuição de bens e serviços especiais como remédios, médicos, segurança, apoio a contingências, e disponibilizando sustentação para sistemas logísticos de sobrevivência e desenvolvimento de populações afastadas, garantindo a ocupação sistemática da região e prevenindo a ocupação externa ou ilegal, como também apoiando iniciativas de pesquisas científicas. As estruturas que sustentam esse fluxo logístico existente na Amazônia foram, e são até hoje definidas e dimensionadas de forma empírica acompanhando as necessidades de forma reativa, com alguns raros casos de empresas ou instituições que começam a estudar o assunto de forma mais técnica e científica.

A Petrobras desenvolve trabalhos sistemáticos de exploração e produção de petróleo e gás na região Amazônica desde os anos 60, já tendo realizado perfurações em todas as bacias sedimentares cobrindo áreas no Acre, passando pelos alto e baixo Solimões, e alto e baixo Amazonas, até os litorais do Amapá e Pará, incluindo aí a Ilha do Marajó e algumas áreas no litoral do Maranhão.

As atividades de pesquisa e prospecção da Petrobras na Amazônia também são desenvolvidas preferencialmente na proximidade de rios navegáveis, e para locações que não sejam nas margens dos rios, são providenciados os chamados “portos de apoio”, que são instalações provisórias na margem do rio mais próximo, e proporcionam apoio logístico e de pessoal àquela atividade.

“Grandes empresas ou empreendimentos desenvolveram seus próprios sistemas para apoio às suas atividades, como a estrada de ferro Carajás da Companhia Vale do Rio Doce, com 1.056 km que liga Carajás a São Luís para o escoamento do minério de ferro; O poliduto da Petrobras com 275 km, ligando a instalação produtora de rio Urucu ao Terminal Petroleiro em Coari no rio Solimões; sistema de ferrovia da Mineração Rio do Norte S/A, com 35 km nas margens do rio Trombetas, ligando a mina ao porto da mineradora; a estrada de ferro Jari, com 66 km para abastecimento de madeira para a indústria de celulose do Projeto Jarí no Pará; o sistema de terminais multimodais para escoamento da produção de grãos do Centro Oeste pelo rio Madeira até o porto de Itacoatiara, no Solimões construídos em associação do Grupo Maggi; a ferrovia da Indústria e Comércio de Minério S/A – ICOMI com 194 km, que escoam manganês da Serra do Navio para o porto de Santana, também da ICOMI, nas proximidades de Macapá” (Bonfim, 2000, p.23).

Portanto, temos então um sistema logístico global na Amazônia baseado no empirismo regional, em baixos padrões de aceitação por parte dos consumidores e usuários, poucos recursos tecnológicos disponíveis, poucos investimentos relativos em infra-estrutura definitiva, performance geral baixa quando comparada a outras regiões, porém perfeitamente adaptado à atual situação local.

Quaisquer atividades que não sejam as margens de um rio navegável, ou necessitem de mais recursos do que os solicitados e aceitos pela população ribeirinha, dependerão, portanto, de estruturas específicas para seu pleno desenvolvimento, a exemplo das empresas citadas anteriormente.

Atualmente os aviões e helicópteros são utilizados, porém ainda não fazem parte do que podemos chamar de “logística amazônica”, já que são ainda muito dispendiosos em relação a outros meios de transporte, assim os aviões comerciais ligam basicamente as capitais e cidades maiores levando

cargas e passageiros, e os helicópteros estão restritos a atividades industriais específicas em áreas delimitadas, ou as forças armadas. Aviões de pequeno porte são também muito utilizados, mas representam pequena parcela do processo de logística como um todo e não existem controles ou estatísticas confiáveis sobre as atividades.

Do exposto pode-se concluir que a principal limitação para um maior fortalecimento da região esbarra na inadequação ou insuficiência de infraestrutura, pois:

- Quando existe o acesso rodoviário, as vias encontram-se deterioradas, em geral intransitáveis durante o período das chuvas;
- Quando depende exclusivamente do acesso fluvial, ou a comunicação intermunicipal não é possível (rios com leitos paralelos), ou os tempos de viagens são bastante elevados (cursos extremamente sinuosos), ou inexistente infraestrutura portuária (o que ocorre na maioria dos municípios);
- Quando o acesso é aéreo, além de ser dispendioso, não oferece infraestrutura aeroportuária para receber aviões de médio à grande porte.

3 Revisão Bibliográfica

O objetivo desta revisão bibliográfica é “mostrar por meio da compilação crítica e retrospectiva de várias publicações, o estágio de desenvolvimento do tema da pesquisa e estabelecer um referencial teórico para dar suporte ao desenvolvimento da pesquisa” (Silva, 2000, p.91).

3.1 Modelagem de otimização de sistemas

Na medida que as necessidades do espírito humano foram se tornando mais complexas, cresceram as carências por aperfeiçoar o processo de compreensão do mundo. Já na Antiguidade, inúmeras e sofisticadas estruturas de abstração foram se apresentando para representar as propriedades e os diversos graus de interação entre os vários interferentes desse todo. Na impossibilidade de lidar diretamente com a complexidade do mundo, o homem tem se mostrado cada vez mais hábil na criação de metáforas para a representação e solução de sua relação com esse mundo.

Esse processo de busca de uma visão bem estruturada da realidade (esclarecimento) é fundamentalmente um fenômeno de modelagem.

Segundo Goldbarg (2000, p. 1) um modelo é “um veículo para uma visão bem estruturada da realidade. Um modelo pode também ser visto, com os devidos cuidados, como uma representação substitutiva da realidade”.

O uso da matemática em administração, economia, sociologia, engenharias e ciências é reconhecido como necessário. Nem por isso os profissionais dessas áreas deixam de se valerem da experiência e da intuição profissional para analisar seus problemas. Na confluência de conhecimentos, onde quantificação e ordenação são noções essenciais à análise de problemas, a matemática é recurso necessário, mas não suficiente, uma vez que a formalização matemática é precedida e sucedida de recursos lingüísticos e princípios profissionais para caracterização do problema em foco e para encaminhamento de suas soluções. Este processo de articulação de conhecimentos é chamado de "modelagem e solução de problemas". A "modelagem matemática" é parte ou não da modelagem e solução de problemas, conforme os aspectos de quantificação e ordenação sejam mais ou menos complexos.

Para Netto (2002) na área de gestão empresarial “a modelagem matemática exerce um papel de importância crescente, por várias razões:

- Abundância de informações propiciadas pela capacidade dos computadores de adquirir, armazenar e processar dados;
- Maior integração de processos produtivos em cada empresa e entre empresas (Supply Chain Management);
- Conscientização sobre qualidade e produtividade, com necessidade de análises estatísticas das relações de causa e efeito e com a construção de sistemas de apoio a decisões estratégicas, táticas e operacionais;
- Reestruturação de responsabilidades gerenciais para maior fluência de decisões interfuncionais (vendas, produção, logística, suprimentos);
- Revisão de sistemas de custos cujas distorções são evidenciadas pelas mudanças das relações entre mão-de-obra e tecnologia.”

O poder de representatividade é a característica do modelo que o torna desejável. A capacidade de simplificação lhe confere factibilidade operacional. Existem vários critérios de medida da adequação ou aderência do modelo à realidade representada. Em várias ocasiões a representatividade do modelo pode ser aperfeiçoada de forma interativa. O processo de verificação da representatividade é denominado de validação do modelo, sendo uma etapa indispensável em qualquer procedimento científico.

“Os modelos possuem diversas vantagens, além do fato de simplificarem a representação de determinado sistema. Os modelos podem revelar relacionamentos não aparentes, bem como facilitarem a experimentação (ou o aprendizado por tentativa e erro controlado), o que não é, normalmente, viável em sistemas reais. Como a estrutura do modelo independe dos dados de operação ou instância, a análise é altamente auxiliada. Procurando satisfazer os requisitos de qualidade, modelos quantitativos de otimização buscam alternativas de máxima produtividade e, alguns deles, determinam automaticamente preços de máxima competitividade” (Goldbarg, 2000, p. 5).

Um modelo não é igual à realidade, mas suficientemente similar para que as conclusões obtidas através de sua análise e/ou operação, possam ser estendidas à realidade.

3.1.1 Processo de modelagem

Para Goldbarg (2000, p. 10), “a definição do problema é uma das fases mais importantes do processo de modelagem e compreende a clara percepção do desafio colocado. O problema deve ser traduzido em elementos palpáveis englobando:

- Objetivo;
- Variáveis de decisão ou controle;
- Níveis de detalhe.

O segredo do sucesso do modelo de otimização depende da adequação de sua tradução, também denominada “formulação”. O próprio termo “formular”, largamente empregado para exprimir o processo de construção de modelos de otimização, traz consigo uma enorme carga quantitativa e matemática”.

Na fase de formulação do modelo de otimização são definidos os tipos de variáveis a utilizar na representação, bem como o nível apropriado de agregação dessas variáveis. Ainda na formulação devem ser representadas as restrições do problema, tanto as quantitativas como as de natureza lógica. O modelo deverá ser adequado à natureza dos dados de entrada e de saída, bem como ser capaz de expressar as funções de desempenho que possivelmente serão exigidas no processo de otimização. As funções de desempenho, via de regra, serão denominadas de funções objetivo. A formulação será completada com o estabelecimento das hipóteses de representação que irão orientar a escolha e a possível utilização de modelos já existentes e de técnicas de solução (exatas, heurísticas etc.) para o caso.

Segundo Novaes (1978, p.114), a função objetivo “representa a variável de mérito que se deseja otimizar”.

A construção de modelos determina a inclusão de parâmetros e constantes que serão responsáveis pela definição e dimensionamento das relações entre as variáveis do modelo (constantes de similaridade). Na fase de validação do modelo, cumpre comparar seu comportamento com a realidade e, se necessário, atuar sobre esses elementos de forma a aproximar ao máximo o comportamento do sistema modelo ao do sistema real.

Para Bassanezi & Ferreira (1988, p. 7), “a validação do modelo é a comparação entre a solução obtida via solução do modelo matemático e os

dados reais. É um processo de decisão de aceitação ou não do modelo inicial. O grau de aceitação desejado será o fator preponderante na decisão”.

3.1.2 Modelo de programação linear

A programação linear é o ramo da matemática que trata das inter-relações entre os componentes de um sistema. O primeiro passo para a consecução dos objetivos da programação consiste em encarar um sistema como um número de funções elementares, chamadas atividades. Estas constituem os blocos diferentes tipos que podem ser combinados, a fim de fornecer uma estrutura que é auto-sustentada, satisfaz certas restrições e alcança, da melhor maneira possível, um certo objetivo estabelecido a priori. A representação dessa estrutura em termos matemáticos resulta por vezes em um sistema de desigualdades e equações lineares. Nesse caso a estrutura é chamada de modelo de programação linear.

Segundo Novaes (1978, p. 115), a programação linear é “uma técnica utilizada para resolver determinada classe de problemas em que se procura alocar recursos limitados a atividades ou decisões diversas, de maneira ótima”.

A teoria da programação linear está relacionada com os procedimentos científicos que visam à escolha do melhor projeto, em função da tecnologia, das especificações exigidas e do objetivo declarado.

O modelo de programação linear é básico para a compreensão de todos os outros modelos de programação matemática. Uma vantagem deste modelo em relação aos demais está na extraordinária eficiência dos algoritmos de solução hoje existentes, disponibilizando alta capacidade de cálculo e podendo ser facilmente implementado até mesmo através de planilhas e com o auxílio de microcomputadores pessoais.

Para Goldberg (2000, p. 31) os modelos de programação linear são “um tipo especial de modelos de otimização. Para que um determinado sistema possa ser representado por meio de um modelo de programação linear, ele deve possuir as seguintes características:

- 1) Proporcionalidade: a quantidade de recurso consumido por uma dada atividade deve ser proporcional ao nível dessa atividade na solução final do problema. Além disso, o custo de cada atividade é proporcional ao nível de operação da atividade;
- 2) Não negatividade: deve ser sempre possível desenvolver dada atividade em qualquer nível não negativo e qualquer proporção de um dado recurso deve sempre poder ser utilizado;
- 3) Aditividade: o custo total é a soma das parcelas associadas a cada atividade;
- 4) Separabilidade: pode-se identificar de forma separada o custo (ou consumo de recursos) específico das operações de cada atividade”.

Um modelo de programação linear é um modelo matemático de otimização no qual todas as funções são lineares.

É importante observar que os modelos de situações da vida real raramente apresentam um problema de programação linear nítido, sendo necessário introduzir simplificações e também desprezar certas influências nitidamente lineares.

O termo otimizar é utilizado para representar as possibilidades de maximizar ou minimizar a função objetivo. Para Novaes (1978, p. 2), a otimização não é “um processo de busca do melhor absoluto mas a procura sistemática do melhor prático”.

As técnicas e algoritmos existentes no mundo hoje destinam-se a estruturar e a solucionar os modelos quantitativos que podem ser expressos matematicamente. Nesse ramo do conhecimento humano, destaca-se a pesquisa operacional, uma tradicional disciplina que congrega diversas das mais consagradas técnicas da modelagem matemática.

Para Netto (2002), nas empresas “a modelagem matemática trabalha tipicamente com a representação de processos decisórios. Por exemplo: Quanto produzir de cada produto, em cada fábrica, para atendimento mais lucrativo das demandas previstas nos próximos dias e meses, nas várias regiões atendidas pela empresa? Como equilibrar suprimento e demanda sem incorrer em altos custos de estoques de matéria-prima, produtos intermediários e produtos acabados? Como abastecer os centros de distribuição?

Esta problemática é hoje denominada Supply Chain Management (gestão da cadeia de suprimentos). A importância da matemática neste contexto está na representação mais abrangente dos condicionantes de trabalho, tratando simultaneamente os efeitos de milhares de variáveis de decisão, calculando os seus valores de maneira que todos os condicionantes sejam respeitados e, além disso, fazendo que um dado índice de desempenho (lucro, por exemplo) seja maximizado”.

Linguagens de modelagem matemática facilitam a construção de modelos decisórios e sua ligação com base de dados. Desta maneira podemos inverter o caminho de desenvolvimento de sistemas de apoio a decisões, começando com o problema específico da empresa em vez de distorcer o problema para adaptar software pré-moldado. A prática mostra que esse caminho é mais rápido e mais seguro. O know-how fundamental para realizá-lo não está no software, mas na habilidade de construir os modelos decisórios e encontrar uma boa técnica matemática para resolvê-los.

3.1.3 Modelos quantitativos na gestão moderna

Como ferramentas sofisticadas e poderosas, os modelos quantitativos são capazes de permitir ao tomador de decisão a necessária ampliação em seu campo de visão. As técnicas de otimização permitem no mínimo:

- O aumento do conhecimento sobre o comportamento do meio ambiente organizacional;
- O aumento do conhecimento sobre a própria organização;
- A antecipação de impactos e a simulação de políticas de ação;
- A economia de meios e recursos.

Para Goldbarg (2000, p. 30), “os modelos quantitativos não são capazes de sozinhos fazerem uma empresa vencedora na tarefa de estar bem, mas evitam que as energias sejam gastas de forma irracional. Permitem que o tomador de decisão possa tirar o melhor proveito possível daquilo que ele dispõe. Os modelos quantitativos não definem uma estratégia para o futuro, mas podem ser capazes de examinar inúmeros cenários e ajudar o gestor a informar seus “sentimentos” das possibilidades mais prováveis. É impossível ao tecido organizacional alcançar um patamar razoável de vivacidade trabalhando longe da melhor realização de seus potenciais”.

O papel dos modelos quantitativos no momento atual é fornecer ferramentas poderosas para assistir ao tomador de decisão e protegê-lo de erros evitáveis. Talvez uma das piores decisões que alguém possa tomar atualmente no mundo empresarial seja subutilizar ou desconhecer o uso do ferramental quantitativo, porque talvez não seja essa a decisão de seus concorrentes ou parceiros.

Segundo Bassanezi & Ferreira (1988, p.7), “a aplicação de uma modelagem eficiente permite fazer previsões, tomar decisões, explicar e

entender, enfim, participar do mundo real com capacidade de influenciar em suas mudanças”.

3.1.4 Software de otimização

“A empresa Aspentech ProfitAdvantage Solution é líder no fornecimento de softwares e serviços de projetos em automação de plantas e otimização da cadeia de suprimento em processos industriais químicos, petroquímicos, refinarias de petróleo, papel e celulose, mineral, energia elétrica, farmacêutico, e alimentício. Os softwares desenvolvidos pela Aspentech melhoraram os projetos, as operações e os gerenciamentos das plantas existentes, e a cadeia de suprimento global. Geram soluções que reduzem os custos de matéria-prima, energia e capital da empresa, além de melhorar os níveis de serviço, a redução de estoques, a qualidade dos produtos e a redução do tempo requerido para iniciar produção de novo produto” (Aspentech, 2002a).

A Aspentech ProfitAdvantage Solution permite que os executantes identifiquem e maximizem oportunidades de ganhos (lucros) através da cadeia de valor dos processos industriais – desde o fornecimento da matéria prima, passando pela produção, até a entrega do produto ao consumidor (cliente) final.

Segundo a Aspentech (2002a), o PIMS (Process Industry Modeling System) é “uma das ferramentas desenvolvida pela empresa. É o software principal de um conjunto de outros programas que utiliza técnicas de programação linear (LP) avançada na otimização e operação da cadeia de suprimento de refinarias e plantas petroquímicas”.

O PIMS é utilizado por mais de 200 refinarias de petróleo e unidades petroquímicas no mundo todo em trabalhos de planejamento de curto prazo ou

aplicações estratégicas como: redução dos níveis de estoque, otimização das operações de planejamento e das operações das plantas de processo, e no aumento da capacidade de planejamento estratégico.

O PIMS emprega técnicas de programação linear na otimização de:

- Planos de produção;
- Gerenciamento da cadeia de suprimento e logística;
- Evolução tecnológica;
- Dimensionamento de unidades novas e ampliações;
- Seleção de matéria prima.

Para a Aspentech (2002a) o PIMS é “o software principal de um conjunto de outros programas utilizados no suporte de soluções da cadeia de suprimento de refinarias. Utilizando Programação Linear (LP) avançada, o software PIMS dá suporte na criação de planos ou programas econômicos, permitindo que a refinaria ou planta petroquímica obtenha máxima eficiência.

O software PIMS permite que as refinarias obtenham sensíveis incrementos na produtividade enquanto há uma melhora na agilidade da cadeia de suprimento como um todo.

Softwares que compõe o PIMS:

- Aspen PIMS – Sistema base, soluciona modelagem de sistemas com mais de 1.000 restrições;
- Aspen Turbo PIMS XX - soluciona modelagem de sistemas com ilimitado número de restrições;
- Aspen P-PIMS – soluciona modelos multi-período. Pode conter até 36 períodos;
- Aspen M-PIMS - soluciona modelos multi-planta;
- Aspen X-PIMS - soluciona modelos multi-período e multi-planta;
- Outros: PIMS-SX, PIMS-SI, PIMS-RW, PIMS-MBO, PassMan”.

Empresas como Arco, Basf S.A., BP Oil, Caltex, Citgo, Ecopetrol, Exxon, Gulf Oil, Marathon, Móbil, OMV (Áustria), PDVSA, PEMEX, Petrobras, Saudi Aramco, Technip, Totalfina, UOP, YPF utilizam o PIMS na otimização e programação das atividades.

Descreveremos abaixo alguns trabalhos de utilização do PIMS como ferramenta de apoio a decisões.

Equilon e Motiva utilizaram PIMS para otimizar o planejamento econômico das refinarias

“A Motiva Enterprises LLC (joint venture entre Shell, Texaco e Saudi Aramco) e Equilon Enterprises LLC (joint venture entre Shell e Texaco) acordaram em padronizar em torno do software PIMS seus planejamentos econômicos. O acordo entre Motiva e Equilon visa otimizar o planejamento das operações das refinarias, sendo através da joint venture de 11 (onze) unidades de refino além de mais duas outras unidades internacionais da Texaco” (Aspentech, 2002b).

O PIMS foi escolhido, pois apresenta uma solidez e completa capacidade de fornecer e incorporar funcionalidade à cadeia de suprimento.

Segundo a Aspentech (2002b), “o resultado no ano de 1999 da joint venture entre Shell, Texaco e Saudi Aramco através das empresas Motiva e Equilon fortaleceu principalmente o nome das empresas Shell e Texaco nas operações de refino, comercialização de gasolina e outros derivados no mercado nos Estados Unidos. Por isso, para melhorar a integração das unidades, as companhias escolheram o PIMS para padronizar o planejamento das refinarias. O PIMS permitiu que fossem feitas escolhas e tomadas decisões de

compras de matérias primas com maior rapidez e critério. Essas decisões foram baseadas em oportunidades de mercado. Além disso, a compra de petróleos foi baseada na necessidade de agrupar as operações das refinarias da Equilon e Motiva com o objetivo de atender os respectivos mercados de influência das unidades”.

Através da combinação das operações de refino, Shell, Texaco e Saudi Aramco obtiveram sensível melhora da performance das unidades de refino industrial, bem como da eficiência da cadeia de suprimento.

Maior refinaria na Rússia utiliza o PIMS no planejamento das operações logísticas e de produção

“Yukos é a maior companhia de petróleo da Rússia e, portanto, é líder na produção de petróleo, refino e suprimento do mercado nacional de derivados. Yukos opera em toda a cadeia da indústria do petróleo: do poço ao posto, com mais de 85.000 empregados” (Aspentech, 2002c).

Yukos explora três regiões produtoras de petróleo: Yuganskneftegaz, Samaraneftgaz e Tomskneft. Além disso, opera cinco refinarias: Kuibyshev, Novokuibyshevsk, Syzran, Achinsk e Companhia Petroquímica Angarsk. Yukos contribuiu com 17,5 % do refino de petróleo na Rússia em 2000. Sua rede de mais de 1.000 postos de combustíveis está presente em 40 das 89 regiões da federação russa.

Por causa da dimensão e complexidade da empresa, a Yukos assinou acordo com a Aspentech para utilização do PIMS na implementação de soluções e no melhoramento da cadeia de suprimento das suas operações.

Segundo a Aspentech (2002c), o PIMS “forneceu suporte a Yukos na tomada de decisões de suprimento da demanda regional com produção própria, no atendimento de outros mercados na Rússia e

também na exportação do excedente da produção de petróleo e derivados. As decisões permitiram a Yukos melhorar a eficiência do gerenciamento do fluxo de petróleo e derivados ao longo de toda a cadeia”.

Através do PIMS, foram feitas modelagens das refinarias e sistemas, onde se pôde otimizar a produção em função da demanda, além de melhorar a cadeia de suprimento global e maximizar a margem de lucro.

A implementação do PIMS foi realizada na sede da Yukos, em Moscou, e no centro de logística e refino da empresa na região de Sâmara, no Sibéria.

Petrobras utiliza o PIMS no planejamento da produção das refinarias do país

As refinarias da Petrobras utilizam o PIMS no planejamento da produção de derivados das respectivas unidades. Cada unidade é modelada individualmente atendendo os requisitos de capacidade de processamento, parada programada, restrições operacionais, qualidade de petróleo e derivados, demanda de mercado e oferta de matéria prima.

Mensalmente cada refinaria roda o respectivo modelo, seguindo orientações corporativas, com o horizonte de dois meses, para com isso traçar o plano nacional de abastecimento.

Em algumas refinarias do sistema Petrobras, o PIMS é utilizado nas atividades de avaliação da produção (realizado versus planejado), estudos de cenários, atratividade de novas unidades e ampliações das unidades existentes, avaliação da economicidade de novos produtos, redução no prazo de execução de paradas, maximização da produção de GLP na UFCC, avaliação da viabilidade do processamento ou não de correntes em unidades de conversão etc.

A Petrobras também utiliza o PIMS na avaliação econômica de operações de compra e/ou venda de petróleo e derivados no mercado internacional com o objetivo de otimizar a cadeia de suprimento como um todo na obtenção de máxima rentabilidade para a Companhia e baixo custo de abastecimento do país.

3.2 Avaliação de desempenho e resultado

Num sentido genérico, o ato de avaliar é inerente à própria natureza humana, e o exercício da análise e do julgamento sobre qualquer situação que exija uma apreciação de fatos, idéias, objetivos e, também, uma tomada de decisão a fim de se atingir uma situação desejada.

O termo avaliação refere-se ao ato ou efeito de se atribuir valor, sendo que valor pode ser entendido num sentido qualitativo (mérito, importância) ou num sentido quantitativo (mensuração).

Para Catelli (2001, p. 198), “o sentido qualitativo de avaliação expressa a idéia de julgamento, formação de juízo ou atribuição de conceito a determinados atributos de algum objeto, como, por exemplo, relativamente a um desempenho econômico: bom, ótimo, eficaz – conforme detenha certas qualidades. Nesse sentido, a avaliação requer padrões, em termos informativos, como parâmetros que permitam a realização desse julgamento. Requer, portanto, a mensuração das expectativas de desempenho, bem como de sua realização”.

Mensurar um desempenho expressa o sentido quantitativo do termo avaliação: refere-se à quantificação de atributos de um objeto, com o intuito de expressá-los numericamente. A quantidade de insumos, o preço de um

produto, a altura de uma pessoa e a temperatura ambiente são exemplos de atributos de objetos expressos numericamente. Mensurações são necessárias não somente para expressar objetivos e clarificar alvos a respeito dos quais as decisões devem ser tomadas, mas elas são também necessárias para controlar e avaliar os resultados das atividades envolvidas no processo de atingir os alvos.

Segundo Catelli (2001, p. 197), “avaliar um desempenho significa julgá-lo ou atribuir-lhe um conceito diante de expectativas preestabelecidas. No contexto empresarial, o desempenho assume diversas dimensões, quando relacionado, por exemplo, à empresa em sua totalidade, as suas áreas, às funções e aos cargos exercidos; aos aspectos operacionais, econômicos e financeiros das atividades, às atividades planejadas e às realizadas”.

Portanto, avaliar um desempenho passa a ser, assim, um meio para se tomar decisões adequadas. Constitui um processo complexo que incorpora, além das características informativas necessárias para se julgar adequadamente um desempenho, requisitos essenciais para se integrar ao processo de gestão, em suas fases de planejamento, execução e controle.

“A análise do desempenho global da empresa pode ser interno ou externo. Internamente, os gestores precisam fazer comparações do desempenho da empresa com o de outras empresas do mesmo setor econômico, como, por exemplo, em termos de lucro, participação no mercado, faturamento, quantidade de funcionários etc. Já o interesse externo corresponde às expectativas dos acionistas ou dos proprietários da empresa, bem como às expectativas de outras entidades a ela relacionadas” (Catelli, 2001, p. 203).

Os gestores interessam-se pelo desempenho de toda a empresa e, por isso, necessitam de informações agregadas. Precisam saber como a empresa

tem se comportado diante da concorrência, da sociedade, dos consumidores, enfim, das variáveis que interferem na situação global do sistema e, para isso, utilizam-se de informações como lucro total, vendas por região, por produto, faturamento anual etc. No entanto, é por meio da atuação sobre as diversas atividades internas à empresa que se identifica a formação de seus resultados globais. Cada gestor tem sob sua responsabilidade uma atividade ou um conjunto delas, e precisa saber como contribuem para o desempenho de sua área e para o da empresa em sua totalidade.

Otimizar os resultados das diversas atividades significa realizá-las de forma que o resultado global da empresa seja o melhor possível.

Para Catelli (2001, p. 225), “o resultado econômico de uma organização refere-se à variação de sua riqueza em determinado período. Não há realmente muitas discordâncias entre os diversos autores quanto a essa conceituação. Na verdade, polêmicas surgem quanto à mensuração dos elementos que compõem essa riqueza e, conseqüentemente, de sua “variação” (resultado econômico) em determinado período”.

O resultado econômico em um determinado período de uma atividade empresarial é expresso pela diferença entre a riqueza existente inicialmente e ao final dessa atividade, ou seja, é expressa pela diferença entre os valores de seus patrimônios inicial e final. Portanto, a atividade produtiva deve agregar valor aos recursos consumidos, a fim de que o resultado econômico gerado seja positivo e capaz de aumentar a riqueza da empresa, garantindo sua continuidade e desenvolvimento.

“A riqueza da empresa é formada pela agregação de valor aos recursos consumidos no processo produtivo, os quais, inicialmente ela importa do ambiente externo. Assim, cada atividade gera uma parcela dessa riqueza, que deve ser reconhecida para fins de gestão dessas atividades. A receita gerada

deve ser confrontada com os custos incorridos para obtê-la, apurando-se, assim, o resultado econômico da atividade.

Para fins de avaliação de desempenhos e resultados, é imprescindível se reconhecer a receita na produção, sendo esta a única forma de se identificar na empresa, segmentada por áreas sob a responsabilidade dos gestores, a origem e a formação de seu resultado econômico global” (Catelli, 2001, p. 232).

O resultado econômico global é formado com base nas atividades realizadas na empresa. Essas atividades caracterizam-se pelo processamento de certos recursos para a geração de produtos ou serviços, ou seja, constituem-se em atividades de transformação ou econômicas.

Os recursos consumidos expressam-se por meio de custos, enquanto os produtos/serviços constituem-se em receitas. A diferença entre essas receitas e os custos determinam sua margem de contribuição ao resultado da atividade. Da contribuição desses produtos, deduzindo-se os custos indiretos incorridos para gerá-los, obtém-se o resultado operacional da atividade.

Para Catelli (2001, p. 233), os “custos e receitas são expressões monetárias de recursos consumidos e dos produtos/serviços gerados, ou seja, resultam de um processo de mensuração. Nesse processo, unidades físicas de recursos e produtos são traduzidas em valores econômicos”.

A empresa com finalidade lucrativa deve ser visualizada como uma máquina de fazer dinheiro e sua meta definida pragmaticamente como ganhar dinheiro, tanto no presente como no futuro.

Para que a meta da empresa seja alcançada, são estabelecidos indicadores. Um dos principais indicadores é o Lucro Líquido, que ao lado do Retorno Sobre o Investimento e do Fluxo de Caixa medem o desempenho operacional.

Segundo Catelli (2001, p. 423), “o Lucro Líquido é um indicador absoluto, pois mede o quanto de dinheiro, em termos absolutos a empresa está gerando. O Lucro Líquido é definido como o Ganho menos a Despesa Operacional. O segundo é um medidor relativo. O Retorno Sobre o Investimento dimensiona o esforço necessário para o alcance de um determinado nível de lucro. O Retorno Sobre Investimento é definido como o Lucro Líquido dividido pelo Inventário. O terceiro indicador, o Fluxo de Caixa, é considerado como sendo muito mais uma situação necessária para sobrevivência da empresa do que propriamente um medidor do alcance da meta”.

Ganho ou Throughput é definido como o índice pelo qual o sistema gera dinheiro por meio das vendas. Mais especificamente, ganho corresponde ao preço de venda menos o montante de valores pagos a fornecedores pelos itens relacionados como os produtos vendidos, não importando quando foram comprados.

Inventário é definido como todo o dinheiro que o sistema investe na compra de coisas que ele pretende vender. Essa definição abrange o conceito clássico de inventário (estoque de matérias primas, produtos em processo, produtos acabados) e ainda demais ativos, tais como máquinas e construções. O valor atribuído ao inventário corresponde somente a valores que foram pagos aos fornecedores pelos itens caracterizados como inventário. Nenhum valor agregado é atribuído ao inventário, assim, todos os demais gastos existentes no processo de transformação, como mão-de-obra e energia elétrica e outros recursos, não incorporam o valor do inventário de produto acabado é valorizado apenas pelo custo da matéria prima nele contido pago ao fornecedor.

Para Catelli (2001, p. 424), a Despesa Operacional é definida como “todo o dinheiro que o sistema gasta para transformar o inventário em

ganho. Do ponto de vista prático, todo o dinheiro gasto com algo que não possa ser guardado para um uso futuro faz parte da Despesa Operacional. Além desses valores, incorporam a Despesa Operacional os valores de bens que faziam parte do Inventário e foram utilizados ou desgastados no período (como a depreciação de máquinas)”.

Segundo Miranda (1999, p.113), as Despesas Operacionais são “as despesas incorridas em decorrência direta do funcionamento (operação) do negócio”.

3.3 Análise de desempenho Solomon

A primeira análise comparativa de desempenho das refinarias de petróleo foi realizado pela Solomon Associates em 1977 envolvendo apenas unidades nos Estados Unidos. O objetivo era identificar a faixa de desempenho então evidenciada pelas refinarias semelhantes e posicionar as refinarias clientes objeto de estudo nesse espectro de desempenhos.

O senso comum da época era de que o desempenho era em grande parte definido pelo tamanho e a localização da refinaria e do grau de complexidade do processo. Uma vez avaliadas estas questões acreditava-se que a posição competitiva estava praticamente definida. Os principais refinadores continuavam a crescer em tamanho e complexidade e estavam certos que as pequenas refinarias independentes tinham seus dias contados. Alguns refinadores independentes temiam o mesmo resultado, mas curiosamente, alguns outros independentes continuavam a obter lucros enquanto outros de maior porte incorriam em perdas.

Por causa disso, a Solomon desenvolveu técnicas que resistissem ao teste das restrições antitruste e proporcionassem uma análise do desempenho da indústria baseada em dados reais da própria indústria. O primeiro passo era desenvolver um sistema de medição que permitisse que as refinarias participantes do estudo fossem examinadas em uma base eqüitativa. Poder-se-ia comparar um grande número de refinarias em uma base de dados única.

Segundo a Solomon (2001, p. III-7), “nenhum dado de propriedade particular pode ser intercambiado entre participantes. Isso assegura o sigilo de informação individual entre concorrentes. Pois o resultado individual é disponibilizado para cada participante juntamente com o resultado médio de grupos de participantes classificados por tamanho e localização geográfica”.

As análises nos últimos anos das faixas de desempenho apresentadas pela indústria concluiu que aqueles que atingem padrões de excelência não são definidas por características físicas, tais como tamanho, idade, complexidade ou localização. Descobriu-se que a excelência pode ser encontrada na maioria das áreas e tamanhos. Portanto, para que refinarias atinjam níveis de excelência em desempenho devem se espelhar nas unidades que se encontram nesta posição agora, pois estas instalações que iram definir o potencial de lucro para a indústria nos próximos anos. As refinarias que não se esforçarem para atingir um desempenho melhor do que a média, descobrirão que os ciclos de negócios futuros quase certamente farão com que atravessem períodos de rendimentos insatisfatórios.

A obtenção de melhorias de desempenho é mais complexa do que definir metas e esperar que ocorram melhorias. O principal é alistar o apoio de toda a organização na busca por um desempenho melhorado. Muitas vezes a apresentação dos resultados do estudo seguida de uma discussão aberta das implicações da classificação da refinaria pode conseguir isso. A definição de metas é uma atividade necessária, mas a obtenção da excelência de

desempenho requer alguma reestruturação organizacional e uma revisão geral das políticas que guiaram a refinaria até o momento. Em alguns casos um novo investimento é um fator chave para garantir a sobrevivência da refinaria, mas não a uma melhor lucratividade. Na maioria das áreas as tentativas de expandir participação no mercado parecem levar a uma redução de lucros e, logo a seguir, a um retorno aos níveis de produção históricos com um subproduto desastroso, menores margens de lucro. Melhorias na eficiência da planta podem produzir um efeito mais duradouro. Com freqüência a solução é uma combinação de acréscimo de fundos de capital com uma modificação no estilo operacional para sobrepujar pressupostas limitações históricas e lançar-se rumo a excelência.

Segundo a Solomon (2001, p. III-8), “a principal motivação para a condução desses estudos é proporcionar acesso aos dados reais de desempenho da indústria que permitirão a cada participante avaliar sua posição competitiva. Uma comparação dos resultados de desempenho com refinarias semelhantes na mesma área geográfica e no mesmo grupo quanto a tipo de processo, fornecerá uma sólida base para a avaliação da eficiência do nível de desempenho atual. Pode descobrir que a planta da refinaria está no extremo da faixa de um dos grupos de semelhantes. Pode concluir também que o compromisso da refinaria de fornecer produtos a mercados próprios a libera da necessidade de ser medida contra os competidores locais”.

A participação da indústria tem variado em um certo grau à medida que os estudos da Solomon têm sido conduzidos desde 1980. Muitos refinadores têm participado de todos os estudos e empregam os resultados para monitorar seu progresso competitivo.

O interesse na eficiência comparativa do refino é um predador de muitas das principais mudanças dos últimos dez anos, mas tem recebido uma ênfase

muito mais ampla através do mundo pela necessidade urgente de lucros operacionais. A variedade de crus a serem processados, faixa de produtos a serem gerados e configurações alternativas de processo que podem ser empregadas parece tornar cada refinaria uma planta de manufatura única. Mas, com a finalidade de transportar produtos de petróleo para os poucos grandes mercados de exportação, a maioria das mais de mil refinarias de petróleo do mundo devem enfrentar a realidade da competição econômica.

3.4 Transporte e frete

Segundo Ballou (1993, p.113), o transporte representa “o elemento mais importante do custo logístico na maior parte das firmas. O frete costuma absorver dois terços do gasto logístico e entre 9 e 10% do produto nacional bruto para a economia americana como um todo”.

“A menos que os custos de produção sejam muito menores que num segundo ponto de produção, a ponto de a diferença desses custos contrabalançar os custos de transporte para servir o segundo mercado, não há grande margem para competição de mercado ocorrer”. (Ballou, 1993, p.114)

Uma companhia de petróleo não pode limitar-se unicamente às atividades de exploração, produção e refino. Nesse contexto, o transporte assume grande importância, pois oferece uma contribuição significativa para que essa indústria tenha pleno êxito.

Por isso, o transporte de petróleo e derivados ocupa lugar de relevância nas atividades da indústria petrolífera inclusive pelas grandes quantidades movimentadas, que requerem altos investimentos, principalmente, em navios, terminais marítimos, oleodutos, gasodutos e parques de armazenamento.

É fácil compreender a importância da coordenação global. A construção ou ampliação de uma refinaria, por exemplo, ou até mesmo a lavra de um novo campo produtor de petróleo requer, obrigatoriamente, o redimensionamento do transporte. Do mesmo modo, o aumento do consumo ou da produção industrial exige um dimensionamento adequado do sistema de transporte.

Por isso, é evidente a necessidade do desenvolvimento de uma eficiente frota de transporte marítimo e um sistema de terminais e dutos para assegurar o abastecimento nacional de petróleo e seus derivados.

E tanto mais é evidente essa necessidade quanto se sabe que mesmo as refinarias existentes no interior do País são abastecidas através de terminais marítimos ou fluviais.

A Petrobras, por exemplo, na área do transporte, cumpre quatro missões principais: escoar petróleo de seus campos produtores (marítimos e terrestres), escoar os derivados produzidos em suas refinarias, abastece suas refinarias com petróleo (nacional e importado) e abastece a rede doméstica de distribuição de derivados. Nisso, utiliza três recursos básicos: navios, terminais e dutos (oleodutos e gasodutos).

Os terminais são por assim dizer, os centros de convergências do sistema. A eles chega o petróleo nacional, ou importado, e deles chega o petróleo e derivados para refinarias ou outros terminais, seja através de dutos, ou de navios.

Segundo Petrobras (1982, p.21) “um petroleiro moderno é um grande tanque dividido em compartimentos independentes. Seu carregamento e sua descarga se fazem por meio de bombas. Os tanques têm válvulas, tubulações e bombas, o que permite a tripulação controlar a carga, em qualquer situação, e uma vez chegado ao porto de destino, descarregá-la em poucas horas”.

Além dos petroleiros, que são transportadores de petróleo e seus derivados, existe uma variedade de outros navios-tanque. Os propaneiros ou metaneiros, que transportam gases sob pressão ou a temperaturas baixíssimas. Há também os que levam produtos químicos. E os minero-petroleiros, ou ore-oil, que transportam alternativamente petróleo e mineiro. E os OBO (ore-bulk-oil) que levam mineiros, petróleo e outros derivados granéis sólidos, como cereais e diversos produtos minerais e agrícolas. E há, ainda, o ponto culminante, até agora, dos gigantes dos mares – os ULCC (ultra large crude carriers). Para se ter uma idéia da capacidade desses navios basta saber que a carga que eles transportam é suficiente para fazer operar uma grande refinaria durante uma semana.

“A frota marítima da maioria das companhias petrolíferas é constituída de navios próprios e navios afretados. O afretamento de petroleiros é feito em várias modalidades. Uma é o afretamento por viagem, denominado Voyage Charter Party – VCP. O navio é afretado por uma viagem entre o porto, ou os portos de carga e o porto ou os portos de descarga. O afretador paga, além do frete, as despesas relativas à carga e as extraordinárias. Outro tipo é o afretamento por período, ou Time Charter Party – TCP. Segundo esse sistema, o navio é afretado por determinado tempo, durante o qual o afretador pode usá-lo como lhe convier, desde que, atendido o que se disponha no contrato. O armador arca com as despesas do navio, fora as de combustível - ou seja, guarnição, víveres, manutenção e reparos etc. – enquanto ao afretador cabe todas as despesas operacionais: combustível, portuárias, alfandegárias etc. Quer dizer, o armador dá o navio guarnecido e pronto para operar. Corre então por conta do afretador tudo a mais que seja necessário para operar o navio. Geralmente, o afretamento é feito de um a cinco anos. Também existem os contratos de transporte, ou contracts of affreightment – COA. Por eles, o armador compromete-se a transportar certa quantidade de petróleo de determinada área de produção para outra de consumo num prazo e a uma razão determinados. O armador emprega os petroleiros que lhe convenham,

sem ser obrigado a informar com grande antecedência qual navio usará” (Petrobras, 1982, p.24).

Os terminais marítimos vêm sendo adotados no mundo inteiro como a melhor solução para a movimentação de petróleo e seus derivados, complementada pelas redes de oleodutos e gasodutos. Uma das razões principais da aceitação geral dos terminais marítimos é o fato de oferecerem instalações adequadas que possibilitam em curto espaço de tempo, a movimentação de grandes volumes de carga petrolífera. Além dessa há outras, também importantes, como o alto índice de segurança requerido pelas operações, instalações portuárias em locais de águas profundas e de fácil acesso, a necessidade de expansão das instalações dos portos comuns para atendimento da crescente movimentação de carga secas e localização técnica e economicamente adequada dos terminais, para a realização do escoamento do petróleo proveniente dos campos de produção - tanto marítimos como terrestres – e dos derivados produzidos pelas refinarias.

3.5 Logística e operações globais

Segundo Dornier et al (2000, p.37) “logística e operações globais nunca antes desempenharam papel tão importante nas organizações. Mudanças nas expectativas dos clientes ou na localização geográfica continuamente transformam a natureza dos mercados, que, por sua vez, geram restrições que alteram o fluxo de mercadorias dentro das empresas. Mudanças tecnológicas e mercados emergentes abrem novas formas de reorganizar, adaptar e otimizar o fluxo de matérias primas, produtos semi-acabados (intermediários) e produtos acabados”.

O ambiente de negócio da indústria do petróleo muda constantemente. Três forças dirigem as mudanças do ambiente do negócio: o mercado, a concorrência e a regulamentação governamental. Esses três fatores levam as empresas a ajustarem suas estratégias e táticas de logística continuamente.

1. Mercado: Para Dornier et al (2000, p.43) “mercados mudam sob influência de produtos, necessidades de clientes, mudanças de localização geográfica, e assim por diante”. O mercado de derivados de petróleo, por exemplo, é muito susceptível a condição econômica de uma região.

2. Concorrência: Segundo Dornier et al (2000, p.43) “a concorrência incita as companhias a modificar suas cadeias logísticas de suprimentos de forma contínua”. A gestão de logística e operações pode ser o meio de diferenciação para uma empresa em particular.

3. Regulamentação governamental: A mudança de legislação na especificação de produtos ou sobre a cobrança de impostos faz com que as empresas da indústria do petróleo mudem completamente o perfil de matéria prima ou invistam em novas unidades para adequação dos derivados as necessidades do mercado.

3.5.1 Gestão da cadeia de suprimentos globais

A gestão da cadeia de suprimentos é a gestão de atividades que transformam as matérias primas em produtos intermediários e produtos finais, e que entregam esses produtos finais aos clientes. Para maior parte das empresas, a gestão da cadeia de suprimentos requer a operação de uma rede de instalações de manufatura e de distribuição que estão freqüentemente espalhadas pelo mundo. As atividades da cadeia de suprimentos envolvem de compras, manufatura, logística, distribuição e transporte até marketing.

Freqüentemente, diferentes empresas são proprietárias de diferentes conexões na cadeia de suprimentos.

Para Christopher (1997, p. 117), “a tendência de globalização da logística tem sido predominantemente impulsionada pelas tendências dos mercados e pelas tecnologias de desenvolvimento e fabricação dos produtos. As companhias produtoras de commodities são exemplo disso, cuja tarefa é o deslocamento de grandes quantidades de matérias primas de países com excesso de fontes naturais para os países que tem o mercado de consumo”.

À medida que as atividades da cadeia de suprimentos localizam-se em todo o mundo e os fluxos de produtos começam a atravessar as fronteiras nacionais, surgem incertezas e complexidades na rede logística globalizada.

O aumento substancial das distâncias geográficas implica em lead times de transporte mais longos. As empresas compensam-no com estoques maiores no canal de distribuição. Contudo, os tempos mais longos de transporte não aumentam simplesmente o comprimento médio dos lead times de suprimento. Adicionam também variabilidade aos lead times. Empresas que operam em uma rede global de fornecedores geograficamente distantes enfrentam o desafio de implementar produção just in time (JIT).

Para Dornier et al (2000, p. 383), “tempos de resposta aumentados devido às maiores distâncias geográficas sempre complicam e criam dificuldades adicionais as tarefas de previsão. No entanto, a distância é apenas um fator que complica a tarefa de previsão”.

As taxas de câmbio e outras incertezas macroeconômicas como a inflação, são dois dos fatores complicadores no ambiente da cadeia de suprimento global. A exposição às taxas de câmbio afeta a economia implícita de qualquer empresa lidando com compradores, fornecedores ou concorrentes

estrangeiros por meio de seu impacto nos custos de entrada, preços de venda e volumes de venda.

3.5.2 Medida e Avaliação de Desempenho na Logística Global

Os negócios hoje estão definidos em um ambiente global. Esse ambiente global está forçando as empresas, independente de sua localização ou base de mercado, a considerar o restante do mundo em sua análise de estratégia competitiva. As empresas não podem isolar-se ou ignorar fatores externos, tais como tendências econômicas, situações competitivas ou inovação tecnológica em outros países, se alguns de seus concorrentes estão competindo ou estão localizados naqueles países.

O ambiente global de hoje é caracterizado por diferenciais salariais substanciais, mercados estrangeiros em expansão, conexões de informações de alta velocidade e melhoria no transporte. Na verdade, a logística e as operações globais são respostas à crescente integração de mercados internacionais uma vez que as empresas tentam permanecer competitivas.

As corporações hoje obtêm materiais, produzem, distribuem e vendem em múltiplas nações e competem na arena global.

Segundo Dornier et al (2000, p. 28) “a tendência rumo a uma economia mundial integrada e a uma arena competitiva global está forçando as empresas a desenvolver estratégias para projetar produtos para um mercado global e a maximizar os recursos da empresa ao produzi-los”.

Dornier et al (2000, p. 56) afirma que Operações Globais é “o processo de planejamento, implantação e controle do fluxo e estocagem de matérias-primas, estoque em processo, produtos acabados e

informações relacionadas a eles, do ponto de origem ao ponto de consumo, para propósitos de satisfação das necessidades do cliente global e ao mesmo tempo com uso eficiente dos recursos globais da empresa.

Logística é a gestão de fluxos entre funções de negócio. A definição atual de logística engloba maior amplitude de fluxos que no passado. Tradicionalmente, as companhias incluíam a simples entrada de matérias primas ou o fluxo de saída de produtos acabados em sua definição de logística. Hoje, no entanto, essa definição expandiu-se e inclui todas as formas de movimentos de produtos e informações, descritos abaixo”.

A fim de satisfazer à demanda de seus mercados, uma organização deve estruturar os produtos que oferecem de acordo com alguns fluxos físicos:

- Matérias primas, do ponto de estocagem da fonte original até a entrega para o cliente;
- Produtos semi-acabados, vindos de unidades de manufatura próprias ou de unidades de fornecedores;
- Produtos acabados entre plantas pertencentes a empresa ou outros fornecedores.

Segundo Dornier et al (2000, p.623), para otimizar as funções na Logística Global, “os seguintes elementos de custo precisam ser analisados:

- Custos de procurement de matéria prima, derivados intermediários e finais (os aspectos financeiros e físicos de frete e estocagem);
- Custo de compra de matéria prima derivados intermediários e finais;
- Custo de produção (mão-de-obra, estoque em processo);
- Custo de distribuição (frete, estoque);
- Preço de venda de produtos finais”.

Enfatizamos a importância dos custos logísticos como parte da estrutura de custos total das empresas, pois são um fator competitivo crítico.

3.6 Custo de estoque

O estoque pode ajudar uma função específica a alcançar sua missão. A abordagem tradicional de propriedade do estoque é manter um suprimento adequado para se ter tranquilidade e oferecer uma proteção em face da incerteza operacional e da demanda. A disponibilidade de estoque, por exemplo, pode dar apoio a longas corridas de produção que resultem em economia de escala máxima.

O risco relativo ao estoque tem uma dimensão a longo prazo. O investimento do fabricante em estoque começa com matérias primas, inclui estoques de produção em processo (produtos intermediários) e termina em produtos acabados.

A política de estoque ideal seria aquela decorrente da fabricação de produtos conforme as especificações de clientes, após a colocação de pedidos. Isso é chamado produção sob encomenda, e é característico de produtos customizados

Segundo Bowersox & Closs (1996, p.232), o custo de manutenção de estoque “é o custo incorrido para manter o estoque disponível. É um componente importante do custo das operações logísticas. A manutenção de estoque representa aproximadamente 37% do custo logístico total, numa empresa média. Esse custo é geralmente calculado multiplicando-se a percentagem do custo de manutenção pelo valor de estoque médio. Assim como a relação entre estoque e ativos totais é mais alta no caso de atacadistas, distribuidores e

varejistas, em comparação com empresas industriais, o custo da manutenção de estoque em empresas comerciais também representa uma percentagem maior do custo logístico total”.

Para Bowersox & Closs (1996, p.232) o aspecto mais controverso do custo de manutenção de estoque “é a determinação da taxa de custo mais apropriada a ser aplicada ao capital investido. A experiência de muitas empresas mostra que o valor é a taxa de juros básica. O motivo para usar a taxa de juros básica é que ela seria uma taxa de oportunidade com que o mercado estaria disposto a remunerar o capital se este não estivesse investido em estoque. Quando são usadas taxas mais altas, estas são aquelas aplicadas no retorno do investimento de todo o capital da empresa. Recursos investidos em estoque perdem seu poder de gerar lucro, restringem a disponibilidade de capital e limitam outros investimentos”.

O custo de manutenção é o custo de permanência incorrido com as instalações, sem considerar o custo de manuseio dos produtos. Esse custo deve ser atribuído especificamente aos produtos, pois não tem relação direta com o valor do estoque. Depende do tipo do estoque usado (público ou próprio, por exemplo), o custo total de armazenagem pode ser direto, ou pode necessitar de apropriação. Em depósitos próprios, a despesa de depreciação anual deve ser apropriado por meio de taxa-padrão por metro quadrado, ou por metro cúbico. O custo da ocupação anual para determinado produto pode ser apropriado multiplicando-se a quantidade de dias em que o espaço físico foi usado pela taxa-padrão diária vigente para o ano. O valor apurado pode então ser dividido pela quantidade total de unidades do produto processado no depósito, para apurar o custo médio de armazenagem por unidade de produto. Em depósitos públicos, os preços do serviço normalmente incluem um componente de armazenagem calculado sobre o valor do estoque no fim de cada mês. Os preços de armazenagem mensais baseiam-se no uso de espaço e são calculados de forma a cobrir os custos fixos das instalações.

No contexto do desempenho geral das empresas, a logística existe para permitir que o estoque tenha as vantagens de posse, tempo e lugar desejados pelo menor custo total. Nesse sentido, o estoque tem pouco valor até que seja posicionado no momento e no local certos para transferência de propriedade ou criação de valor agregado. Uma empresa não tem o que vender se não for capaz de atender de maneira consistente às exigências de prazos e lugar. Para obter o máximo de vantagens estratégicas da logística, todo o trabalho funcional deve ser executado de maneira integrada. A excelência do trabalho funcional em cada aspecto é relevante apenas quando considerada em termos de aperfeiçoamento da eficiência e de eficácia da logística integrada. Isso requer que o escopo funcional da logística seja integrado para alcançar os objetivos da empresa.

4 Metodologia

Nosso objetivo neste capítulo é estabelecer e definir critérios baseados principalmente no estudo da Solomon Associates com o objetivo de realizar uma análise comparativa de desempenho da indústria de refino na condução de seu negócio principal.

“O estudo foca as principais dimensões para medição do desempenho das unidades de refino de petróleo como: matéria prima, rendimento de produtos, utilização das unidades, despesas operacionais etc. O estudo também fornece informações e características sobre capacidade, configuração e condições operacionais das unidades” (Solomon, 2001, p. III-1).

O estudo será segmentado em áreas geográficas que possuem características culturais, logísticas e de regulamentação semelhantes. Selecionaremos dados de grupos de semelhantes geograficamente que podem ser empregados para desenvolver comparações entre os refinadores competidores servindo a um mesmo mercado. Porém, como a indústria tornou-se globalmente competitiva nos últimos anos, nós também achamos que é instrutivo fornecer comparações dos aspectos competitivos do desempenho em regiões geograficamente não tão próximas ao local da refinaria objeto do estudo.

O capítulo será organizado em dois tópicos principais:

1. Conceitos básicos de estudo, onde estabeleceremos os princípios subjacentes da análise comparativa de desempenho;

2. Metodologia, onde proporciona uma descrição das questões de desempenho fundamentais que são empregadas no processo do estudo.

4.1 Conceitos básicos do estudo

Os conceitos foram definidos na intenção de garantir o progresso da indústria rumo a eficiência melhorada, pois muitos consideram desejável ter como objetivo não o atual desempenho dos semelhantes próximos geograficamente, mas os níveis de desempenho exibidos pelos melhores em seus grupos de semelhança.

4.1.1 Unidade de negócio

Nossa intenção é medir o desempenho de tudo que seja requerido para operar as instalações de produtos de combustíveis dentro dos limites da refinaria.

Portanto, presumimos que cada refinaria (incluindo aquelas de companhias de multi-refinarias) é operada como uma unidade de negócios separada a fim de maximizar o lucro do seu capital investido. Isto pressupõe que cada refinaria é livre para processar matérias primas e não materiais adquiridos para promover alguns interesses da companhia matriz não relativos à refinação. Além do mais, isto pressupõe que o elenco de produtos é (ou deve ser) selecionado para maximizar a capacidade de ganhos das instalações da refinaria, ao invés de ser constrangido a atender um programa de comercialização corporativo ou apoiar uma linha de negócios de produtos não

combustíveis, como por exemplo, lubrificantes ou produtos químicos. Dadas estas premissas, segue-se que todas as matérias primas e produtos devem ser avaliados a preços de terceiros: isto é, os preços que prevalecem no mercado competitivo para compras e vendas entre companhias. Como a unidade de negócios de refinaria não inclui quaisquer serviços de marketing, os preços para produtos devem ser baseados nas vendas a granel a clientes costumeiros. Escolhemos o conceito de clientes costumeiros a fim de diferenciar das vendas “spot” ou uma só vez, uma vez que é nossa observação que poucos consumidores prudentes arriscariam tanto capital para organizar uma aventura de refinação a fim de suprir exclusivamente o mercado “spot”.

4.1.2 Áreas de desempenho chave

Uma vez que nossa meta é medir o êxito de uma refinaria como unidade de negócios econômica, segue-se que devemos selecionar aquelas áreas de desempenho que mais pesadamente influenciam a realização daquela meta. Duas áreas principais de interesse rapidamente emergiram: o valor adicionado no processo de fabricação e o custo de operação das instalações.

a) Valor adicionado

Segundo a Solomon (1993) este conceito focaliza as habilidades que cada refinador demonstra na seleção de matérias primas de maneira a preencher mais economicamente as suas unidades de processamento de intensivo em termos de capital e subseqüentemente combinar as correntes de processo de maneira a maximizar o valor de seu elenco de produtos combustíveis. Isto demanda uma tabulação detalhada das matérias primas processadas, dos produtos combustíveis fabricados e de quaisquer produtos não acabados vendidos no mercado aberto ou transferidos

para operações de companhias afiliadas para ulterior processamento a fim de serem transformados em lubrificantes ou produtos químicos.

b) Despesas de operação

As principais áreas de despesas independentes podem ser rapidamente identificadas em ordem de magnitude como (1) energia consumida nas operações; (2) manutenção das instalações da unidade – tanto por empregados como por força contratadas – na base tanto das atividades de manutenção de operação como de parada; (3) custo direto das operações, tais como mão-de-obra de operação, produtos químicos, catalisadores e royalties; e (4) outros custos administrativos.

Não especificamos a quantidade de lucros gerada ou o custo unitário do produto como um indicador principal da excelência da operação. Constatamos que o retorno sobre o capital empregado constitui um indicador muito melhor de rentabilidade para esta indústria. Muitas refinarias menores exibiram um sólido desempenho financeiro. O seu impacto global sobre o mercado pode ser limitado, porém elas servem a um mercado local com muita eficácia e conseguem consistentemente obter um retorno do capital investido que apresenta uma comparação favorável com gigantes muito maiores da indústria. Também constatamos que o conceito de produtor de custo mais baixo freqüentemente pode ser um indicador enganador da superioridade do desempenho. Muitas áreas de mercado consistentemente oferecem um retorno aceitável do capital investido para empreendimentos de refinação na área que não correspondem ao custo mais baixo da indústria.

A indústria do petróleo desenvolveu uma variedade de conceitos e indicadores com o objetivo de acompanhar o desempenho e comparar a performance entre unidades pelo mundo.

4.2 Metodologia

A seção anterior esboçou os conceitos básicos das questões características da nossa análise de desempenho. Entretanto, como no caso de todas as visões gerais conceituais, existem muitas questões para a metodologia que levam à implementação destes conceitos básicos. Esta seção foi elaborada como uma referência útil a todos os elementos de metodologia que são empregados na análise.

4.2.1 Capacidade da unidade

Normalmente relatada em unidades de barris por corrente-dia (stream-day), a capacidade da unidade ou capacidade de referência da unidade é igual à capacidade de projeto da unidade.

Uma unidade é projetada para um ou mais tipos de petróleo ou cargas. Os equipamentos estáticos como: vaso, torres, tubulações, instrumentação, acessórios etc, são dimensionados para a variação de rendimento de produtos e para as condições operacionais de cada matéria prima. Da mesma forma acontece com os equipamentos estáticos: bombas, compressores, misturadores etc. Estes são dimensionados tanto em tamanho quanto em quantidade para que a unidade possa admitir variação das matérias primas, objetos dos dimensionamentos da unidade, sem que haja variação da carga e nem perda de especificação dos produtos produzidos.

4.2.2 Utilização da unidade

Para a Solomon (2001, p. III-22), “a utilização da capacidade da unidade representa a taxa de carga de alimentação fresca diária média por ano dividida

pela capacidade de referência. São excluídas as correntes de reciclo geradas internamente ou os resíduos produzidos na refinaria”.

As utilizações de capacidades das unidades não podem ser superiores a 100% por definição. Pois a carga a mais que foi processada acima da carga de referência deve ser desprezada. E caso se tenha operado quase que constantemente acima da carga de referência é indicativo que a unidade está com folga operacional. Ou seja, a unidade está super-dimensionada para o tipo de elenco de matéria prima processado e, portanto, deve-se mudar a carga de referência da unidade.

No cálculo da utilização de cada unidade são incluídos todos os tempos de paradas programadas que são caracterizados por paralisações completas da unidade programadas com grande antecipação em relação ao tempo de parada efetiva (em geral, mais de um ano antes), com o fim de realizar reparos mecânicos significativos na unidade. Além destas, as paradas programadas de unidades para finalidades cíclicas ou a fim de atender a regulamentações (por exemplo, inspeções de caldeiras e vasos de pressão, extração de coque dos fornos e regeneração de catalisador).

Os tempos de paralisação para manutenção não pertinente a paradas programadas incluem todas as paralisações de unidades para fins de reparo mecânico da unidade (falha), paralisações de unidades causadas por fatores fora dos limites da unidade (por exemplo, interrupção elétrica, suprimento de hidrogênio etc) são computadas como perdas de processamento, ou seja, capacidade não utilizada das unidades.

$$\text{Utilização da Unidade} = \frac{\text{Carga anual efetivamente processada}}{365} * 100$$

$$\text{Utilização da Unidade} = \frac{\text{Carga anual efetivamente processada}}{\text{Capacidade de referência}}$$

Segundo Miranda (1999, p.117), a utilização da unidade define “a capacidade de operação normal do projeto, em função do máximo teórico possível, levando em conta as possíveis restrições técnicas, tais como necessidade de paradas de manutenção, problemas operacionais etc”.

4.2.3 CED

A realização de um estudo em toda a indústria que inclua uma ampla variedade na capacidade e complexidade das instalações de processamento deve proporcionar um meio de comparar refinarias com capacidades de processamento diferentes. Um dos primeiros conceitos desenvolvidos foi o EDC (Equivalent Distillation Capacity) ou CED (Capacidade Equivalente de Destilação) – uma medida da capacidade e complexidade de cada refinaria.

Os esforços iniciais a fim de relacionar o nível de desempenho de refinarias com diferentes capacidades e técnicas de processamento foram desenvolvidos pela Solomon desde 1980. A meta era desenvolver uma técnica de correlação que pudesse ser empregada a fim de comparar os níveis de mão-de-obra e de custos de operação entre refinarias. Na ocasião, poucas unidades de alta pressão estavam em serviço e a maioria das unidades era fabricada de materiais de construção similares. Observou-se que as unidades de processo mais complicadas incorriam em custos de construção unitários mais elevados. Teorizou-se que instalações de custos mais altos requeriam mão-de-obra de operação e manutenção e níveis mais altos de despesas em todas as categorias. A solução foi desenvolver um fator de complexidade de processo relacionado exclusivamente com os níveis de investimento das unidades. Por exemplo, nos anos 70 uma unidade de destilação de cru média dos Estados Unidos com capacidade de 56.500 barris por dia tinha um custo de investimento de capital de US\$ 5,9 milhões, ou US\$ 104 por barril de carga diária. Em contraste, as unidades de coqueamento apresentavam uma média de 15.400 barris por dia em tamanho e US\$ 8,8 milhões de custo de capital

(US\$ 570 por barril instalado de unidade de coqueamento). Então, atribuiu-se à unidade de destilação um fator de complexidade de valor 1 (um) da unidade. Concluiu-se que uma unidade de coqueamento era 5,5 vezes mais complexa (US\$ 570 por barril instalado de unidade de coqueamento divididos por US\$ 104 por barril instalado de unidade de destilação).

Também considerou-se o impacto da duplicação do processo sobre complexidade da refinaria. Supôs-se que refinarias com 80.000 b/d ou menos de capacidade de cru eram compostas de apenas uma unidade para cada tipo de processo. Refinarias maiores eram o resultado de ampliações sucessivas, portanto, em geral envolviam alguma duplicação de instalações de processo. Os estudos da Solomon indicaram que os níveis de investimento aumentavam em pelo menos quinze por cento com cada duplicação de unidades de processo. Uma vez que as instalações “offsite” também seriam afetadas pela duplicação, então, desenvolveram-se multiplicadores de complexidade. Os multiplicadores de complexidade são essencialmente o número de unidades duplicadas elevado à potência de um terço. Teorizou-se que o nível de investimento para grandes refinarias em última análise atingiria um custo constante por barril uma vez que a maioria das grandes refinarias envolve a duplicação de algumas ou todas unidades de processo.

Para a Solomon (2001, p. III-11), “o cálculo da CED para uma refinaria constitui um processo de vários passos. Primeiro, a capacidade de carga de referência (stream-day) de cada unidade de processo da refinaria é multiplicada pelo fator de complexidade apropriado. A expressão “Unidades de Processo” é tomada neste contexto de maneira a incluir as unidades de processo de refinaria tradicionais mais instalações de utilidades, isto é, geração de vapor, geração de energia elétrica, cogeração e conjuntos de recuperação de energia da unidade de craqueamento catalítico. Em segundo lugar, os produtos são somados de maneira a produzir a CED de processo. Em terceiro lugar, a capacidade por dia-calendário de cada “offsite”,

a saber, instalações de recebimento de matérias primas e embarque de produtos, é multiplicada pelo fator de complexidade apropriado e somada de maneira a produzir a CED das “offsites”. Em último lugar, a CED de processo e a CED de “offsites” são somadas a fim de produzir a CED da refinaria. É esta CED da refinaria que é utilizada em todos os cálculos envolvendo a CED”.

$$\text{CED Processo} = \sum (\text{Capac. unidade de processo} * \text{Fator de Complexidade})$$

$$\text{CED Offsites} = \sum (\text{Capac. da unidade de Offsites} * \text{Fator de Complexidade})$$

$$\text{CED Refinaria} = \text{CED Processo} + \text{CED Offsites}$$

A CED poderia ser compreendida de maneira a representar o tamanho de uma unidade de destilação que requereria os mesmos recursos para apoio (energia, pessoal, despesas de operação) que a refinaria completa. A CED deve ser reconhecida como um fator de correlação sem dimensões que provou ser eficaz na comparação do desempenho entre unidades com configurações de processos dissimilares.

Portanto, para comparar refinarias diferentes a Solomon desenvolveu fatores de complexidade e de multiplicidade que multiplicados à capacidade de cada unidade da planta, transformam em Capacidade Equivalente de Destilação (CED), valor expresso em bpd.

Devido ao resultado do trabalho desenvolvido na definição dos fatores, a CED é reconhecida como um fator de correlação sem dimensão que provou ser eficaz na comparação do desempenho entre unidades com configurações de processos diferentes. As refinarias de combustíveis e lubrificantes são

indústrias analisadas separadamente pela Solomon, com referências de comparação específicas.

O CED total da refinaria é usado como denominador dos vários índices de avaliação.

4.2.4 CEDU

A CED da refinaria descreve toda a capacidade da refinaria enquanto que a CED Utilizada ou CEDU é uma medida da capacidade da refinaria efetivamente empregada durante o período de referência.

Para a Solomon (2001, p. III-17), a CED da refinaria “é uma medida excelente das instalações existentes, entretanto, existem algumas medidas de desempenho que requerem uma medida das instalações efetivamente utilizadas. Em particular, as despesas operacionais e o valor adicionado são comparados na base da capacidade utilizada. O procedimento de cálculo é semelhante àquele da CED, com exceção de que capacidades por dia-calendário efetivamente utilizadas para as unidades de processo, ao invés das capacidades de carga de referência (stream-day). As capacidades por dia-calendário são o produto da capacidade de carga de referência pela capacidade de utilização percentual de cada unidade. A CED de “Offsites” utilizada é a mesma uma vez que taxas à base do calendário são utilizadas na metodologia da CED”.

4.2.5 Utilização da refinaria

Para a Solomon (2001, p. III-22), a utilização da refinaria “é uma medida da utilização geral dos ativos da refinaria. Trata-se do quociente da

CEDU dividido pela CED expressa como um percentual. Observamos uma forte correlação entre a rentabilidade e a utilização da refinaria. Com efeito, isto quer dizer que se deve operar as unidades a jusante da unidade de destilação dentro das cargas mais altas possíveis. Faz sentido intuitivo operar as unidades na capacidade ou perto da mesma, do contrário não teria sentido construir com as capacidades existentes para operar com cargas reduzidas”.

$$\text{Utilização da Refinaria} = \frac{\text{CEDU}}{\text{CED}} * 100$$

4.2.6 Complexidade da refinaria

Este fator é utilizado para comparar complexidades de refinação relativas, independentemente da carga ou tamanho. Trata-se do quociente da CED dividido pela soma das capacidades de referência da unidade de destilação.

$$\text{Complexidade da Refinaria} = \frac{\text{CED}}{\text{CED da Destilação}}$$

4.2.7 Estruturas dos preços da indústria

Um elemento principal no exame da rentabilidade da refinaria é a definição da base econômica para a valoração das matérias primas e produtos. O mercado de futuros proporciona uma abordagem para esta questão,

entretanto, ele flutua mais rapidamente do que a maioria dos mercados de barris “úmidos” e tende a refletir muitas questões de instabilidade internacional que freqüentemente não se traduzem em alterações de preços nos locais das várias refinarias. Acreditamos que uma abordagem mais significativa é estimar o preço de terceiros prevalecente para matérias primas e produtos em cada local de refinaria.

Estabelecimento dos preços dos petróleos

São utilizadas várias fontes disponíveis a fim de avaliar o petróleo a um preço representativo. Os preços dos petróleos normalmente são estabelecidos a partir de uma combinação de fórmulas publicadas, preços do mercado “spot” internacional e preços estabelecidos pelo governo. Eles são avaliados como FOB (Free On Board) no porto de carregamento ou na boca do poço. Os preços de petróleos para os quais não existem preços publicados são estimados a partir de petróleos de qualidade similar produzidos na mesma região e em seguida ajustados para as diferenças em grau API (American Petroleum Institute) e nível de teor de enxofre.

Segundo a Solomon (2001, p. III-18), “as despesas de transporte, coleta e manuseio, seguro e perdas e quaisquer outros ajustes de mercado tais como “bônus” são adicionadas ao preço do petróleo na boca do poço ou no porto de carregamento. Este custo total por barril representa o preço de matéria prima de terceiros estimado pago no portão da refinaria. Os custos de transporte por dutos referenciados com base nas tarifas publicadas e as despesas de transporte marítimo são desenvolvidas a partir de taxas “Worldscale” disponíveis publicamente e ajustadas para as alterações de taxa de frete do mercado “spot”. Os tamanhos de navios-tanque são estimados para cada tipo de petróleo e seu eventual destino de entrega final. Quaisquer despesas relativas à coleta e manuseio são

derivadas para cada região produtora de petróleo. As taxas de seguro e perdas se baseiam em um percentual do valor do petróleo. O preço de cada petróleo calculado para uma refinaria específica é ajustado para o transporte total e despesas diversas a fim de determinar o preço no portão da refinaria”.

Estabelecimento dos preços dos derivados

Para a Solomon (2001, p. III-19), “o desenvolvimento de cenários para o estabelecimento de preços de produtos comprovou ser um desafio maior do que no caso do óleo cru.

A base de dados de estabelecimento de preços de produtos finais e intermediários na refinaria de origem geográfica próxima ao local foco do estudo. As localizações foram selecionadas de maneira a permitir comparações regionais detalhadas de refinarias que competem entre si nos mercados.

Os produtos de base são basicamente várias qualidades de gasolina motora, combustíveis destilados, combustíveis residuais e gás de cozinha. Estes produtos compreendem mais de noventa por cento do elenco de produtos fabricados na maioria das refinarias. Qualquer outro produto ou intermediário tem seu preço estabelecido em relação a estes preços básicos”.

Todos os preços dos produtos são estabelecidos segundo o valor líquido no portão da refinaria, efetuando-se ajustes para custos de transportes específicos da região geográfica. Estes incrementos incluem taxas de terminais e transporte de ponto de venda onde o preço é cotado.

4.2.8 Rendimento das matérias primas e qualidade dos derivados

As propriedades dos derivados para os petróleos estudados são obtidas a partir de bancos de dados de avaliações de petróleos existentes. Os bancos de dados apresentam avaliações das seguintes propriedades dos derivados: rendimento em massa e volume, densidade, propriedades aditivas em base mássica (enxofre, nitrogênio total, nitrogênio básico, níquel, vanádio, asfaltenos, resíduo de carbono, cera e número de acidez), propriedades aditivas em base volumétrica (MON, índice de cetano e hidrocarbonetos), e outras propriedades aditivas por índice de mistura (viscosidade e pontos de anilina, congelamento, fuligem, fluidez e névoa).

As propriedades dos derivados oriundos de cada petróleo devem ser detalhadamente caracterizadas, pois os derivados finais são definidos pelas misturas de várias correntes cuja especificação deve atender os requisitos da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

4.2.9 Despesas operacionais

Assim como muitos grupos na indústria já descobriram, a indústria do refino não tem uma abordagem consistente para relatar suas despesas operacionais. Alguns trataram sua refinaria como um centro de custo e têm pouca preocupação com as despesas indiretas. Outras chegaram ao extremo de alocar itens de juros e despesas corporativas a unidades de produção individuais. Desta forma uma comparação de despesas na forma como são convencionalmente coletadas não proporcionaria uma indicação válida de desempenho competitivo. Nos últimos anos a Solomon Associates introduziu várias convenções para apurar as despesas operacionais com o objetivo de melhorar a qualidade de comparação entre as unidades.

Para a Solomon (2001, p. III-6), este indicador “é a relação entre as despesas operacionais totais da refinaria e a sua capacidade equivalente de destilação utilizada (CEDU). As despesas consideradas são:

- Todas as despesas operacionais rotineiras;
- Os custos de projetos de investimentos, não considerados como de construção de capital;
- Os custos anualizados de paradas programadas;
- Os custos do consumo interno de combustíveis. O método Solomon crê que a única maneira pela qual um refinador pode adotar um programa consistente de controle de custos é avaliando toda a energia aos valores que esta teria em um mercado aberto. Isto significa que toda a energia deve ser avaliada pelos seus custos reais no mercado. Produtos refinados como GLP, destilados ou combustíveis residuais, são avaliados a preços de venda de produtos similares. A abordagem para avaliar o gás combustível de refinaria, óleo combustível ou o coque de catalisador é mais difícil estabelecer. Reconhece-se que a maioria dos refinadores não tem um mercado pronto a absorver estes produtos;
- Os custos gerais e administrativos alocados: a metodologia tem sido padronizada no sentido de produzir um ranking de comparação de resultados entre refinarias no mundo”.

Basicamente, o índice de despesas operacionais desembolsadas é calculado da seguinte forma. As despesas operacionais desembolsadas totais em dólares são multiplicadas por 100 para convertê-las em centavos de dólar. Então, este produto é dividido pelo CED utilizado anual que é o CED diário utilizado multiplicado pelo número de dias no ano em estudo.

Portanto, as despesas operacionais de caixa da refinaria são expressas em unidades de cents de US\$ por CED Utilizada (CEDU) e em cents de US\$ por barril de insumo.

A medição convencional para despesas de operação em toda a indústria sempre tem sido o custo por unidade de insumo da refinaria, quer seja barris ou toneladas. Entretanto, uma comparação realizada em tal base indicaria que refinarias de alta complexidade são deficientes em termos de controle dos custos de operação comparadas com o resto da indústria. A base de dados indica que o emprego do divisor CED, especificamente o CEDU, resolve este problema. Ele leva em conta tanto as capacidades utilizadas das várias unidades como suas complexidades de processamento. Esta abordagem proporciona uma medição consistente das despesas de operação para refinarias que acrescentam unidades de processo a jusante mais complexas, sem aumentar os insumos da refinaria. Assim, todas as observações apresentadas se baseiam na abordagem do divisor de CEDU.

4.3 Modelagem da refinaria

A refinaria foi modelada com auxílio do software de otimização PIMS, versão 13.0, utilizando como entrada de dados planilhas Excel, do software da Microsoft. A refinaria foi modelada com todas as unidades de processo existentes.

Abaixo descreveremos as características do modelo e as principais tabelas utilizadas.

As tabelas Buy e Sell são as duas únicas tabelas do PIMS que são absolutamente necessárias em todo modelo.

Na tabela Buy são comprados todos os materiais utilizados nas plantas de processo, ou seja, são inseridas todas as matérias primas e/ou produtos que serão comprados pela refinaria. Podem ser produtos oriundos das unidades da refinaria ou simplesmente produtos adquiridos de outras unidades, lucrando com a diferença entre os preços de compra e venda.

Na tabela Sell são inseridos todos os materiais vendidos originados nas plantas de processo, ou seja, todos os tipos de produtos vendidos na área de influência da refinaria.

Na tabela Groups são agrupadas as matérias primas e os derivados em famílias. As matérias primas, produtos intermediários e produtos finais são separados em grupos de faixas de semelhança de cortes.

Na tabela Crddistl são definidos quais petróleos participam de quais campanhas. Entende-se por campanha o período em que um determinado petróleo maximiza a produção de um determinado derivado. Por exemplo, o petróleo Leona (venezuelano) pode realizar a campanha asfalto (quando é maximizada e priorizada a produção deste derivado) ou pode em outro momento realizar a campanha óleo combustível.

Na tabela Crdcuts são definidos os tipos de segregações dos cortes dos produtos originados das unidades de destilação atmosférica e vácuo em diferentes campanhas.

Na tabela Assays são definidos os rendimentos e as propriedades dos cortes das unidades de destilação atmosférica e vácuo. Os rendimentos e propriedades (qualidades) dos derivados são obtidos de avaliações e caracterizações de petróleos existentes para fins de comercialização (valorização de petróleo).

Na tabela Caps são definidas as capacidades mínimas e máximas de processamento de cada unidade do modelo. A capacidade mínima é definida como o menor valor de processamento exequível operacionalmente. A capacidade máxima de processamento é a capacidade máxima de projeto da unidade.

Na tabela Assaylib faz-se a associação entre as várias Assays e as campanhas lógicas de destilação. Esta tabela reúne todas as campanhas possíveis de serem realizadas dos vários petróleos e associa com a tabela de rendimentos pertinente.

Na tabela Blends são definidos quais blends são formulados via receitas ou por especificações, ou seja, lista os produtos que são criados por blending de correntes, informando se são produzidos segundo especificações.

Na tabela Blnmix são listadas as correntes que fazem parte de cada produto, ou seja, quais correntes podem participar de quais blends. Cada corrente final ou intermediária é listada e associada com o produto que consta na tabela Sell.

Na tabela Blnspec são definidas as especificações para os blends. Os valores máximos e mínimos das propriedades de cada derivado são definidos segundo as especificações ANP.

A tabela Sxxx define o sub modelo da unidade xxx ou petróleo xxx. Cada tabela Sxxx pode representar a campanha de um determinado petróleo ou uma unidade secundária (unidade de conversão, tratamento etc.) da refinaria.

A tabela Submods lista os sub modelos presentes no modelo. Todas os sub modelos definidos na tabela Crddist (somente petróleo) além dos sub modelos presentes na tabela Sxxx são relacionadas nesta tabela.

Na tabela Pguess são definidos e estimados os valores iniciais das propriedades recursadas das correntes.

5 Aplicação da metodologia

Nosso objetivo neste capítulo é aplicar a metodologia desenvolvida no capítulo anterior em um estudo de caso de uma refinaria. A principal motivação para a realização deste estudo tem sido sempre proporcionar com base nos dados de despesas efetivos da indústria, avaliar a postura competitiva. Uma vez que nós não revelaremos o desempenho de qualquer refinaria específica, nós nos concentraremos na apresentação de dados competitivos para grupos de refinarias que possam ser comparados através de algumas características vitais. Tipicamente são realizados estudos que consideram locais geográficos, faixas de tamanho e complexidade de conjuntos de refinarias. Cada um desses grupos é chamado de grupo de pares e os cálculos descritos para calcular as médias são aplicados consistentemente a todos os grupos, independente do tamanho. Porém, existem dois conceitos que empregaremos na nossa análise: pares de CED e pares de localização geográfica, cujo estudo se baseará.

Pares de CED

Segundo a Solomon (2001, p. III-8), “este agrupamento se baseia no tamanho da CED para as refinarias”. Devido à variação entre os grupos de estudo, os pontos de corte de CED foram definidos seguindo o padrão de estudo da Solomon para as refinarias da América do Norte e Sul.

Tabela 4: Pares de CED

Grupo de CED	CED Mínimo	CED Máximo
1	0	549.999
2	550.000	899.999
3	900.000	1.599.999
4	1.600.000	2.699.999
5	2.700.000	3.499.999
6	3.500.000	> 6.000.000

Fonte: Solomon Associates, 2001.

Pares de localização geográfica

Para a Solomon (2001, p. III-9), “uma comparação direta com unidades em sua mesma localização geográfica faz sentido. Elas em geral são regidas pelos mesmos organismos regulamentadores, atendem às mesmas qualidades de produtos e são afetadas pela mesma estrutura de tributação. Todos os dados do estudo são isolados em grupos de refinarias na mesma área geral”.

5.1 Modelagem da refinaria

A refinaria objeto do estudo apresenta as unidades de processo mostradas na tabela a seguir.

Tabela 5: Unidades de processo e capacidades de refino.

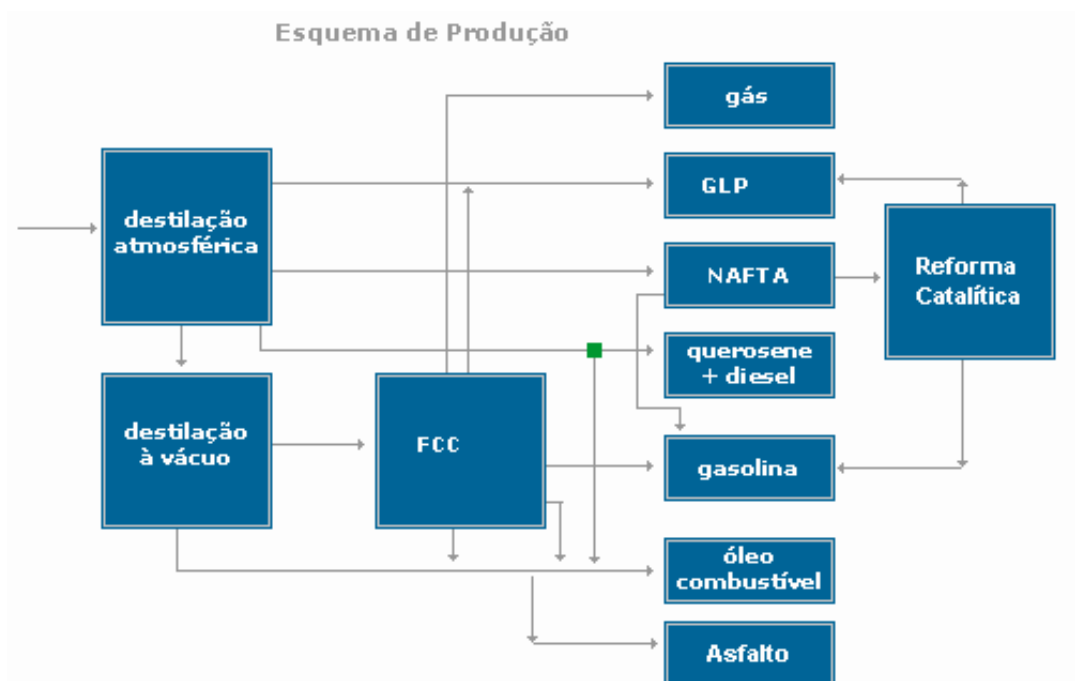
Tipo de Processo	Unidade	Capacidade Nominal
Destilação Atmosférica	m3/d	6.000
Destilação à Vácuo	m3/d	3.000
Craqueamento Catalítico	m3/d	1.000
Reforma Catalítica	m3/d	1.000

A configuração do esquema de produção da refinaria é bastante flexível e, portanto, favorece o processamento de uma larga faixa de petróleos, dos leves aos pesados.

A destilação atmosférica promove a separação dos derivados leves e médios existentes no petróleo. O resíduo é processado na destilação a vácuo que apresenta capacidade para processar petróleos com composição de 50% de rendimento de frações pesadas, ou seja, petróleos pesados. Esta unidade produz corrente para o craqueamento catalítico (FCC) que por sua vez produz duas correntes nobres: o GLP e a gasolina, sendo esta de qualidade intrínseca (octanagem) superior à obtida na destilação direta.

O destilado leve (nafta) é a corrente de carga da unidade de reforma catalítica que produz gasolina de elevada octanagem. Esta unidade apresenta capacidade de processar petróleos com rendimento superior a 25% de destilados leves, ou seja, petróleos leves.

Figura 2: Esquema de produção da refinaria.



Além das unidades de processo, a refinaria objeto do estudo apresenta as utilizadas e o “offsites”, conforme mostrado na tabela 6.

Tabela 6: Utilidades e offsites da refinaria.

Utilidades e Offsites	Unidade	Capacidade Nominal
Caldeira a Vapor	Klb/h	165
Geradores Elétricos	kW	6.000
Recebimento de Porto	Bbl/d	150.000
Entrega em Porto	Bbl/d	150.000
Base Carreg. Rodoviário	Bbl/d	10.000

5.1.1 Petr6leos utilizados

Os petr6leos foram definidos levando-se em conta a proximidade geogr6fica entre o campo produtor e a refinaria consumidora.

Foram modelados 10 (dez) petr6leos dos quais 4 (quatro) nacionais e 6 (seis) importados conforme tabela abaixo.

Tabela 7: Petr6leos modelados

Petr6leo	Origem	Grau API
Urucu	Brasil	48,5
Cear6-Mar	Brasil	29,5
Sergipano	Brasil	28,1
Marlim	Brasil	21,4
Anaco Wax	Venezuela	39,9
Leona 24	Venezuela	23,3
Mesa	Venezuela	29,6
Cusiana	Col6mbia	39,5
Ca6o Limon	Col6mbia	29,1
El Oriente	Equador	28,2

5.1.2 Propriedades dos derivados

As propriedades dos derivados para os petr6leos estudados foram obtidas a partir do Banco de Dados da British Petroleum fornecido pela empresa Aspentech.

Os petróleos selecionados apresentam características bastante distintas, como pode ser evidenciado pelo grau API.

Os rendimentos e as qualidades dos derivados foram definidos seguindo algumas propriedades definidas abaixo:

GLP: Com base na análise cromatográfica em fase gasosa da fração leve, recolhida durante a desbutanização do petróleo, definiu-se o rendimento do GLP ao volume presente dos compostos propano e butanos.

Nafta: O rendimento de nafta compreende as frações leves, a partir do pentano, até a faixa de temperatura de destilação de 200 °C na curva PEV (Ponto de Ebulição Verdadeiro) do petróleo.

Querosene: O rendimento do querosene compreende as frações que se concentram na faixa de destilação de 200 °C a 250 °C na curva PEV do petróleo.

Diesel: O rendimento do diesel compreende as frações que se concentram na faixa de destilação de 250 °C a 400 °C na curva PEV (Ponto de Ebulição Verdadeiro) do petróleo.

Gasóleo: O rendimento do gasóleo compreende as frações que se concentram na faixa de destilação de 400 °C a 500 °C na curva PEV do petróleo.

Resíduo: Representa tudo o que restou no processo de destilação. Normalmente compreende as frações na faixa de destilação em torno de 500 °C na curva PEV até 100% em volume destilado do petróleo.

5.1.3 Especificações dos derivados finais

Os derivados finais produzidos pela refinaria são: GLP (gás de cozinha), nafta petroquímica, gasolina A, querosene de aviação (QAV-1), Diesel, Óleo Combustível e Asfalto. Esses derivados são produzidos em conformidade com as especificações ANP.

A modelagem dos derivados é feita seguindo limites máximos e mínimos, dependendo da propriedade, com o intuito de otimizar a produção.

5.1.4 Preços das matérias primas e derivados

Todos os preços das matérias primas e derivados são estabelecidos segundo o valor líquido no portão da refinaria, efetuando-se ajustes para custos de transportes específicos da região geográfica. Estes incrementos incluem taxas de terminais e transporte de ponto de venda onde o preço é cotado.

No caso do petróleo Urucu, que é produzido próximo à refinaria, consideraremos a cotação de um petróleo similar na Venezuela ou mesmo Brasil menos o transporte até Manaus.

Os preços dos derivados são estabelecidos considerando cotação na Venezuela. Portanto, para derivados consumidos nacionalmente consideraremos os preços internacionais mais o transporte. No caso de produtos (derivados) exportados, como por exemplo, a gasolina, o preço usado no estudo é igual ao preço da gasolina na Venezuela menos o transporte da refinaria e o porto de destino.

As cotações dos preços utilizados no estudo foram obtidos de janeiro a setembro de 2002 do relatório Oil Market Report da International Energy Agency e da agência de notícias Reuters.

5.1.5 Preço do frete e outras taxas

Os custos logísticos de transporte são calculados considerando-se as seguintes variáveis na equação: frete marítimo, custos portuários, AFRMM, Imposto de Importação e despesas de armazenagem.

Segundo o relatório Oil Market Report da International Energy Agency, no período de outubro de 2001 a junho de 2002 o frete para navios com porte de 30.000 toneladas de produto era cotado a 12 US\$/m³ na região do Caribe. Para efeito de estudo, consideraremos este mesmo valor devido a proximidade da região.

Como o porto é integrado a refinaria, portanto não serão cobradas taxas portuárias. Além disso, todas as despesas do porto já estão incluídas na Despesa Operacional da refinaria

A AFRMM é um imposto adicional ao frete para a renovação da marinha mercante no subsídio para a companhia brasileira de navegação: financiamento, reparos etc, cuja taxa para cabotagem é 10% do valor do frete, e para viagem de longo curso (importação) é 25% do valor do frete. Porém, este imposto é isento de pagamento nas regiões Norte e Nordeste do Brasil.

A refinaria em Manaus está localizada numa área de Zona Franca, portanto está isenta de pagamento de Imposto de Importação.

Com relação ao armazenamento, vamos considerar a despesa relativa a essa atividade já incluída na Despesa Operacional da refinaria.

Portanto, no cálculo dos custos logísticos de transporte, somente o frete marítimo será considerado em função do exposto acima.

5.1.6 Restrições do modelo

O modelo apresenta algumas restrições como:

1) **Matéria-Prima:**

- Urucu: disponível a compra de somente 3.500 m³/d ou 105.000 m³/mês de petróleo Urucu, pois esta é a produção máxima dessa corrente;
- Outros petróleos nacionais ou importados: disponível a compra máxima de 60.000 m³/mês por petróleo devido às restrições logísticas.

2) **Derivados:**

- Gasolina: o mercado deste derivado é limitado a 40.000 m³/mês, portanto todo excedente da produção é exportado para outra localidade;
- Nafta: não existe pólo petroquímico na região, portanto todo o excedente da produção é exportado para outra localidade;
- Asfalto: mercado mensal de 4.000 toneladas de produto;
- Sem restrição para os demais derivados.

5.2 **Unidades de Medida**

Todos os materiais são relatados em termos de metro cúbico (m³), sejam m³ reais ou m³ FOE (Equivalentes em Óleo Combustível). Os exemplos de m³ FOE incluem gás de cozinha (GLP) produzido em unidades de destilação e craqueamento etc. Asfaltos e óleos combustíveis são relatados em unidades de m³, muito embora tipicamente eles sejam vendidos na base peso.

5.3 Determinação da Capacidade Equivalente de Destilação

Listamos abaixo a tabela com os fatores de complexidade de algumas unidades de processo e utilidades.

Tabela 8: Fatores de complexidade

Unidade	Fator de Complexidade
Dest. Atmosférica (bbl)	1,0
Dest. A Vácuo (bbl)	1,0
Craqueamento Térmico (bbl)	3,8
Craqueamento Catalítico (bbl)	7,2
Reforma Catalítica (bbl)	3,6
Viscoredução (bbl/d)	3,2
Craqueamento Térmico (bbl/d)	3,8
Coqueamento Retardado (bbl)	6,4
Berço navio tanque/Carga (bbl/d)	0,1
Berço navio tanque/Descarga (bbl/d)	0,1
Geração Elétrica (kW)	3,0
Expedição Produto/Rodoviário (bbl/d)	0,4

Fonte: Solomon Associates, 1993

Tabela 9: Cálculo do CED

Processo	Unidade	Carga Referência	Fator de Complexidade	Fator de Multiplicidade	CED de Projeto
Dest. Atmosférica	bbl/d	37.736	1,0	1,0	37.736
Dest. à Vácuo	bbl/d	18.868	1,0	1,0	18.868
Craqueamento Catalítico	bbl/d	6.289	7,2	1,0	45.283
Reforma Catalítica	bbl/d	6.289	3,5	1,0	22.013
Total do Processo					123.899

Utilidades / Off sites	Unidade	Carga Referência	Fator de Complexidade	Fator de Multiplicidade	CED de Projeto
Caldeira a Vapor	klb/h	165	30,0	1,0	4.960
Geradores Elétricos	kW	6.000	3,0	1,0	18.000
Rcebimento de Porto	bbl/d	150.000	0,1	1,0	15.000
Entrega em Porto	bbl/d	150.000	0,1	1,0	15.000
Base de Carreg. Rodoviário	bbl/d	10.000	0,4	1,0	4.000
Total Utilidades / Off sites					56.960

Total Geral da Refinaria					180.860
---------------------------------	--	--	--	--	----------------

Com o resultado de CED de 180.860 bbl/d a refinaria foco deste estudo se enquadra no grupo 1. Além disso, este grupo engloba refinarias do continente americano. Portanto, desta forma, atenderemos tanto o conceito de pares de CED quanto de pares de localização geográfica.

Na tabela abaixo estão os dados das refinarias enquadradas no Grupo 1 do estudo da Solomon.

Tabela 10: Dados do Grupo 1

CED - Capacidade Equivalente de Destilação	388.000
Utilização da refinaria (%)	80,2
Despesa Operacional de Caixa (US\$ ¢/CEDU)	55,1
Margem Bruta (US\$/Bbl processado)	4,63

Processo	Capacidade (b/d)	Utilização (%)
Dest. Atmosférica	37.700	88,7
Dest. À Vácuo	20.600	79,9
Craqueamento catalítico	17.400	86,5
Reforma Catalítica	8.200	80,4

Fonte: Solomon Associates, 2001.

5.4 Determinação do Fator de Utilização das unidades

Este fator expressa a utilização real das unidades em relação ao seu potencial de projeto (cargas de referências). Consideraremos o mesmo desempenho de utilização das unidades das refinarias para efeito de comparação. Portanto, utilizaremos os valores de fator de utilização das unidades mostrados na tabela anterior.

5.5 Determinação da CEDU

O cálculo do CEDU é semelhante ao do CED, com exceção de que as capacidades por dia-calendário são o produto das capacidades de carga de referência pelas capacidades de utilização percentual de cada unidade.

Para as unidades de processo utilizaremos o fator de utilização das unidades que constam na tabela anterior e para as utilidades e “offsites” consideraremos utilização plena, ou seja, 100%.

Tabela 11: Cálculo do CEDU

Processo	Unidade	Carga Referência	Fator de Complexidade	Fator de Multiplicidade	Fator de Utilização	CEDU da Unidade
Dest. Atmosférica	bbl/d	37.736	1,0	1,0	88,7	33.472
Dest. à Vácuo	bbl/d	18.868	1,0	1,0	79,9	15.075
Craqueamento Catalítico	bbl/d	6.289	7,2	1,0	86,5	39.170
Reforma Catalítica	bbl/d	7.547	3,5	1,0	80,4	21.238
Total do Processo						108.955

Utilidades / Off sites	Unidade	Carga Referência	Fator de Complexidade	Fator de Multiplicidade	Fator de Utilização	CEDU da Unidade
Caldeira a Vapor	klb/h	165	30,0	1,0	100,0	4.960
Geradores Elétricos	kW	6.000	3,0	1,0	100,0	18.000
Rcebimento de Porto	bbl/d	150.000	0,1	1,0	100,0	15.000
Entrega em Porto	bbl/d	150.000	0,1	1,0	100,0	15.000
Base de Carreg. Rodoviário	bbl/d	10.000	0,4	1,0	100,0	4.000
Total Utilidades / Off sites						56.960

Total Geral da Refinaria						165.915
---------------------------------	--	--	--	--	--	----------------

5.6 Determinação do Fator de Utilização da refinaria

Este fator expressa a utilização real da refinaria em relação ao seu potencial de projeto. O fator de utilização da refinaria é a composição dos índices de utilização de cada unidade da refinaria ponderados de acordo com o CED de projeto de cada unidade.

Portanto, de posse do valor do CED expresso na tabela 9 e do CEDU na tabela 11, temos:

$$\text{Utilização da Refinaria} = \frac{CEDU}{CED} * 100$$

$$\text{Utilização da Refinaria} = \frac{165.915}{180.860} * 100 = 91,7\%$$

Ou seja, temos um fator de utilização melhor que a média do Grupo 1: 91,7 contra 80,2, conforme tabela 10.

5.7 Determinação da Despesa Operacional de Caixa

Este indicador é a relação entre as despesas operacionais totais da refinaria e a sua capacidade de destilação utilizada. As despesas são os custos fixos: salários, vantagens e benefícios pessoais, contratos de manutenção e materiais, paradas de unidades anualizadas, locação de equipamentos, imposto sobre propriedade e seguros; e, os custos variáveis: combustível da refinaria, consumo de catalisadores, utilidades adquiridas, produtos químicos e aditivos.

Consideramos para efeito de estudo que a refinaria em foco apresenta custo operacional (despesa) equivalente ao grupo de semelhantes. Portanto, utilizaremos o dado da tabela 10 para efeito de comparação.

5.8 Determinação da Margem Bruta de Refino

Na simulação do PIMS obtivemos o seguinte resultado, que pode ser comprovado no anexo 8.3 com a listagem da simulação.

Tabela 12: Resultado da simulação.

Volume Processado de Matéria Prima (m3/mês)	180.000
Volume Processado de Matéria Prima (bbl/mês)	1.132.075,5
Venda de derivados (US\$)	28.350.385
Compra de matéria prima (US\$)	25.239.764
Margem Bruta (US\$)	3.110.621

$$\text{Margem Bruta de Refino} = \frac{3.110.621}{1.132.075,5} = 2,75 \frac{\text{US\$}}{\text{Bbl processado}}$$

5.9 Determinação da Margem Líquida de Refino

Este indicador econômico é a diferença entre a margem bruta e as despesas operacionais e é expresso em dólar por barril (US\$/barril).

$$\text{Margem Líquida de refino} = \text{Margem Bruta} - \text{Despesas Operacionais}$$

De posse do valor da Despesa Operacional de Caixa da tabela 10, temos então que:

$$\text{Margem Líquida de refino} = 3.110.621 - 0,551 * 30 * 165.915$$

$$\text{Margem Líquida de refino} = 3.110.621 - 2.742.575 = 368.046 \text{ US\$}$$

ou

$$\text{Margem Líquida de Refino} = \frac{3.110.621}{30 * 165.915} - 0,551 = 0,074 \frac{\text{US\$}}{\text{CEDU}}$$

Portanto, com base nos preços vigentes no mercado internacional, a refinaria apresenta margem operacional positiva. Além disso, as unidades operam em plena capacidade sendo que os petróleos Urucu, Leona e El Oriente são as matérias primas que geram maior rentabilidade para a refinaria.

6 Conclusões e recomendações

6.1 Conclusões

A crescente desregulamentação da economia brasileira e, principalmente, de setores estratégicos importantes como os de petróleo e telecomunicações tem atraído a atenção dos investidores externos para o país. É crescente o número de organizações estrangeiras interessadas em fazer parcerias com empresas nacionais para viabilização de projetos como a construção de hidrelétricas, termelétricas, gasodutos e exploração e produção de petróleo.

A partir de janeiro de 2002 foi regulamentada a importação de derivados de petróleo diretamente sem a intermediação da Petrobras. Algumas empresas não perderam tempo e já solicitaram autorização para importar, no que foram prontamente atendidas. Essas importações solicitadas já somam muitos milhões de litros – principalmente de gasolina e óleo diesel – e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) torce para que a quantidade a ser importada aumente ainda mais, pois seu objetivo é reduzir os preços internos dos derivados vendidos em nossas bombas, colaborando decisivamente no alcance das metas de inflação a que o Governo se submeteu, pois, como todos sabem, os derivados tem um peso muito grande na composição do seu cálculo.

Pelo resultado obtido neste estudo, concluímos que a refinaria apresenta dados competitivos para suprir o mercado regional de derivados de petróleo frente a fornecedores externos, pois apesar do petróleo Urucu não suprir integralmente a capacidade da unidade, o simulador opta pela compra de outras matérias primas para refinar.

Porém, em uma análise de sensibilidade, a margem operacional da refinaria desaparece quando o preço da gasolina reduz em 5% do seu preço.

Além disso, quando o preço do petróleo Urucu aumenta em 4%, as unidades não operam com capacidade máxima e são escolhidos outros petróleos em substituição ao petróleo Urucu.

Pelo exposto acima e também pelo estudo que foi desenvolvido, acreditamos ter dado uma contribuição importante na análise de um caso regional em uma indústria notadamente globalizada. Uma vez que a competição global ficou mais intensa e as barreiras comerciais nacionais estão reduzindo gradualmente, podemos considerar que a era global na indústria do petróleo no Brasil já chegou. A diferença entre sucesso e fracasso num mercado global será cada vez mais determinada não pela sofisticação tecnológica do produto (sobre especificação) ou mesmo pelas comunicações de marketing, mas pela forma como gerenciamos e controlamos o fluxo logístico total.

6.2 Recomendações

Como prosseguimento do trabalho apresentado, sugerimos que sejam ampliados os estudos considerando algumas variáveis que influenciaram a matriz energética dos Estados.

Diante do exposto, acredita-se ser importante focar algumas recomendações para futuros estudos envolvendo a refinaria instalada em Manaus e alternativas de abastecimento de derivados na região Norte do país.

Assim as recomendações merecedoras de destaque são as seguintes:

1. A alternativa de processamento de petróleo nacional necessariamente implica no aumento da produção de óleo combustível, pois, as grandes reservas existentes no país são de petróleo pesado. Portanto, deve-se avaliar o investimento de unidades de conversão de resíduos na refinaria;

2. Com o aumento da geração de resíduo indicado no item anterior, deve-se avaliar o investimento de ampliação da FCC para que se consiga fechar o balanço de produtos intermediários na refinaria e conseqüentemente o aumento da produção de gasolina. Ou seja, a refinaria exportará mais gasolina;

3. A reserva de gás natural de Urucu representa 25% do volume total deste produto no país. Portanto, com a utilização do gás de Urucu na geração de energia na cidade de Manaus a partir de 2006, o mercado de óleo combustível utilizado hoje para este fim será bastante reduzido;

4. As mudanças do teor de enxofre nas especificações da gasolina e diesel em 2009 exigirão investimento em unidades de tratamento mais severas que as atuais existentes.

7 Bibliografia

7.1 Referências bibliográficas

- ASPENTECH. (online). 2002a. (citado em 20 mai. 2002) Disponível na World Wide Web: <<http://www.aspentech.com/includes/product.cfm?IndustryID=0&ProductID=129>>
- ASPENTECH. (online). 2002b. (citado em 22 mai. 2002) Disponível na World Wide Web: <http://www.aspentech.com/publication_files/ir2past990519pege.htm>
- ASPENTECH. (online). 2002c. (citado em 22 mai. 2002) Disponível na World Wide Web: <http://www.aspentech.com/publication_files/pr2-12-02emea.htm>
- BALLOU, Ronald H. **Logística Empresarial. Transportes, administração de materiais e distribuição física.** 1^a. ed. São Paulo: Atlas, 1993, 388p.
- BASSANEZI, Rodney C., FERREIRA JÚNIOR, Wilson C. **Equações diferenciais com aplicações.** 1^a. ed. São Paulo: Editora Harbra, 1988, 572p.
- BENCHIMOL, Samuel. **Amazônia: Um pouco antes e além depois.** 1^a ed. Manaus: Editora Umberto Calderaro, 1977, 842p.
- BEZ, Edson Tadeu. **Um estudo sobre os procedimentos de calibração de alguns modelos de distribuição de viagens.** Florianópolis, 2000. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.
- BONFIM, Pedro Roberto Almeida. **Estruturação de sistemas logísticos integrado para exploração e produção de petróleo em área**

- remota.** Florianópolis, 2000. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.
- BOWERSOX, Donald J., CLOSS, David J. **Logística empresarial: o processo de integração da cadeia de suprimento.** 1a. ed. São Paulo: Atlas, 2001, 594p.
- CATELLI, Armando. **Controladoria: Uma abordagem da gestão econômica – GECON.** 2ª. ed. São Paulo: Atlas, 2001, 570p.
- CHRAIM, Macul. **Aliança empresarial no setor de transportes: estratégia para dinamizar o transporte de encomendas em ônibus.** Florianópolis, 2000. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.
- CHRISTOPHER, Martin. **Logística e gerenciamento da cadeia de suprimentos: estratégia para a redução de custo e melhoria dos serviços.** 1ª. ed. São Paulo: Pioneira, 1997, 240p.
- CLEMENTE, Ademir. **Projetos empresariais e públicos.** 1ª. ed. São Paulo: Atlas, 1998, 341p.
- COOPER, James, BROWNE, Michael, PETERS, Melvyn. **European Ologistics: markets, management and strategy.** 2a. ed. Massaachusetts: Blackwell business, 1994, 331p.
- COSMO ON LINE. (online). 1996. (citado em 15 out. 2002) Disponível na World Wide Web: <http://www.cosmo.com.br/redacao_web/oriente/fixas/crisespetr1.shtm>
- DIAS, J. Luciano de Mattos, QUAGLINO, Maria Ana. **A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras.** 2ª. ed. Rio de Janeiro: CPDOC: Petrobras, 1994, 120p.
- DORNIER, Philippe-Pierre, ERNST, Ricardo, FENDER, Michel, KOUVELIS, Panos. **Logística e operações globais: texto e casos.** 1ª. ed. São Paulo: Atlas, 2000, 721p.
- FINNERTY, John D. **Project finance: engenharia financeira baseada em ativos.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999, 355p.
- FONSECA, Raymundo Zury da. Jornal da AMBEP. Encarte Especial. Manaus. Agosto, 1996.

- Gazeta Mercantil.** São Paulo: Gazeta Mercantil, 30/jan/2002.
- GOLDBARG, Marco César. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2000, 649p.
- KOBAYASHI, Shun'ichi. **Renovação da logística: como definir as estratégias de distribuição física global.** 1ª. ed. São Paulo: Atlas, 2000, 249p.
- MACHADO, Marcelo Augusto Aguiar. **Os processos de formulação de estratégias: caso das maiores empresas do pólo eletroeletrônico de Manaus.** Florianópolis, 2001. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.
- MICHILES, Ronaldo José. **A competitividade das indústrias de televisores do pólo industrial de Manaus, no mercado internacional.** Florianópolis, 2001. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.
- MIRANDA, Roberto Vianna de. **Manual de decisões financeiras e análises de negócios.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: Editora Afiliada, 1999, 250p.
- NOVAES, Antônio Galvão N., ALVARENGA, Antônio Carlos. **Logística aplicada: suprimento e distribuição física.** 3ª. ed. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 2000, 194p.
- NOVAES, Antônio Galvão N. **Logística e gerenciamento da cadeia de distribuição: estratégia, operação e avaliação.** 1ª. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2001, 409p.
- OIL MARKET REPORT. International Energy Agency, França, 12/July/2002.
- OPEC Annual Statistical Bulletin 2000. OPEC News Agency, Áustria, 2001.
- PINA, Mario. **Project finance.** Rio de Janeiro: SEREC/CEN-SUD, 1999.
- PEREIRA, Carlos Augusto Arentz. **Priorização de investimentos em uma cadeia logística completa.** Rio de Janeiro, 1999. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.

- PETROBRAS. **Cadernos Petrobras 5: O transporte de petróleo e derivados no Brasil**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Serviço de Comunicação Social da Petrobras. 1982, 87p.
- PETROBRAS. **Processos de refinação**. Rio de Janeiro: CENPES-DIVEN, 1985.
- PETROBRAS. **Sistema Petrobras: diagnóstico e perspectivas 1994**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 1994, 165p.
- PETROBRAS. **Revista Urucu: sonho e desafio do petróleo na Amazônia**. Manaus. Assessoria de comunicação da E&P-AM, jun/1998.
- ROTSTEIN, Jaime. **Petróleo: A crise dos anos 80**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: F. Alves Editora, 1980, 150p.
- SILVA, Edna Lúcia da, MENEZES, Estera Muszkat. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. Florianópolis: Laboratório de Ensino a Distância da UFSC, 2000, 118p.
- SOARES, José Claudio de Carvalho. **Modelagem de sistemas de informações para o gerenciamento integrado de cadeias logísticas: uma demonstração das possibilidades de aplicação na indústria de petróleo**. Florianópolis, 2000. Dissertação de mestrado – Engenharia de produção, UFSC.
- SOLOMON. **Metodologia de indicadores Solomon**. Texas: Solomon associates, 1993.
- SOLOMON. **Análise da performance das refinarias de combustível da América do Norte e Sul em operação em 2000**. Texas: Solomon associates, 2001.
- VALVERDE, Orlando, FREITAS, Tácito Lívio Reis de. **O problema florestal da Amazônia brasileira**. 2ª. ed. Petrópolis: Editora Vozes, 1982, 120p.
- WANDERLEY FILHO, Joaquim Ribeiro, EIRAS, Jaime Fernandes. **De Nova Olinda a Uatumã**. Belém, Petrobras E&P-AM, 2000.
- WERNKE, Rodney. **Gestão de custos: uma abordagem prática**. 1ª. ed. São Paulo: Atlas, 2001, 175p.

8 ANEXOS

8.1 GLOSSÁRIO

ANP: a Agência Nacional do Petróleo (ANP) é uma autarquia integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.478, de 06/08/97, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14/01/98, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do País.

Asfalto: mistura de hidrocarbonetos obtida como resíduo da destilação de óleo bruto, conhecido como betume asfáltico ou asfalto do petróleo; dividido em cimento asfáltico (asfalto para pavimentação) e asfalto diluído em petróleo (asfalto industrial). Utilizado na pavimentação e na indústria.

Bbl: barril. Unidade de medida de volume, equivalente a 0,159 m³.

Bep: sigla de “barril equivalente de petróleo”. Unidade de medida de energia equivalente, por convenção, a 1.390 Mcal (milhões de calorías).

Brent Dated: cotação publicada diariamente pela Platt's Crude Oil Marketwire, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 7 (sete) a 17 (dezesete) dias após a data de fechamento do negócio, no terminal de Sullom Voe, na Grã-Bretanha.

BTU: sigla de British Thermal Unit. Unidade de medida de energia, corresponde à quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma libra (0,454 kg) de água de 39,2° F para 40,2° F. Fator de conversão: 1 BTU = 1.055,056 J.

Bunker: também conhecido como marine fuel, é um óleo combustível para navios em geral, podendo ser, em alguns casos, misturado ao óleo diesel em proporções variadas.

Central de Matéria-Prima Petroquímica (CPQ): unidade de processamento de condensado, gás natural, nafta petroquímica e outros insumos. Possui

unidade de craqueamento térmico com uso de vapor de água (unidade de pirólise) ou unidade de reforma catalítica. Produz, prioritariamente, matérias-primas para a indústria química, tais como: eteno, propeno, butenos, butadieno e suas misturas; benzeno, tolueno, xileno e suas misturas.

CIF: sigla da expressão inglesa Cost, Insurance and Freight (“Custo, Seguro e Frete”), designa o sistema de pagamento para mercadorias embarcadas, com os custos do seguro e do frete incluídos no preço. O preço CIF equivale ao preço FOB (q.v.) acrescido das parcelas de seguro e frete.

CNP: Conselho Nacional do Petróleo.

Condensado: frações líquidas do gás natural obtidas no processo de separação normal de campo, mantidas na fase líquida nas condições normais de pressão e temperatura.

Cotação Spot: preço do produto no mercado spot (vide Mercado Spot). Esta cotação é de curto prazo e flutuante, em contraste com as cotações acordadas em contratos de fornecimento de médio e longo prazos.

Craqueamento: processo de refino de hidrocarbonetos, que consiste em quebrar as moléculas maiores e mais complexas em moléculas mais simples e leves, com o objetivo de aumentar a proporção dos produtos mais leves e voláteis. Há dois tipos de craqueamento: térmico, feito pela aplicação de calor e pressão, e catalítico, que utiliza catalisadoras para permitir, a igual temperatura, a transformação mais profunda e bem dirigida de frações que podem ser mais pesadas.

FOB: sigla da expressão inglesa Free on Board (“Livre a Bordo”), denomina a cláusula de contrato segundo a qual o frete não está incluído no custo da mercadoria. Valor FOB é o preço de venda da mercadoria acrescido de todas as despesas que o exportador fez até colocá-la a bordo, incluindo as taxas portuárias, de previdência, da Comissão de Marinha Mercante e outras que incidem sobre o valor do frete.

Gás Liqüefeito de Petróleo (GLP): mistura de hidrocarbonetos líquidos obtidos do gás natural através do processamento de gás natural nas UPGNs, ou em processo convencional nas refinarias de petróleo. Conhecido como gás de cozinha, composto de propano e butano. Sua maior aplicação é na cocção

dos alimentos. Também é utilizado em empilhadeiras, soldagem, esterilização industrial, teste de fogões, maçaricos e outras aplicações industriais.

Gás Natural Associado: gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás.

Gás Natural Comprimido (GNC): todo gás natural processado e condicionado para o transporte em ampolas ou cilindros, à temperatura ambiente e pressão próxima à condição de mínimo fator de compressibilidade.

Gás Natural Liquefeito (GNL): gás natural resfriado a temperaturas inferiores a -160°C para fins de transferência e estocagem como líquido. É composto predominantemente de metano e pode conter quantidades mínimas de etano, propano, nitrogênio ou outros componentes normalmente encontrados no gás natural.

Gás Natural Não-Associado: gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso ou dissolvido no óleo nas condições originais do reservatório, e que se mantenha no estado gasoso nas condições atmosféricas normais. É extraído diretamente de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (gases nobres). Ao processar o gás natural úmido nas UPGNs, são obtidos os seguintes produtos: (i) o gás seco (também conhecido como gás residual); e (ii) o líquido de gás natural (LGN), que contém propano (C3) e butano (C4) (que formam o gás liquefeito de petróleo - GLP) e a gasolina natural (C5+).

Gás Natural Veicular (GNV): mistura combustível gasosa, tipicamente proveniente do gás natural e biogás, destinada ao uso veicular e cujo componente principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP.

Gás Queimado: gás queimado no flare (q.v.).

Gás Reinjetado: gás não-comercializado, que é retornado ao reservatório de origem, com o objetivo de forçar a saída do petróleo da rocha-reservatório, deslocando-o para um poço produtor. Este método é conhecido como

"recuperação secundária", e é empregado quando a pressão do poço torna-se insuficiente para expulsar naturalmente o petróleo.

Gás Residual: vide Gás Seco.

Gás Seco: produto do processamento do gás úmido, o qual não contém líquidos comercialmente recuperáveis (LGN – q.v.).

Gás Úmido: gás natural que entra nas UPGNs contendo hidrocarbonetos pesados e comercialmente recuperáveis sob a forma líquida (LGN).

Gasoduto: vide Duto.

Gasóleo de Coqueamento: fração de hidrocarboneto que tem a mesma faixa de destilação do óleo diesel, e que é produzida na unidade de coqueamento retardado. É um produto intermediário que serve de matéria-prima para a produção de GLP e a gasolina na unidade de craqueamento. A fração leve de gasóleo de coqueamento pode ser incorporada ao pool de diesel, após hidrotreatamento.

Gasóleo de Vácuo: fração de hidrocarboneto produzida na unidade de destilação a vácuo. É um produto intermediário que serve de matéria-prima para a produção de GLP e gasolina na unidade de craqueamento.

Gasolina: combustível energético para motores de combustão interna com ignição por centelha (ciclo Otto). Composto de frações líquidas leves do petróleo, cuja composição de hidrocarbonetos varia desde C5 até C10 ou C12.

Gasolina A: gasolina produzida no País ou importada pelos agentes econômicos autorizados, isenta de componentes oxigenados e comercializada com o distribuidor de combustíveis líquidos derivados do petróleo.

Gasolina Automotiva: combustível apropriado para motores de combustão interna com ignição por centelha, em motores que usam o ciclo Otto, em automóveis de passageiros, utilitários, veículos leves, lanchas e equipamentos agrícolas. Inclui as gasolinas classificadas como Gasolina Comum (A ou C) e Gasolina Premium (A ou C).

Gasolina C: gasolina constituída de uma mistura de gasolina A e álcool etílico anidro combustível. A proporção obrigatória de álcool na mistura é fixada por decreto presidencial, podendo variar entre 20 e 24% (conforme determinou a

Lei nº 10.203/01). Em 2000, o percentual de álcool foi de 24 até 20/08 e de 20% após essa data.

Gasolina Premium: gasolina automotiva de alta octanagem, com índice antidetonante maior ou igual a 91, conforme estabelece a Portaria ANP n.º 197/99.

Grau API ou °API: escala idealizada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a National Bureau of Standards, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. A escala API varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API: $^{\circ}\text{API} = (141,5/g) - 131,5$, onde "g" é a densidade relativa do petróleo a 15°C.

Hidrocarboneto: composto constituído apenas por carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

ICMS: Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

Importação Líquida: diferença entre os volumes importado e exportado.

Indústria de Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos aromáticos (metano, etano, propano, etileno, propileno, butenos, ciclohexanos, benzeno, tolueno, naftaleno etc) e seus derivados.

Indústria Petroquímica: indústria de produtos químicos derivados do petróleo. Os produtos da indústria petroquímica incluem parafinas, olefinas, nafteno e hidrocarbonetos aromáticos (metano, etano, propano, etileno, propileno, butenos, ciclohexanos, benzeno, tolueno, naftaleno etc) e seus derivados.

Jazida: reservatório já identificado e possível de ser posto em produção.

Joint venture: associação de empresas, não definitiva, para explorar determinado negócio, sem que nenhuma delas perca sua personalidade jurídica.

Just-in-Time ou JIT: é atender ao cliente interno ou externo no momento exato de sua necessidade, com as quantidades necessárias para a operação/produção, evitando-se assim a manutenção de maiores estoques.

Lead Time: tempo compreendido entre a primeira atividade até a última de um processo de várias atividades.

Lei do Petróleo: Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997.

LGN: vide Líquido de Gás Natural.

LGN de Xisto: parte do gás que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtida nos processos de retortagem do xisto, equivalente em composição química ao LGN.

Licitação de Blocos: procedimento administrativo, de natureza formal, onde a ANP estabelece os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos que deverão ser obrigatoriamente atendidos pelas empresas que se propõem a exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, mediante contratos de concessão.

Líquido de Gás Natural (LGN): parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtida nos processos de separação de campo, em UPGNs ou em operações de transferência em gasodutos.

Livre Acesso: corresponde ao uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte e terminais aquaviários destinados à movimentação de petróleo e seus derivados, existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações. O livre acesso às instalações classificadas como de Transporte (q.v.), estabelecido no artigo 58 da lei nº 9.478/97, foi regulamentado pela ANP através das Portarias nº 115/00, 251/00 e 255/00.

Lubrificante: vide Óleo Lubrificante.

Mercado Spot: mercado no qual são negociadas quantidades marginais do produto, não cobertas por contratos. O mercado spot considera a oferta e a demanda do produto no momento da negociação de compra e venda, para entrega imediata.

MMBTU: milhões de BTU (vide BTU).

Nafta: derivado de petróleo utilizado principalmente como matéria-prima da indústria petroquímica (“nafta petroquímica” ou “nafta não-energética”) na produção de eteno e propeno, além de outras frações líquidas, como benzeno, tolueno e xilenos. A nafta energética é utilizada para geração de gás de síntese

através de um processo industrial (reformação com vapor d'água). Este gás é utilizado na produção do gás canalizado doméstico.

Navegação de Cabotagem: a realizada entre portos ou pontos do território brasileiro, utilizando a via marítima ou esta e as vias navegáveis interiores.

Normal-Parafina: fração do petróleo composta basicamente de hidrocarbonetos sólidos, não ramificados, usada como matéria-prima na fabricação do alquilbenzeno linear que, por sua vez, é utilizado na fabricação de detergentes biodegradáveis.

Oferta Interna Bruta: quantidade de energia que se coloca à disposição do país para ser consumida ou submetida aos processos de transformação e, para cada fonte energética, corresponde à soma das quantidades produzida e importada subtraída das quantidades exportada, não aproveitada, reinjetada e da sua variação de estoque.

Offshore: localizado ou operado no mar.

Óleo: vide Óleo Cru ou Bruto.

Óleo Básico: vide Óleo Lubrificante Básico.

Óleo Combustível: vide Óleos Combustíveis.

Óleo Combustível 1A ou A1: óleo combustível com viscosidade cinemática máxima de 620 mm²/s (a 60o C) e teor de enxofre máximo de 2,5%, além de outras características especificadas no Regulamento Técnico n.º 003/99, aprovado pela Portaria ANP nº 80/99.

Óleo de Xisto: óleo obtido através do processamento do xisto betuminoso.

Óleo Diesel: fração do petróleo composta principalmente por hidrocarbonetos alifáticos. O óleo diesel é ligeiramente mais denso do que o querosene e destila na faixa entre 250 e 400°C. É usado como combustível em motores de combustão interna, nos quais a ignição ocorre pelo aumento de temperatura ao invés de faíscação.

Óleo Leve de Reciclo: corrente produzida no FCC (craqueador catalítico em leito fluidizado), podendo ser utilizada na diluição de óleo combustível, para diminuir sua viscosidade, ou como óleo diesel, após hidrotreatamento.

Óleo Lubrificante: líquido obtido por destilação do petróleo bruto. Os óleos lubrificantes são utilizados para reduzir o atrito e o desgaste de engrenagens e

peças, desde o delicado mecanismo de relógio até os pesados mancais de navios e máquinas industriais.

Óleo Lubrificante Acabado: produto formulado a partir do óleo lubrificante básico, ao qual é adicionado o pacote de aditivos de cada empresa produtora, sendo então envasado e vendido no mercado aos consumidores finais.

Óleo Lubrificante Básico: principal constituinte do óleo lubrificante acabado, podendo ser de origem mineral, vegetal, semi-sintético ou sintético.

Óleo Lubrificante Usado ou Contaminado: óleo lubrificante acabado que, em função do seu uso normal ou por motivo de contaminação, tenha se tornado inadequado à sua finalidade original.

Óleos Combustíveis: óleos residuais de alta viscosidade, obtidos do refino do petróleo ou através da mistura de destilados pesados com óleos residuais de refinaria. São utilizados como combustível pela indústria, em equipamentos destinados a produzir trabalho a partir de uma fonte térmica.

Onshore: localizado ou operado em terra.

Orçamento Anual de Trabalho: detalhamento de despesas e investimentos a serem feitos pelo concessionário na execução do respectivo Programa Anual de Trabalho, no decorrer de um ano civil qualquer.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP): organização multinacional estabelecida em 1960, com a função de coordenar as políticas de petróleo dos países-membros. É formada pelos seguintes países-membros. Argélia, Líbia, Nigéria, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela.

Parafina: frações do petróleo compostas basicamente de hidrocarbonetos sólidos parafínicos obtidos no processo de desparafinação dos óleos lubrificantes. Têm largo emprego na indústria de velas, papéis, lonas, baterias, pilhas, laticínios, frigoríficos e alguns produtos químicos.

Parcela de Preços Específica (PPE): criada em julho/98 para substituir a parcela Frete de Uniformização de Preços (FUP), a PPE integra os preços dos derivados básicos de petróleo nas refinarias da Petrobras* (estabelecidos em ato conjunto dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia) e gera recursos para ressarcimentos de despesas previstas na Lei nº 4.452/64 (art. 13 e suas

alterações), que incluem despesas com o programa do álcool, fretes de determinados derivados em regiões isoladas etc. Seu valor é calculado, mensalmente, através da diferença entre o preço de faturamento (na condição á vista, sem ICMS) e o preço de realização, descontadas as contribuições para PIS/PASEP e CONFINS. * para as refinarias privadas, a PPE foi regulamentada pela Portaria ANP nº 21/01.

Participações de Terceiros: referem-se aos pagamentos feitos pelos concessionários aos proprietários de terra, nos termos do artigo 52 da Lei n.º 9.478/97.

Participações Especiais: compensações financeiras extraordinárias devidas pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos termos dos artigos 45 a 51 da Lei n.º 9.478, de 1997. Incluem bônus de assinaturas, royalties, participações especiais e pagamentos pela ocupação ou retenção de área.

Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.

Petróleo Brent: mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 (trinta e nove inteiros e quatro décimos) e teor de enxofre de 0,34% (trinta e quatro centésimos por cento).

PIS/COFINS: Programa de Integração Social e Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social. Contribuição recolhida pelas refinarias relativas às operações de vendas feitas às distribuidoras.

Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural: documento preparado pelo Concessionário, contendo o programa de trabalho e respectivo investimento necessários à avaliação de uma descoberta de petróleo ou gás natural na área da concessão. A avaliação de uma descoberta tem como objetivo verificar sua comercialidade, principalmente a partir da quantificação dos volumes existentes e/ou recuperáveis e da definição das

características de produção dos reservatórios perfurados, de forma que o Concessionário possa definir seu interesse no desenvolvimento de acumulação (vide Regulamento Técnico aprovado pela Portaria ANP nº 259/00).

Plano de Desenvolvimento: documento preparado pelo Concessionário contendo o programa de trabalho e respectivo investimento necessários ao desenvolvimento de uma descoberta de petróleo ou gás natural na área da Concessão, nos termos do Contrato de Concessão (vide Portaria ANP nº 123/00).

Platt's Crude Oil Marketwire: publicação diária de cotações de tipos de petróleo, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de petróleo.

Platt's European Marketscan: publicação diária de cotações de produtos derivados de petróleo, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de derivados.

Poço: (1) orifício perfurado no solo, através do qual se obtém ou se intenciona obter petróleo ou gás natural; (2) orifício perfurado no solo para a introdução de uma camada subterrânea de água ou gás sob pressão.

Poço Produtor: poço que produz petróleo ou gás natural.

Posto Revendedor: estabelecimento responsável pela atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos.

Petróleo Brent: mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 (trinta e nove inteiros e quatro décimos) e teor de enxofre de 0,34% (trinta e quatro centésimos por cento).

Preço de Faturamento: é o preço de venda dos derivados, cobrado pelas refinarias às distribuidoras, incluindo PIS/COFINS e PPE e excluindo ICMS e frete.

Preço de Realização: representa a receita unitária líquida da refinaria com a venda no mercado interno dos derivados básicos produzidos e importados (exceto QAV, nafta e óleo combustível), cujos preços seguem uma fórmula paramétrica que os mantém alinhados com os valores vigentes no mercado

internacional, de acordo com a sistemática introduzida pela Portaria Interministerial nº 3/98, atualizados pela Portaria MME/MF nº 404/99.

Preço de Referência do Gás Natural: o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área de concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até o ponto de entrega aos compradores. Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou às tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios (vide Portaria ANP nº 45/00).

Preço de Referência do Petróleo: o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao Preço Mínimo (q.v.) estabelecido pela ANP, aplicando-se que for maior. Caso o concessionário não apresente as informações necessárias à fixação do preço mínimo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo segundo seus próprios critérios (vide Portaria ANP nº 206/00).

Preço Médio (do Petróleo ou Gás Natural, para fins de cálculo de royalties): média ponderada dos preços de venda do petróleo ou gás natural produzido em cada campo, praticados pelo concessionário durante o mês de referência. Os preços médios do petróleo e do gás natural poderão vir a ser os preços de referência, conforme previstos nos artigos 7º e 8º do Decreto nº

2.705/98. Vide Preço de Referência do Petróleo e Preço de Referência do Gás Natural.

Preço Mínimo: é o preço mínimo do petróleo, fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos dos artigo 7º do Decreto n.º 2.705/98. O Preço Mínimo pode vir a ser o Preço de Referência do Petróleo (q.v.), adotado para fins de cálculo das participações governamentais, quando for maior do que o Preço Médio (q.v.).

Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei n.º 9.478/97, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

Programa Anual de Produção: programa em que se discriminam as previsões de: (i) produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluídos e resíduos oriundos do processo de produção de cada campo; (ii) queimas e perdas de gás natural; e (iii) injeção de fluídos especiais.

Programa Anual de Trabalho: conjunto de atividades a serem realizadas pelo Concessionário, no decorrer de um ano civil.

Propano: hidrocarboneto saturado com três átomos de carbono e oito de hidrogênio (C₃H₈). É gasoso, incolor e possui cheiro característico. Compõe o GLP. Empregado como combustível doméstico e como iluminante.

Propano Especial: mistura de hidrocarbonetos contendo no mínimo 90% de propano por volume e no máximo 5% de propeno por volume.

Propeno: hidrocarboneto insaturado com três átomos de carbono e seis de hidrogênio (C₃H₆), encontrado no estado gasoso e incolor, obtido do craqueamento de hidrocarbonetos, normalmente nafta. Serve de matéria-prima para a produção de polipropileno.

Querosene: fração seguinte à gasolina e anterior ao diesel na destilação do petróleo, em que predominam compostos parafínicos destilados na faixa de 150 a 300°C. Suas utilizações incluem: combustível para aviões (vide

Querosene de Aviação), aquecimento doméstico. iluminação (vide Querosene Iluminante), solvente e inseticidas.

Querosene de Aviação (QAV): combustível para turbina de aviões e helicópteros.

Querosene Iluminante: utilizado, em geral, como combustível de lamparinas.

Reclassificação de Poço: processo de conferir ao poço os atributos que definem os resultados obtidos com a sua perfuração, de acordo com o disposto na Portaria ANP n.º 76/00.

Refinaria: instalação industrial que manufatura produtos acabados a partir de petróleo, óleos inacabados, líquidos de gás natural, outros hidrocarbonetos e álcool.

Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo.

Reinjeção: retorno de água ou gás não-comercializado à formação produtora de origem.

Rerefino: processo industrial a que são submetidos os óleos lubrificantes usados ou contaminados, com vistas à remoção de contaminantes, de produtos de degradação e de aditivos, conferindo ao produto obtido nesse processo as mesmas características do óleo lubrificante básico, sendo o produto final destinado à comercialização.

Reservas: recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data.

Reservas Desenvolvidas: reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

Reservas Possíveis: reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

Reservas Provadas: reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os

métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

Reservas Prováveis: reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

Reservas Totais: soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Reservatório: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás natural, associados ou não.

Resíduo Atmosférico (RAT): fração do petróleo procedente da unidade de destilação atmosférica com temperatura de destilação superior a 420°C.

Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes, asfalto e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis.

Rodada de Licitações: são assim chamadas as diversas licitações de âmbito internacional, até agora em número de três, efetuadas pela ANP, e destinadas à outorga, aos respectivos licitantes vencedores, de concessões para exploração e produção de petróleo e gás natural.

Rodada Zero: designa a assinatura, entre a ANP e a Petrobras, nos termos do artigo 34 da Lei do Petróleo, na data de 06 de agosto de 1998, de 397 contratos de concessão de blocos que já se encontravam em fase de exploração, desenvolvimento ou produção pela estatal, na data da promulgação da Lei do Petróleo.

Royalties: compensações financeiras pagas pelos concessionários, cujos contratos estão na etapa de produção de petróleo ou gás natural, incluindo-se também os contratos que estão na fase de exploração realizando testes de longa duração, distribuídas entre Estados, Municípios, Comando da Marinha e Ministério de Ciência e Tecnologia, nos termos dos artigos 47 a 49 da Lei nº 9.478/97 e do Decreto nº 2.705/98.

Solvente: substância usada para dissolver outra substância (soluto) sem modificar a composição química original, formando uma mistura uniforme. Na indústria do petróleo, os solventes são obtidos por destilação nas unidades de solvente, onde adquirem especificações diversas. São utilizados na indústria de

tintas, plásticos, borrachas, resinas etc. Subdividem-se em alifáticos e aromáticos, segundo a sua composição básica de hidrocarbonetos.

Spot: vide Cotação Spot.

Subsídio: contribuição pecuniária ou de outra ordem que se dá a qualquer empresa ou a particular; auxílio, ajuda.

Tanque (de Armazenamento): reservatório especialmente construído para acumulação de petróleo ou seus derivados.

Tep: sigla de “tonelada equivalente de petróleo”. Unidade de medida de energia equivalente, por convenção, a 10.000 Mcal.

Terminal: conjunto de instalações utilizadas para o recebimento, expedição e armazenagem de produtos da indústria do petróleo. Pode ser classificado como marítimo, fluvial, lacustre ou terrestre.

Teste de Longa Duração: testes de poços, realizados durante a fase de exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo total de fluxo superior a 72 horas.

Transferência: movimentação de petróleo, seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades.

Transportador: pessoa jurídica operadora das Instalações de Transporte.

Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR): agente cuja atividade caracteriza-se pela aquisição de produtos a granel e sua revenda a retalho, com entrega no domicílio do consumidor. A atividade de TRR compreende a aquisição, armazenamento, transporte, comercialização e o controle de qualidade dos combustíveis, exceto gás liquefeito de petróleo (GLP), gasolina e álcool combustível.

Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral.

Transvazamento: qualquer operação de carga e descarga do GNL entre recipientes e veículos transportadores, podendo ser realizada nas unidades de liquefação, nas distribuidoras ou nas unidades consumidoras finais.

TRR: vide Transportador-Revendedor-Retalhista.

UFL: vide Unidade de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural.

UGN: vide Unidade de Processamento de Gás Natural.

Unidade de Compressão e Distribuição de GNC: conjunto de instalações fixas que comprimem o gás natural, disponibilizando-o para a distribuição através de veículos transportadores.

Unidade de Fracionamento de Líquidos e Gás Natural (UFL): instalação industrial que objetiva separar o LGN obtido na URL em correntes contendo etano, propano, GLP e C5+.

Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN): instalação industrial que objetiva separar as frações leves existentes no condensado do gás natural produzido nos dutos que transportam o gás do mar para a terra, ou nas URGNs. Estas instalações são compostas de Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás natural (UFL), gerando propano, butano, GLP e C5+.

Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN): instalação industrial que objetiva realizar a separação das frações pesadas (propano e mais pesados), existentes no gás natural, do metano e do etano, gerando GLP e gasolina natural (C5+).

Unidade de Recuperação de Gás Natural (URGN): instalação industrial que objetiva separar o metano e o etano das frações mais pesadas, contendo C3+ na forma de líquido (LGN).

Unidade de Recuperação de Líquidos e Gás Natural (URL): instalação industrial que visa separar o metano das frações mais pesadas, contendo C2+ na forma de líquido (LGN).

West Texas Intermediate (WTI): petróleo com grau API entre 38° e 40° e aproximadamente 0,3% de enxofre, cuja cotação diária no mercado spot reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos EUA.

8.2 Descrição dos processos de refino

O petróleo no estado que é extraído do solo tem pouquíssimas aplicações. Ele é uma complexa mistura de moléculas compostas principalmente de carbono e hidrogênio, os hidrocarbonetos, além de algumas impurezas. Para que o potencial energético do petróleo possa ser aproveitado ao máximo, ele deve ser submetido a processos de separação, conversão e tratamentos numa refinaria, numa série de operações, desdobrando-os nos seus diversos derivados.

Serão abordados neste anexo os processos para obtenção de combustíveis que existem na refinaria objeto do estudo.

A) Destilação atmosférica

O petróleo para que tenha seu potencial energético efetivamente aproveitado, deve ser desdobrado em cortes de faixas de ebulição característicos denominados de frações. Assim, para que esse objetivo seja alcançado, o óleo bruto é submetido ao processo de destilação.

A destilação é um processo típico de separação baseado na diferença de pontos de ebulição entre compostos coexistentes numa mistura líquida. Particularmente sabemos que os pontos de ebulição de hidrocarbonetos aumentam com o crescimento de seus pesos moleculares. Desta forma, variando-se as condições de aquecimento de um petróleo, é possível vaporizar-se compostos leves, intermediários e pesados que, ao se condensarem podem ser separados. Paralelamente, ocorre a formação de um resíduo bastante pesado, constituído principalmente de hidrocarbonetos de

elevados pesos moleculares que, às condições de temperatura e pressão na qual a destilação é realizada, não se vaporizam.

Por ser a destilação um processo físico, as propriedades físicas dos componentes de cada fração não são modificadas.

Um outro fator importante no processo de destilação, além da temperatura de aquecimento do petróleo, é a pressão a que ele está sendo submetido. Sabe-se que o ponto de ebulição de um determinado líquido é função da pressão que sobre ele está exercendo o ambiente. Quanto maior for a pressão exercida, maior será a temperatura de ebulição do líquido. Logicamente, baixando-se a pressão, baixamos também a temperatura de ebulição do líquido em questão.

A conjugação desses dois parâmetros – temperatura e pressão – permite que o petróleo seja separado em suas diversas frações.

De um modo geral, todas as unidades de destilação de petróleo possuem os seguintes equipamentos: torre de fracionamento, retificadores (strippers), fornos, permutadores de calor, tambores de acúmulo e refluxo, bombas, tubulações e instrumentos de medição e controle.

O arranjo físico desses equipamentos e seus métodos de operação são diferentes de refinaria a refinaria, entretanto os princípios básicos de operação são os mesmos.

Uma unidade de destilação pode ser decomposta em três seções principais: pré-aquecimento e dessalinização, destilação atmosférica e destilação a vácuo.

a) Pré-aquecimento e dessalinização

O processo de destilação tem início com o bombeamento contínuo de petróleo frio através de vários trocadores de calor, onde o óleo é progressivamente aquecido ao mesmo tempo que resfria os produtos acabados que deixam a unidade. O conjunto dos permutadores de calor dessa seção é conhecido como bateria de pré-aquecimento.

O sistema de pré-aquecimento permite uma economia operacional bastante elevada, pois oferece a vantagem de aquecer a carga com frações que se deseja resfriar, economizando o excesso de combustível que se faria necessário para o aquecimento total da carga, além de oferecer um menor dimensionamento dos fornos.

Antes do petróleo ser enviado à seção de fracionamento, deverá passar pela dessalgadora (ou dessalinizadora), para a remoção de sais, água e suspensões de partículas sólidas, permitindo uma maior flexibilidade operacional em relação aos tipos de petróleos processados. Esses contaminantes causam sérios danos à unidade de destilação, se não forem removidos do cru, limitando tempo de campanha e provocando operação ineficiente da unidade. Os principais efeitos resultantes da presença desses contaminantes no petróleo são:

- Os sais de cloro (principalmente o $MgCl_2$) liberam HCl (ácido clorídrico), o que pode causar corrosão acentuada nas torres de fracionamento e linhas (principalmente na região de topo).
- Os sais e sólidos depositam-se em trocadores de calor e tubos de fornos, causando entupimentos, baixa eficiência de troca térmica e superaquecimentos localizados em tubos de fornos.
- Sais e sedimentos atuam como catalisadores para deposição de coque no interior dos tubos de fornos e linhas de transferência,

provocando também entupimentos e diminuição das transferências de calor nos equipamentos.

O processo de dessalinização consiste basicamente no seguinte: o petróleo cru pré-aquecido recebe uma corrente de água de processo para misturar com a água residual, sais e sólidos presentes no cru. Uma válvula misturadora provoca o íntimo contato entre a água injetada e os sais e sedimentos. A seguir a mistura de petróleo, água e impurezas penetra no vaso de dessalgação, caminhando através de um campo elétrico de alta voltagem, mantido entre pares de eletrodos metálicos. As forças elétricas do campo assim criado, provocam a coalescência das gotículas de água, formando-se muitas gotas grandes, que, por terem um maior densidade, caem através do petróleo para o fundo da dessalgadora, carregando dissolvidos os sais e sedimentos.

O petróleo dessalgado flui pelo topo do tambor, e continua seu fluxo dentro da unidade, enquanto que a salmoura formada (água, sais e sedimentos) é contínua e automaticamente descartada do vaso de dessalgação.

É importante o controle do nível de interface petróleo/salmoura, porque, caso haja arraste de água na corrente de petróleo, sua súbita vaporização, que ocorrerá nas torres, poderá provocar variações de pressão, podendo danificar as bandejas de fracionamento.

O petróleo, após ser dessalinizado, passa numa segunda bateria de pré-aquecimento, onde a sua temperatura é elevada ao máximo valor possível conseguida por troca térmica com as correntes quentes que deixam o processo. Quanto mais alta for a temperatura atingida no pré-aquecimento, menor será a quantidade de combustível gasta nos fornos para o aquecimento final do petróleo.

b) Unidade de destilação atmosférica

O petróleo, após deixar o último trocador da bateria de pré-aquecimento, está ainda com uma temperatura abaixo da requerida para que ocorra um fracionamento eficaz. Com a finalidade de elevar-se mais a temperatura, possibilitando assim que as condições ideais de fracionamento sejam atingidas, a carga é introduzida em fornos tubulares, onde recebe energia térmica produzida pela queima de óleo e/ou gás combustível.

Para que se consiga vaporizar todos os produtos que serão retirados na torre de destilação atmosférica, a carga deverá ser aquecida até o valor estipulado, porém não deve ser ultrapassada uma temperatura limite, a partir da qual tem início a decomposição térmica das frações pesadas presentes no óleo bruto. O craqueamento térmico é uma ocorrência altamente indesejável em unidades de destilação, porque provoca a deposição de coque nos tubos dos fornos e nas regiões inferiores das torres, causando diversos problemas operacionais. A máxima temperatura que se pode aquecer o petróleo, sem que haja perigo de decomposição térmica, é 700 °F (371 °C).

À saída dos fornos, com a temperatura próxima de 700 °F, boa parte do petróleo já se encontra vaporizado, e nessas condições a carga é introduzida na torre.

O ponto de entrada é conhecido como zona de vaporização ou “zona de flash”, e é o local onde ocorre a separação do petróleo em duas corrente: uma constituída de frações vaporizadas que sobem em direção ao topo da torre, e outra líquida que desce em direção ao fundo.

As torres possuem no seu interior bandejas ou pratos que permitem a separação do cru em cortes pelos seus pontos de ebulição, porque, à medida que os pratos estão mais próximos ao topo, suas temperaturas vão

decrecendo. Assim, o vapor ascendente, ao entrar em contato com cada bandeja, tem uma parte de seus componentes condensada. À medida que o vapor se encaminha em direção ao topo, troca calor e massa com o líquido existente em cada prato. Os hidrocarbonetos cujos pontos de ebulição são maiores ou iguais à temperatura de uma determinada bandeja, aí ficam retidos, enquanto a parte restante do vapor prossegue em direção ao topo até encontrar outra bandeja, mais fria, onde o fenômeno se repete.

Com o líquido existente em cada prato está no seu ponto de ebulição e existe sempre uma diferença de temperatura entre dois pratos vizinhos, podemos concluir que a composição do líquido varia de prato a prato, tornando-se líquido mais pesado à medida que se aproxima do fundo da torre, e o vapor mais leve à medida que se aproxima do topo.

À proporção que as frações vão se condensando, o nível em cada bandeja vai aumentando, e o excesso é derramado ao prato inferior. Ao atingir este prato, que se encontra à uma temperatura mais alta, as frações leves, pertencentes ao prato superior são revaporizadas. O líquido que transborda prato a prato é conhecido como refluxo interno, sendo essencial a um bom fracionamento.

Em determinados pontos da coluna os produtos são retirados da torre, segundo as temperaturas limites de destilação das frações desejadas.

Os componentes mais leves da carga, que não se condensaram em nenhum prato, saem pelo topo e são condensados em trocadores de calor fora da torre, e o líquido depois de resfriado, é recolhido em um tambor de acúmulo. Desse tambor, uma parte retorna à torre como refluxo de topo e a outra parte é enviada para armazenamento ou alimentação de outro sistema. As finalidades principais do refluxo de topo são o controle da temperatura de saída de vapor da torre e a geração de refluxo interno, que como já comentamos é fundamental a um perfeito fracionamento.

Como complemento ao refluxo de topo, pode existir um refluxo de produto lateral circulante. O refluxo circulante ou intermediário é uma corrente que deixa a torre como líquido, é resfriada e devolvida à coluna alguns pratos acima da retirada. Sua função principal é retirar calor da torre, gerando mais refluxo interno, porém esta corrente não interfere diretamente no fracionamento, uma vez que o mesmo produto que é coletado num determinado prato é devolvido inalterado em sua composição à coluna.

As frações intermediárias, que saem lateralmente na torre, possuem componentes mais leves que são retidos no líquido, quando o vapor atravessa o prato de retirada. Esses compostos baixam o ponto inicial de ebulição e o ponto de fulgor dos cortes, sendo necessária a sua eliminação. Isto é feito em pequenas torres conhecidas como retificadoras laterais ou “strippers”.

Nesses equipamentos injeta-se vapor d'água, que baixa a pressão parcial dos hidrocarbonetos. Embora a pressão total se mantenha constante, o abaixamento da pressão parcial dos hidrocarbonetos equivale à uma diminuição da pressão total, e dessa maneira, sem que haja variação na temperatura, as frações mais leves são vaporizadas e levadas juntamente com o vapor d'água de volta à torre principal.

Na torre de destilação usa-se o vapor d'água para retificar o produto do fundo, melhorando o seu ponto de fulgor e recuperando frações arrastadas que pertencem à retirada imediatamente superior à zona de flash. As correntes de vapor d'água que entram na coluna, saem pelo topo juntamente com os hidrocarbonetos leves e são condensados em conjuntos.

Devido à diferença de densidades entre a água e os hidrocarbonetos líquidos condensados, a primeira é facilmente eliminada no tambor de acúmulo do produto de topo.

Os quatro tópicos principais na operação de uma torre de destilação de cru são os seguintes:

- 1) O rendimento dos produtos depende unicamente da composição do petróleo, e não do grau de fracionamento.
- 2) O número de pratos só altera ligeiramente a faixa de destilação dos produtos.
- 3) O ponto inicial de ebulição dos cortes laterais é controlado pela quantidade de vapor d'água injetado nos retificadores.
- 4) O ponto final de ebulição desses mesmos cortes é controlado pela vazão de retirada dos cortes da torre, devido à variação do refluxo interno na região próxima ao prato de cada retirada.

Uma torre de destilação de petróleo que trabalha em condições próximas da atmosférica tem como produtos laterais o óleo diesel, o querosene, e a nafta pesada.

Pelo topo saem vapores de nafta leve e GLP que são condensados fora da torre e posteriormente serão separados. O resíduo da destilação atmosférica que deixa o fundo da coluna é conhecido como cru reduzido, e dele ainda podem ser retiradas frações importantes, através da destilação a vácuo, que estudaremos mais tarde.

Quando há a necessidade de se projetar unidades de grandes capacidades de carga, ou de se ampliar a carga de uma unidade de destilação já existente, utiliza-se uma torre de pré-fracionamento (pré-flash).

Esta torre retira do petróleo os cortes mais leves (GLP e nafta leve) permitindo desta forma ampliar a carga total da unidade ou dimensionar os fornos e o sistema de destilação atmosférica de menor tamanho.

O petróleo pré-vaporizado que deixa a torre de pré-flash é encaminhado aos fornos e daí à torre atmosférica onde é retirada a nafta pesada, querosene e óleo diesel tendo como produto de fundo o cru reduzido.

B) Unidade de destilação a vácuo

O cru reduzido, subproduto da destilação atmosférica do petróleo, é um corte de alto peso molecular e de baixo valor comercial. Sua única utilização prática é como óleo combustível. Contudo, acham-se nele contidas frações de levado potencial econômico, tais como os gasóleos, que não podem ser separados dos por meio da destilação usual, porque, devido aos seus altos pontos de ebulição à pressão atmosférica é impossível vaporizá-los, em faço do limite de 700 °F (370 °C), imposta pela decomposição térmica dos hidrocarbonetos pesados.

Sabemos que a temperatura de ebulição varia diretamente com a pressão. Logo, se baixarmos a pressão, os pontos de ebulição das frações também cairão, ou seja, elas serão vaporizadas à uma temperatura menor que a necessária à sua vaporização quando se trabalha à pressão atmosférica. Assim, trabalhando-se pressões sub-atmosféricas, é possível retirar-se do cru reduzido os gasóleos, por meio da destilação a vácuo.

A destilação a vácuo é empregada usualmente em dois casos: produção de óleos lubrificantes ou produção de gasóleos para carga de unidade de craqueamento catalítico.

O cru reduzido que deixa o fundo da torre atmosférica é bombeada e enviado aos fornos da seção de vácuo, para sua temperatura seja aumentada. Da mesma forma que na destilação atmosférica, a temperatura de saída dos fornos não deve ultrapassar a temperatura inicial de craqueamento térmico. A decomposição dos hidrocarbonetos, além da formação de depósitos de coque

nas tubulações e na região a baixo da zona de flash, provoca a geração de gases leves, fazendo com que a pressão aumente, devido à sobrecarga no sistema de produção de vácuo.

É comum injetar-se nos fornos de vácuo uma pequena quantidade de vapor d'água. A presença do vapor aumenta a turbulência corrente de cru reduzido que está sendo aquecida e diminui o tempo de residência da carga nos fornos. O objetivo dessa adição de vapor é minimizar a possibilidade de depósitos de coque na fornalha.

A carga aquecida, pós deixar os fornos, vai ter à zona de flash da torre de vácuo. A pressão nessa região da torre é em torno de 100 mmHg (2 psia), o que provoca a vaporização de boa parte da carga. É importante salientar que quanto mais baixas forem às pressões atingidas, melhores serão as condições de fracionamento.

As torres de vácuo possuem normalmente um grande diâmetro, de vez que o volume ocupado por uma determinada quantidade de vapor é maior em pressões reduzidas que a pressão atmosférica.

Os hidrocarbonetos vaporizados na zona do flash, como na destilação convencional, atravessam bandejas de fracionamento e são coletados em duas retiradas laterais: gasóleo leve (GOL) e gasóleo pesado (GOP).

O gasóleo leve é um produto ligeiramente mais pesado que o óleo diesel e pode, em certas ocasiões, ser a ele misturado, desde que seu monte final de ebulição não seja muito elevado.

O gasóleo pesado é um produto bastante importante devido a sua utilização (em conjunto com gasóleo leve) como carga para unidades de craqueamento catalítico ou pirólise.

Não existe retirada de produto de topo, saindo neste local somente vapor d'água, hidrocarbonetos leves e uma pequena quantidade de ar proveniente de ligeiros vazamentos nos equipamentos. Esses gases são continuamente succionados da torre pelo sistema de produção de vácuo.

O abaixamento de pressão é feito por intermédio de uma série de condensadores e ejetores que, por intermédio da condensação do vapor d'água e de algum hidrocarboneto, produzem o vácuo. Após o último estágio de ejetores e condensadores, os gases incondensáveis (ar e hidrocarbonetos leves) são lançados à atmosfera.

Quando os cortes laterais são destinados ao craqueamento catalítico deve-se controlar principalmente o ponto final de ebulição, o resíduo de carbono e o teor de metais do GOP. Isto é feito variando-se a vazão de retirada desse produto da torre.

Entre a zona de flash e a retirada de gasóleo pesado existe um conjunto de telas de aço superpostas, conhecido como "demister pad". Esse equipamento tem por finalidade evitar arraste pelo vapor de partículas pesadas do produto de fundo, que iriam contaminar os cortes laterais, aumentando o resíduo de carbono e o teor de metais da carga para craqueamento.

O produto residual da destilação é conhecido como resíduo de vácuo. Ele é constituído de hidrocarbonetos de elevadíssimos pesos moleculares, além de contar com uma razoável concentração de impurezas. Conforme as suas especificações, pode ser vendido como óleo combustível ou asfalto.

Quando se deseja obter asfalto no fundo da coluna de vácuo, além dos gasóleos já citados, deve ser retirado um produto intermediário entre gasóleo pesado e o asfalto, conhecido como slop-cut.

Este produto não pode ser retirado com os gasóleos por ser muito pesado, nem com o asfalto, pois impediria a obtenção de um produto consistente. Nesse caso este produto é armazenado como um óleo combustível de baixa viscosidade ou diluente, para corrigir viscosidade de outra corrente.

Quando se deseja obter óleo combustível, a retirada de slop-cut não é feita, e esta corrente sai incorporada ao produto de fundo, diluindo-o parcialmente.

Tal como na destilação atmosférica também é injetado vapor d'água no fundo da torre visando retificar-se o resíduo de vácuo, vaporizando as frações mais leves arrastadas.

C) Craqueamento Catalítico

No processo de craqueamento catalítico, a carga (gasóleo ou resíduo proveniente da destilação a vácuo, que seria utilizado como óleo combustível) entra em contato com catalisador a uma temperatura elevada onde ocorre a ruptura (cracking) das cadeias moleculares, dando origem a uma mistura de hidrocarbonetos que são posteriormente fracionados.

Este processo tem como finalidade principal a produção de GLP (gás de cozinha) e/ou gasolina. Paralelamente são também formados produtos mais pesados que a gasolina, além de um resíduo de alto teor de carbono chamado coque, que se deposita na superfície do catalisador.

Para que a ação catalítica não seja prejudicada, torna-se necessário a remoção do coque formado, o que é feito por combustão, retirando-se o catalisador do vaso onde ocorrem as reações (reator) e enviando-o a outro vaso (regenerador), onde se processa a queima. O catalisador regenerado

retorna então ao reator, ficando assim estabelecida uma contínua circulação, que se torna possível devido à diferença de pressão entre o reator e o regenerador.

O FCC (Fluid Catalytic Cracking) surgiu na década de 40 e baseia-se na fluidização de sólidos.

O catalisador, na forma de um pó muito fino, é levado ao reator pela carga que imediatamente vaporiza em contato com o catalisador quente vindo de regenerador. Nas zonas de reação e regeneração, o catalisador é mantido em suspensão pela passagem de gases através da massa do catalisador.

Existem diversos tipos de unidades de craqueamento catalítico fluido, diferindo uma das outras pelo arranjo relativo entre o reator e o regenerador.

Uma unidade FCC é composta das seguintes seções:

- 1) Seção de reação ou conversão: Local onde se passam as reações do processo, sendo composta de equipamentos de reação e regeneração do catalisador.
- 2) Seção de fracionamento: Recebe o efluente do reator e o fraciona em vários produtos. Recupera também uma parte dos gasóleos não convertidos, reciclando-os ao conversor.
- 3) Seção de recuperação: Recebe as frações convertidas e fraciona-as em nafta craqueada (gasolina), GLP (gás de cozinha) e gás combustível. Possui também uma torre que possibilita o desmembramento do GLP em duas correntes: C3 (propano e propeno) e C4 (butanos e butenos).
- 4) Seção de tratamentos: Trata a gasolina, GLP e gás combustível de modo a torná-los produtos comercializáveis ou aptos para sofrer, em etapas posteriores, transformação em outros produtos. Nesta seção o teor de enxofre dos produtos acima citados é sensivelmente reduzido.

De todas as seções mencionadas acima, a de maior importância é a seção de reação ou conversão pela sua complexidade.

Seção de reação ou conversão (conversor)

O gasóleo (ou resíduo) proveniente da destilação atmosférica ou a vácuo, após penetrar na unidade de craqueamento, é aquecido com produtos quentes que saem e é encaminhado à base do “riser”. Neste ponto, recebe uma grande quantidade de catalisador à alta temperatura (~ 650 °C), o que provoca a instantânea vaporização do gasóleo, fluidizando o catalisador.

O “riser” é uma tubulação vertical de grande diâmetro, por onde sobe a mistura de catalisador e vapores de hidrocarbonetos. É onde ocorre a maior parte das reações de craqueamento.

No reator, colocado imediatamente acima do “riser”, completam-se as reações do craqueamento. Ele propicia um espaço para a separação inicial do catalisador, pois diminui a velocidade dos vapores em ascensão.

Partículas finas de catalisador que sobem junto com a corrente gasosa (vapores de hidrocarbonetos, gases inertes e vapor d'água) são retidas pelos ciclones no topo do reator e devolvidas ao leito do catalisador.

O efluente gasoso do reator, constituído de hidrocarbonetos craqueados e não craqueados (gases inertes e vapor d'água) é enviado então à seção de fracionamento.

Os vapores de óleo tendem a saturar os poros do catalisador e, portanto, ele deve ser retificado com vapor d'água antes de ir ao regenerador. Esta operação se passa no “stripper” ou retificador.

No regenerador, o coque que se depositou na superfície do catalisador é queimado com ar, gerando uma grande quantidade de calor que, devido a circulação do catalisador, é a maior fonte de calor para a carga, suprimindo não só a energia necessária às reações do craqueamento, como também para o aquecimento e vaporização da carga.

O ar para a combustão do coque é fornecido por um soprador de ar (“blower”) e é injetado no regenerador através de um distribuidor (“pipegrid”), localizado na base do regenerador.

O catalisador é fluidizado no regenerador pela corrente de ar e gases de combustão.

Estes gases passam pelo leito de catalisador fluidizado (fase densa), e atinge uma zona onde ocorre a separação sólido-gás (fase diluída).

Partículas finas de catalisador, arrastadas pela corrente gasosa são recuperadas pelo conjunto de ciclones de dois estágios. Os gases da combustão, gases inertes e finos de catalisador não recuperados deixam o segundo estágio dos ciclones e alcançam a câmara plena do topo do regenerador, que também serve como ponto de sustentação dos ciclones.

A composição volumétrica destes gases é aproximadamente a seguinte: $N_2 = 80\%$, $CO_2 = 10\%$ e $CO = 10\%$. É possível transformar o CO em CO_2 , liberando-se energia, que é aproveitada para a geração de vapor d'água de alta pressão. Este processo é realizado na caldeira de CO.

Os gases de combustão provenientes do regenerador caminham para a câmara de orifício (ou câmara de expansão), onde a pressão é reduzida ao nível necessário à operação da caldeira de CO. Na refinaria estes gases são alinhados para a chaminé que joga diretamente na atmosfera. Antes de chegar

à câmara de expansão, os gases passam por duas “slide valves” que se abrem ou fecham sob a ação do controlador do diferencial de pressão entre o reator e o regenerador.

Um aquecedor de ar, que é parte integrante da linha de injeção de ar para o distribuidor, é usado durante a partida para aquecer o conversor e fornecer o calor necessário para elevar a temperatura do leito do regenerador ao ponto em que possa iniciar a combustão do coque.

Seção de fracionamento

Os gases de craqueamento efluentes do reator são enviados à seção de fracionamento, onde os produtos são separados pelas suas faixas de ebulição, em uma torre de destilação.

O produto do topo contém as frações mais leves produzidas (nafta craqueada, GLP e gás combustível), que após resfriadas, são coletadas no tambor de acúmulo. Nesse tambor coexistem 3 (três) fases: uma fase gasosa, constituída de hidrocarbonetos de 1, 2, 3 e 4 átomos de carbono e impurezas gasosas (H_2S , CH_3SH etc); uma fase líquida, composta de nafta contendo uma razoável quantidade de GLP dissolvido, conhecida como gasolina não estabilizada; a terceira fase é constituída de água proveniente das injeções de vapor que são feitas no reator. As duas correntes de hidrocarbonetos são encaminhadas à seção de recuperação de gases para uma posterior separação.

Como produtos laterais da fracionadora temos os óleos de ciclo leve (LCO) e pesado (HCO). Esses dois cortes são constituídos de moléculas médias e pesadas, que foram parcialmente craqueadas. Parte dessas correntes eram retiradas da unidade e o restante era reciclado ao encontro da carga para que houvesse uma oportunidade das moléculas serem craqueadas.

Atualmente, por razões econômicas, todo o óleo pesado é reciclado, enquanto que para o óleo leve isto só é feito eventualmente.

O produto de fundo da fracionadora é constituído de frações residuais de craqueamento e de partículas de catalisador que foram arrastadas pela corrente gasosa que deixou o reator. Este resíduo é enviado a um vaso de decantação onde pelo topo sai o óleo decantado ou clarificado, isento de partículas sólidas.

No vaso decantador, além do óleo clarificado, obtém-se uma lama de óleo e catalisador, que é totalmente reciclada ao reator. Este reciclo oleoso, que contém os finos de catalisador que não foram retidos pelos ciclones é conhecido como Borra.

Seção de recuperação de gases

O gás proveniente do tambor de acúmulo da fracionadora é succionado por um compressor e tem sua pressão bastante elevada. Em seguida passa por resfriadores e vai a um tambor de acúmulo de alta pressão. Devido à compressão e ao resfriamento, os hidrocarbonetos mais pesados da corrente gasosa (C_3 e C_4) se liquefazem e os mais leves (C_1 e C_2) permanecem no gás. Essa corrente vai ter ao fundo da torre absorvedora primária onde, pelo topo, é injetada gasolina não estabilizada. Caso haja na corrente gasosa algum C_3 ou C_4 , estes serão absorvidos pela gasolina.

O gás combustível do topo da absorvedora primária pode arrastar consigo um pouco de gasolina de absorção. Com o intuito de se recuperar algum hidrocarboneto arrastado (C_3 ou mais pesados), o gás combustível vai à absorvedora secundária. Nessa torre o fluido absorvedor é o refluxo circulante frio de óleo leve de reciclo, que após a absorção retorna à torre fracionadora. O

gás combustível, depois desta operação, vai à seção de tratamento (DEA), onde o H_2S é retirado da mistura.

A gasolina não estabilizada que deixou o fundo da absorvedora primária, junta-se com a descarga do compressor, é resfriada e vai ao tambor de acúmulo de alta pressão. É possível que no contato com os gases do compressor, algum hidrocarboneto leve (C_1 e C_2) seja também absorvido. Para que estes compostos sejam eliminado, a gasolina que deixa o fundo do tambor de alta pressão, vai a torre retificadora, onde recebe um ligeiro aquecimento. Os gases leves (C_1 e C_2) são vaporizados e, pelo fundo desta torre sai gasolina em condições de ser enviada a debutanização.

A operação de debutanização é semelhante à estabilização, porém em condições mais severas. A finalidade do processo é, não só especificar-se a Pressão de Vapor Reid (PVR) da gasolina, como também enquadrar-se o intemperismo do GLP. Pelo fundo da debutanizadora sai gasolina estabilizada, pronta para ser submetida aos tratamentos de redução do enxofre. No topo saem vapores de GLP, que após o resfriamento, são liquefeitos.

O GLP contém uma razoável concentração de compostos de enxofre, sendo por isso enviado à seção de tratamento, para eliminação dessas moléculas.

Após o tratamento, dependendo do interesse da refinaria e do mercado local, o GLP pode ser decomposto, numa torre separadora em duas correntes: C_3 (propano e propeno), como produto de topo da torre e C_4 (butanos e butenos), como produto de fundo. Normalmente esta operação é feita quando há petroquímicas próximas interessadas em uma das duas correntes.

Seção de tratamento

Os derivados de petróleo, tal como são produzidos, nem sempre estão enquadrados nas especificações requeridas. Se faz necessário, muitas vezes, um processo de tratamento para especificar o produto, principalmente quanto ao teor de enxofre.

A finalidade dos diversos processos de tratamento é eliminar os efeitos indesejáveis destes compostos presentes nos derivados.

a) Lavagem Cáustica

A lavagem cáustica é usada para a remoção de mercaptans e H_2S , eliminando também outros compostos ácidos que possam estar presentes no derivado a ser tratado.

É um processo utilizado para frações leves, cujas densidades sejam bem menores que a da solução cáustica, tal como são o GLP e a gasolina.

Por razões econômicas (consumo de soda) o tratamento cáustico só é empregado quando o teor de enxofre no derivado a ser tratado não é muito elevado.

Utiliza-se uma solução aquosa, contendo de 15 a 20% de NaOH, que circula continuamente, até que uma concentração mínima (1 a 2%) seja atingida, ocasião esta em que a solução exausta é descartada e substituída por solução concentrada (20%).

Conforme o teor de enxofre no derivado, pode ser usado um, dois ou três estágios de lavagem aquosa, de modo a evitar-se um possível arraste de soda pelo produto.

b) Tratamento com DEA

O tratamento com DEA tem por objetivo a remoção de H₂S do gás combustível e GLP, colocando-os dentro das especificações relacionadas à corrosividade e ao teor de enxofre.

O processo baseia-se no fato de soluções de etanol-aminas (mono, di e tri), à temperatura próximas da ambiente, combinam-se com H₂S e/ou CO₂, formando produtos estáveis. Os produtos formados, quando sujeitos à aquecimento, são decompostos, regenerando a solução original e liberando o H₂S e/ou CO₂.

Estes produtos podem ser encaminhados a uma unidade de recuperação de enxofre, produzindo este elemento à partir do H₂S.

D) Reforma Catalítica

É um processo de refinação com duas principais finalidades: a) conversão de nafta de baixo índice de octano em outra de maior índice de octano; b) produção de hidrocarbonetos aromáticos.

Na seção de pré-tratamento, a nafta é vaporizada e, a seguir, recebe uma corrente de gás, rica em hidrogênio (proveniente de outra seção da unidade); passa por um forno, onde é aquecida, entrando no reator de pré-tratamento, destinado à remoção de compostos nocivos ao catalisador de reformação, que é feito à base de platina, de custo bastante elevado. Na seção do pré-tratamento a nafta recebe nova carga de gás rico em hidrogênio e entra na seção de reformação. Aquecida no primeiro forno, vai ao primeiro reator,

sofrendo queda de temperatura, porque aí se processam as reações endotérmicas (que absorvem calor). De novo aquecida no segundo forno, para compensar aquela queda de temperatura, entra no segundo reator, e assim por diante, até o último.

Do último reator a corrente vai para um tambor de vaporização por expansão brusca, de alta pressão, onde se separa o gás rico em hidrogênio, mencionado anteriormente, indo a parte líquida para a torre de destilação (torre estabilizadora). Ocorre a separação do reformado – no caso, gasolina de alta octanagem – que sai pelo fundo, butano e mais leves que saem pelo topo para se juntarem ou ao gás liquefeito de petróleo (GLP) ou ao sistema de gás combustível da refinaria.

8.3 Relatório Final

	Feedstock Purchases =====	Units	MÊS 1 30 DIA
15I	URUCU	M3	105,000
026	LEONA 24	M3	15,000
003	ANACO WAX	M3	0
004	MESA 30	M3	0
109	EL ORIENTE	M3	60,000
100	CUSIANA	M3	0
CAL	CAÑO LIMON	M3	0
15L	MARLIM	M3	0
146	SERGIPANO	M3	0
14Q	CEARÁ MAR	M3	0

	PETRÓLEOS + CONDENSADOS		180,000
			=====
	Total Feedstocks		180,000

	Product Sales	Units	MÊS 1
	=====		30 DIA
610	GLP FINAL	M3	15,588
	TOTAL DE GLP		15,588
620	GASOLINA	M3	40,000
62Z	GASOLINA EXPORTAÇÃO	M3	9,175
625	NAFTA	M3	12,869
	TOTAL DE NAFTAS + GASOLINAS		62,044
641	QAV	M3	8,400
65Z	DIESEL	M3	66,476
65D	OLTE	M3	0
	TOTAL DE ÓLEOS DIESEL		74,876
66M	OPGE	M3	5,832
660	OC-A1	M3	20,160
	TOTAL DE ÓLEOS COMBUSTÍVEIS		25,992
720	CM-30	M3	0
71F	CAP-20	M3	0
	TOTAL DE ASFALTOS		0
			=====
	Total Sales	M3	178,500

Product Sales	US\$ 28.350.385
Feedstock Purchases	US\$ 25.239.764
Gross Margin	US\$ 3.110.621

8.4 Tabela de Preços

API / %S	Algeria Saharan	Indonesia Blend Minas	Nigeria Bonny Light	S. Arabia Arab Light	UAE Dubai	Venezuela T J Light	Mexico Isthmus	OPEC Reference Basket
	44.1/0.1	33.9/0.1	36.7/0.1	34.2/1.7	32.5/1.43	32.4/1.2	32.8/1.51	
1991	21,04	19,40	20,55	17,43	16,59	16,87	18,48	18,62
1992	20,03	19,24	19,95	17,94	17,21	16,67	18,05	18,44
1993	17,50	17,89	17,57	15,68	14,93	14,79	15,92	16,33
1994	16,19	16,21	16,21	15,39	14,74	14,58	15,36	15,53
1995	17,40	17,64	17,34	16,73	16,10	16,08	16,73	16,86
1996	21,33	20,70	21,24	19,91	18,58	19,63	20,65	20,29
1997	19,62	19,26	19,40	18,71	18,10	17,38	18,26	18,68
1998	13,02	12,31	12,77	12,20	12,15	11,44	12,08	12,28
1999	18,12	17,84	18,07	17,45	17,24	16,31	17,29	17,47
2000	28,77	28,74	28,49	26,81	26,25	26,31	27,80	27,60
1998								
Jan	15,56	14,64	15,25	13,61	13,41	13,95	14,53	14,42
Feb	14,48	13,60	14,11	12,80	12,41	13,05	13,68	13,45
Mar	13,49	12,40	13,14	11,67	11,53	11,95	12,66	12,41
Apr	13,82	13,13	13,51	12,18	12,23	11,93	12,51	12,76
May	14,55	12,54	14,46	12,73	12,75	12,08	12,84	13,14
Jun	12,06	11,87	11,89	11,88	11,80	10,81	11,37	11,67
Jul	12,47	12,74	12,01	11,87	12,11	11,32	11,89	12,06
Aug	12,41	12,00	12,14	12,48	12,25	10,56	11,42	11,89
Sep	13,73	11,69	13,59	13,17	13,08	12,07	13,03	12,91
Oct	12,83	12,59	12,66	12,72	12,69	11,33	12,06	12,41
Nov	11,25	11,54	11,15	11,92	11,96	10,03	10,49	11,19
Dec	10,23	9,89	9,96	9,90	10,11	8,74	9,01	9,69
1999								
Jan	11,57	11,03	11,33	10,43	10,70	9,70	10,21	10,71
Feb	10,41	10,66	10,24	10,05	10,03	8,84	9,51	9,96
Mar	12,73	12,51	12,56	12,11	12,39	11,32	12,30	12,27
Apr	15,10	15,70	15,44	14,92	14,90	13,82	15,10	15,00
May	15,23	16,79	15,45	15,60	15,46	14,44	15,40	15,48
Jun	15,78	16,76	15,86	15,41	15,46	14,54	15,48	15,61
Jul	19,40	18,38	19,28	17,85	17,90	16,97	18,23	18,28
Aug	20,52	19,63	20,44	19,58	19,45	18,45	19,58	19,66
Sep	22,86	21,99	22,90	22,35	22,08	20,95	22,10	22,17
Oct	22,27	22,36	22,30	22,18	21,48	20,16	20,96	21,67
Nov	25,05	23,70	24,80	23,66	23,08	22,50	23,45	23,75
Dec	26,13	24,27	25,86	25,04	23,65	23,61	24,79	24,77
2000								
Jan	25,89	24,39	25,41	24,43	23,23	23,74	24,97	24,58
Feb	28,74	26,48	28,36	25,85	24,77	26,08	27,62	26,84
Mar	27,65	27,39	27,54	26,02	24,99	25,89	27,51	26,71
Apr	22,91	24,15	22,91	22,95	22,14	22,16	23,31	22,93
May	28,02	28,26	27,87	26,27	25,69	25,50	26,95	26,94
Jun	29,94	31,30	29,86	28,09	27,24	27,99	29,45	29,12
Jul	28,76	30,44	28,75	27,19	26,35	26,32	27,74	27,94
Aug	29,25	30,33	29,06	27,12	26,79	26,84	28,75	28,30
Sep	33,18	33,36	32,65	30,60	30,05	29,33	31,19	31,48
Oct	31,19	32,30	30,67	30,17	30,57	28,34	29,73	30,42
Nov	33,06	31,07	32,86	29,81	30,25	30,01	31,47	31,22
Dec	26,11	24,87	25,47	22,65	22,27	23,11	24,40	24,13

API / %S	Algeria Zarzaitine 41.9/0.07	Indonesia Attaka 42.3/0.09	IR Iran Iran Light 33.9/1.4	IR Iran Iran Heavy 31.0/1.6	Iraq Basrah 34.0/2.0	Iraq Kirkuk 36.1/2.1	Kuwait Kuwait 31.4/2.6	SP Libyan Exp.Brega 40.4/0.2
1991	20,78	20,73	17,34	16,33	na	na	na	20,41
1992	19,75	20,48	17,77	16,72	na	na	16,85	19,54
1993	17,39	18,12	15,06	14,08	na	na	14,07	17,08
1994	16,05	16,46	14,84	14,56	na	na	14,11	15,88
1995	17,33	17,84	16,17	16,26	na	na	15,90	17,21
1996	21,32	21,52	19,03	18,49	na	na	18,41	21,06
1997	19,57	20,34	18,24	18,00	na	na	17,81	19,36
1998	12,96	13,53	11,97	11,45	10,77	10,79	11,26	12,90
1999	18,15	17,94	17,25	16,93	16,28	16,43	16,75	18,08
2000	28,82	29,54	26,75	26,02	24,82	25,17	25,78	28,65
1998								
Jan	15,55	15,42	13,40	12,90	12,86	13,35	12,80	15,45
Feb	14,47	14,63	12,34	11,79	11,54	12,13	11,69	14,29
Mar	13,45	13,07	11,31	10,71	10,95	11,37	10,61	13,34
Apr	13,77	14,25	11,98	11,23	11,13	11,63	10,99	13,64
May	14,49	14,17	12,53	11,78	11,13	11,72	11,55	14,59
Jun	11,91	13,13	11,68	10,97	10,26	9,69	10,73	12,20
Jul	12,46	13,35	11,67	11,17	10,34	9,81	10,97	12,25
Aug	12,36	12,78	12,28	11,66	10,26	9,76	11,33	12,05
Sep	13,65	13,16	12,97	12,63	11,61	11,72	12,39	13,54
Oct	12,76	14,18	12,52	12,22	11,07	10,91	12,01	12,71
Nov	11,22	13,37	11,72	11,37	9,53	9,13	11,24	11,26
Dec	10,13	10,74	9,80	9,51	8,56	8,27	9,31	10,13
1999								
Jan	11,48	12,01	10,25	9,97	8,88	9,18	9,78	11,37
Feb	10,33	11,35	9,80	9,54	8,96	9,02	9,35	10,21
Mar	12,66	13,39	11,99	11,77	11,84	11,89	11,54	12,72
Apr	15,17	16,18	14,67	14,32	14,04	14,26	14,17	15,17
May	15,26	16,16	15,37	15,05	14,22	13,92	14,82	15,30
Jun	15,74	16,47	15,24	14,98	15,05	14,92	14,73	15,80
Jul	19,32	18,49	17,65	17,30	16,92	17,17	17,10	19,23
Aug	20,58	20,76	19,31	18,96	18,45	18,63	18,76	20,53
Sep	23,06	23,42	22,12	21,77	20,77	21,16	21,65	22,93
Oct	22,33	23,21	22,03	21,68	20,55	20,35	21,53	22,21
Nov	25,10	23,55	23,51	23,26	22,65	23,11	23,13	24,92
Dec	26,42	24,28	24,81	24,32	23,11	23,53	24,20	26,23
2000								
Jan	25,99	24,80	24,35	23,88	25,73	24,61	23,70	25,32
Feb	28,76	27,05	25,70	25,04	24,36	26,62	24,84	28,59
Mar	27,63	28,41	25,87	25,20	22,15	25,05	25,07	27,71
Apr	23,02	25,43	22,86	22,50	24,98	21,07	22,29	22,86
May	27,99	28,39	26,10	25,80	25,88	25,48	25,60	27,84
Jun	29,98	30,07	27,99	27,64	24,48	26,84	27,44	30,14
Jul	28,84	30,67	27,09	26,67	26,42	23,50	26,39	29,36
Aug	29,33	31,80	27,12	26,51	27,43	26,16	26,21	29,44
Sep	33,28	34,38	30,45	29,35	27,37	27,86	29,05	32,64
Oct	31,30	33,23	30,42	29,17	26,63	26,75	28,87	30,98
Nov	33,48	31,79	29,75	28,50	19,32	27,89	28,20	32,99
Dec	25,72	26,85	22,66	21,41	23,11	20,28	21,11	25,40

API / %S	Nigeria Forcados 29.5/0.21	Qatar Dukhan 41.4/1.1	Saudi Arabi A. Medium 30.3/2.4	Saudi Arabi Arab Heavy 28.0/3.0	UAE Murban 39.4/0.8	Venezuela T J Medium 24.0/1.85	Angola Cabinda 33.0/0.1	Ecuador Oriente 29.2/0.9
1991	20,17	17,86	15,77	14,02	18,17	15,83	na	18,64
1992	19,61	18,49	16,40	15,22	18,86	16,03	18,54	18,21
1993	17,44	16,21	14,19	13,03	16,90	14,32	15,74	16,00
1994	16,20	15,82	14,41	13,65	16,21	14,34	14,96	15,41
1995	17,26	16,73	16,09	15,58	17,18	15,91	16,36	16,88
1996	21,21	19,46	19,01	18,44	20,30	19,48	19,99	20,34
1997	19,29	18,99	17,97	17,17	19,59	na	18,06	17,42
1998	12,62	12,55	11,53	10,90	12,67	na	11,83	11,17
1999	17,93	17,65	16,95	16,44	17,89	na	16,88	16,95
2000	28,40	26,95	25,99	25,24	27,75	na	27,32	27,37
1998								
Jan	15,15	14,02	13,01	12,11	14,12	na	13,88	13,16
Feb	14,04	13,09	12,15	11,10	12,90	na	13,13	12,49
Mar	12,95	12,14	10,82	9,77	11,96	na	12,07	10,94
Apr	13,29	12,85	11,18	10,53	12,70	na	12,50	11,24
May	14,24	13,22	11,88	11,33	13,54	na	13,42	11,11
Jun	11,58	12,49	11,03	10,48	12,48	na	10,86	10,65
Jul	11,75	12,49	11,02	10,47	12,73	na	10,93	11,35
Aug	11,99	12,54	11,91	11,36	12,85	na	10,90	10,84
Sep	13,41	13,04	12,72	12,17	13,58	na	12,42	12,33
Oct	12,65	12,77	12,27	11,82	13,04	na	11,67	11,87
Nov	11,14	12,13	11,42	11,07	12,26	na	10,40	10,33
Dec	9,91	10,38	9,50	9,15	10,41	na	9,08	8,30
1999								
Jan	11,13	10,96	9,98	9,53	10,86	na	10,61	9,53
Feb	10,11	10,44	9,65	9,20	10,24	na	9,66	9,31
Mar	12,30	12,59	11,76	11,31	12,62	na	11,88	12,17
Apr	15,20	15,24	14,37	13,72	15,21	na	14,82	14,83
May	15,39	15,82	15,15	14,60	15,94	na	14,89	15,11
Jun	15,68	15,76	14,96	14,51	15,96	na	15,29	15,14
Jul	19,18	18,34	17,30	16,80	18,35	na	18,64	17,66
Aug	20,32	19,98	19,04	18,45	20,06	na	19,79	19,16
Sep	22,84	22,51	21,85	21,30	22,85	na	22,12	22,34
Oct	22,16	22,00	21,68	21,03	22,63	na	21,21	21,04
Nov	24,76	23,70	23,26	22,81	24,36	na	23,57	22,97
Dec	25,82	24,13	24,07	23,70	25,19	na	25,23	23,78
2000								
Jan	25,40	24,55	23,83	23,08	24,97	na	24,54	25,69
Feb	28,29	25,79	24,90	24,00	26,58	na	27,31	27,00
Mar	27,44	25,93	25,27	24,52	26,71	na	26,52	27,21
Apr	22,86	23,20	22,50	22,00	23,83	na	21,90	22,42
May	27,74	26,06	25,77	25,27	27,23	na	27,05	26,82
Jun	29,74	28,09	27,59	27,09	28,79	na	29,12	29,05
Jul	28,53	27,08	26,59	25,99	27,79	na	27,91	27,34
Aug	28,72	27,64	26,32	25,52	28,26	na	28,14	27,70
Sep	32,69	31,05	29,20	28,00	31,70	na	30,71	30,85
Oct	30,67	30,20	29,00	28,21	31,37	na	28,56	29,89
Nov	32,78	29,94	29,14	27,94	30,53	na	30,95	31,40
Dec	25,53	23,44	21,28	20,83	24,64	na	23,30	22,52

API / %S	Gabon Mandji 28.8/1.3	Oman Oman 36.3/0.79	Egypt Suez Blend 33.0/1.4	UK Brent 38.0/0.26	UK Forties 36.6/0.3	Norway Ekofisk 43.0/0.14	Norway Oseberg 33.7/0.31	Mexico Maya 22.0/3.32
1991	16,66	17,14	16,87	20,06	20,17	20,34	19,69	13,15
1992	16,89	17,72	16,50	19,33	19,43	19,55	19,40	13,33
1993	14,67	15,77	13,82	17,00	16,98	17,18	17,06	12,00
1994	14,17	15,12	13,89	15,80	15,79	15,89	15,89	12,42
1995	15,61	16,34	15,57	17,01	17,15	17,19	17,17	14,42
1996	19,26	19,12	18,66	20,70	21,05	21,06	21,09	17,37
1997	16,63	18,52	16,91	19,06	19,33	19,22	19,22	14,89
1998	10,65	12,06	10,42	12,71	12,79	12,71	12,84	8,72
1999	16,53	17,27	16,19	17,91	18,02	17,93	17,56	14,52
2000	26,15	26,50	25,16	28,44	28,61	28,42	28,78	22,87
1998								
Jan	12,83	13,59	13,03	15,10	15,31	15,24	15,25	9,60
Feb	11,38	12,66	11,65	14,04	14,26	14,08	14,08	9,25
Mar	10,56	11,78	10,62	13,11	13,38	13,18	13,19	8,01
Apr	10,95	12,43	10,88	13,43	13,70	13,54	13,52	9,31
May	11,86	12,71	11,75	14,41	14,35	14,21	14,27	9,57
Jun	9,62	11,96	9,33	12,16	11,80	11,66	11,75	8,65
Jul	10,01	12,01	9,69	12,05	12,04	12,06	12,06	9,11
Aug	10,07	12,11	9,78	11,98	12,16	12,15	12,06	8,33
Sep	11,72	12,65	11,20	13,33	13,47	13,45	13,42	9,67
Oct	11,02	12,15	10,46	12,58	12,40	12,48	12,50	9,59
Nov	9,73	11,46	9,03	11,08	11,06	11,05	11,22	8,04
Dec	8,60	9,78	8,21	9,90	10,16	10,05	10,03	6,10
1999								
Jan	9,77	10,45	9,84	11,08	11,29	11,31	11,45	7,68
Feb	8,40	9,96	9,00	10,25	10,18	10,23	10,38	7,27
Mar	11,06	12,13	11,14	12,51	12,53	12,53	12,60	10,13
Apr	13,86	14,83	13,61	15,24	15,23	15,18	15,28	12,69
May	13,96	15,43	13,58	15,41	15,24	15,16	15,26	12,77
Jun	14,39	15,36	13,82	15,76	15,84	15,66	15,80	13,11
Jul	17,92	17,99	17,38	19,10	19,36	19,29	19,28	15,40
Aug	19,02	19,60	18,52	20,24	20,33	20,21	20,37	17,32
Sep	21,41	22,11	20,63	22,66	22,74	22,58	22,71	19,40
Oct	20,49	21,49	19,89	22,04	22,15	21,93	22,18	18,17
Nov	23,19	23,23	22,70	24,62	24,90	24,79	24,54	19,61
Dec	24,51	24,34	23,87	25,63	26,04	25,92	26,18	20,20
2000								
Jan	24,04	24,14	23,33	25,26	25,64	25,53	25,64	21,14
Feb	26,69	25,42	26,16	27,99	28,53	28,47	28,59	23,52
Mar	25,06	25,55	24,68	27,14	27,33	27,29	27,48	23,50
Apr	20,13	22,75	19,90	22,66	22,88	22,74	22,79	20,11
May	25,07	25,65	25,03	27,60	28,04	27,91	27,96	23,06
Jun	27,27	27,74	26,64	29,74	29,89	29,85	29,86	24,88
Jul	26,43	26,83	24,24	28,96	28,51	28,44	28,67	23,09
Aug	27,18	27,24	26,24	29,74	28,79	28,57	29,02	23,50
Sep	30,38	30,55	28,59	32,94	33,03	32,75	33,03	26,20
Oct	28,30	29,88	26,18	30,86	31,29	30,77	31,35	24,31
Nov	30,09	28,97	29,06	32,67	33,07	32,66	33,21	23,38
Dec	22,49	22,76	21,11	25,07	25,76	25,50	25,88	17,09

API / %S	China Daqing 33.0/0.78	Malaysia Tapis 44.3/0.2	Malaysia Miri 36.3/0.1	Australia Gippsland 46.0/0.13	Colombia Cano Limor 30.8/0.47	USA WTI 40.0/0.4	USA ANS 27.0/1.06	Russia Urals 36.1/2.52
1991	19,03	21,23	20,92	20,93	19,18	21,55	18,46	19,02
1992	19,01	20,77	20,47	20,21	18,56	20,58	18,16	18,10
1993	17,54	18,85	18,64	17,66	16,56	18,45	16,37	15,39
1994	15,59	17,14	17,01	16,10	16,05	17,19	15,73	15,19
1995	17,59	18,29	18,23	17,33	17,58	18,42	17,18	16,62
1996	20,81	22,01	21,98	21,03	21,62	22,20	20,53	20,11
1997	19,33	20,92	20,99	19,85	19,27	20,56	18,93	18,28
1998	12,34	13,81	13,93	13,33	12,69	14,36	12,50	11,78
1999	17,76	18,90	18,30	18,50	17,95	19,30	17,77	17,24
2000	28,74	29,74	29,50	29,40	28,57	30,37	28,40	26,58
1998								
Jan	14,81	15,81	15,91	15,30	15,08	16,63	14,78	14,31
Feb	13,73	15,12	15,22	14,65	14,46	16,15	13,49	13,11
Mar	12,38	13,43	13,46	13,11	13,16	15,17	12,33	12,17
Apr	13,14	15,09	15,11	14,41	13,40	15,29	12,39	12,40
May	12,53	14,52	14,53	14,10	13,13	14,91	12,30	13,00
Jun	11,83	13,69	13,68	13,38	12,03	13,74	11,70	10,17
Jul	12,68	13,82	13,82	13,39	12,59	14,05	12,89	11,26
Aug	12,01	13,16	13,16	12,63	11,98	13,44	12,53	11,56
Sep	11,82	13,62	13,63	12,98	13,34	14,85	14,00	12,78
Oct	12,66	14,37	14,37	13,83	12,78	14,36	13,31	11,41
Nov	11,60	12,97	13,23	12,55	11,38	13,10	11,61	10,46
Dec	9,77	10,97	10,96	10,43	9,66	11,26	9,36	9,42
1999								
Jan	10,89	12,43	12,43	11,89	10,91	12,41	10,63	10,85
Feb	10,50	11,37	11,37	11,04	10,56	11,96	10,39	9,43
Mar	12,29	13,61	13,57	13,13	13,12	14,64	13,05	11,76
Apr	15,48	16,24	16,09	15,71	15,73	17,25	15,56	14,15
May	16,55	16,73	16,60	16,38	15,73	17,83	15,96	14,23
Jun	16,53	17,03	17,01	16,48	15,67	17,87	15,81	14,76
Jul	18,44	19,65	19,60	19,05	18,33	20,08	18,15	18,60
Aug	19,54	21,72	21,72	21,44	20,05	21,20	20,01	19,77
Sep	22,03	23,88	23,88	23,61	23,09	24,04	23,13	21,96
Oct	22,56	23,64	23,62	23,43	21,89	22,73	21,88	21,33
Nov	23,92	24,76	24,06	24,57	24,34	24,99	23,65	24,17
Dec	24,14	25,30	25,30	24,86	25,63	26,21	24,66	25,44
2000								
Jan	24,35	25,46	25,44	25,18	26,54	27,15	25,61	24,83
Feb	26,53	27,56	27,59	27,23	28,51	29,44	27,72	27,52
Mar	27,44	28,52	28,53	28,00	28,88	29,85	27,96	25,60
Apr	24,25	25,37	25,47	24,84	24,01	25,81	23,86	21,20
May	28,40	28,66	28,67	28,29	26,97	28,78	27,08	26,35
Jun	31,36	30,47	30,47	30,11	30,68	31,93	29,68	27,39
Jul	30,48	30,88	30,88	30,40	28,91	30,19	28,09	24,75
Aug	30,37	31,87	31,82	31,32	29,06	31,04	29,10	27,00
Sep	33,34	34,57	34,51	34,10	31,95	34,05	32,44	30,30
Oct	31,91	32,58	31,85	32,61	31,14	33,00	31,54	28,04
Nov	30,97	32,73	na	32,75	32,70	34,65	33,05	31,23
Dec	24,92	27,75	na	27,58	23,13	28,39	24,17	24,06

Fonte: Oil Market Report, IEA, 2002.

Preços utilizados na simulação

PREÇOS

	ANACO WAX	LEONA 24	MESA	ORIENTE	CUSIANA	CANO LIMON	CEARA-MAR	MARLIM SUL	SERGIPANO	CUPIAGUA
Jan/02	26,44	22,32	24,02	21,68	26,50	23,24	23,96	22,83	25,83	26,76
Fev/02	23,44	19,32	21,02	18,68	23,50	20,24	19,74	20,35	21,61	23,76
Mar/02	20,54	16,02	17,32	14,13	20,30	17,04	18,07	18,57	19,87	20,56
Abr/02	19,64	15,32	17,02	14,13	19,65	16,94	18,46	18,27	24,08	19,91
Mai/02	19,74	15,42	17,12	14,23	19,75	17,04	15,42	15,64	18,59	20,01
Jun/02	21,34	17,02	18,72	15,83	21,35	18,64	17,22	17,23	19,74	21,61
Jul/02	23,64	19,32	21,02	18,13	23,65	20,94	19,98	19,38	22,17	23,91
Ago/02	27,04	22,72	24,42	21,53	27,45	24,34	23,55	23,20	26,21	27,31
Set/02	25,39	22,32	23,57	21,83	25,45	23,54	22,93	22,26	24,89	25,68

	GLP	GASOLINA	NAFTA	QAV	DIESEL 0,35%	OC	ASFALTO
Jan/02	112,84	151,92	123,65	199,85	188,55	111,54	96,99
Fev/02	110,21	137,42	128,98	177,10	166,91	103,36	89,88
Mar/02	99,42	116,87	106,92	148,37	141,96	89,60	77,92
Abr/02	97,24	115,89	109,45	155,71	146,13	87,17	75,80
Mai/02	93,74	123,68	111,72	155,31	146,83	86,08	74,85
Jun/02	88,72	141,18	115,79	155,04	148,50	94,34	82,03
Jul/02	104,08	165,00	138,45	167,75	158,48	106,82	92,88
Ago/02	121,86	184,05	160,06	191,51	178,55	123,82	107,67
Set/02	114,36	167,83	144,00	178,23	168,46	120,06	104,40

Fonte: Oil Market Report, IEA, 2002.