



PROGRAMA EQ-ANP

**Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria
do Petróleo e Gás Natural**



**Critérios na Distribuição de Petróleos para
o Parque de Refino Nacional**

João Botelho Marinho da Cunha

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Prof. Peter Rudolf Seidl, Phd

José Fantine, Engenheiro Químico

Março de 2005

CRITÉRIOS NA DISTRIBUIÇÃO DE PETRÓLEOS PARA O PARQUE DE REFINO NACIONAL

João Botelho Marinho da Cunha

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente do Programa Escola de Química/Agência Nacional do Petróleo – Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenharia Química com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Gestão e Regulação.

Aprovado por:

Erika Christina Ashton Nunes Chrisman, D.Sc.

Ernani Filgueiras de Carvalho, Eng. Químico

Leonardo Gomes Cardoso, M.Sc.

Orientado por:

Peter Rudolf Seidl, Phd

José Fantine, Eng. Químico

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Março de 2005

Ficha Catalográfica

Cunha, João Botelho Marinho da

Critérios na distribuição de petróleo para o parque de refino nacional / João Botelho Marinho da Cunha. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ,2005.

vi, 100 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Ano. Orientadores: Peter Rudolf Seidl e José Fantine.

1. Parque de Refino. 2. Petróleo. 3. Distribuição. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Peter Rudolf Seidl e José Fantine I. Título.

Aos meus pais e irmãos

AGRADECIMENTOS

À AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, ANP

- pela bolsa de estudos e oportunidade de participar do programa PRH 13 (EQ-ANP);

À ESCOLA DE QUÍMICA DA U.F.R.J.

- pelo aprendizado e convívio nesta instituição durante minha vida acadêmica;

AO PROF. PETER RUDOLF SEIDL, Ph.D. (EQ - U.F.R.J.)

- pelo apoio, atenção, amizade e aprendizado nos muitos trabalhos realizados juntos durante minha vida acadêmica;

AO ENGENHEIRO JOSÉ FANTINE (COPPE - U.F.R.J.)

- pelo aprendizado, atenção na elaboração deste trabalho;

AO PROF. EDUARDO MACH QUEIROZ, D.Sc.

- por toda ajuda, pelo incentivo, aprendizado, amizade e convívio durante toda minha vida acadêmica;

A Sr.^a ALZIRENE RODRIGUES

- por toda ajuda, paciência e amizade durante a minha bolsa de estudos;

AO PROF. ALEXANDRE DE CASTRO L. GOMES

- por toda ajuda na elaboração deste trabalho;

AOS AMIGOS

- por terem tanto ajudado em minha formação acadêmica especialmente minha querida amiga Roberta Vinhas Adduci;

AOS MEUS FAMILIARES

- em especial a minha querida mãe, que me incentivou, apoiou e orientou nos momentos mais difíceis da vida e em toda minha educação;

- e meu pai, que onde estiver, sei que está muito orgulhoso ao ver esta conquista em minha vida.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Gestão e Regulação.

CRITÉRIOS NA DISTRIBUIÇÃO DE PETRÓLEOS PARA O PARQUE DE REFINO NACIONAL

João Botelho Marinho da Cunha
Março de 2005

Orientadores: Prof. Peter Rudolf Seidl, Ph.D.
Prof. José Fantine, Engenheiro Químico

A indústria do refino de petróleo cada vez ganha mais importância no cenário político, econômico, social e ambiental de qualquer país. O refino constitui um setor de grande âmbito empresarial, de precioso faturamento, de enorme risco e de potenciais para resultados cada vez mais animadores. Portanto, através de estudos sobre a conjuntura nacional da indústria do petróleo, foram analisados diversos aspectos importantes no setor. Dentre estes, questões como as novas descobertas de campos petrolíferos em solos brasileiros, como os enormes campos de Marlim e Marlim Sul, a progressiva mudança na demanda interna por derivados de petróleo, e a necessidade da ampliação e construção de novas refinarias chamaram a atenção por introduzirem novas tendências a esta indústria petrolífera. Assim, o trabalho apresentado tem como objetivo central ajudar na otimização dos processos voltados para a nova ordem do refino nacional através da elaboração de critérios que sejam eficazes na distribuição de petróleos para o nosso parque de refino. Com isso, busca-se contribuir para uma possível melhora de rendimento no setor, aumento de produção e rentabilidade, diminuição de custos e, além disso, benefícios de caráter social, econômico e ambiental. Elaborados e discutidos os critérios, identificou-se que de acordo com o tipo de petróleo analisado, as 10 refinarias não particulares de nosso parque de refino poderiam ser divididas em 3 grupos distintos, cada qual mais adequada para processar determinado tipo de petróleo. Foi concluído que REGAP, RPBC e REPLAN deveriam processar os petróleos mais pesados e de maior importância nacional, como Marlim; REVAP, REDUC e REPAR processariam outros petróleos pesados, como Albacora; e REMAN, RLAM, RECAP e REFAP processariam os petróleos mais leves, como seria o caso do importado Pennington.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Engenheiro Químico with emphasis on Petroleum and Natural Gas – Management and Regulation

CRITERIA FOR DISTRIBUTION OF CRUDES AMONG BRAZILIAN REFINERIES

João Botelho Marinho da Cunha

March, 2005

Supervisors: Prof. Peter Rudolf Seidl, Ph.D.
Prof. José Fantine, Engenheiro Químico.

The petroleum refining industry is steadily growing in importance in the political, economic, social and environmental scenario of any country. Refining constitutes a sector of large business activity, of precious sales, of enormous risks and of encouraging prospects for results. Thus, through studies of the state of the petroleum industry in the country, several important aspects of the sector were analysed. Among them are questions such as the discoveries of new fields on Brazilian soil, as the enormous Marlim and Marlim Sul fields, the progressive change in the internal demand for petroleum products, and the necessity of expanding existing refineries and building new ones draw attention to the fact that they introduce new tendencies in this petroleum industry. Thus, the present work has as a central objective to aid in the optimization of processes that are directed to the new order of the national refining sector through the development of criteria that will be effective in the distribution of crudes among our refineries. In this way, an attempt is made to contribute to a possible improvement of returns from the sector, an increase in production and yields, a reduction in costs and, besides, social, economic and environmental benefits. Having proposed and discussed the criteria, ten non-private refineries could be divided into three distinct groups according to their adequateness for processing a certain type of crude. It was concluded that REGAP, RPBC and REPLAN should process the heaviest and most abundant crudes such as Marlim; that REVAP, REDUC and REPAR would process other heavy crudes, such as Albacora; and that REMAN, RLAM, RECAP and REFAP would process lighter crudes, such as Pennington, which is imported.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	18
1.2 OBJETIVO	20
1.3 DESAFIO INTRÍNSECO	21
1.4. A APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E OS BENEFÍCIOS ESPERADOS.....	21
1.5. DELIMITAÇÃO DO ESTUDO	22
CAPÍTULO 2 - O PETRÓLEO	23
2.1 APRESENTAÇÃO	23
2.2 CONSTITUIÇÃO DO PETRÓLEO	24
2.2.1 Não Hidrocarbonetos	25
i. Compostos Sulfurados	25
ii. Compostos Nitrogenados	25
iii. Compostos Oxigenados	26
iv. Resinas e asfaltenos	26
v. Compostos Metálicos.....	26
2.3 CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO E SUAS FRAÇÕES.....	27
2.3.1 Características das Principais Classes de Óleos Crus	28
i. Classe Parafínica.....	28
ii. Classe Parafínica – Naftênica	29
iii. Classe Naftênica	29
iv. Classe Aromática Intermediária	29
v. Classe Aromática – Naftênica.....	29
vi. Aromática – Asfáltica.....	30
2.4 O PETRÓLEO NACIONAL.....	30
2.5 O PETRÓLEO IMPORTADO.....	33
CAPÍTULO 3 - O REFINO	36
3.1 APRESENTAÇÃO	36
3.2 PRINCIPAIS PROCESSOS DAS UNIDADES DE UMA REFINARIA	37
3.2.1 Processos de Separação	37
i. Destilação Atmosférica (UDA)	37

ii. Destilação a Vácuo (UDV)	38
iii. Desasfaltação a Solvente (UDASF)	39
3.2.2 Processos de Conversão	39
i. Coqueamento Retardado (UCR)	39
ii. Craqueamento Catalítico	40
iii. Craqueamento Catalítico Fluído (UFCC):	40
iv. Reforma Catalítica	41
v. Viscorredução	41
3.2.3 Processos de Tratamento	42
i. Hidrotratamento (HDT)	42
ii. Hidrodessulfurização (HDS)	42
iii. Hidrodesnitificação (HDN)	43
iv. Hidrodesoxigenação (HDO)	43
v. Hidrodesmetalização (HDM)	43
vi. Hidrodesaromatização	43
vii. Remoção de Olefinas;	43
viii. Tratamento DEA	43
ix. Tratamento Cáustico	43
x. Tratamento Merox	44
xi. Tratamento Bender;	44
3.3 NOVAS UNIDADES NAS REFINARIAS NACIONAIS	44
3.3.1 Unidades de Craqueamento Catalítico de Resíduos (URFCC)	44
3.3.2 Unidades de Hidrocraqueamento de Gasóleos (UHCC)	45
CAPÍTULO 4 - PARQUE DE REFINO NACIONAL	46
4.1 O PARQUE DE REFINO BRASILEIRO	46
4.2 HISTÓRICO DAS REFINARIAS NACIONAIS	48
4.2.1 Refinaria Isaac Sabbá (UN-Reman)	48
4.2.2 Refinaria Alberto Pasqualini - REFAP	49
4.2.3 Refinaria Henrique Lage - REVAP	51
4.2.4 Refinaria de Capuava - RECAP	52
4.2.5 Refinaria Presidente Bernardes - RPBC	53
4.2.6 Refinaria Duque de Caxias - REDUC	54
4.2.7 Refinaria de Paulínia - REPLAN	56

4.2.8 Refinaria Presidente Getúlio Vargas - REPAR	58
4.2.9 Refinaria Gabriel Passos - REGAP	59
4.2.10 Refinaria Landulpho Alves - RLAM	60
4.2.11 Refinaria Ipiranga S.A. - RPI.....	62
4.2.12 Refinaria de Manguinhos S.A. - RPDM	63
4.3 DADOS COMPARATIVOS DAS REFINARIAS	64
4.4 A SITUAÇÃO DO REFINO NO MUNDO	67
4.5 A SITUAÇÃO DO REFINO NO BRASIL.....	68
CAPÍTULO 5 - A DISTRIBUIÇÃO DO PETRÓLEO PARA AS REFINARIAS	75
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	75
5.2 METODOLOGIA	79
5.2.1 Petróleo Marlim	79
i. Processo:	81
ii. Análise do Processo	83
iii. Discussão	85
5.2.2 Petróleo de Albacora.....	86
i. Processo:	87
ii. Análise do Processo	90
iii. Discussão	91
5.2.3 Petróleo de Pennington	92
i. Processo:.....	93
ii. Análise do Processo	96
iii. Discussão	97
5.3 FUTURO DO REFINO NO BRASIL.....	98
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO	101
REFERÊNCIAS	103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Gráfico da evolução do volume de petróleo refinado, segundo origem (nacional e importado) 1994-2003	20
Figura 2.1 – Origem dos compostos indesejáveis nas frações de petróleo	27
Figura 2.2 – Gráfico da evolução da produção de petróleo, por localização (terra e mar) entre 1993 e 2003	30
Figura 2.3 – Gráfico da evolução do grau API médio do petróleo nacional e a previsão até o ano de 2010.....	31
Figura 2.4 – Gráfico da evolução da acidez média do petróleo nacional e previsão para 2010	32
Figura 3.1 – Frações Básicas do Processo de Refino e seus respectivos produtos de Petróleo	36
Figura 3.2 – Esquema de Produção de uma unidade de destilação	38
Figura 4.1 - Parque de refino nacional	47
Figura 4.2 – Gráfico da distribuição da capacidade de refino nacional em 2003	48
Figura 4.3 – Gráfico da demanda de derivados médios no Brasil.....	69
Figura 4.4 – Gráfico da demanda de gasolina no Brasil	70
Figura 4.5 – Gráfico da perspectiva da produção de óleo e LGN, da demanda de derivados e da carga de petróleo nacional processada (Mbpd).....	71
Figura 4.6 – Evolução na demanda derivados no Brasil	72
Figura 4.7 – Perfil da Demanda X Produção de derivados no Brasil - 2003	73
Figura 5.1 – Cortes de Petróleo na saída da Destilação a Vácuo	80
Figura 5.2 – Fluxograma da RPBC para processar Marlim.	82

Figura 5.3 – Fluxograma da REPAR para processar Albacora.....	89
Figura 5.4 – Fluxograma da RECAP para Pennington	95

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 – Reservas provadas de petróleo 1994-2003 (millhões de barris).....	20
Tabela 2.1 – Composição elementar média do petróleo.....	24
Tabela 2.2 – Teor médio em dos não hidrocarbonetos presentes no petróleo.....	25
Tabela 2.3 – Classificação proposta por Tissot	28
Tabela 2.4 – Efeito das características do óleo no produto final	28
Tabela 2.5 – Principais características de alguns petróleos nacionais.....	33
Tabela 2.6 – Principais importações de petróleos no Brasil, por países e blocos de procedência - 1994 - 2003	34
Tabela 2.7 – Principais petróleos importados em 2004.....	35
Tabela 2.8 – Características dos Principais Petróleos Importados em 2004	35
Tabela 2.9 – Principais características do Petróleo Brent.....	35
Tabela 4.1 - Parque de refino nacional	46
Tabela 4.2 - Processamento de petróleo nacional e importado na REMAN – 1999 - 2003..	49
Tabela 4.3 - Produção de derivados na REMAN – 2000 - 2003	49
Tabela 4.4 - Processamento de petróleo na REFAP – 1999 - 2003.....	50
Tabela 4.5 - Produção de derivados na REFAP – 2000 - 2003	51
Tabela 4.6 - Processamento de petróleo na REVAP – 1999 - 2003	52
Tabela 4.7 – Produção de derivados na REVAP – 2000 - 2003.....	52
Tabela 4.8 - Produção de petróleo na RECAP – 1999-2003	53
Tabela 4.9 - Produção de derivados na RECAP – 2000 - 2003.....	53

Tabela 4.10 - Produção de derivados na RPBC – 1999 - 2003	54
Tabela 4.11 - Produção de derivados na RPBC – 2000 - 2003	54
Tabela 4.12 - Produção de derivados na REDUC – 1999 - 2003	55
Tabela 4.13 - Produção de derivados na REDUC – 2000 - 2003	56
Tabela 4.14 - Processamento de petróleo na REPLAN – 1999 - 2003	57
Tabela 4.15 - Produção de derivados na REPLAN – 2000 - 2003	57
Tabela 4.16 - Processamento de petróleo na REPAR – 1999 - 2003	58
Tabela 4.17 - Produção de derivados na REPAR – 2000 - 2003.....	59
Tabela 4.18 - Processamento de petróleo na REGAP – 1999 - 2003.....	60
Tabela 4.19 - Produção de derivados na REGAP – 2000 - 2003	60
Tabela 4.20 - Processamento de petróleo na RLAM – 1999 - 2003	62
Tabela 4.21 - Produção de derivados na RLAM – 2000 - 2003.....	62
Tabela 4.22 - Processamento de petróleo na Ipiranga – 1999 - 2003.....	63
Tabela 4.23 - Produção de derivados na Ipiranga – 2000 - 2003	63
Tabela 4.24 - Processamento de petróleo em Manguinhos – 1999 - 2003.....	64
Tabela 4.25 - Produção de derivados em Manguinhos -2000 - 2003.....	64
Tabela 4.26 - Capacidade de processamento de petróleo nas refinarias nacionais	65
Tabela 4.27 - Ampliações nas unidades de processamento das refinarias nacionais	66
Tabela 4.28 - Instalações de unidades de processamento nas refinarias nacionais	67
Tabela 4.29 – Produção de derivados energéticos e não energéticos	68
Tabela 4.30 - Importação de Óleo Diesel 1994- 2002.....	69

Tabela 4.31 – Exportação de óleo combustível pelo Brasil	71
Tabela 5.1 – Capacidade das Unidades de produção nas refinarias nacionais em análise	76
Tabela 5.2 – Capacidade das Unidades Auxiliares das refinarias nacionais em análise	77
Tabela 5.3 – Especificações técnicas do Petróleo de Marlim.....	80
Tabela 5.4 – Resultados Obtidos para Marlim no Grupo I.....	86
Tabela 5.5 – Especificações técnicas do Petróleo de Albacora	86
Tabela 5.6 – Resultados Obtidos para Marlim no Grupo I.....	92
Tabela 5.7 – Características do Petróleo Pennington	93

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANP - Agência Nacional do Petróleo;

API - American Petroleum Institute;

Bpd - Barris de petróleo por dia

CNP - Conselho Nacional do Petróleo;

DEA – Dietanol Amina

FCC - Craqueamento Catalítico Fluido;

GNV - Gás Natural Veicular;

HCC - Hidrocraqueamento Catalítico;

HDN – Hidrodesnitificação;

HDM – Hidrodesmetalização;

HDS - Unidade de Hidrodessulfurização;

HDT - Unidade de Hidrotratamento;

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gas;

LGN - Gás Natural Liquefeito;

Mbpd – Milhões de barris de petróleo por dia

OC - Óleo combustível;

OD - Óleo diesel;

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.;

Pró-Álcool - Programa Nacional de álcool;

QAV - Querosene de Aviação;

QI - Querosene iluminante;

RA – Resíduo Atmosférico;

RECAP - Refinaria de Capuava;

REDUC - Refinaria Duque de Caxias;

REFAP - Refinaria Alberto Pasqualini;

REGAP - Refinaria Gabriel Passos;

REMAN - Refinaria Isaac Sabbá;

REPAR - Refinaria Presidente Getúlio Vargas;

REPLAN - Refinaria de Paulínia;

REVAP - Refinaria Henrique Lage;

RLAM - Refinaria Landulpho Alves;

RPBC - Refinaria Presidente Bernardes;

RPDM - Refinaria de Manguinhos S.A.;

RPI - Refinaria Ipiranga S.A.;

RV - Resíduo de Vácuo;

TCC - Unidade de craqueamento térmico;

UAA - Unidade de Tratamento de Águas Ácidas;

UCR – Unidade de Coqueamento Retardado;

UDA – Unidade de Destilação Atmosférica;

UDASF – Unidade de Desasfaltação;

UDV – Unidade de Destilação a Vácuo;

UDS - Unidade de Desaromatização de Solvente;

UFCC – Unidade de Craqueamento Catalítico Fluído;

UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro;

UGH - Unidade de Geração de Hidrogênio;

UHCC – Unidade de Hidrocraqueamento;

URE - Unidade de Recuperação de Enxofre;

URFCC - Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduos;

UT - Unidade de Tratamento com DEA ;

UTCC - Unidade de Craqueamento Catalítico em Leito Móvel.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A indústria do refino de petróleo cada vez ganha mais importância no cenário político, econômico, social e ambiental de qualquer país. Assim, até o momento em que o petróleo se mantiver como principal fonte de energia da humanidade, este continuará movendo o mundo.

Através de seus produtos permanecerá servindo como suprimento, não só a indústrias de segunda geração, mas principalmente a indústrias tidas como essenciais para o mundo moderno e desenvolvido. Assim, essas indústrias vão desde a produção de utensílios para bens de consumo, passando pela produção em centrais petroquímicas e finalmente chegando ao sustento de praticamente toda malha viária existente atualmente.

O refino constitui um setor de grande âmbito empresarial, de valioso faturamento, de enorme risco e de potenciais para resultados cada vez mais animadores. Neste contexto, o trabalho na gestão de um parque de refino também ganha enorme importância já que deve buscar no setor, o máximo de integração da sociedade com o processo de desenvolvimento econômico, tecnológico e social do país. Além disso, deve visar sempre a otimização dos processos envolvidos, objetivando a melhora de sua eficiência e a fim de proporcionar significativo aumento de produção e rentabilidade e diminuição de custos (FANTINE 1992a).

1.1 Motivação

Através de estudos sobre a conjuntura nacional da indústria do petróleo, foram analisados diversos aspectos importantes no setor. Dentre estes, questões que envolvem as novas descobertas de campos petrolíferos em solos brasileiros, como os enormes campos de Marlim e Marlim Sul, a progressiva mudança na demanda interna por derivados de petróleo, e a necessidade da ampliação e

construção de novas refinarias chamaram a atenção por introduzirem novas tendências a indústria petrolífera nacional.

O novo horizonte vindo da exploração de petróleo em águas profundas trouxe a necessidade de se processar cada vez óleos mais pesados nas refinarias nacionais. E mesmo apesar da auto-suficiência prevista nos próximos anos, devido a estas grandes descobertas, devemos estar alertados para um fato muito importante: o Brasil têm grande quantidade de petróleo em seu subsolo, porém boa parte deste apresenta de certa forma, características não tão favoráveis, tendo em vista um parque de refino inicialmente desenvolvido para processar óleos de características consideradas leves para os dias atuais.

Outro ponto importante a ser esclarecido é o fato de nosso petróleo possuir, em sua grande maioria, baixo grau API, e com isso, tem a tendência de produzir derivados muito pesados e de pouca valorização no mercado. Assim, para tornarmos estes derivados mais atrativos e o petróleo nacional processável em nossas refinarias, deve ser vista uma grande reestruturação do nosso parque de refino. Nesta reestruturação, a ampliação das refinarias já existentes, a construção de novas refinarias e unidades, a otimização dos processos e a criação de novas tecnologias se tornam de enorme relevância para que o Brasil deixe de importar petróleos leves e derivados de alto valor agregado.

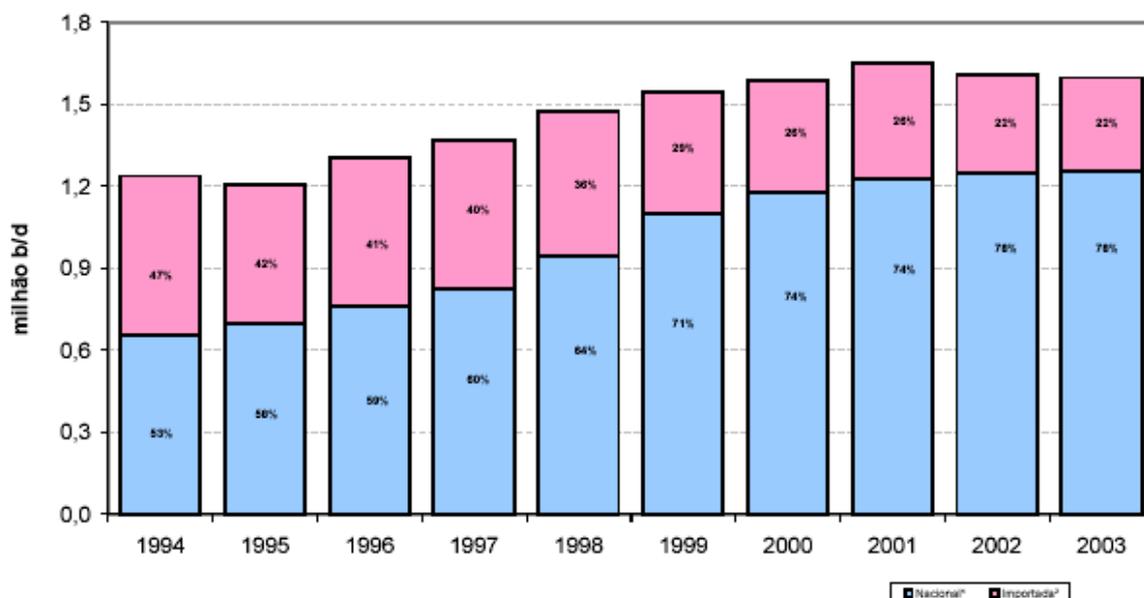
Portanto, pode se dizer que, como a composição e propriedades dos petróleos processados em refinarias nacionais vêm sendo substancialmente modificadas, através do progressivo aumento das reservas provadas de petróleo (tabela 1.1), há uma progressiva substituição de petróleos importados (figura 1.1) pelos petróleos nacionais. Além disso, para a introdução de novos processos de transformação, de modo que garanta a combinação adequada de derivados para o mercado consumidor, é de extrema importância um estudo que reveja a nova ordem do petróleo nacional e que possa desenvolver métodos capazes de unir os novos tipos petróleos que chegam ao novo tipo das refinarias.

Tabela 1.1 – Reservas provadas de petróleo 1994-2003 (milhões de barris)

ano	terra	mar	total
1994	723,98	4650,47	5374,45
1995	771,69	5451,37	6223,06
1996	771,20	5909,46	6680,69
1997	738,21	6367,75	7105,96
1998	783,88	6573,39	7357,27
1999	799,27	7354,05	8153,33
2000	854,20	7610,54	8464,74
2001	909,03	7586,80	8495,83
2002	926,98	8877,60	9804,58
2003	934,55	9667,36	10601,90

Fonte: Elaboração própria com base em ANP(2004a).

Figura 1.1 – Gráfico da evolução do volume de petróleo refinado, segundo origem (nacional e importado) 1994-2003



Fonte: ANP(2004a).

1.2 Objetivo

Através da crescente importância que o setor de refino vem tendo em âmbito nacional, e no atual contexto da indústria de petróleo brasileira, este trabalho tem como objetivo central ajudar na otimização dos processos voltados para o refino de petróleo, através da elaboração de critérios que sejam eficazes na distribuição de petróleos para o parque de refino nacional, tendo em vista, além das características

dos petróleos e das refinarias em questão, a demanda e a produção de derivados no mercado brasileiro.

1.3 Desafio Intrínseco

O trabalho traz como grande desafio, uma completa análise da conjuntura da indústria de petróleo no Brasil. Pode-se dizer que, esta análise inclui não apenas a compreensão dos aspectos técnicos do petróleo e dos setores da indústria que os contempla, e sim de uma abordagem geral, aliando também, os interesses econômicos e políticos do Brasil no setor e a enorme importância deste para o futuro desenvolvimento e auto-suficiência energética no país.

Outro grande desafio foi o desenvolvimento de uma metodologia que, ao mesmo tempo em que pudesse ser aplicado ao atual estado do parque de refino nacional, pudesse ser flexível diante de possíveis mudanças, e com isso aplicável em um futuro cenário brasileiro.

1.4. A Aplicação na Indústria do Petróleo e os Benefícios Esperados

O trabalho desenvolvido está diretamente relacionado ao setor de refino como um todo. A partir de uma distribuição eficaz de petróleo para cada uma das refinarias, haveria uma otimização dos processos que nelas ocorrem, e com isso, contribuiria enormemente para uma melhora de rendimento, aumento de produção e rentabilidade, diminuição de custos e, conseqüentemente, trariam benefícios sociais, econômicos e ambientais. A melhora na eficiência do processo faria com que fossem produzidas maiores quantidades de derivados com melhor qualidade e a partir de uma menor quantidade matéria-prima, e assim afetaria de maneira positiva na balança de pagamento do processo.

Além disso, tendo em vista as regulamentações ambientais cada dia mais exigentes, a melhora do refino ajudaria na produção de derivados mais valorizados e com menores teores de produtos indesejáveis (sulfurados, nitrogenados, oxigenados, metais, entre outros). Estes produtos além de contribuírem para poluição ambiental causam enormes problemas a tubulações, equipamentos e materiais durante o transporte e processamento, e por isso, necessitam sempre de tratamentos específicos.

1.5. Delimitação do Estudo

Com relação à estrutura do trabalho desenvolvido, a dissertação foi dividida em seis capítulos, enunciados a partir deste e que discorrem através de assuntos relacionados ao petróleo e à atualidade da indústria de refino, na tentativa de encontrar a melhor alternativa para a distribuição de petróleo para refinarias do parque de refino nacional.

Capítulo 2 – *O Petróleo* – fornece noções básicas e características importantes da matéria-prima relacionada a este trabalho. São tratados assuntos relativos a composição, a classificação, as classes e aos principais contaminantes do petróleo. Além disso, é dada uma abordagem geral da situação brasileira em termos de produção interna e importação de óleo bruto, apresentando a característica de alguns envolvidos.

Capítulo 3 – *O Refino* – fornece noções básicas do que é uma refinaria, além de abordar os principais processos de refino existentes.

Capítulo 4 – *O Parque de Refino Nacional* – apresenta o atual parque de refino nacional, através de um histórico e das características de cada uma das refinarias existentes. Além disso, apresenta importantes números que envolvem o petróleo processado no Brasil e os derivados produzidos de cada refinaria. Por fim, é feita uma abordagem da atual situação do refino no mundo da problemática do refino no Brasil.

Capítulo 5 – *A Distribuição do Petróleo para as Refinarias* – neste capítulo são apresentados critérios e bases para a elaboração de uma metodologia que venha a ser eficaz para distribuição de determinados tipos de petróleos às refinarias nacionais. Neste capítulo, também é apresentada uma análise dos processos elaborados e as tendências no futuro do refino no Brasil.

Capítulo 6 – *Conclusões* – comenta os principais resultados obtidos das análises realizadas ao longo da dissertação.

CAPÍTULO 2

O PETRÓLEO

Este capítulo tem a importante função de introduzir noções básicas do petróleo através de seu histórico, de suas principais características, e apresentando questões que envolvem a sua importância em território nacional, tão como, o volume de suas importações nos últimos anos.

2.1 Apresentação

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, com cheiro característico e de cor variando de acordo com a sua densidade e pelos constituintes. É composto de uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos e aromáticos em proporções variáveis e que contém impurezas (denominadas impurezas oleofílicas) como S, N, O e metais. Em sua natureza, está associado ao gás natural, sedimentos e água salgada.

Embora muito pouco se conheça a respeito de sua origem, admite-se que esteja ligada a decomposição dos seres componentes do plâncton (organismo em suspensão nas águas doces ou salgadas tais como protozoários, celenterados e outros) e causada pela ação das bactérias e sua pouca oxigenação.

As propriedades físicas do petróleo podem variar bastante, podendo-se ter óleos muito fluídos e caros, com grandes proporções de destilados leves, e óleos muito viscosos e escuros, com grandes proporções de destilados pesados. Mas apesar destas diferenças físicas, sua composição elementar varia muito pouco, já que o óleo cru é composto por séries homólogas de hidrocarbonetos. Portanto, as diferenças físicas são basicamente decorrentes das quantidades relativas de cada série homóloga dos componentes individuais.

A tabela 2.1 mostra a composição elementar média do petróleo em percentagem de peso.

Tabela 2.1 – Composição elementar média do petróleo

Elemento	% em peso
Carbono	83 a 87
Hidrogênio	11 a 14
Enxofre	0.06 a 8
Nitrogênio	0.11 a 1.7
Oxigênio	0.5
Metais (Fe, Ni, V, e outros)	0.3

Fonte: Elaboração própria com base na em VALLE (2002).

2.2 Constituição do Petróleo

A alta proporção de carbono e hidrogênio existente no petróleo mostra que os hidrocarbonetos são seus principais constituintes, podendo chegar a mais de 90% de sua composição. Os outros elementos presentes aparecem sob a forma de compostos orgânicos os quais, em alguns casos, formam complexos organo-metálicos. Os metais podem ocorrer, além da forma já mencionada, como sais de ácidos orgânicos. O enxofre pode estar presente na forma inorgânica, H₂S e enxofre elementar.

De uma forma geral, os compostos não hidrocarbonetos tendem a se concentrar nas frações mais pesadas do petróleo.

A rigor, os constituintes do petróleo podem ser divididos em duas grandes classes:

- Hidrocarbonetos propriamente ditos;
- Não hidrocarbonetos, ou seja, compostos orgânicos sulfurados, oxigenados, nitrogenados e organo-metálicos.

A tabela 2.2 mostra o teor médio dos não hidrocarbonetos presentes no petróleo.

Tabela 2.2 – Teor médio dos não hidrocarbonetos presentes no petróleo

Tipos de Compostos	Teor
Sulfurados	0.1 a 5% (como enxofre)
Nitrogenados	0.05 a 15% (em volume)
Oxigenados (não ácidos como resinas, cresóis e outros)	0 a 2% (como oxigênio)
Oxigenados (ácidos naftênicos)	0.3 a 0.4% (em volume)
Organometálicos (Fé, Ni, Cu, V, Ar, e outros)	Até 400 ppm (como metal)

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de VALLE (2002).

2.2.1 Não Hidrocarbonetos

i. Compostos Sulfurados

O Enxofre é o terceiro átomo mais abundante encontrado no petróleo com média de 0.65% em peso. Compostos sulfurados estão presentes em todos os tipos de óleo cru, na forma orgânica ou inorgânica, e em geral, quanto maior a densidade de petróleo, maior será o seu teor de enxofre. Petróleos com teor de enxofre menor do que 1% pode ser considerado como de baixo teor deste elemento.

Os compostos sulfurados, de um modo geral, são responsáveis pela corrosividade dos produtos do petróleo e do envenenamento de catalisadores nos processos de transformação. Além disso, são considerados tóxicos, por produzir gases poluentes para atmosfera por combustão (SO_2 e SO_3). Em meio aquoso por produzir H_2SO_3 e H_2SO_4 .

ii. Compostos Nitrogenados

Cerca de 90% dos óleos crus contém menos de 0.2% em peso de nitrogênio. Podem ser considerados como altos, os teores acima de 0.25% em peso. As maiores concentrações em óleos crus ocorrem em frações mais pesados, como gasóleos e resíduos de vácuo.

Os compostos nitrogenados, em geral, são responsáveis pelo envenenamento de catalisadores e, por oxidação, podem dar coloração aos derivados do petróleo.

iii. Compostos Oxigenados

Aparecem no petróleo de uma forma mais ou menos complexa, como ácidos carboxílicos, fenóis, cresóis, ésteres, amidas, cetonas e benzofuranos. De um modo geral, tendem a se concentrar nas partes mais pesadas do petróleo e são responsáveis pela acidez, coloração, odor, formação de gomas e corrosividade das frações de petróleo.

iv. Resinas e asfaltenos

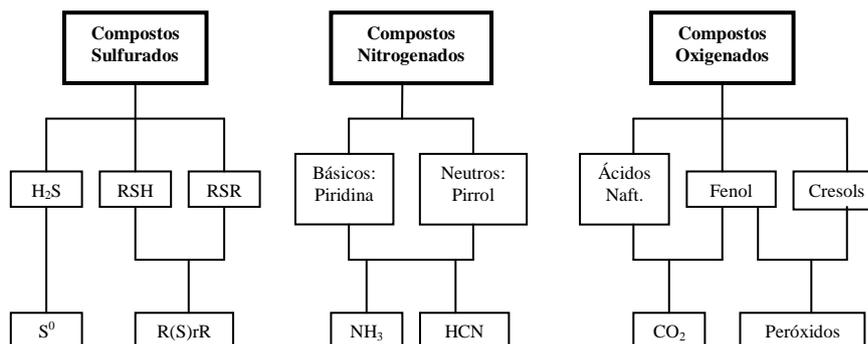
Compostos de estrutura complexa, policíclica aromática ou naftênico aromático, que contém átomos de S, N, O e metais. São chamados de resinas quando apresentam peso molecular de 500 a 1000 e de asfaltenos quando o peso molecular está acima de 1000. Eles apresentam alta relação atômica carbono/hidrogênio (de 0.73 a 0.87) e altos teores, em peso, de S, N, O e metais.

v. Compostos Metálicos

Podem ser apresentados de duas formas: como sais orgânicos, dissolvidos na água emulsionada ao petróleo, ou na forma de compostos organo-metálicos. A presença de metais é mais comum em petróleos que tenham maior teor de enxofre e asfaltenos. Além disso, são responsáveis pelo envenenamento de catalisadores.

A figura 2.1, a seguir, mostra de uma forma resumida a origem dos compostos indesejáveis nas frações de petróleo.

Figura 2.1 – Origem dos compostos indesejáveis nas frações de petróleo



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de VALLE (2002).

2.3 Classificação do Petróleo e suas Frações

A classificação mais utilizada para o petróleo está baseada em seu conteúdo químico primário: parafinas, naftênicos, aromáticos além dos compostos sulfurados, nitrogenados, asfaltenos e resinas. Esta classificação é fundamental para geoquímicos e refinadores e foi proposta por Tissot, após a análise de 514 amostras de petróleo.

As tabelas 2.3 e 2.4 mostram essas diferentes classificações entre os tipos de petróleo e o efeito dessas características no seu produto final, de acordo com os seus derivados produzidos.

Tabela 2.3 – Classificação proposta por Tissot

Concentração no Óleo Cru		Tipo de Petróleo	S%
SS>50%	P>N e P>40%	Parafínico	<1
AA<50%	P e N < 40%	Parafínico - Naftênico	
	N>P e N>40%	Naftênico	
SS>50%	P>10%	Aromático intermediário	>1
AA<50%	P<10% e N<25%	Aromático asfáltico	
	P<10% e N<25%	Aromático naftênico	

SS = saturados

AA = aromáticos+resinas+asfaltenos

P = parafinas

N = naftênicos

Fonte: VALLE(2002)

Tabela 2.4 – Efeito das características do óleo no produto final

Tipo de Petróleo	Alta Qualidade	Baixa Qualidade
Parafínico	Querosene Óleo Diesel Lubrificantes	Gasolina
Naftênico	Lubrificantes Gasolina Asfalto	Querosene Óleo Diesel
Aromático	Gasolina Solventes	Querosene Óleo Diesel Lubrificantes

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de VALLE (2002).

2.3.1 Características das Principais Classes de Óleos Crus

i. Classe Parafínica

São em geral, óleos crus leves com alto ponto de fluidez, densidade específica inferior 0.85, ou teor de resinas e asfaltenos menor que 19% em peso. Apresentam normalmente baixa viscosidade, exceto nos casos de elevado teor de n-parafínicos de alto peso molecular (alto ponto de fluidez). Os aromáticos presentes são do tipo *mono* e *di* incluindo esteróides. Os benzotiofenos são raramente presentes e o teor de enxofre é de baixo a muito baixo. Dentre petróleos

nacionais, enquadram-se como parafínicos, os petróleos baianos e a maioria dos petróleos nordestinos.

ii. Classe Parafínica – Naftênica

Apresentam em geral, teor de resinas e asfaltenos entre 5 e 15% em peso, baixo teor de enxofre (0 a 1% em peso), teor de aromáticos entre 25 a 40% em peso e um moderado teor de benzeno e de dibenzotiofenos. A densidade e a viscosidade são maiores do que a classe parafínica, mas, são ainda moderadas. No Brasil, a maioria dos petróleos da bacia de Campos é deste tipo.

iii. Classe Naftênica

Apresentam em geral, baixo teor de enxofre e originam da alteração bioquímica de óleos parafínicos e parafínicos-naftênicos. Poucos óleos se enquadram neste tipo.

iv. Classe Aromática Intermediária

Geralmente são óleos pesados, contendo de 10% a 30% em peso de asfaltenos e resinas. O teor de enxofre está acima de 1% em peso e o de hidrocarbonetos mono aromáticos é baixo, o contrário do teor de tiofeno e benzotiofenos. Sua densidade específica e viscosidade podem ser consideradas elevadas.

v. Classe Aromática – Naftênica

Óleos deste grupo geralmente sofreram algum processo de biodegradação no qual foram removidos os alcanos. São derivados dos óleos parafínicos-naftênicos e podem chegar a conter até mais de 25% em peso de resinas e asfaltenos. Seu teor de enxofre está entre 0.4 e 1% em peso.

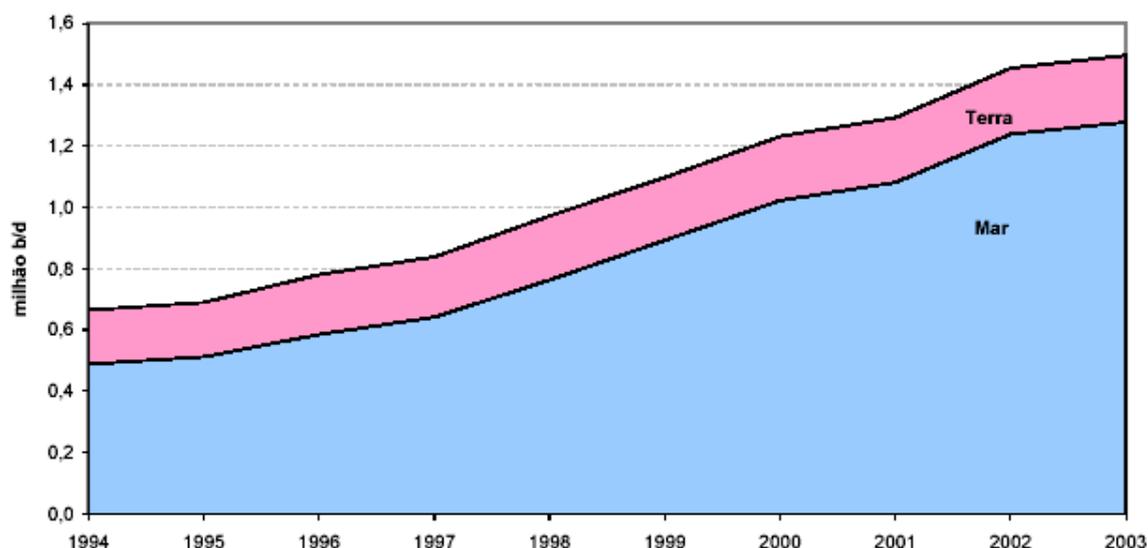
vi. Aromática – Asfáltica

Estes óleos são oriundos de um processo de biodegradação avançado, no qual ocorreu a condensação de monociclanos e posterior oxidação. São óleos pesados, viscosos, resultantes da alteração dos óleos aromáticos intermediários. O teor de asfaltenos e resinas geralmente é bem elevado neste tipo de óleo (de 30 a 60% em peso), igualmente distribuído. Já o teor de enxofre pode variar de 1 a 9% em peso.

2.4 O Petróleo Nacional

A produção brasileira de petróleo vem crescendo em um ritmo de 12% ao ano graças às grandes reservas foram descobertas pela Petrobras na Bacia de Campos (petróleo pesado). Através da figura 2.2, é possível perceber este grande aumento de produção, entre o período de 1993 a 2003.

Figura 2.2 – Gráfico da evolução da produção de petróleo, por localização (terra e mar) entre 1993 e 2003



Fonte: ANP (2004a)

O petróleo brasileiro é tipicamente um óleo pesado que, quando fracionado em refinaria, produz uma quantidade muito grande de óleo combustível e, em quantidade menor, óleo diesel, nafta e gasolina.

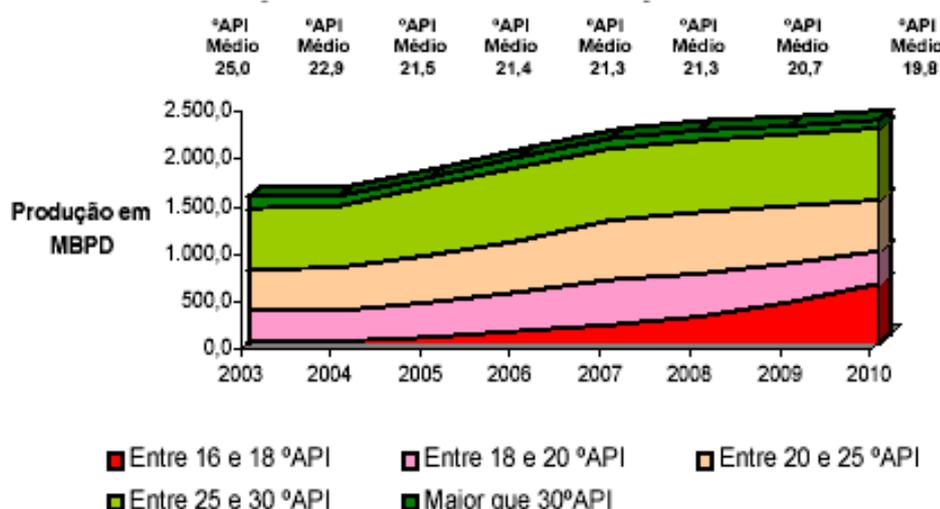
Hoje em dia, cerca de 83% do petróleo é proveniente da Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro. Um dos seus campos mais importantes, o de Marlim,

por exemplo, produz óleo pesado em torno de 20° API. Pode-se dizer que este campo, junto ao de Marlim Sul são os principais responsáveis pelo crescimento de petróleo nacional e representam praticamente 50% da produção estatal. Por este fato, é de suma necessidade a adequação das refinarias para receber, cada vez mais, esse tipo de óleo.

Outras características presentes em alguns óleos nacionais são os altos teores de componentes nitrogenados, acidez naftênica um pouco mais elevada e o baixo conteúdo de enxofre. Cada uma dessas peculiaridades requer adequações para seu melhor processamento.

Através da figura 2.3 podemos observar o baixo grau API médio do petróleo nacional e a perspectiva para os próximos anos.

Figura 2.3 – Gráfico da evolução do grau API médio do petróleo nacional e a previsão até o ano de 2010



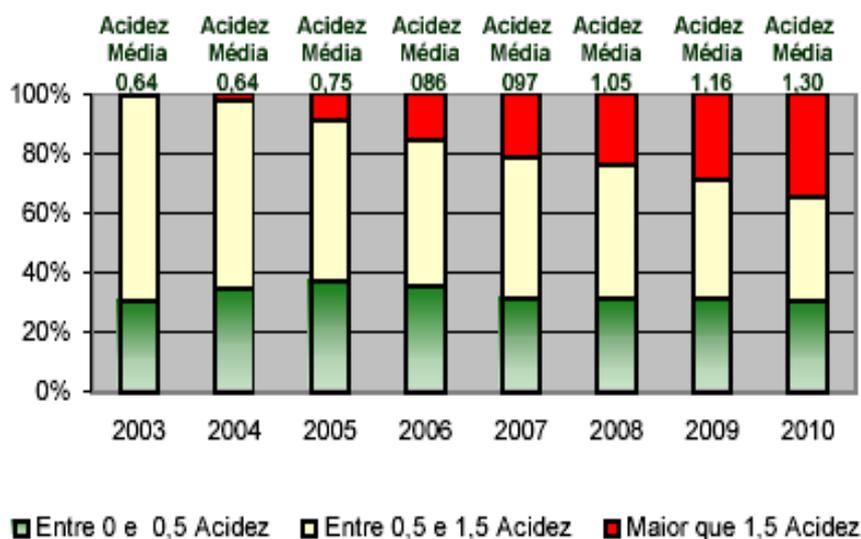
Fonte: VALENTE (2004).

As reservas de óleos pesados no Brasil podem ser estimadas em três trilhões de barris (477 bilhões de m³), mas a baixa rentabilidade e a ausência de uma tecnologia para extração podem inviabilizar sua produção. No Brasil, não bastassem os problemas relacionados à produção de petróleo pesado, as reservas localizam-se em águas profundas, colocando dificuldades particularmente dramáticas já que a baixa temperatura no fundo do mar (de 4°C), afeta até o escoamento do petróleo pelas linhas.

Além de ser mais complexa e mais cara do que a extração de óleos leves, o valor do barril do óleo pesado no mercado internacional é cerca de US\$ 4 menor do que o petróleo tipo Brent (referência mundial), já que o refino desse tipo de óleo gera produtos de baixo valor.

Adicionando-se ao fato de serem pesados (em média 19º API), os óleos nacionais apresentam índices de acidez naftênica mais elevados, baixo conteúdo de enxofre e maior conteúdo de compostos nitrogenados e metais que tornam o refino mais complicado, pois o nitrogênio interfere no rendimento nos processos de conversão. Isso faz com que o esquema de refino tenha que ser adaptado para um processamento rentável. A saída é desenvolver catalisadores especiais, mais resistentes à ação do níquel, para processar esse tipo de óleo. Já o elevado índice de acidez naftênica traz conseqüências aos equipamentos e tubulações, assim são buscadas tecnologias para minimizar os problemas relativos à corrosão. Na figura 2.4 observamos o grau de acidez média do petróleo nacional e sua perspectiva de aumento para os próximos anos.

Figura 2.4 – Gráfico da evolução da acidez média do petróleo nacional e previsão para 2010



Fonte: VALENTE (2004)

A seguir, a tabela 2.5 mostra alguns dos óleos nacionais produzidos e suas principais características, dando uma idéia mais clara de alguns aspectos citados neste capítulo.

Tabela 2.5 – Principais características de alguns petróleos nacionais

Petróleo	Procedência	°API	%S	Acidez	Fluidez	Rendimentos %volumétrica					%S Res.	QAV
						GLP	NAFTA	DIESEL	GASÓLEO	RV		
Alagoano	Alagoas	36	0.2	0.08	21	1.0	16	43	27	14	0.3	s
Badejo	Campos	29	0.2	0.04	-27	1.9	17	38	24	19	0.4	n
Baiano	Bahia	36	0.1	0.06	36	0.5	14	36	31	19	0.1	s
Bonito	Campos	25	0.6	1.2	-30	0.7	12	39	25	24	1.0	n
Cabiunas	Campos	30	0.6	1.0	-33	1.6	12	37	24	25	1.2	n
Curimã/Xareu	Ceará	33	0.3	0.3	20	0.5	20	41	23	16	0.5	s
Espírito Santo	Esp. Santo	35	0.2	1.0	6	1.0	15	49	18	17	0.5	n
Garoupa	Campos	29	0.3	0.55	-33	0.7	11	39	25	24	1.0	n
Linguado	Campos	32	0.2	0.38	-33	1.0	12	54	21	12	0.8	n
Sergipe Plat.	Sergipe	28	0.1	0.33	18	2.0	15	46	20	15	0.4	s
Sergipe Terra	Sergipe	25	0.4	0.4	15	1.3	10	32	24	33	0.5	n
Urarana	R.G. do Norte	33	0.2	0.28	18	0.5	14	37	30	19	0.4	s
Enchova	Campos	30	0.6	0.39	-33	0.4	12	40	21	25	1.2	n
Guaricema	Sergipe	39	0.2	0.18	18	2.6	14	47	21	14	0.3	s

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de VALLE (2002).

2.5 O Petróleo Importado

Apesar de o Brasil estar diminuindo a cada ano a sua dependência na importação de petróleo bruto, e de estar bem próximo de sua auto-suficiência, as características dos petróleos nacionais, do atual parque de refino e da demanda de derivados de petróleo no Brasil, fazem com que situação permaneça tanto para a importação de petróleos leves como de derivados de alto valor agregado. O petróleo importado deve ser essencialmente leve, para que possa ser processado de forma a satisfazer a carência da matriz energética brasileira e a grande demanda por óleo diesel e, além disso, possa ser misturado (*blend*) ao óleo nacional de forma a atender o perfil das refinarias brasileiras, que não processam o nosso óleo pesado.

A tabela 2.6 a seguir, mostra o volume de petróleo importado pelo Brasil, no período de 1994 a 2003, os principais países, blocos e regiões de procedência.

Tabela 2.6 – Principais importações de petróleo no Brasil, por países e blocos de procedência - 1994 - 2003

Regiões	Importação de petróleo (mil b)					
	1994	1997	2000	2001	2002	2003
América do Norte	-	-	-	2.076	1.863	-
Estados Unidos	-	-	-	2.076	1.863	-
Américas do Sul	55.488	81.917	59.189	35.039	19.830	11.153
Argentina	36.990	46.518	34.501	20.634	12.972	7.616
Bolívia	-	-	502	2.798	2.272	3.089
Colômbia	-	528	7.860	723	-	-
Venezuela	18.498	34.481	16.325	10.828	4.587	197
Europa e ex-URSS	-	-	-	2.042	5.890	6.296
Alemanha	-	-	-	703	1.031	-
Itália	-	-	-	-	-	2.059
Noruega	-	-	-	-	-	1.425
Reino Unido ¹	-	-	-	-	1.937	2.812
Rússia	-	-	-	-	1.035	-
Suíça	-	-	-	1.339	970	-
Oriente Médio	109.928	64.779	31.647	27.666	38.694	36.250
Arábia Saudita	62.628	38.123	20.696	24.921	24.097	26.162
Catar	1.862	-	-	-	-	-
Coveite	23.662	-	-	-	-	-
Emirados Árabes Unidos	1.761	176	1.200	-	-	-
Iêmen	-	7.378	1.266	1.304	-	-
Irã	19.417	19.102	-	-	233	251
Iraque	-	-	8.486	1.441	14.364	9.838
África	36.948	55.353	53.936	85.658	72.608	73.634
Angola	830	1.918	-	5.988	-	-
Argélia	13.201	21.401	33.315	29.349	30.621	25.886
Congo (Brazzaville)	918	-	1.875	2.860	1.494	1.790
Gabão	-	-	-	2.247	1.960	-
Nigéria	21.998	31.091	18.746	45.215	37.654	45.958
Total	202.364	202.049	145.350	152.481	138.885	128.213

Fonte: ANP (2004a)

Em seguida, nas tabela 2.7 e 2.8 serão mostrados os principais tipos de petróleo importados, além de seus países de procedência e suas principais características.

Tabela 2.7 – Principais petróleos importados em 2004

TIPO DE PETRÓLEO	PROCEDÊNCIA	TIPO DE PETRÓLEO	PROCEDÊNCIA
TIPO ARABE LEVE	ARABIA SAUDITA	TIPO CONDENSADO OSO	NIGERIA
TIPO SAHARA BLEND	ARGELIA	BRASS RIVER CRUDE OIL	NIGERIA
CONDENSADO AR-720	ARGELIA	TIPO FORCADOS	NIGERIA
TIPO OKONO	ARGELIA	PETROLEO EA	NIGERIA
TIPO HIDRA.	ARGENTINA	AMENAM BLEND	NIGERIA
CANADON SECO CRUDE OIL	ARGENTINA	TIPO OKONO	NIGERIA
CONDENSADO	BARBADOS	TIPO ABO 3	NIGERIA
CONDENSADO	BOLIVIA	PENNINGTON	NIGERIA
BOLIVIAN BLEND	BOLIVIA	TIPO YOHO	NIGERIA
PETROLEO VASCONIA	COLOMBIA	TIPO ABO	NIGERIA
PETROLEO ORIENTE	EQUADOR	ESCRAVOS	NIGERIA
CONDENSADO	GUINE-EQUAT.	TIPO SALTPOND CRUDE OIL	NIGERIA
TIPO BASRAH LEVE	IRAQUE	TIPO NIGERIAN BLEND	NIGERIA
BONNY LIGHT	NIGERIA	BACHAQUERO	VENEZUELA

Fonte: ANP (2004a).

Tabela 2.8 – Características dos Principais Petróleos Importados em 2004

Petróleo	Procedência	°API	%S	Acidez	Fluidez	Rendimentos %volumétrica					%S Res.	QAV
						GLP	NAFTA	DIESEL	GASÓLEO	RV		
Bachaquero	Venezuela	13	2.7	3.10	-4	0	4	29	19	46	3.5	n
Pet. Oriente	Equador	29	1.0	0.06	-3	1.4	18	43	20	17	2.0	s
Árabe Leve	Arábia Saudita	35	1.7	0.08	-26	1.6	24	40	21	13	4.3	S
Basrah Leve	Iraque	35	1.9	0.02	-18	2.5	24	37	21	16	4.6	s
Sahara Blend	Argélia	44	0.1	0.02	-33	3.0	29	47	17	4	0.3	S
Bonny Leve	Nigéria	36	0.1	0.17	9	1.2	25	50	17	7	0.4	S
Brass River	Nigéria	43	0.1	0.06	-21	2.0	29	51	12	4	0.2	S
Escravos	Nigéria	36	0.2	0.35	-6	2.0	51	51	16	8	0.3	N
Forçados	Nigéria	29	0.2	0.33	-6	1.5	14	50	21	6	0.5	S
Pennigton	Nigéria	37	0.1	0.2	3	1.6	30	47	18	3	0.4	s

Fonte: Elaboração base nos dados de VALLE (2002).

Por fim, a tabela 2.9 apresenta os pontos de corte, o grau °API e o teor de enxofre do Petróleo Brent tido no mundo como padrão internacional para a base de preços.

Tabela 2.9 – Principais características do Petróleo Brent

Grau API: 38,9		
Teor de Enxofre: 0,35 %		
Pontos de Corte		
Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
≤ 210°C	210°C a 500°C	> 500°C
39,20 %	44,90 %	15,90 %

Fonte : ANP (2005c).

CAPÍTULO 3

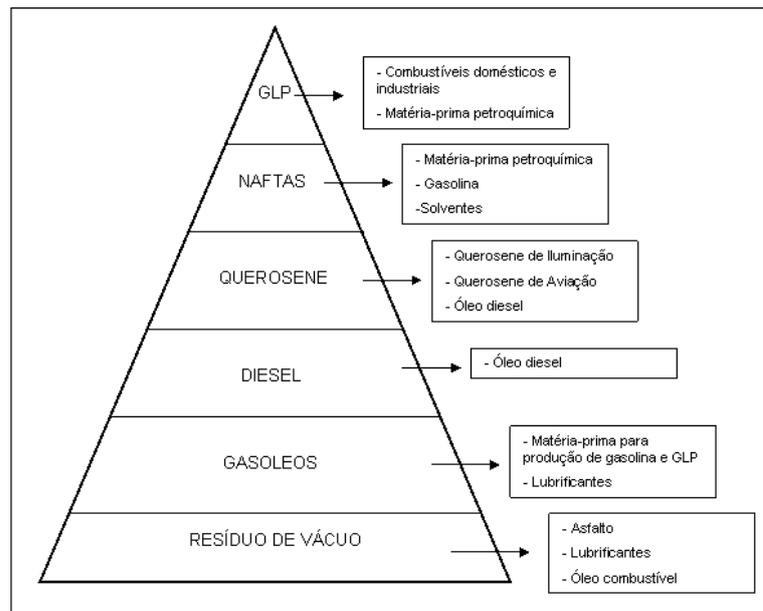
O REFINO

3.1 Apresentação

O refino de petróleo pode ser descrito, basicamente, como um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação dessa matéria-prima em derivados com diferentes utilidades. Depois de extraído e tratado no campo de produção, o petróleo segue para a refinaria, para ser transformado em uma série de produtos, que podem ser, principalmente, gás, GLP, nafta, gasolina, querosene, óleo diesel, resíduo atmosférico, entre outros e são obtidos após uma seqüência de diferentes processos nas chamadas unidades de refino, ou processamento. Alguns derivados já são produzidos na saída da primeira unidade, enquanto outros, somente após o processamento de várias delas. Assim, toda unidade realiza algum processamento sobre uma ou mais entradas, gerando um ou mais produtos.

A seguir, na figura 3.1, podemos observar com mais detalhes, as frações básicas do processo de refino e os produtos de petróleo que deles podem ser obtidos.

Figura 3.1 – Frações Básicas do Processo de Refino e seus respectivos produtos de Petróleo



Fonte: Elaboração Própria com base nos dados de GOMES(2000).

3.2 Principais Processos das Unidades de uma Refinaria

Este item visa abordar os principais processos existentes em qualquer tipo de refinaria.

3.2.1 Processos de Separação

i. Destilação Atmosférica (UDA)

A destilação atmosférica é um processo de destilação fracionada que tem por objetivo efetuar a primeira separação de hidrocarbonetos em uma refinaria, devido à diferença de ponto de ebulição de vários hidrocarbonetos, sem transformação química. Pode-se dizer que destilação atmosférica caracteriza o que chamamos de capacidade de processamento de uma refinaria. O processo consiste em aquecer o petróleo a uma determinada temperatura (entre 300°C e 340°C), para que este chegue à torre de destilação e consiga separar-se em diversas frações de acordo com o ponto de ebulição dos hidrocarbonetos que compõem. No processo está incluído também uma dessalgação eletrostática, que retira o sal, a água e a borra do petróleo.

Ao final do processo, um resíduo não vaporizado (resíduo atmosférico) é retirado no fundo da torre e, a parte gasosa ascende na torre e por condensação controlada vai se transformando em líquido que é retirado em pontos definidos (primeiro diesel, em seguida querosene bruto, nafta pesada e gases como GLP, etano e nafta leve).

A figura 3.2 apresenta um esquema simples da etapa de destilação atmosférica que promove a separação dos derivados leves, médios e pesados existentes no petróleo.

Figura 3.2 – Esquema de Produção de uma unidade de destilação



Fonte: ANP (2005a).

ii. Destilação a Vácuo (UDV)

A destilação a vácuo tem basicamente o mesmo princípio da destilação atmosférica quando se trata da separação de destilados por diferença de ponto de ebulição. Porém, quando se trabalha em vácuo, um hidrocarboneto irá destilar a uma temperatura menor que aquela da unidade de destilação atmosférica, ou seja, a fração que não destilou na unidade atmosférica, irá destilar em uma unidade a vácuo. É muito importante na melhora do rendimento e da separação dos derivados. Nas refinarias nacionais, são usadas como carga de entrada o resíduo atmosférico proveniente da destilação atmosférica.

Como produtos finais da torre, existem praticamente dois tipos de derivados. A primeira é caracterizada por uma parte pesada, não vaporizada, denominada de resíduo de vácuo, que é retirado pelo fundo da torre. Esta pode ser usada diretamente como óleo combustível ultra viscoso ou, após diluição com correntes de diesel intermediário, usada como óleo combustível convencional para queima em fornos. Dependendo do tipo de petróleo, pode ser usado também como o próprio asfalto para pavimentação. Já o segundo produto, a parte gasosa da unidade de destilação a vácuo, fica por conta dos gasóleos de vácuo. Estes ascendem na torre, e por condensação controlada produzem basicamente gasóleo pesado (carga para unidades de craqueamento ou de hidrocraqueamento catalíticos) e gasóleo leve (que pode ter o mesmo destino anterior ou servir para compor o *blending* de diesel). Esses gasóleos, em determinadas unidades de destilação a vácuo, e provenientes de determinados tipos de petróleos, constituem cargas para unidades de produção de lubrificantes.

iii. Desasfaltação a Solvente (UDASF)

As unidades de desasfaltação a solvente são unidades relativamente simples e de valor não muito elevado. São usadas em refinarias, basicamente para duas finalidades simultâneas: diminuir a produção de óleo combustível e produzir carga de ótima qualidade para unidades de craqueamento catalítico, hidrocraqueamento ou para unidades de produção de lubrificantes. Por este motivo, competem sempre com unidades de coqueamento retardado.

O seu processo consiste basicamente em uma extração líquido-líquido onde é usada na recuperação de frações oleosas com resíduos ricos em asfaltenos. A carga processada pelo solvente, normalmente é o resíduo das unidades de destilação a vácuo. Este óleo desasfaltado pode servir como matéria-prima para produção de lubrificantes ou como carga para a unidade de craqueamento catalítico e hidrocraqueamento. O resíduo asfáltico, se diluído, também pode ser especificado como óleo combustível, ou como matéria-prima para pavimentação de ruas (asfalto).

3.2.2 Processos de Conversão

i. Coqueamento Retardado (UCR)

São unidades simples e de valor não muito elevado. Têm como objetivo acabar com o resíduo de vácuo das unidades de destilação a vácuo e, portanto, evitar que a refinaria produza muito óleo combustível. São consideradas como primeira opção para um refinador que quer agregar valor ao seu refino e ao mesmo tempo se livrar de excedentes de óleo combustível. Ou, simplesmente, aumentar sua renda independente do mercado para o óleo combustível. Isto porque é a de menor investimento, produz maior quantidade de pré-diesel e consegue processar praticamente todo resíduo de vácuo produzido. No entanto, a limitação do seu uso se prende ao fato de produzir enormes quantidades de coque, necessitando assim, um mercado absorvedor.

O processo consiste na forma mais severa de craqueamento térmico, e é realizado em fornos com temperaturas que chegam a 500°C. As moléculas de

resíduo de vácuo são “quebradas”, onde aproximadamente 72% viram gases e 28% coque que se deposita no vaso. Os gases formados são retirados e por condensações e fracionamentos são separados em correntes na faixa do diesel, da nafta, do GLP e dos e de gases leves.

Os líquidos finalmente condensados e separados na unidade são enviados para outras unidades de tratamento para então comporem *blendings* finais de diesel (objetivo principal), gasolina ou GLP. In natura, esses produtos são muito instáveis, escurecem ou formam borras. Por isso têm que ser tratados. A nafta que vai para gasolina é de baixa octanagem. Porém, a corrente que vai para o diesel é de bom índice de cetana, característica importante desse derivado.

ii. Craqueamento Catalítico

Processo de conversão química que através de um catalisador, transforma frações mais pesadas em outras frações mais leves, à partir da quebra destas moléculas.

O craqueamento catalítico é considerado um processo de alta rentabilidade econômica por utilizar como carga um produto de baixo valor comercial, principalmete gasóleos e resíduos de vácuo e gerar outros produtos muito mais valorizados.

iii. Craqueamento Catalítico Fluído (UFCC):

O craqueamento catalítico fluído (FCC) de hidrocarbonetos é um processo universalmente utilizado no refino de petróleo. Esta unidade foi desenvolvida na época da segunda guerra mundial e objetivava aumentar a produção de gasolina sem aumentar a capacidade de refino de petróleo.

O processo tem como carga principal os gasóleos provenientes da destilação a vácuo, podendo incluir também, quantidades relativas de resíduos atmosféricos, dependendo do tipo de petróleo utilizado. Assim, os gasóleos e os resíduos atmosféricos são injetados em uma secção da UFCC misturando-se a uma corrente quente de catalisadores e passando por uma tubulação. O conjunto é lançado em um grande vaso. O contato íntimo favorece a quebra seletiva dos hidrocarbonetos da carga sendo tudo vaporizado. Assim, os gases saem pelo topo

do vaso e depois são condensados e separados. O catalisador volta e pode ser regenerado.

A UFCC tem como principais produtos, grande quantidade de gasolina com excelente qualidade, um diesel intermediário de baixo índice de cetana (o que limita sua aplicação), GLP rico em hidrocarbonetos de dupla ligação (que são bem valorizados como matéria-prima petroquímica), gases na faixa do eteno e metano (sendo o eteno matéria-prima direta para a petroquímica) além de um pouco de óleo combustível.

O parque de refino brasileiro foi dimensionado na época em que o mandante no mercado era a gasolina. Por isso todas as refinarias possuem UFCC e UDV, algumas mais de uma unidade de cada.

O processo de FCC é o principal produtor de gasolina, tanto de forma direta como indireta, através de outras correntes produzidas com matérias-primas geradas pelo próprio FCC, tais como oxigenados, alquilados ou isomerizados. A versatilidade das unidades de FCC permite que se possa operá-las de diferentes maneiras, de modo que, mediante um tipo de catalisador adequado e alguns ajustes nas condições operacionais, é possível maximizar a produção de gasolina, de diesel ou olefinas leves (matéria para a indústria petroquímica).

iv. Reforma Catalítica

Processo de conversão química, no qual as moléculas de hidrocarbonetos são rearranjadas sem alterar o número de átomos de carbono, através da ajuda de um catalisador. Ocorre em condições operacionais específicas e utiliza catalisadores adequados que transformam, principalmente, a nafta existente no petróleo em uma corrente rica de produtos aromáticos (benzeno, xileno e tolueno), que compõem gasolina de alta qualidade, em correntes de básicos petroquímicos. Existindo grandes unidades de reforma catalítica, o refinador não vende nafta para petroquímicas podendo dispor de toda sua nafta para produção de gasolina de alta octanagem. As correntes dessa plantas produzem também GLP e gases que são separados, integrando o pool da refinaria.

v. Viscosredução

É uma unidade não muito comum em refinarias nacionais. O processo através de um tipo de craqueamento realizado a temperaturas mais baixas que os demais processos de quebra de moléculas.

Têm como objetivos, diminuir a viscosidade de óleos combustíveis, melhorar o rendimento de gasóleos, além de permitir aumentar o rendimento de derivados leves a custas de frações pesadas, principalmente resíduos de vácuo.

3.2.3 Processos de Tratamento

i. Hidrotratamento (HDT)

É um tipo de hidroprocessamento, em que cortes de petróleo, hidrogênio e um catalisador adequado são reunidos em condições ótimas de operação. É mais aplicado em frações médias de querosene, gasóleos atmosféricos (óleo diesel) e óleos leves para a remoção de compostos sulfurados, outros contaminantes e dar estabilidade a carga produzida.

A rigor, as unidades de hidrotratamento seriam peças conseqüentes das fases anteriores, cumprindo o tratamento das correntes de unidades de coque ou de destilação de alguns petróleos. Estas transferem, para alguns derivados, compostos que causam instabilidade, degradação e que não deixam ser atendidas especificações ambientais, principalmente referentes ao teor de enxofre. Assim, as unidades de HDT tem importante papel de otimização, por permitirem a produção de derivados mais caros e elaborados, além de atender a rigor tais especificações de gasolinas, de diesel e de querosene de aviação, exigindo teores de enxofre extremamente baixos e incompatíveis com a qualidade da quase totalidade dos petróleos existentes.

Os processos de hidrotratamento podem ser classificados, principalmente como:

ii. Hidrodessulfurização (HDS)

Tem como objetivo a eliminação de compostos sulfurados, principal contaminante de determinados cortes de petróleo, através da quebra da ligação

C-S e na posterior reação do enxofre liberado com o hidrogênio presente no reator.

iii. Hidrodesnitificação (HDN)

Tem como objetivo a eliminação de compostos nitrogenados de determinados cortes de petróleo através da quebra da ligação C-N e evitar entre outros, o envenenamento de catalisadores usados na reforma e no craqueamento.

iv. Hidrodesoxigenação (HDO)

Tem como objetivo a eliminação de oxigênio de hidrocarbonetos através da quebra da ligação C-O, para estabilizar os cortes, diminuir reações de oxidação e dificultando a formação de goma e coque.

v. Hidrodesmetalização (HDM)

Evita a degradação dos compostos organometálicos aos sulfetos destes metais, uma vez que estes podem causar desativação de catalisadores, entre outros problemas.

vi. Hidrodesaromatização

vii. Remoção de Olefinas;

Outros tipos de tratamentos para derivados são mencionados a seguir:

viii. Tratamento DEA

Tratamento que utiliza uma solução de dietanol-amina, com a finalidade de absorver H_2S e CO_2 de uma mistura gasosa. Posteriormente, esta solução é aquecida, liberando os contaminantes. Muito utilizado para tratamento de GLP.

ix. Tratamento Cáustico

Tratamento que utiliza, basicamente, o mesmo princípio do tratamento DEA, porém têm como solução absorvedora a soda cáustica que é bombeada dentro de um vaso. Ajuda na eliminação de mercaptans.

x. Tratamento Merox

Utiliza como solução de NaOH do tratamento cáustico para eliminação de mercaptans em GLP, porém, estas são convertidas em dissulfetos, por oxidação, ao final do processo.

xi. Tratamento Bender;

Processo que visa transformar compostos de enxofre agressivos em menos nocivos, onde mercaptans são convertidos em dissulfetos por adição de PbS. Utiliza o NaOH como solução absorvedora.

3.3 Novas Unidades nas Refinarias Nacionais

Neste item serão abordados dois processos: a unidade de craqueamento catalítico de resíduos e a unidade de hidrocraqueamento de gasóleo. A primeira já foi recentemente implantada em duas refinarias de nosso parque de refino (RECAP e RLAM) e, além disso, possui mais uma planta que está prestes a entrar em operação (REFAP). A unidade de hidrocraqueamento está apenas em desenvolvimento no Brasil. Porém, abordagem de ambas as unidades é de extrema importância, já que são tidas como possíveis soluções para a problemática da indústria do refino nacional, o que será visto nos capítulos seguintes.

3.3.1 Unidades de Craqueamento Catalítico de Resíduos (URFCC)

Através de um objetivo estabelecido para a área de craqueamento catalítico foi desenvolvida uma tecnologia que visava o processamento de 100 % de resíduo

atmosférico de petróleos pesados, principalmente provenientes da bacia de Campos.

A prática do craqueamento catalítico fluido de resíduo envolve as mesmas etapas do craqueamento de gasóleos. Porém, em virtude da natureza do resíduo, que conta com maior teor de hidrocarbonetos de elevado ponto de ebulição, maior dificuldade de vaporização e, portanto, maior tendência a formação de coque (o que é potencializado pelo elevado teor de contaminantes da carga), é requerida especial atenção para minimizar a formação deste coque e do óleo combustível via otimização da rota catalítica. Daí vem a grande diferença para o processo de craqueamento catalítico fluido.

3.3.2 Unidades de Hidrocraqueamento de Gasóleos (UHCC)

São unidades bastante caras e de elevada tecnologia. O Brasil ainda não dispõe destas unidades em seu parque de refino nacional, no entanto, a Petrobrás que vêm investindo pesado no desenvolvimento desta tecnologia, visa em breve implantar algumas unidades em seu parque de refino.

A matéria-prima principal do processo é o gasóleo obtido das unidades de destilação a vácuo. Estes são diretamente enviados as unidades de hidrocraqueamento para que as moléculas de hidrocarbonetos sejam “quebradas” em meio catalítico e em presença de hidrogênio, produzindo grande quantidade de diesel (com alto índice de cetana), querosene (de excepcional qualidade) e ainda boa parte de nafta.

Para o Brasil, a implantação destas unidades seria uma ótima solução para necessidade de abastecimento do mercado com óleo diesel.

CAPÍTULO 4

PARQUE DE REFINO NACIONAL

Com o intuito de analisar possíveis parâmetros para distribuição do petróleo brasileiro e importado para o parque de refino nacional, é de extrema relevância o conhecimento das suas principais características físicas e tecnológicas. Neste sentido, o atual capítulo, baseado no estudo feito por (FERREIRA 2004) dedica-se a mostrar resumidamente estas características, analisando cada uma das refinarias existentes, e em seguida, fazer uma comparação dos dados, destacando papel de cada em todo parque de refino.

4.1 O Parque de Refino Brasileiro

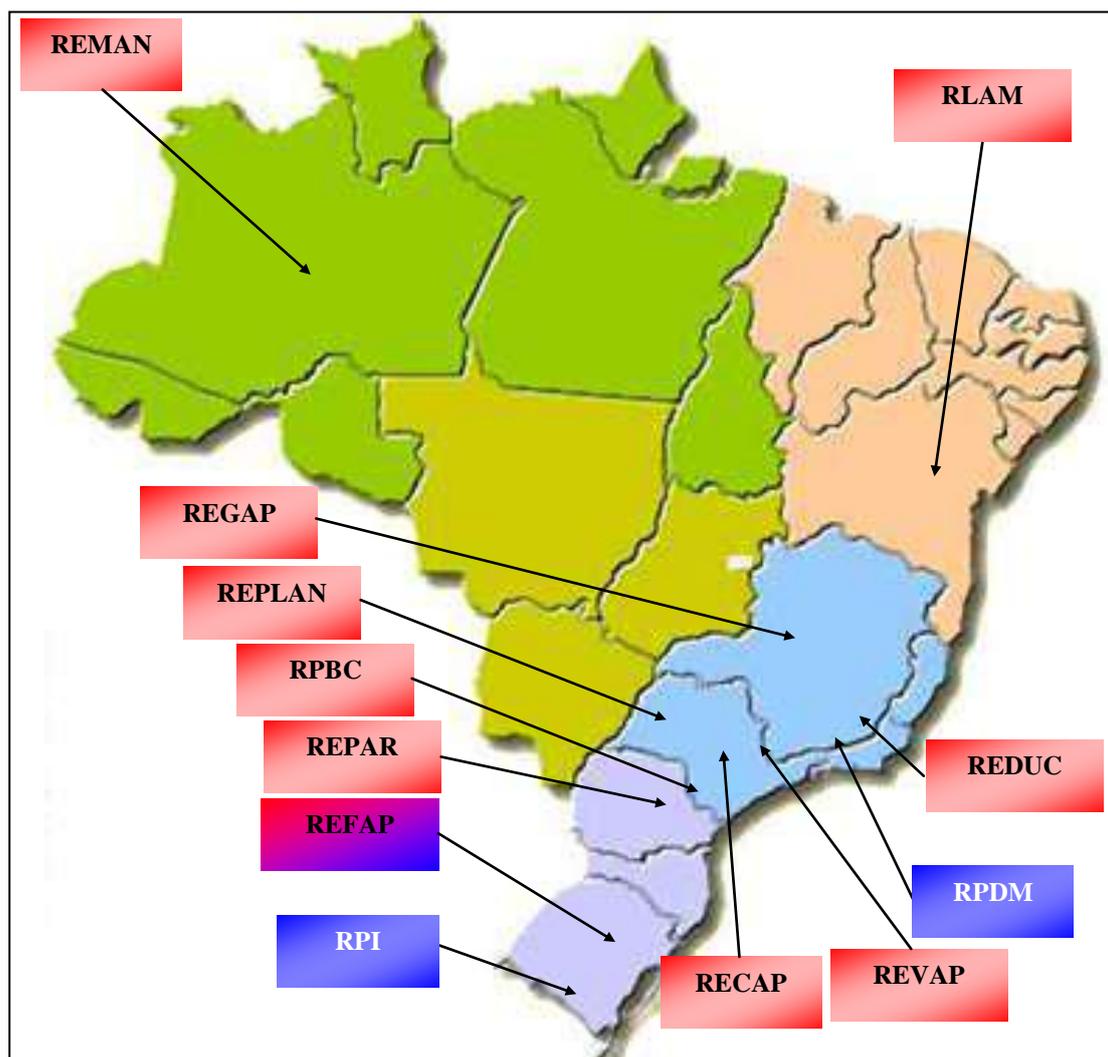
O atual parque de refino nacional é composto atualmente por 12 refinarias, que podem ser divididas em dois casos: duas sendo propriedades particulares (Manguinhos e Ipiranga) e outras dez como propriedades da Petrobrás. Dentre estas estão a REMAN, RLAM, REGAP, RPBC, RECAP, REPLAN, REVAP, REDUC, REPAR e finalmente a REFAP que tem 30% de suas ações também ligadas à empresa Repsol YPF. A tabela 4.1 e, figuras 4.1 e o gráfico 4.1 dão uma boa idéia das capacidades de refino de cada uma das refinarias, além de mostrar a sua localização e sua distribuição em território brasileiro.

Tabela 4.1 - Parque de refino nacional

Refinarias	Sigla	Estado	Capacidade de Refino (2003)
Refinaria de Manguinhos	RPDM	RJ	2.200 m ³ /d
Refinaria Ipiranga	RPI	RS	2.700 m ³ /d
Refinaria Isaac Sabbá	REMAN	AM	7.300 m ³ /d
Refinaria de Capuava	RECAP	SP	8.500 m ³ /d
Refinaria Gabriel Passos	REGAP	MG	24.000 m ³ /d
Refinaria Presidente Bernardes	RPBC	SP	27.000 m ³ /d
Refinaria Alberto Pasqualini	REFAP	RS	30.000 m ³ /d
Refinaria Presidente Getúlio Vargas	REPAR	PR	30.000 m ³ /d
Refinaria Duque de Caxias	REDUC	RJ	38.500 m ³ /d
Refinaria Henrique Lage	REVAP	SP	40.000 m ³ /d
Refinaria Landulpho Alves	RLAM	BA	48.500 m ³ /d
Refinaria de Paulínia	REPLAN	SP	56.000 m ³ /d

Fonte: FERREIRA (2004)

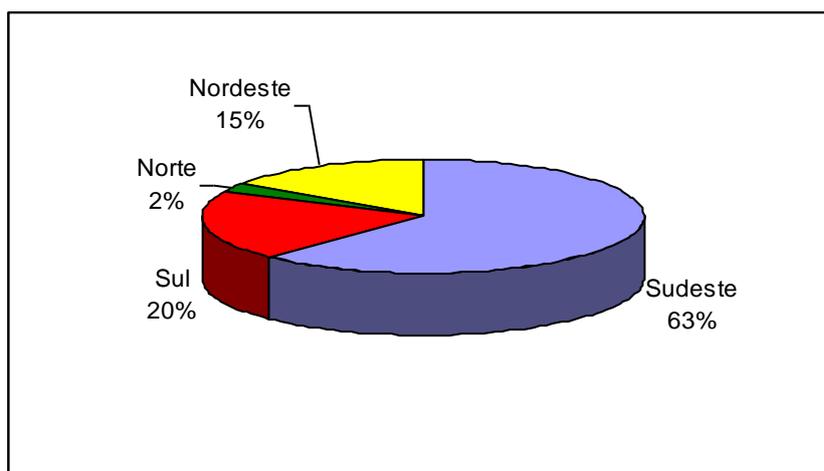
Figura 4.1 - Parque de refino nacional



Fonte: FERREIRA (2004)

Através de uma análise da tabela e da figura acima, podemos observar uma grande concentração de refinarias na região centro-sul do país (83%), principalmente na região sudeste (63%). Principalmente, pelo fato da grande proximidade com o maior centro consumidor e econômico do país (São Paulo), e mais tarde, com o aparecimento do maior centro produtor de petróleo (Rio de Janeiro), tal fato pode ser facilmente explicado. Além disso, vale lembrar, que para interligar estas 12 refinarias e os 54 terminais, o Brasil dispõe de uma grande malha de dutos espalhados por todo seu território.

Figura 4.2 – Gráfico da distribuição da capacidade de refino nacional em 2003



Fonte: FERREIRA (2004).

4.2 Histórico das Refinarias Nacionais

Este item tem como objetivo dar um breve histórico de cada uma das 12 refinarias presentes no Brasil, assim como as suas principais características.

4.2.1 Refinaria Isaac Sabbá (UN-Reman)

Teve início de seu funcionamento em finais de 1956, em Manaus (AM), com capacidade de 800 m³/dia. Possuía apenas uma única unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC) até 1968, quando o CNP autorizou a elevação do processamento para 1.100 m³/dia. Em 1971, passou a condição de subsidiária da Petrobras, com posterior e definitiva incorporação em meados de 1974.

A REMAN, como é chamada, começou o seu processo de ampliação, a partir de 1999, quando solicitou à ANP autorização para construção e operação da nova unidade de destilação atmosférica U-211, com capacidade nominal de processamento de 5.000 m³/dia. E teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º5 de 11/01/2000.

Atualmente, a refinaria tem capacidade de processamento de 7.300 m³/dia e produz, sobretudo, GLP, nafta, gasolina e óleos para geração de energia.

A tabela 4.2 apresenta o volume de petróleo processado pela REMAN no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 enquanto a tabela 4.3 mostra os principais produtos da refinaria nos períodos de 2000 a 2003.

Tabela 4.2 - Processamento de petróleo nacional e importado na REMAN – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	159.619	209.121	208.736	162.331	-
Nacional (m ³)	644.928	1.568.176	2.348.214	2.443.227	2.565.612
Total (m³)	804.547	1.777.297	2.556.950	2.605.558	2.565.612

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.3 - Produção de derivados na REMAN – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	49.088	67.341	53.902	36.979
Gasolina A	292.182	195.676	202.612	253.812
Glp	110.734	147.164	155.424	135.175
Nafta	390.380	823.300	808.612	778.046
Oleo Comb	184.678	327.539	332.941	330.269
Oleo Diesel	691.550	907.043	969.918	924.384
QAV	1.580	65.301	51.379	112.469
Total	1.717.032	2.533.364	2.574.788	2.571.340

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.2 Refinaria Alberto Pasqualini - REFAP

A REFAP entrou em operação no ano de 1968, em Canoas (RS). A sua primeira fase possuía apenas unidades de destilação atmosférica, com capacidade de 7.150 m³/dia. Em 1969, começaram a operar unidades de craqueamento catalítico fluido (FCC).

Em janeiro de 2001, como parte da troca de ativos entre a Petrobras e a Repsol-YPF (30% dos ativos da refinaria foram repassados ao grupo espanhol Repsol, numa troca com a Petrobras, que, por sua vez, assumiu o controle de uma das refinarias e 700 postos de abastecimento de combustível, ambos na Argentina), a REFAP S.A. começou o seu processo de ampliação e está passando atualmente por uma revolução em sua planta e conta com uma capacidade de processamento de 30.000 m³/dia.

Em 2000, foi implantado na REFAP um processo inovador de desaromatização de solventes (UDS). Pelo processo, são extraídos compostos aromáticos dos solventes, produzindo, assim, solventes com teor de benzeno inferior a 50 ppm, o que equivale a 0,005%, muito abaixo do que é exigido pela legislação (até 1%). A unidade tem capacidade de produção de até 4.500 m³/mês,

e utiliza dois tipos de solventes: hexano comercial - extração de óleos vegetais e petrosolve - diluição de tintas e solvente para borracha.

Em 2001, a REFAP solicitou à ANP autorização para construção e operação das seguintes unidades operacionais: U-300 (URFCC) com capacidade de 7.000 m³/dia de carga; U-650 (unidade de coqueamento retardado) com capacidade de 2.000 m³/dia; U-700 (HDT de óleo diesel) com capacidade de 4.000 m³/dia, bem como autorização da ampliação da U-50 (unidade de destilação atmosférica) para 20.000 m³/dia e da adequação da U-01 (unidade de destilação atmosférica) e a U-02 (unidade de destilação a vácuo) ao processamento de petróleos pesados. A razão para tal foi a necessidade de ampliação de seu parque de refino, devido à baixa complexidade do esquema atual, possuindo duas unidades de destilação e apenas uma de craqueamento.

O objetivo geral é o aumento da complexidade. A URFCC produz gasolina, gás combustível, GLP, propano e propeno. Já a HDT produz óleo diesel com o limite de enxofre até 0,05% em peso. Além disso, a ampliação das demais unidades tem vista a processar petróleos pesados. A REFAP teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 271 de 07/11/2002.

Atualmente a refinaria processa 30% de matéria-prima nacional e 70% de estrangeira. Com a instalação dos novos equipamentos, ocorrerá uma inversão. O grau de complexidade da refinaria triplicará e ela terá condições de refinar 80% de óleo com origem nacional e 20% importado. Além disso, a ampliação modificará o *mix* de produtos, com a nova planta dando prioridade à obtenção de gasolinas (principalmente de alta octanagem) por intermédio dos processos químicos de FCC e coqueamento. Será enfatizada, também, a fabricação de óleo diesel.

A tabela 4.4 apresenta o volume de petróleo processado no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 pela REFAP, enquanto a tabela 4.5 mostra os seus derivados produzidos entre 2000 e 2003.

Tabela 4.4 - Processamento de petróleo na REFAP – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	5.043.795	4.838.967	4.840.039	4.532.039	4.654.402
Nacional (m ³)	1.831.893	2.275.728	1.735.074	1.580.728	1.382.179
Total (m³)	6.875.688	7.114.695	6.575.113	6.112.767	6.036.581

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.5 - Produção de derivados na REFAP – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	141.055	90.764	69.693	41.728
Gasolina A	906.196	938.949	881.517	931.256
Glp	395.802	392.666	356.791	394.855
Nafta	2.155.731	1.532.432	1.160.270	1.249.355
Oleo Comb	777.580	711.794	688.445	641.598
Oleo Diesel	2.738.143	2.827.380	2.824.513	2.660.227
não energét.	1.218	952	779	835
QAV	122.522	139.305	125.672	116.411
Solvente	20.708	36.073	35.169	40.226
Total	7.258.955	6.670.314	6.142.849	6.076.490

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.3 Refinaria Henrique Lage - REVAP

A REVAP foi inaugurada em São José dos Campos (SP), no ano de 1980, com capacidade de 26.000 m³/dia. No início, possuía unidades de destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico fluido (FCC) e HDS de nafta, querosene e óleo diesel.

Sendo a última refinaria brasileira a entrar em operação, tem atualmente capacidade instalada de 40.000 m³/dia e começou seu projeto de ampliação em 1999, quando solicitou à ANP autorização para o aumento de carga de 34.000 m³/dia para 36.000 m³/dia da U-210 (unidade de destilação atmosférica) e de 6.500 m³/dia para 6.800 m³/dia da U-274 (unidade de desasfaltação a propano). Alegavam que essas unidades já operavam há alguns anos nas capacidades solicitadas devido a folgas existentes no projeto, ajustes nas unidades e pequenas melhorias. E teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 133 de 22/11/1999.

Em 2002, a REVAP solicitou à ANP autorização na adequação e atualização tecnológica para a melhoria de desempenho ambiental e rendimentos da U-210 (unidade de destilação atmosférica e a vácuo) e que permitiria a flexibilização da capacidade total de processamento de 36.000 m³/dia para 40.000 m³/dia de carga e da U-220 (FCC) permitindo uma flexibilidade na capacidade total de processamento de 12.500 m³/dia para 14.000 m³/dia de carga. A REVAP teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 210 de 14/08/2002.

A tabela 4.6 apresenta o volume de petróleo processado pela REVAP no período compreendido entre os anos de 1999 e 2002 e a tabela 4.7 apresenta seus derivados produzidos no período de 2000 a 2003.

Tabela 4.6 - Processamento de petróleo na REVAP – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	2.165.112	1.563.508	1.853.255	1.763.984	1.660.774
Nacional (m ³)	8.975.630	11.225.683	10.987.063	9.526.679	10.960.652
Total (m³)	11.140.742	12.789.191	12.840.318	11.290.663	12.621.426
Derivados produzidos (m³)	12.187.137	13.998.645	13.325.195	11.685.456	-

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.7 – Produção de derivados na REVAP – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	440.879	368.609	354.957	288.711
Gasolina A	2.892.916	2.480.055	2.121.914	2.510.877
Glp	942.830	952.870	767.334	1.071.601
Nafta	1.878.276	1.855.293	1.319.247	1.309.619
Oleo Comb	2.780.578	3.055.550	2.391.349	3.008.847
Oleo Diesel	3.051.036	2.796.124	2.736.165	3.299.960
não energét.	97.344	65.849	64.205	85.463
QAV	1.512.025	1.528.620	1.676.301	1.707.440
QI	37.208	27.105	0	6.715
Solvente	2.571	13.710	4.444	7.075
Total	13.635.664	13.143.786	11.435.916	13.296.307

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.4 Refinaria de Capuava - RECAP

Iniciou suas atividades em fins de 1954, no município de Mauá (SP). Era chamada de Refinaria União, tinha uma capacidade de 3.180 m³/dia e operava inicialmente com uma unidade de craqueamento térmico (TCC). Em 1974 foi incorporada à Petrobras e passou a se chamar Refinaria de Capuava (RECAP).

Em 2000, começou o seu processo de ampliação de quando solicitou à ANP autorização para elevação da capacidade de processamento da U-500 (unidade de destilação atmosférica) de 7.100 m³/dia para 8.500 m³/dia, da operação da U-570 (URFCC) com capacidade de 3.500 m³/dia, da U-750II (unidade de solventes II) com capacidade de 461 m³/dia e da U-1200 (unidade de separação de propeno) com capacidade de 145.000 t/ano. Pediu também que fosse desativada a unidade de destilação a vácuo, integrante da U-500, e da UTCC (unidade de craqueamento em leito móvel). E teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 48 de 18/04/2001.

A RECAP foi a primeira refinaria a receber uma UDS (unidade de desaromatização de solvente), em operação desde o final de 1999, e atualmente, tem capacidade instalada de 8.500 m³/dia, produz, principalmente, óleo diesel metropolitano (com baixo teor de enxofre), gasolina, GLP, propeno e solventes especiais.

A tabela 4.8 apresenta o volume de petróleo processado pela RECAP no período compreendido entre os anos de 1999 e 2002 e a tabela 4.9 mostra os seus derivados produzidos entre os anos de 2000 e 2003.

Tabela 4.8 - Produção de petróleo na RECAP – 1999-2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	100.475	154.366	525.437	305.059	382.384
Nacional (m ³)	1.929.102	2.185.647	2.153.122	2.191.454	2.163.510
Total (m³)	2.029.577	2.340.013	2.678.559	2.496.513	2.545.894

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.9 - Produção de derivados na RECAP – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Gasolina A	742.737	890.649	776.758	643.052
GlP	323.343	392.260	324.797	303.945
Nafta	17.269	7.820	0	9.536
Oleo Comb	102.378	140.059	141.059	27.074
Oleo Diesel	944.633	1.084.695	989.180	1.085.949
não energét.	19.011	0	1.057	171.452
Solvente	93.715	165.079	156.583	175.670
Total	2.243.085	2.663.653	2.387.887	2.416.678

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.5 Refinaria Presidente Bernardes - RPBC

Começou a operar no ano de 1955, em Cubatão (SP), com uma capacidade inicial instalada de 7.160 m³/dia. Constava de unidades de destilação atmosférica, visco-redução e craqueamento térmico. Uma série de ampliações e modernizações elevaram sua capacidade para 27.000 m³/dia e passou a contar com três unidades de destilação atmosférica e a vácuo, unidades de reforma catalítica, extração de aromáticos, coqueamento, craqueamento catalítico, além de uma unidade para a produção de gasolina de aviação.

A tabela 4.10 apresenta o volume de petróleo processado pela RPBC no período compreendido entre os anos de 1999 e 2002 e a tabela 4.11 mostra os seus derivados produzidos entre os anos de 2000 e 2003.

Tabela 4.10 - Produção de derivados na RPBC – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	560.349	293.312	433.224	321.192	458.826
Nacional (m ³)	8.507.344	8.802.712	8.486.818	8.547.375	9.013.773
Total (m³)	9.067.693	9.096.024	8.920.042	8.868.567	9.472.599

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.11 - Produção de derivados na RPBC – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Coque	675.809	622.517	674.630	640.137
Gasolina A	1.656.839	2.260.999	2.103.222	1.969.074
Gasolina de Avi.	85.480	93.357	71.202	71.731
Glp	727.554	629.829	673.529	558.040
Nafta	7.746	28.072	80.720	271.163
Oleo Comb	419.912	605.593	274.021	518.961
Oleo Diesel	3.987.450	3.729.083	4.157.153	4.823.017
não energét.	345.349	268.493	270.939	254.179
Solvente	190.286	187.704	198.227	137.208
Total	8.096.425	8.425.704	8.502.984	9.243.510

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.6 Refinaria Duque de Caxias - REDUC

Iniciou sua operação em 1961, no município de Duque de Caxias (RJ), com capacidade nominal da ordem de 14.300 m³/dia. A refinaria contava com destilações atmosféricas e a vácuo, reformação catalítica e craqueamento catalítico fluido (FCC), este último concluído em 1964. Em 1973, entrou em operação uma nova unidade de destilação atmosférica e a vácuo, adicionando mais 7.150 m³/dia. A refinaria tem ainda dois conjuntos para a produção de lubrificantes básicos (480.000 m³/ano), bem como unidades para a produção de parafinas (28.000 t/ano). Em 1991 entrou em operação uma unidade HDT para QAV com capacidade de 5.500 m³/dia e em 1992 entrou em operação uma unidade separadora de propeno com capacidade de 120.000 t/ano. A REDUC tem a planta mais complexa entre as refinarias do país, com uma linha de 52 produtos.

Em 2000, a REDUC começou o grande aumento de suas capacidades quando solicitou à ANP autorização para construção e funcionamento da U-3300 (URE) com capacidade de processamento de 52 t/dia e autorização de ampliação da capacidade de processamento de petróleo da U-1210 (unidade de destilação atmosférica e a vácuo) de 20.000 m³/dia para 22.500 m³/dia. E teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 159 de 18/09/2001.

Em 2001 foi feita uma outra solicitação à ANP, mas que ainda não foi autorizada. Porém, o processo já foi analisado, e está aguardando a assinatura do Termo de Compromisso para construção das seguintes unidades industriais: UGH com capacidade de projeto de produzir 550.000 Nm³/dia de hidrogênio; HDT para óleo diesel com capacidade de projeto de tratar 4.000 m³/dia de carga; UT (unidade de tratamento com DEA - dietilamina) com capacidade de projeto de tratar 2.044 Kg/h de carga; UAA (unidade de tratamento de águas ácidas) com capacidade de projeto de 50 m³/h e URE com capacidade de projeto de 52 t/dia de enxofre. Além da construção da unidade U-4100 (unidade de coqueamento retardado) com capacidade de 5.000 m³/dia de carga e das seguintes unidades auxiliares: UAA, UT, HDT de nafta de coque e um sistema de tocha. O grande projeto desenvolvido na REDUC é aumentar a produção de óleo diesel, nafta e GLP, reduzindo a produção de óleos combustíveis.

Em 2003, foi mais uma vez feita uma solicitação a ANP para ampliação e atualização tecnológica na melhoria do rendimento da U-1250 (FCC) com aumento da capacidade total de processamento para 9.000 m³/dia, que também ainda não foi autorizada. O processo encontra-se em análise pela ANP.

Hoje, a REDUC responde por 80% da produção de óleo lubrificante da Petrobras e utiliza para isso petróleo importado. Por isto, está sendo alvo de um grande investimento que tem como objetivo a obtenção de produtos de alta qualidade, já que sua tecnologia estará ultrapassada em breve.

A tabela 4.12 apresenta o volume de petróleo processado pela REDUC no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 e a tabela 4.13 mostra os seus derivados produzidos no período de 2000 a 2003.

Tabela 4.12 - Produção de derivados na REDUC – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	5.681.841	5.672.484	5.718.631	5.373.685	5.679.486
Nacional (m ³)	6.371.149	4.960.068	5.177.638	5.807.640	5.534.664
Total (m³)	12.052.990	10.632.552	10.896.269	11.181.325	11.214.150

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.13 - Produção de derivados na REDUC – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	181.343	171.133	162.074	75.328
Gasolina A	2.094.226	1.972.864	2.126.856	1.926.622
Glp	729.056	745.877	923.748	1.283.785
Lubrificante	592.915	603.802	634.602	666.504
Nafta	896.901	988.804	1.016.696	1.163.151
Oleo Comb	2.350.496	2.695.066	2.938.006	2.960.266
Oleo Diesel	2.604.751	2.525.971	2.601.312	2.496.280
não energét.	262.234	261.518	289.097	240.245
Parafina	38.564	37.749	37.651	40.863
QAV	831.990	697.538	643.293	805.430
QI	19.564	43.009	31.330	12.656
Solvente	6.534	7.185	14.911	14.243
Total	10.608.574	10.750.516	11.419.576	11.685.373

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.7 Refinaria de Paulínia - REPLAN

Iniciou suas atividades no ano de 1972, em Paulínia (SP), com capacidade para 20.000 m³/dia. Incorporava unidades de destilação atmosférica, a vácuo e craqueamento catalítico fluido (FCC). Em setembro de 1974 passou a operar a segunda unidade de destilação atmosférica, idêntica à primeira. No final de 1992 entrou em operação a segunda FCC, com capacidade de 17.500 m³/dia.

Em 2000, a REPLAN solicitou à ANP autorização para o aumento da capacidade de processamento da U-200 (unidade de destilação atmosférica) de 24.000 m³/dia para 28.000 m³/dia e da U-220A (FCC) de 8.000 m³/dia para 8.500 m³/dia, bem como autorização da operação da U-283 (HDT de instáveis) com 5.000 m³/dia de capacidade, da U-980 (unidade de coqueamento retardado) com 5.000 m³/dia de capacidade e da U-910B (URE) com 106 t/dia de capacidade. E teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 01 de 18/01/2001.

Em 2001, foi solicitada autorização para atualização tecnológica e aumento capacidade total de processamento de 27.000 m³/dia para 30.000 m³/dia das unidades operacionais: U-200A (unidade de destilação atmosférica) e U-210A (unidade de destilação a vácuo), além de autorização para operação das mesmas. A REPLAN teve essa solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 105 de 12/05/2003.

Já em 2002, a refinaria solicitou à ANP autorização para construção e operação das seguintes unidades operacionais: U-980A (unidade de coqueamento

retardado) com capacidade de processar 5.000 m³/dia de carga; U-283A (HDT de instáveis) com capacidade de tratamento de 5.000 m³/dia; U-241A (UGH) com capacidade de 750.000 Nm³/dia de hidrogênio; U-910C (URE) com capacidade de processar 3.800 Nm³/h de gás ácido produzindo 106 t/dia de enxofre; U-683B (UAA) com capacidade de processar 2.300 m³/dia e UT com capacidade de tratar 17.200 Nm³/h de gás combustível. Com isso objetivava, tendo em vista especificações de óleo diesel, o atendimento da legislação ambiental e o incremento da qualidade do produto fornecido ao mercado. Sua solicitação foi aceita através da Autorização ANP n.º 02 de 06/01/2003.

A REPLAN é a refinaria que mais processa óleo pesado no Brasil, cerca de 85% do petróleo Marlim, e quer aumentar esse processamento para 90. A tabela 4.14 apresenta o volume de petróleo processado pela REPLAN no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 e a tabela 4.15 mostra os seus derivados produzidos, no período de 2000 a 2003.

Tabela 4.14 - Processamento de petróleo na REPLAN – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	4.988.354	3.867.836	4.766.217	3.270.322	2.704.509
Nacional (m ³)	11.741.771	15.061.491	13.838.584	15.513.171	14.130.213
Total (m³)	16.730.125	18.929.327	18.604.801	18.783.493	16.834.722
Derivados produzidos (m³)	18.738.373	21.191.807	21.559.100	22.051.530	-

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.15 - Produção de derivados na REPLAN – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	130.008	164.538	160.872	120.657
Coque	757.443	739.534	705.126	701.551
Gasolina A	4.806.779	4.135.925	3.997.016	3.197.879
Glp	1.399.548	1.347.975	1.430.604	1.373.549
Nafta	1.082.280	1.655.962	1.273.234	1.037.382
Oleo Comb	3.824.863	3.433.035	3.926.915	2.965.021
Oleo Diesel	7.082.749	8.420.067	7.920.908	7.585.426
não energét.	78.120	109.377	116.861	174.490
QAV	561.430	484.853	371.943	331.923
QI	94.854	112.645	154.288	147.334
Solvente	90.206	79.024	38.054	0
Total	19.908.280	20.682.935	20.095.821	17.635.212

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.8 Refinaria Presidente Getúlio Vargas - REPAR

Entrou em operação no começo de 1976, em Araucária (PR), com capacidade de 20.000 m³/dia. A Refinaria incorporava destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico fluido (FCC) e desasfaltação a propano.

Em 2000, começou o seu processo de ampliação ao solicitar à ANP autorização para o aumento da capacidade de processamento de 27.000 m³/dia para 30.000 m³/dia da U-2100 (unidade de destilação atmosférica) e uma ratificação de titularidade e autorização da continuidade da operação da U-2900 (URE). Teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 193 de 05/12/2000.

Em 2001, também foram solicitadas a construção e operação das unidades operacionais de HDS para óleo diesel com capacidade de projeto para tratar 5.000 m³/dia de carga, UGH com capacidade de projeto para produzir 270.000 Nm³/dia de hidrogênio, com pureza de 99,90%, UT com capacidade para tratar 1.855 Kg/h de gás e UAA com capacidade de projeto de 80 m³/h. A ANP aceitou a solicitação através da Autorização ANP n.º 103 de 16/05/2002.

A tabela 4.16 apresenta o volume de petróleo processado pela REPAR no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 e a tabela 4.17 mostra os seus derivados produzidos, no período de 2000 a 2003.

Tabela 4.16 - Processamento de petróleo na REPAR – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	3.236.660	3.993.739	3.442.950	3.109.478	2.585.793
Nacional (m ³)	7.616.101	6.849.828	7.637.923	7.984.144	8.500.380
Total (m³)	10.852.761	10.843.567	11.080.873	11.093.622	11.086.173

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.17 - Produção de derivados na REPAR – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	302.172	248.039	270.984	215.673
Gasolina A	2.178.268	2.109.305	2.059.834	1.968.922
Glp	817.501	887.623	871.391	916.759
Nafta	898.916	529.313	701.305	854.848
Oleo Comb	1.427.482	1.888.875	1.841.175	1.733.207
Oleo Diesel	4.562.602	5.067.076	5.044.218	5.040.860
não energét.	98.478	31.191	76.076	56.626
QAV	164.518	190.686	159.047	105.198
QI	14.657	12.125	11.526	10.109
Solvente	29.864	32.640	38.420	40.780
Total	10.494.457	10.996.872	11.073.975	10.942.982

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.9 Refinaria Gabriel Passos - REGAP

Entrou em operação, no ano de 1968, em Betim (MG), incorporando em uma primeira fase apenas unidades de destilação atmosférica, com capacidade de 7.150 m³/dia, mas já no ano seguinte, começaram a operar unidades de craqueamento catalítico fluido (FCC).

Em 1999, a REGAP objetivando ampliação em sua estrutura, solicitou à ANP autorização para aumento de carga de 11.000 m³/dia para 12.000 m³/dia da U-001 (unidade de destilação atmosférica). Teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 02 de 11/01/2000.

Já em 2001, foram solicitadas construção e operação das unidades operacionais U-209 (UGH) com capacidade para produzir 360.000 Nm³/dia de hidrogênio, U-210 (HDT de óleo diesel) com capacidade de 3.500 m³/dia, U-211 (unidade de remoção de H₂S com DEA) com capacidade para tratar 2.075 Kg/h de gás e U-413 (UAA) com capacidade de 46 m³/h. A ANP autorizou sua solicitação através da Autorização ANP n.º 20 de 23/01/2002.

Ainda em 2001, a REGAP solicitou à ANP autorização para ampliação das seguintes unidades: U-003 (FCC) com aumento da capacidade total de processamento de 2.600 m³/dia para 3.000 m³/dia e U-103 (FCC) com aumento da capacidade total de processamento de 3.600 m³/dia para 4.200 m³/dia de carga. Sua solicitação também foi aceita através da Autorização ANP n.º 176 de 08/07/2002. Essas mudanças proporcionaram o aumento da capacidade de

processamento do petróleo nacional e a maior adequação da produção de derivados, representada pelo aumento da produção de gasolina e GLP

A REGAP é uma das poucas refinarias da Petrobras que já tem capacidade para processar o petróleo pesado da Bacia de Campos, graças aos grandes investimentos feitos na sua ampliação.

A tabela 4.18 apresenta o volume de petróleo processado pela REGAP no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 e a tabela 4.19 mostra os seus derivados produzidos, no período de 2000 a 2003.

Tabela 4.18 - Processamento de petróleo na REGAP – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	137.554	46.417	118.274	157.692	52.507
Nacional (m ³)	7.479.891	7.426.487	7.452.812	7.085.953	7.356.838
Total (m³)	7.617.445	7.472.904	7.571.086	7.243.645	7.409.345

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.19 - Produção de derivados na REGAP – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	243.101	217.164	269.574	178.917
Coque	524.397	430.451	437.365	439.515
Gasolina A	1.373.361	1.732.177	1.444.246	1.375.605
GlP	704.532	746.929	813.908	777.364
Nafta	354.063	286.473	608.161	628.008
Oleo Comb	960.023	911.175	651.402	695.581
Oleo Diesel	2.760.652	2.823.121	2.812.191	2.975.203
não energét.	8.698	4.046	3.794	3.226
QAV	359.243	362.334	368.126	340.860
QI	21.619	29.710	25.517	12.531
Solvente	20.384	29.585	57.775	105.455
Total	7.330.073	7.573.165	7.492.059	7.532.265

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.10 Refinaria Landulpho Alves - RLAM

Iniciou a sua operação em Mataripe (BA), no ano de 1950, com uma pequena unidade combinada de refino, com capacidade de 400 m³/dia, constando de destilação atmosférica e craqueamento térmico. Em 1953 dobrou a sua capacidade, instalando um novo conjunto idêntico ao primeiro. Essa refinaria foi projetada para processar, pela primeira vez no Brasil, petróleo nacional, proveniente dos campos de Candeias, D. João e Itaparica.

Em 1960, foram colocadas em funcionamento novas instalações, com capacidade para processamento de 3.500 m³/dia de petróleo, incluindo a produção de óleos lubrificantes básicos e parafinas. Em fins de 1975, foram completadas as obras de ampliação do conjunto de lubrificantes e parafinas, elevando sua capacidade para 140.000 m³/ano e 70.000 t/ano, respectivamente. Em 1984 entrou em operação uma unidade para produção de n-parafinas, matéria-prima de detergentes biodegradáveis.

Em 2000, solicitou à ANP autorização para operação da U-39 (unidade de craqueamento catalítico de resíduos - URFCC), com capacidade de 10.000 m³/dia e da U-36 (unidade de recuperação de enxofre - URE), com capacidade de 90 t/dia, e uma ratificação de titularidade e autorização da continuidade da operação da U-10 (unidade de destilação a vácuo) com 1.400 m³/dia de capacidade, da U-18 (unidade de desparafinação) com 1.700 m³/dia de capacidade e da U-16 (unidade de percolação de parafina) com 190 m³/dia de capacidade. E teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 219 de 20/12/2000.

Em 2001, foi também solicitada a atualização tecnológica com elevação da capacidade total de processamento de 3.650 m³/dia para 5.000 m³/dia e operação da U-4 (unidade de destilação atmosférica), bem como autorização da desativação da U-5 (unidade de destilação a vácuo). Foi também aceita através da Autorização ANP n.º 225 de 04/09/2002.

Já em 2002, solicitou à ANP a ampliação e atualização tecnológica para melhorias de rendimento na U-32 (unidade de destilação atmosférica e a vácuo) com aumento da capacidade para 30.000 m³/dia. Esta solicitação foi aceita através da Autorização ANP n.º 285 de 27/12/2003. Atualmente tem capacidade instalada de 48.500 m³/dia e possui a terceira maior e mais moderna unidade de craqueamento catalítico de resíduos do mundo.

A RLAM vem dando passos rumo ao desenvolvimento integrado, investindo em novos projetos para se tornar cada vez mais competitiva. O ponto de partida foi a construção da U-39 (URFCC), a maior unidade deste tipo na América Latina, que transforma gásleo e resíduos de vácuo em derivados de alto valor. Só esse projeto consumiu US\$ 460 milhões e aumentou em 186% a produção de gasolina - que alcançou a marca de 3,2 milhões de metros cúbicos, 943.000 toneladas de GLP e 231.000 toneladas de propeno por ano.

A tabela 4.20 apresenta o volume de petróleo processado pela RLAM no período compreendido entre os anos de 1999 e 2003 e a tabela 4.21 mostra os seus derivados produzidos, no período de 2000 a 2003.

Tabela 4.20 - Processamento de petróleo na RLAM – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	2.130.759	1.606.234	693.267	175.016	70.777
Nacional (m ³)	8.748.790	8.094.596	11.211.520	11.595.295	10.933.611
Total (m³)	10.879.549	9.700.830	11.904.787	11.770.311	11.004.388

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.21 - Produção de derivados na RLAM – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Asfalto	111.759	119.407	114.092	73.542
Gasolina A	799.764	1.572.085	2.264.934	2.029.110
Glp	611.696	1.036.608	1.213.295	1.008.522
Lubrificante	122.081	71.836	90.510	70.433
Nafta	2.500.461	2.205.662	1.804.478	1.630.016
Oleo Comb	2.849.764	3.339.862	2.858.235	2.464.923
Oleo Diesel	2.177.369	2.815.587	2.948.207	3.131.927
não energét.	182.229	223.076	320.357	337.114
Parafina	113.030	82.404	98.660	91.755
QAV	194.796	246.719	229.494	273.008
QI	7.464	0	1.518	173
Solvente	8.805	13.926	15.833	14.583
Total	9.679.218	11.725.153	11.959.613	11.125.106

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.11 Refinaria Ipiranga S.A. - RPI

Começou a sua operação em 1936, na cidade de Rio Grande (RS), com capacidade de 160 m³/dia, por processo descontínuo. Em 1950 introduziu novas instalações de destilação, de 800 m³/dia de capacidade, e uma unidade de craqueamento térmico, elevando a capacidade da refinaria para 1.500 m³/dia. Posteriormente, foram instaladas novas unidades de destilação a vácuo e craqueamento catalítico, que aumentaram em muito sua eficiência operacional.

Após um investimento de pouco mais de R\$ 17 milhões, a Refinaria Ipiranga teve sua capacidade de processamento ampliada para 2.700 m³/dia e expandiu sua capacidade de processo de 35%. Suas unidades de conversão acompanharam a evolução e, além disso, houve também aumento da capacidade de armazenagem, troca do *flare* (tocha), além de melhorias nas áreas de apoio e

controles, garantindo evolução na confiabilidade do processo. A tabela 4.22 apresenta o volume de petróleo processado pela Refinaria Ipiranga no período compreendido entre os anos de 1999 e 2002 e a tabela 4.23 mostra seus derivados produzidos no período entre 2000 e 2003.

Tabela 4.22 - Processamento de petróleo na Ipiranga – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	622.317	737.875	710.237	711.993	804.001
Nacional (m ³)	75.871	13.489	---	---	---
Total (m³)	698.188	751.364	710.237	711.993	804.001

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.23 - Produção de derivados na Ipiranga – 2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Gasolina A	375.724	497.897	384.913	487.958
Glp	49.908	44.694	26.023	24.627
Nafta	0	0	22.411	21.036
Oleo Comb	118.874	85.495	69.455	47.478
Oleo Diesel	245.214	186.700	220.121	319.555
não energét.	1.190	1.545	1.084	10.809
QI	4.273	4.109	3.755	3.421
Solvente	12.061	14.350	21.271	31.533
Total	807.244	834.789	749.033	946.419

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.2.12 Refinaria de Mangueiros S.A. - RPDM

Começou a operar em 1954, no Rio de Janeiro, com uma capacidade em torno de 1.600 m³/dia, contando com uma unidade combinada de destilação atmosférica e craqueamento térmico.

Em 1998, solicitou à ANP aprovação do seu plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade, para poder se adequar à flexibilização do monopólio do petróleo e ter acesso ao mercado internacional e a tecnologias atuais. Além disso, queria ampliar a capacidade de processamento de petróleo de 1.510 m³/dia para 5.071 m³/dia; fazer uma manutenção do atual perfil de produção voltado para combustíveis e solventes e aumentar a complexidade industrial da refinaria. Teve sua solicitação aceita através da Autorização ANP n.º 331 de 02/08/1999, mas devido a mudanças nos planos da empresa, a capacidade de processamento foi ampliada apenas para 2.200 m³/dia.

A tabela 4.24 apresenta o volume de petróleo processado pela Refinaria de Manguinhos no período compreendido entre os anos de 1999 e 2002 e a tabela 4.25 mostra seus derivados produzidos no período entre 2000 e 2003.

Tabela 4.24 - Processamento de petróleo em Manguinhos – 1999 - 2003

Petróleo processado	1999	2000	2001	2002	2003
Importado (m ³)	642.548	672.282	764.215	755.478	842.614
Nacional (m ³)	6.195	10.454	54.377	---	7.961
Total (m³)	648.743	682.736	818.592	755.478	850.575

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Tabela 4.25 - Produção de derivados em Manguinhos -2000 - 2003

Derivados (m³)	2000	2001	2002	2003
Gasolina A	454.428	518.342	401.400	355.934
Glp	40.441	45.906	22.989	17.459
Oleo Comb	182.529	266.964	214.992	218.154
Oleo Diesel	29.423	16.966	81.738	162.018
Solvente	39.301	38.664	104.500	213.279
Total	746.124	886.842	825.618	966.843

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a).

4.3 Dados Comparativos das Refinarias

Neste item, serão mostrados os dados relativos a todas as refinarias do parque de refino nacional, para que possam ser comparados e de forma que possa ser destacada a importância de cada uma no setor como um todo.

Na Tabela 4.26 é mostrada a evolução da capacidade de processamento de petróleo em cada refinaria, desde 1953, ano da criação da Petrobras até 2003.

Tabela 4.26 - Capacidade de processamento de petróleo nas refinarias nacionais

Refinarias	Capacidade de Refino (m ³ /dia de operação) ¹										
	1953	1977	1981	1986	1992	1997	1999	2000	2001	2002	2003
RPDM	---	1.590	1.590	1.590	1.590	1.590	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
RPI	960	1.500	1.500	1.500	1.500	2.000	2.000	2.000	2.000	2.700	2.700
REMAN	---	1.600	1.600	1.400	1.800	2.230	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
RECAP	---	5.600	5.600	4.500	4.500	7.000	7.000	8.500	8.500	8.500	8.500
REGAP	---	12.000	12.000	23.000	23.000	23.000	23.000	24.000	24.000	24.000	24.000
RPBC	---	27.000	29.000	26.500	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
REFAP	---	12.000	12.000	12.000	12.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
REPAR	---	20.000	24.000	24.000	24.000	27.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
REDUC	---	35.300	42.600	36.000	35.000	36.000	36.000	38.500	38.500	38.500	38.500
REVAP	---	---	30.000	26.000	34.000	34.000	34.000	35.900	35.900	35.900	40.000
RLAM	800	14.500	22.700	20.800	20.800	41.850	41.850	41.850	41.850	41.850	48.500
REPLAN	---	40.000	40.000	48.000	48.000	52.000	56.000	56.000	56.000	56.000	56.000
Total	1.760	185.090	236.590	225.290	233.190	283.670	296.350	303.250	303.250	303.950	314.700

Fonte: FERREIRA (2004).

¹ A redução da capacidade de refino de algumas refinarias em alguns anos específicos se refere à desativação de determinadas unidades de processamento.

Partindo do princípio que todas as refinarias foram ampliadas ao longo de todos estes anos, é fácil perceber e explicar o aumento da capacidade de refino em todas as refinarias citadas. É válido destacar que as maiores unidades de refino nacional, em termos da capacidade instalada são: REPLAN, RLAM e REVAP, e as menores são as particulares: Manguinhos e Ipiranga.

Já a tabela 4.27 apresenta a relação das ampliações mais recentes nas unidades das refinarias nacionais. Pode ser notado que as unidades de destilação atmosférica e de craqueamento catalítico de fluido foram as que mais tiveram ampliações por parte das refinarias.

Tabela 4.27 - Ampliações nas unidades de processamento das refinarias nacionais

Refinarias	Ampliação nas unidades de processamento				
	1	2	3	4	5
RPI					
RPDM	■				
RECAP		■			
REDUC				■	■
REFAP		■			
REGAP				■	
REMAN					
REPAR		■			
REPLAN				■	
REVAP		■	■	■	■
RLAM		■			■
RPBC					

- 1 - Desgargamento
 2 - Unidade de destilação atmosférica
 3 - Unidade de desasfaltação a propano
 4 - Unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC)
 5 - Unidade de destilação atmosférica e a vácuo

Fonte: FERREIRA (2004).

A seguir, a tabela 4.28 mostra as unidades de processamento mais recentemente instaladas nas refinarias nacionais e revela uma tendência de se obter mais qualidade nos derivados, de forma a se adequar a especificações regulatórias cada vez mais rígidas. Unidades de HDT de instáveis, auxiliares (UGH, UT e UAA), coqueamento retardado e HDS foram as unidades mais instaladas.

Tabela 4.28 - Instalações de unidades de processamento nas refinarias nacionais

Refinarias	Instalação de unidades de processamento												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
RPI													
RPDM													
RECAP													
REDUC													
REFAP													
REGAP													
RLAM													
REPAR													
REPLAN													
REVAP													
RLAM													
RPBC													

1 - Unidade de destilação atmosférica

2 - Unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC)

3 - Unidade de recuperação de enxofre

4 - Unidade de hidrotreatamento de instáveis (HDT)

5 - Unidade de coqueamento retardado

6 - Unidade de craqueamento catalítico de resíduo (RFCC)

7 - Unidade de solventes / Unidade de desaromatização de solvente

8 - Unidade de separação de propeno

9 - Unidade de geração de hidrogênio (UGH)

10 - Unidade de remoção de H₂S com DEA

11 - Unidade de tratamento de águas ácidas (UAA)

12 - Unidade de hidrodessulfurização (HDS)

13 - Unidade de reforma catalítica

Fonte: FERREIRA (2004).

4.4 A Situação do Refino no Mundo

“A Indústria do Refino representa um segmento de importância estratégica para o desenvolvimento econômico e industrial do país, na medida em que os produtos dela provenientes se tornam responsáveis por grande parte de suprimento de energia da malha viária (diesel e gasolina), bem como pela base de centrais petroquímicas (nafta) e indústrias de segunda geração” (FERREIRA).

Assim, é de extrema importância que se tenha conhecimento das dificuldades relacionadas a este setor, compreender seus principais aspectos estratégicos e tecnológicos envolvidos.

Apesar de toda esta importância, pode-se dizer que nos dias atuais, a atividade de refino não é uma prática nas quais exista uma margem de rentabilidade bem vista, assim como em outros setores da indústria do petróleo como exploração, produção, transporte, distribuição e revenda.

A construção de uma nova refinaria requer alto investimento e, aliado a sua baixa rentabilidade, só é viável com condições muito satisfatórias. Diante deste quadro, perfil das refinarias em todo o mundo está por ser reestruturado, de modo que possa se tornar uma atividade lucrativa. Pode-se dizer que a busca por melhora em seus processos, de forma que se tenham produtos finais cada vez mais nobres, rentáveis e menos poluentes é a mudança mais objetivada.

Além da melhora em processamentos, outra prática que é bastante comum e bem vista é o aumento de capacidade das unidades já existentes, através da construção de unidades novas. Esta opção pode ser bem mais rentável e proveitosa do que a construção de uma nova refinaria, já que teria como ponto de partida uma infra-estrutura já existente, com todo mercado de demanda e estratégia já montado.

4.5 A Situação do Refino no Brasil

O parque de refino brasileiro sofreu importantes mudanças que fizeram com que o seu sistema atual passe a ser revisto e readaptado. Desde a década de 1980, onde houve o período de construção das refinarias mais recentes do país, a qualidade do óleo nacional processado, assim como a demanda por determinados derivados sofreu grandes modificações.

Passamos a ter de processar cada vez mais os óleos pesados provenientes das descobertas na Bacia de Campos. Este, um óleo que oferece pouca atratividade no mercado por produzir produtos de baixo valor agregado, e que necessitam de tratamentos mais severos e complexos no seu processamento e de favorecer a presença de contaminantes (o que redobra a atenção com as especificações de qualidade, cada vez mais rígidas). Além disso, passamos a ter no óleo diesel, o principal derivado produzido, um aumento significativo de produção (tabela 4.29), tudo isso, para atender o grande crescimento da frota rodoviária nacional.

Tabela 4.29 – Produção de derivados energéticos e não energéticos

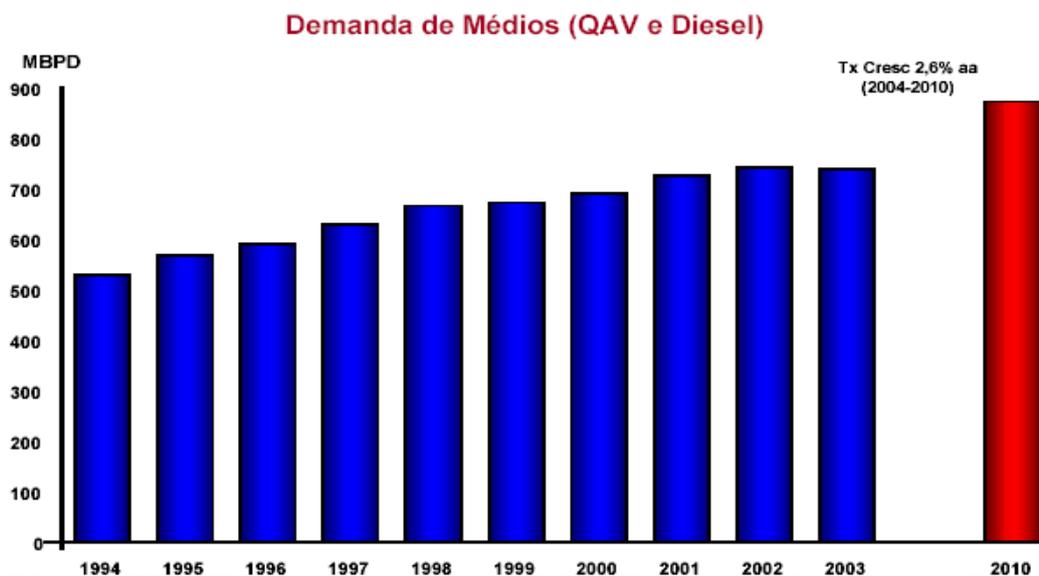
Derivados de petróleo	Produção (mil m ³)							03/02 %
	1994	1998	1999	2000	2001	2002	2003	

Total	71.291	88.123	92.243	94.118	99.228	97.138	97.817	0,70
Energéticos	59.747	75.603	76.570	77.690	83.495	82.112	82.696	0,71
Gasolina A	14.241	19.591	18.364	18.576	19.930	19.407	18.537	-4,48
Gasolina de aviação	104	109	96	85	93	71	72	0,74
GLP	6.807	6.939	7.296	8.134	8.788	9.100	9.907	8,86
Óleo combustível	9.751	15.772	15.558	16.066	17.525	16.360	15.685	-4,13
Óleo diesel ³	25.847	29.351	31.447	30.883	33.217	33.321	34.511	3,57
QAV	2.836	3.765	3.722	3.744	3.714	3.625	3.792	4,61
Querosene iluminante	160	76	86	200	228	227	193	-15,02
Não-energéticos	11.543	12.520	15.674	16.428	15.733	15.026	15.121	0,63
Asfalto	1.315	1.984	1.551	1.764	1.628	1.664	1.135	-31,78
Coque	634	877	1.359	1.958	1.793	1.817	1.781	-1,98
Nafta	7.113	7.091	9.981	10.182	9.917	8.794	8.952	1,80
Óleo lubrificante	772	757	743	739	710	768	781	1,66
Parafina	152	126	161	152	120	136	133	-2,71
Solvente	413	437	481	515	618	685	991	44,57
Outros	1.144	1.247	1.397	1.118	948	1.161	1.347	16,05

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2005a)

Porém, mesmo sendo o derivado de maior produção no parque de refino nacional, estes números não são suficientes para atender a demanda interna (figura 4.3) e, portanto, há uma necessidade constante da importação do derivado para suprir esta carência (tabela 4.30).

Figura 4.3 – Gráfico da demanda de derivados médios no Brasil



Fonte: PINTO (2004).

Tabela 4.30 - Importação de Óleo Diesel 1994- 2002

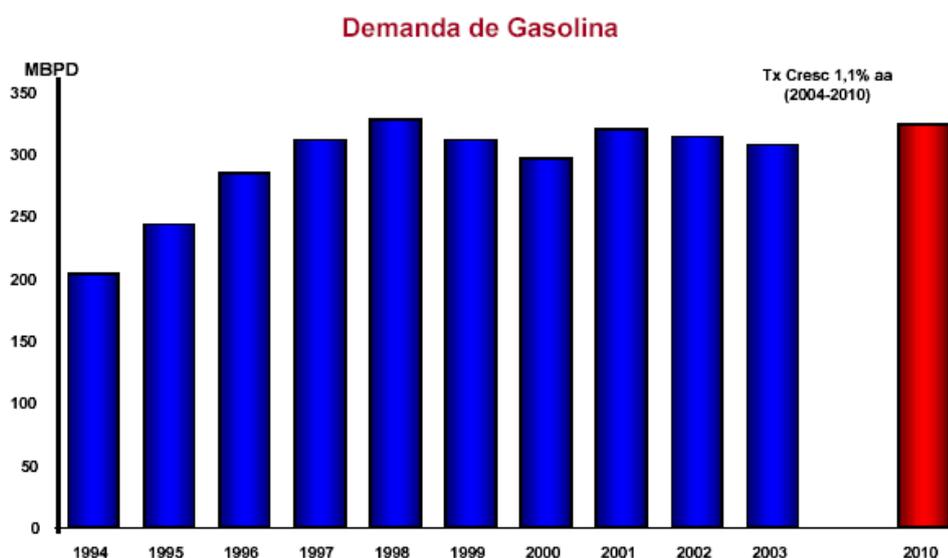
Anos	Importação de OD (mil m ³)
1994	3.257
1999	5.830

2000	5.801
2001	6.585
2002	6.389

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a)

Com relação à gasolina, pode se dizer que a partir da década de 90 houve um aumento significativo na sua produção, para que pudesse acompanhar o aumento da demanda. Assim, inverteu-se a queda ocorrida na década anterior, conseqüência do alto consumo do álcool como combustível automotivo e provocado por um programa de incentivo criado pelo governo na época, o chamado Pró-Álcool (figura 4.4).

Figura 4.4 – Gráfico da demanda de gasolina no Brasil



Fonte: PINTO (2004)

É importante afirmar também que a demanda crescente por transportes e a falta de substitutos efetivos contribuíram para esse crescimento da demanda por gasolina e óleo diesel. Alguns possíveis substitutos, como o gás natural veicular (GNV), ainda apresenta rede de distribuição pouco desenvolvida.

Outro produto que sofreu grandes alterações nos últimos anos, tanto por sua demanda, como por sua produção e pelo seu valor comercial, foi o óleo combustível. Tal derivado, que ainda possui grande produção na matriz energética brasileira tem uma tendência natural, no mercado mundial de ser substituído por outras fontes de energia cada vez mais limpas. Portanto, apesar de estarmos processando óleos cada vez mais pesados, há a necessidade de se produzir

menos óleo combustível, tanto pelas normas ambientais, como sua grande desvalorização. A exportação deste derivado pelo país, apesar de ser em grande quantidade, não apresenta lucratividade, já que o preço deste óleo após processamento tem quase a metade do valor do óleo cru, que entra na refinaria. A tabela 4.31 mostra a exportação de óleo combustível no Brasil, nos últimos anos.

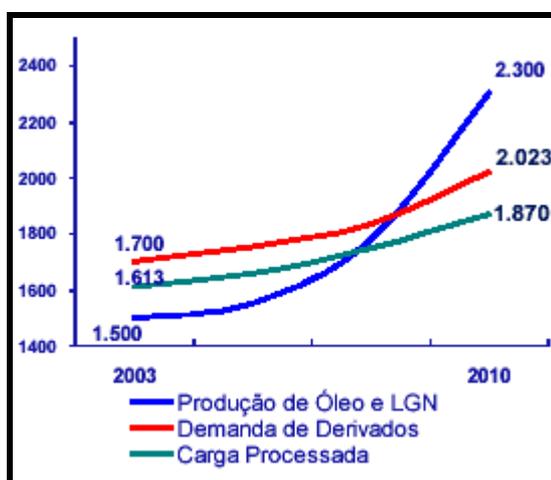
Tabela 4.31 – Exportação de óleo combustível pelo Brasil

Anos	Exportação de OC (mil m ³)
1994	1.759
1999	2.377
2000	1.783
2001	6.334
2002	4.915
2003	5.988

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2004a).

Aliando todos os aspectos já mencionados ao grande aumento da produção interna de petróleo pesado nos últimos, entramos em uma questão muito importante: a necessidade de elevação da capacidade de refino do país. Se isto não vier a acontecer, é fácil afirmarmos que o Brasil continuará a importar derivados de alto valor agregado para suprir a necessidade interna (diesel, GLP, nafta e querosene de aviação), mesmo produzindo internamente quantidade suficiente de petróleo para suprir a demanda interna de derivados.

Figura 4.5 – Gráfico da perspectiva da produção de óleo e LGN, da demanda de derivados e da carga de petróleo nacional processada (Mbpd).

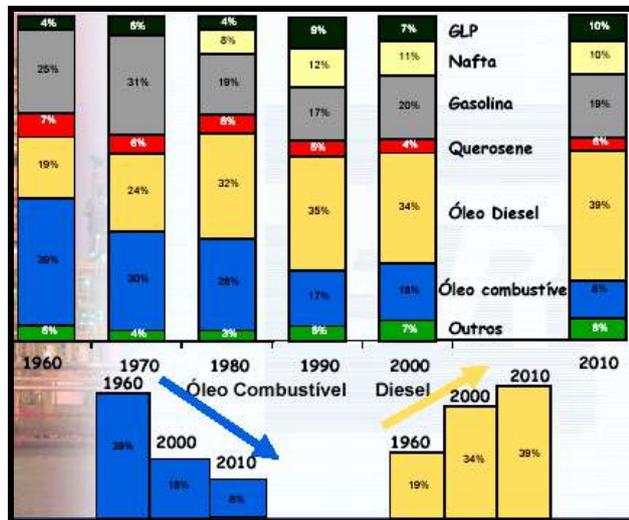


Fonte: PINTO (2004)

Em resumo, sem o aumento da capacidade de refino, o país cada vez mais exportará petróleos pesados e derivados de baixo valor comercial e importará derivados leves e de alto valor abrindo mão da geração de grande riqueza interna. Além disso, como o mercado para óleos crus é mais amplo comparado ao mercado para derivados, o Brasil corre o risco de ficar em situação delicada em momentos de crise internacional.

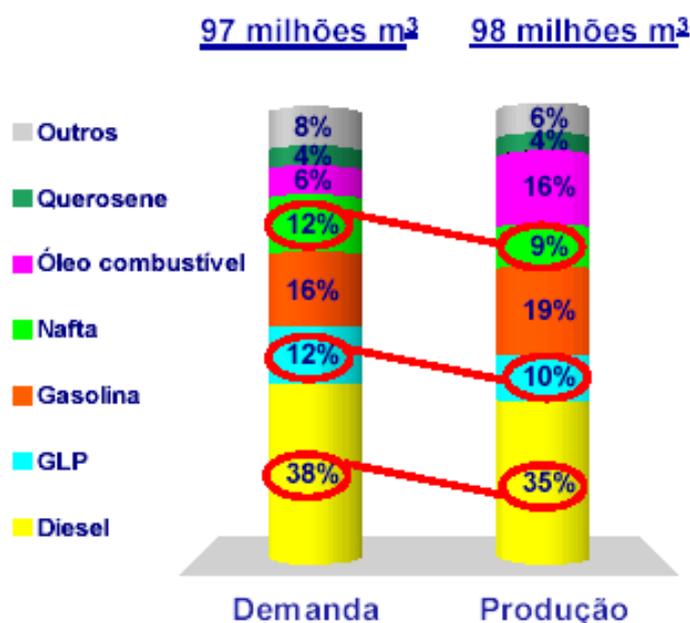
As figuras 4.6 e 4.7, a seguir, ilustram a demanda comparada à produção de derivados no país, a perspectiva com relação a um futuro bem próximo e a necessidade de se produzir menos óleo combustível e mais óleo diesel no Brasil.

Figura 4.6 – Evolução na demanda derivados no Brasil



Fonte: VALENTE (2004).

Figura 4.7 – Perfil da Demanda X Produção de derivados no Brasil - 2003



Fonte: COELHO (2004)

Por último, vale ressaltar a tese de muitos especialistas que defendem que somente a ampliação da capacidade das refinarias existentes não será suficiente para processar todo petróleo produzido nos próximos anos. O parque de refino nacional foi planejado para processar somente óleos leves, do tempo em que a produção nacional era baixa e o Brasil se sustentava apenas com a importação de petróleos estrangeiros. Assim, a flexibilidade destas refinarias não suportaria a quantidade de óleo da bacia de Campos e, com isso, outras refinarias deveriam ser construídas, novas tecnologias desenvolvidas e outras estratégias montadas para que o Brasil saia desta incômoda posição de importador de produtos de alto valor agregado.

De acordo com a Petrobrás e com relação ao parque de refino nacional “o atual estado deve voltar-se para a melhoria de qualidade dos produtos, aumento de conversão (redução das frações pesadas) e para a renovação tecnológica”. Para o atendimento dessas necessidades devem-se buscar formas de: compatibilizar o aumento do processamento de petróleo nacional com a redução da produção de óleo combustível; produzir óleo diesel em quantidade e qualidade para atender a demanda futura, levando em consideração a nova especificação quanto ao teor de

enxofre e aumentar a produção de derivados leves, buscando maior valor e aumentando a oferta destes produtos (PETROBRAS, 2005b)”.

CAPÍTULO 5

A DISTRIBUIÇÃO DO PETRÓLEO PARA AS REFINARIAS

Este capítulo tem como principal objetivo a elaboração de critérios que permitam contribuir para uma distribuição adequada de petróleos para o parque de refino nacional. Desta forma, os capítulos anteriores serão tomados como uma introdução do trabalho a ser desenvolvido, já que puderam ser discutidos assuntos importantes e que ajudarão a consolidar o processo de distribuição a ser adotado.

5.1 Considerações iniciais

Para a elaboração deste estudo foram feitas algumas considerações que serão tidas como as bases do processo e que podem ser vistas a seguir:

- I. Não seriam consideradas as refinarias particulares de Manguinhos e Ipiranga para a distribuição de petróleo, já que, justamente por terem interesses particulares sem haver a preocupação de suprir a maior carência do mercado brasileiro de derivados e de utilizar a produção interna de óleo bruto como matéria-prima em seu processamento. Além disso, representam pequena parte no processamento de óleo nacional.
- II. As capacidades de processamento de carga e as unidades de processo de cada uma das refinarias consideradas no parque de refino nacional, seriam baseadas em MAGALHÃES (2002) e FANTINE (2005). Estas informações podem ser vistas nas tabelas 5.1 e 5.2.

Tabela 5.1 – Capacidade das Unidades de produção nas refinarias nacionais em análise

	Capacidade de Carga (bpd) - 2001								
	Destilação Atmosférica	Destilação Vácuo	Coqueamento Retardado	Desasfaltação a Propano	Operações Térmicas	Craqueamento Catalítico	Reforma Catalítica	Hidrocrac. Catalítico	Hidrotrat. Catalítico
REMAN	42.703,00	14.624,00	0,00	0,00	0,00	2.925,00	0,00	0,00	0,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	34,25	0,00	0,00	0,00	6,85	0,00	0,00	0,00
RLAM	283.710,00	91.834,00	0,00	0,00	0,00	29.249,00	0,00	0,00	0,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	32,37	0,00	0,00	0,00	10,31	0,00	0,00	0,00
REGAP	140.393,00	70.781,00	19.012,00	0,00	0,00	35.098,00	0,00	0,00	35.682,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	50,42	13,54	0,00	0,00	25,00	0,00	0,00	25,42
RPBC	157.942,00	83.028,00	30.418,00	0,00	0,00	55.572,00	10.529,00	0,00	29.249,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	52,57	19,26	0,00	0,00	35,19	6,67	0,00	18,52
RECAP	42.118,00	21.059,00	0,00	0,00	0,00	18.870,00	0,00	0,00	0,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	50,00	0,00	0,00	0,00	44,80	0,00	0,00	0,00
REPLAN	304.184,00	140.393,00	29.249,00	0,00	0,00	90.670,00	0,00	0,00	29.249,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	46,15	9,62	0,00	0,00	29,81	0,00	0,00	9,62
REVAP	210.589,00	102.370,00	0,00	30.000,00	0,00	70.196,00	0,00	0,00	76.046,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	48,61	0,00	14,24	0,00	33,33	0,00	0,00	36,11
REDUC	222.289,00	75.480,00	0,00	30.000,00	0,00	46.798,00	10.529,00	0,00	29.921,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	33,96	0,00	13,50	0,00	21,05	4,74	0,00	13,36
REPAR	175.491,00	87.191,00	0,00	30.000,00	0,00	54.402,00	0,00	0,00	29.249,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	49,68	0,00	17,10	0,00	31,00	0,00	0,00	13,46
REFAP	175.491,00	35.098,00	0,00	0,00	0,00	17.549,00	0,00	0,00	0,00
<i>%Procesamento</i>	100,00	20,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria com base em MAGALHÃES (2002) e adaptada por FANTINE (2005)

Tabela 5.2 – Capacidade das Unidades Auxiliares das refinarias nacionais em análise

	Capacidade de Carga (bpd) - 2001							
	Alquilação	Pol./Dimeriz.	Aromát.	Isomeriz.	Lubrif.	Oxigenados	Hidrogênio	Asfalto
REMAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.100,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,58
RLAM	0,00	0,00	0,00	0,00	5.724,00	0,00	1.000,00	2.300,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	2,02	0,00	0,35	0,81
REGAP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8.000,00	6.000,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,70	4,27
RPBC	2.925,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30.000,00	0,00
<i>%Procesamento</i>	1,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,99	0,00
RECAP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
REPLAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.057,00	28.000,00	4.000,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,86	9,20	1,31
REVAP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.516,00	10.000,00	2.600,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	4,75	1,23
REDUC	0,00	0,00	0,00	0,00	12.806,00	1.234,00	10.000,00	2.300,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	5,76	0,56	4,50	1,03
REPAR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.710,00	0,00	5.000,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,85
REFAP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.600,00
<i>%Procesamento</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48

Fonte: Elaboração própria com base em MAGALHÃES (2002) e adaptada por FANTINE (2005).

- III. É importante mencionar que as informações contidas nas tabelas 5.1 e 5.2 não representam o atual cenário do parque de refino nacional, porém, isso não afetaria na metodologia empregada.
- IV. Como matérias primas de análise, foram escolhidos três tipos de petróleo, com diferentes densidades e pontos de corte. Este critério permitiu que pudéssemos observar o comportamento do processo para uma maior gama de óleos brutos processados. Desta forma, dentre os petróleos escolhidos, dois seriam nacionais: Marlim e Albacora; e um é importado: Pennington.
- V. As características de cada um desses petróleos serão mostradas caso a caso.
- VI. Toda percentagem volumétrica, a serem apresentadas nos fluxogramas tem como base 100% da carga de entrada em cada refinaria.
- VII. Para as unidades de coqueamento retardado, desasfaltação a solvente e craqueamento catalítico fluído, foram determinadas percentagens volumétricas fixas para a quantidade de derivados produzidos. Estas percentagens terão como base FANTINE (2005) e AN OVERVIEW OF A PETROLEUM REFINERY (2005).

Coqueamento retardado:

- 9% Gases leves;
- 4% GLP;
- 5% Nafta;
- 53% Diesel;
- 1% óleo combustível;
- 28% Coque.

Desasfaltação a Solvente:

- 50% Gasóleo desasfaltado;
- 50% Resíduo Asfáltico.

Craqueamento Catalítico Fluido:

- 2% Gases leves;
- 25% GLP;
- 50% Nafta;
- 20% Diesel;
- 3% óleo combustível;

VIII. Na unidade de craqueamento catalítico fluído adotou-se que a carga de entrada poderia ter a mistura de gasóleo, proveniente da unidade de destilação a vácuo, e um máximo de 20% de resíduo atmosférico sobre esta carga de gasóleo. Isto porque, em alguns casos o resíduo atmosférico poderia não ser aproveitado por completo na destilação a vácuo, gerando um excesso. Sabemos, no entanto, que na realidade, essa mistura de gasóleo com resíduo atmosférico pode variar bastante, ou até mesmo nem ocorrer, dependendo do tipo de petróleo a ser processado na refinaria.

IX. Na aplicação do método foi tida como prioridade a necessidade de maximizar a produção de diesel e minimizar a produção de óleo combustível baseado na demanda de derivados e nas condições do mercado no Brasil e no mundo, como já foi discutido. Em segundo plano, adotou-se o critério de priorizar a produção de GLP (como foi visto, as refinarias não atendem a demanda de todo o mercado brasileiro) e gasolina. Neste caso, mesmo sabendo que a produção nacional de gasolina é maior que a demanda interna, a sua produção implica na exportação de um derivado de alto valor agregado. Além disso, sabemos que a demanda por este combustível não é constante no mercado, com isso, existe a possibilidade de algum dia haver necessidade de um aumento na sua produção.

5.2 Metodologia

5.2.1 Petróleo Marlim

A importância da análise na distribuição do petróleo de Marlim para as refinarias nacionais é grande, dada ao enorme volume descoberto deste petróleo

em nossos campos petrolíferos. Este que será o principal responsável pela auto-suficiência energética brasileira de petróleo, tem como característica marcante o alto teor de hidrocarbonetos pesados em sua composição, caracterizando uma alta densidade molecular e, por conseqüência, um baixo grau API°. Por isso, processar Marlim pode ser considerado como um difícil, porém necessário, obstáculo a ser vencido pela atual estrutura da indústria do refino nacional.

Assim, o trabalho começaria através da busca de dados que permitam analisar os possíveis cortes volumétricos do petróleo quando submetido a destilações atmosféricas e a vácuo. Na tabela 5.3, são apresentadas importantes especificações técnicas do petróleo de Marlim.

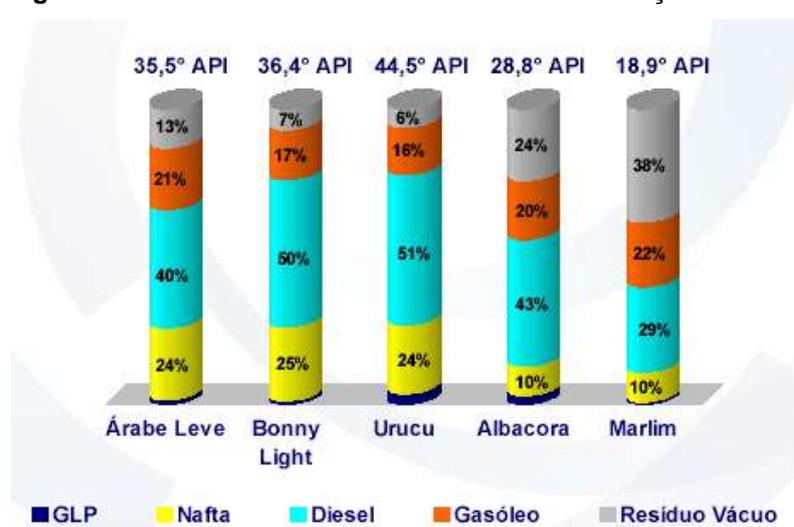
Tabela 5.3 – Especificações técnicas do Petróleo de Marlim

TIPO DE PETRÓLEO (CORRENTE) : MARLIM		
Grau API: 19,2		
Teor de Enxofre: 0,78%		
Pontos de Corte		
Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
≤ 290 °C	290°C a 380 °C	>380 °C
24,84 %	11,85 %	63,31 %

Fonte: ANP (2005c).

Já na figura 5.1 são apresentados os cortes de alguns tipos de petróleo, na saída da destilação a vácuo, já tendo passado pelo processo de destilação atmosférica.

Figura 5.1 – Cortes de Petróleo na saída da Destilação a Vácuo



Fonte: COELHO (2004).

Estabelecidas todas as bases, o próximo passo seria o desenvolvimento do processo.

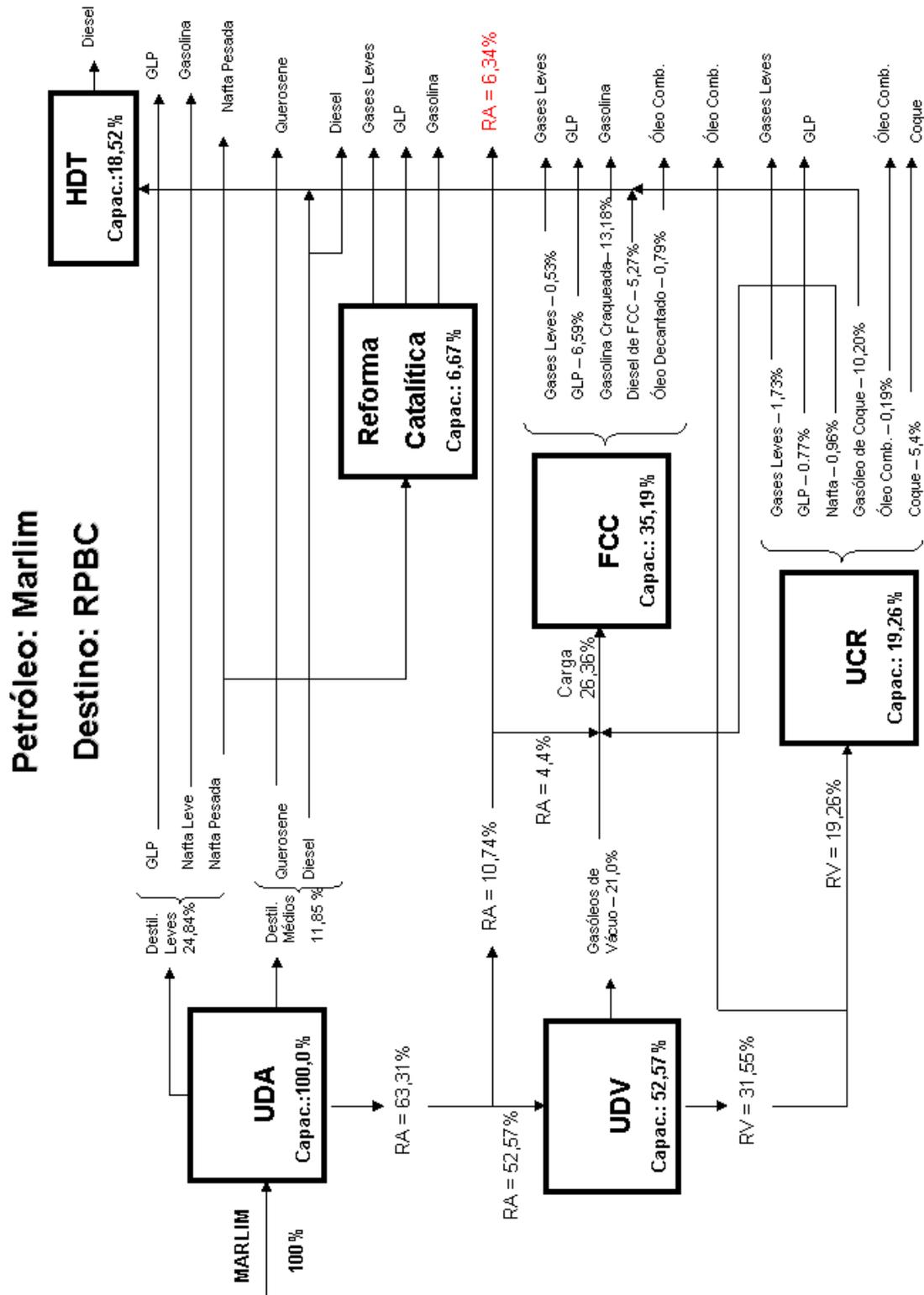
i. Processo:

1. Através da tabela 5.3 e da figura 5.1, pudemos observar que Marlim apresenta um baixo grau API° e, principalmente, um alto índice volumétrico de resíduos pesados, provenientes tanto da destilação atmosférica (63,31%, tabela 5.3) como da destilação a vácuo (38%, figura 5.1). Outro aspecto que mereceria atenção seria o baixo teor de enxofre presente (0.78%), fato que facilitaria bastante o processo. A partir desses dados, concluímos que o petróleo em questão é de grande densidade e teria forte tendência à formação de derivados de baixo valor agregado.
2. O segundo passo seria a escolha das possíveis refinarias para processar nossa matéria-prima. Tendo sempre em vista a necessidade de maximização da produção de óleo diesel e a eliminação dos resíduos pesados, evitando grande produção de óleos combustíveis, seriam escolhidas três refinarias: REGAP, RPBC e REPLAN. Estas têm como diferencial, o fato de serem as únicas que tem instaladas unidades de destilação a vácuo e de coqueamento retardado, com isso, seriam as mais capazes de processar o grande volume de resíduos pesados e atender os objetivos pressupostos com maior eficiência.
3. A presença de unidades de hidrotratamento seria outro ponto de grande relevância, já que por estarem processando petróleo mais pesados, maior seria a tendência de se encontrar grandes teores de sulfurados e outros contaminantes. Porém, vale ressaltar que este não seria o caso de Marlim, uma das poucas exceções.
4. No entanto, os derivados obtidos no craqueamento e no coqueamento seriam muito instáveis, dependendo de um hidrotratamento para formarem o composto final de diesel.

Assim, após critérios adotados, bases estabelecidas e análises iniciais sobre a matéria-prima, elaborou-se três fluxogramas, cada um referente a uma das três refinarias escolhidas. Na figura 5.2, pode ser visto o caso da refinaria RPBC, com

suas principais unidades de processo, sua distribuição planejada e seus principais derivados produzidos.

Figura 5.2 – Fluxograma da RPBC para processar Marlim.



Fonte: Elaboração própria

Por último, através da análise de todos os fluxogramas no processamento de Marlim, foram notados comportamentos muito semelhantes entre eles. Essa semelhança poderia ser justificada pelo fato de todas as refinarias possuírem uma estrutura de refino parecida e caracterizada pela presença das unidades de: destilação atmosférica, destilação a vácuo, coqueamento retardado, craqueamento catalítico fluído e hidrotratamento. Por este fato, decidiu-se incluir RPBC, REGAP e REPLAN em um único conjunto, denominado de grupo I. É importante mencionar que apesar de semelhantes, RPBC, REGAP e REPLAN não são totalmente iguais. As suas principais diferenças, notadas pela quantidade e variedade de derivados produzidos, podem estar no fato de cada uma apresentar capacidades diferentes em suas unidades, além de diferentes unidades “complementares” e, principalmente, diferentes mercados e destinos finais para seus produtos.

ii. Análise do Processo

- A unidade de destilação atmosférica produziria uma grande quantidade de resíduo atmosférico de 63,31% do petróleo processado, que deveria ser absorvido pelas unidades de destilação a vácuo. Além dos resíduos atmosféricos, seriam produzidas 24,84% de destilados leves (principalmente GLP, nafta leve e nafta pesada) e 12% de destilados médios (querosene e diesel). Os valores podem ser observados na figura 5.1
- Para todas as refinarias do grupo, seriam gerados produtos com percentagens iguais pela destilação atmosférica.
- A nafta pesada, proveniente da destilação, pode apresentar destinos diferentes: na RPBC, se torna a matéria-prima da unidade de reforma catalítica, onde os produtos efluentes contribuem no aumento da produção de gases leves, GLP e gasolina, ou poderia ser direcionada para a produção de aromáticos (petroquímica). A REGAP e REPLAN apenas vendem esse produto para as centrais petroquímicas.
- Em todas as refinarias do grupo I, a capacidade das unidades de destilação a vácuo não suportaria a quantidade total de resíduo atmosférico produzido, havendo grande excesso. No caso da RPBC este excesso foi de 10,74%.

- Adotou-se na unidade de destilação a vácuo uma conversão de 40% do resíduo atmosférico em gasóleos de vácuo e 60% em resíduo de vácuo. Esta conversão foi baseada nos resultados apresentados pela tabela 5.2 e pela figura 5.1, onde pode ser observado que ao obtermos 63,31% de resíduos pesados na UDA e uma fração volumétrica de 38% na saída da UDV, teríamos a conversão de 60% neste processo. De acordo com isto, a RPBC apresentaria uma saída de 21% de gasóleos e de 31,55% de resíduos de vácuo.
- O resíduo de vácuo seria direcionado para o coqueamento térmico, onde suas grandes moléculas seriam quebradas transformando-se em derivados mais leves e coque. Os derivados leves seriam tratados (cada um de forma diferente) e incorporados às correntes mais valorizadas. Já o coque teria como destino final a venda para siderúrgicas, metalúrgicas ou para queima em fornos. O excesso de RV, gerado pela limitação da capacidade da UCR, poderia ser vendido como asfalto ou diluído de forma a transformar-se em óleo combustível.
- Os gasóleos de vácuo entrariam como carga na FCC juntamente com a nafta produzida na UCR e parte do resíduo atmosférico proveniente do excesso da UDA. No caso da RPBC, a carga da FCC seria de 0,96% de nafta, 4,4% de RA e 21% de gasóleos. Vale lembrar que esta nafta é introduzida na unidade de forma a ganhar estabilidade e boa octanagem, o que não acontece ao sair do coqueamento.
- As unidades de hidrotratamento teriam como carga, principalmente, óleo diesel e querosene de aviação (apenas nos casos da REGAP e REPLAN), de modo a diminuir o teor de contaminantes e estabilizar o produto. O gásóleo obtido na unidade de coqueamento retardado nada mais seria do que um diesel com grande instabilidade (o que justifica seu hidrotratamento), e alto índice de cetana.
- Gasolina, GLP, querosene, gases leves e óleos combustíveis, teriam tratamentos diferenciados de acordo com cada refinaria. Os mecanismos destes tratamentos puderam ser vistos no capítulo 3.
- Pode-se observar, através da tabela 5.2, que todas as refinarias do grupo I apresentam unidades de produção de hidrogênio. Estas unidades têm o

objetivo de fornecer o hidrogênio necessário para as unidades de hidrotratamento e não foram introduzidas aos fluxogramas por não serem unidades consideradas principais.

- Outra unidade não mencionada nos fluxogramas e apresentada na tabela 5.2 seria a de produção de oxigenados. Esta pequena unidade existente na REPLAN teria como finalidade produzir MTBE, um produto que normalmente é adicionado à gasolina, aumentando o seu número de octanagem e, conseqüentemente, sua qualidade. Porém essa mistura pouco se dá no Brasil, sendo mais comum em outros países do mundo.

iii. Discussão

- A refinaria RPBC apresentou melhores resultados frente o petróleo Marlim. Isto porque, a partir do resíduo atmosférico gerado na UDA proporcionaria: maiores proporções de óleos diesel e GLP, menores excessos de resíduo atmosféricos e de vácuo e, além disso, menor produção de óleo combustível por petróleo processado (tabela 5.3).
- Pode-se dizer que nenhuma das refinarias do grupo I está apta a processar 100% do petróleo Marlim, na capacidade máxima de suas unidades de destilação. Isto ficou provado pelo fato de ter existido em todas elas, um excesso de resíduo atmosférico, o que não pode ocorrer, já que significaria um grande desperdício de matéria-prima (seria vendido como óleo combustível) e geraria prejuízo.
- Como possíveis soluções para a eliminação do excesso de RA, seriam citadas duas alternativas. Diminuir a quantidade de petróleo na carga de entrada (o que normalmente não é aplicado, já que pouco seria utilizado da capacidade total de muitas unidades, ocasionando outro tipo de ineficiência) ou realizar um *blend* (mistura) entre o petróleo de Marlim e algum outro petróleo, desde que este tivesse características muito leves, e que pudesse diminuir a densidade da carga total, produzindo menores quantidades de resíduos atmosféricos e melhor qualidade nos derivados. Esta opção é a mais adotada por parte das refinarias nacionais.

A seguir, pode ser visto na tabela 5.4 os principais resultados dos processos nas refinarias do grupo I.

Tabela 5.4 – Resultados Obtidos para Marlim no Grupo I

Obtenção de derivados a partir do resíduo atmosférico (%Vol)					
Grupo I	Diesel	GLP	Óleo Comb.	Res. Atm.	Res. Vac.
RPBC	15.47	7.36	0.98	6.34	12.28
REPLAN	9.66	5.63	1.03	13.0	18.1
REGAP	12.2	6.79	1.01	8.85	16.75

Fonte: Elaboração própria

5.2.2 Petróleo de Albacora

A escolha de Albacora como sendo o segundo tipo de petróleo analisado deve-se principalmente a dois fatores. O primeiro vem da importância que este campo petrolífero tem para o desenvolvimento energético brasileiro. Mesmo abaixo de Marlim, Albacora é o outro grande destaque da produção de óleo na bacia de Campos e no Brasil. O segundo fator seria relacionado aos aspectos característicos do óleo. A sua densidade elevada com grande produção de resíduos pesados, porém não tão elevada quanto o petróleo de Marlim foi decisivo, já que havia a necessidade de fazermos uma análise de um importante petróleo nacional, pesado, mas que estivesse em uma faixa de densidade abaixo do primeiro analisado.

Começamos o trabalho novamente através da busca de bases onde pudéssemos observar os cortes volumétricos do tipo de petróleo em questão. Estes dados podem ser observados na tabela 5.5, a seguir, e na figura 5.1, já apresentado.

Tabela 5.5 – Especificações técnicas do petróleo de Albacora

TIPO DE PETRÓLEO (CORRENTE) : ALBACORA		
Grau API: 28.3		
Teor de Enxofre: 0.44 %		
Pontos de Corte		
Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
≤ 270 °C	270°C a 450°C	>450°C
31,88%	28,46%	39,66%

Fonte: ANP (2005c)

Estabelecidas todas as bases, partimos agora para a elaboração do método.

i. Processo:

1. Através da análise da tabela e a figura mencionadas, pôde-se observar novamente baixo grau API° e elevados índices volumétricos de resíduos pesados, provenientes tanto da destilação atmosférica (39,66%, tabela 5.4), como da destilação a vácuo (24%, figura 5.1). Outro importante aspecto apresentado foi o baixo teor de enxofre presente no óleo.
2. A partir dos dados levantados, notou-se a necessidade de haver no processo, uma unidade que viesse a transformar o grande volume de resíduo de vácuo apresentado, em derivados de maior valor agregado. E como deve ser priorizada a maximização da produção de óleo diesel, a presença de uma UCR parecia imprescindível, assim como foi no processo de Marlim. Porém, desta vez, deve ser observado que o percentual volumétrico dos resíduos do petróleo de Albacora não é tão alto quanto o do petróleo primeiramente analisado. E somado a isso, o percentual de frações leves e médias deste petróleo, provenientes da destilação atmosférica, é relativamente maior, acarretando em uma maior produção de óleo diesel já na primeira etapa do processo.
3. Desta forma, apesar de ser possível processarmos Albacora nas refinarias do grupo I, seria mais importante e vantajoso deixarmos que este grupo de refinarias esteja voltado para processar, exclusivamente, petróleos bem pesados, como é o caso de Marlim. Isto porque, além de Marlim ser o petróleo de maior volume de produção nos campos brasileiros, não haveria outras refinarias, além de RPBC, REPLAN e REGAP, que fossem capazes de processá-lo com certa eficiência. Assim, achou-se melhor encaminharmos petróleos do tipo Albacora para outras refinarias de nosso parque de refino e deixar as refinarias do grupo I exclusivamente com Marlim.
4. Como existiriam quantidades elevadas de resíduo de vácuo para o caso atual, as refinarias escolhidas deveriam ter em sua estrutura outros métodos onde pudessem minimizar a produção deste derivado e de outros de baixo valor. Neste caso, a segunda opção seria a utilização de uma unidade de

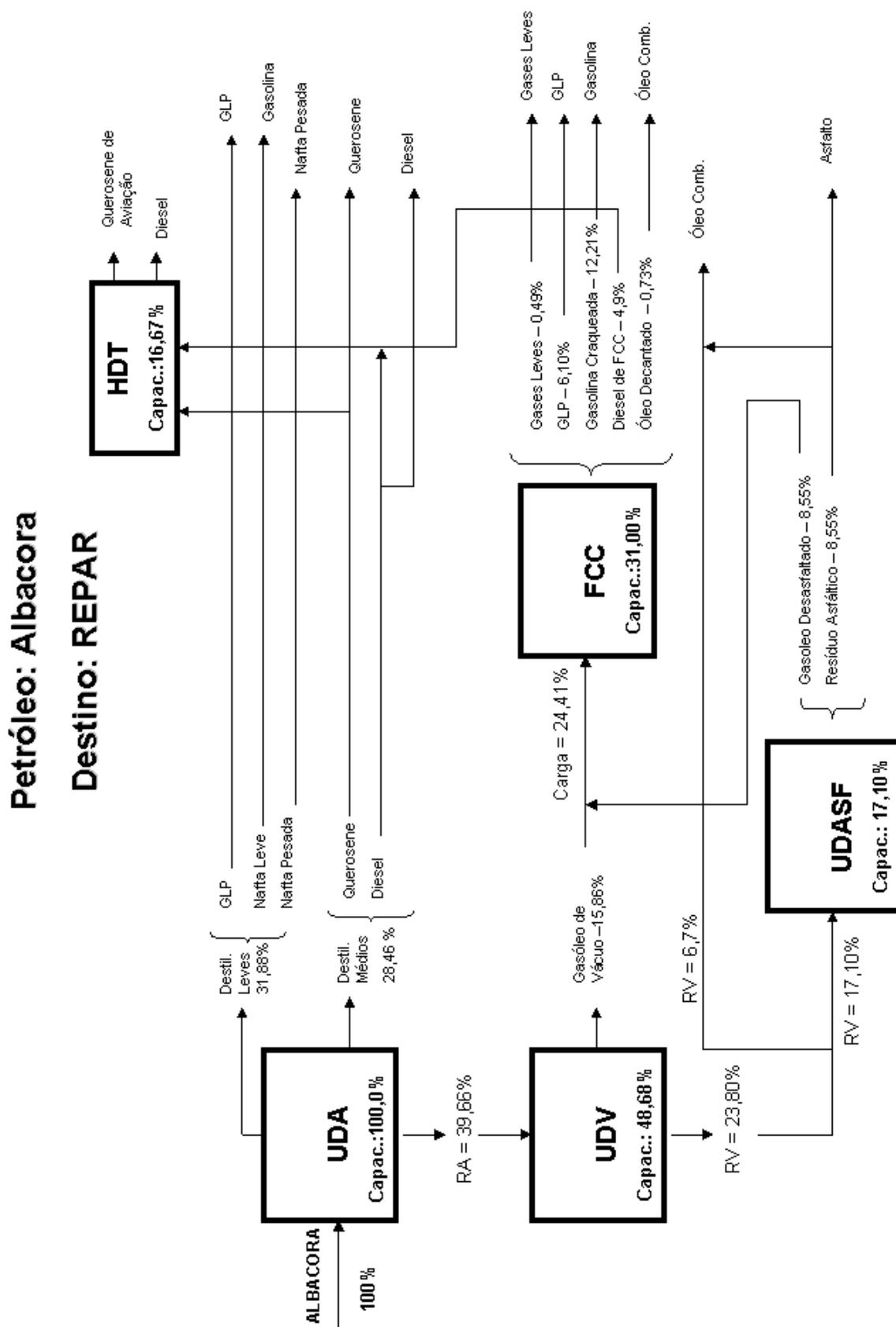
desasfaltação a solvente, de modo que absorvesse o resíduo de vácuo e preparasse para entrada na UFCC. Esta unidade substituiria a unidade de coqueamento retardado do caso anterior, o que seria a única diferença nas estruturas principais das refinarias.

5. Desta forma, as refinarias escolhidas para processar Albacora, seriam REVAP, REDUC e REPAR. Pela semelhança de estrutura entre elas, será feito o mesmo que no caso anterior. As três escolhidas serão consideradas como refinarias do grupo II.

6. Por último, é novamente enfatizado que apesar de terem estruturas principais bastante semelhantes, as refinarias do grupo II também possuíam estruturas complementares e capacidades diferentes, e com isso, seriam notadas diferenças na variedade e na quantidade final dos produtos.

A seguir, na figura 5.3 pode ser visto um fluxograma característico das refinarias do grupo formado. Este fluxograma mostra o processamento de Albacora na REPAR, através da metodologia apresentada.

Figura 5.3 – Fluxograma da REPAR para processar Albacora.



Fonte: Elaboração própria

ii. Análise do Processo

O método empregado nas refinarias do grupo II para processar o petróleo Albacora teria praticamente os mesmos princípios adotados pelo caso anterior. Assim, somente as diferenças serão destacadas neste item:

- Neste caso, a unidade de destilação a vácuo produziria menor quantidade de resíduo atmosférico (39,66%) e maiores quantidades de destilados leves (31,88%) e médios (28,46%). Assim, maiores proporções dos produtos de interesse seriam obtidas já na primeira etapa do processo.
- A nafta pesada teria o mesmo destino das refinarias do grupo I. Aquelas que apresentam unidades de Reforma Catalítica utilizariam parte deste derivado como matéria-prima (REDUC) e parte como produto de venda as petroquímicas. As outras que não possuem tal unidade, apenas venderiam a nafta para o mesmo destino (REVAP e REPAR).
- A REDUC seria a única refinaria do grupo II que não conseguiria processar todo RA produzido, gerando excesso.
- Todo resíduo de vácuo, seria direcionado para a unidade de desasfaltação a solvente, de modo a produzirmos gasóleo desasfaltado e resíduos asfálticos
- Como os resíduos asfálticos são ótimos para fabricação de asfalto, pode ser notado (através da tabela 5.2) que todas as refinarias do grupo II possuem em sua estrutura, facilidades para produção deste produto. Porém, estas não foram mostradas nos fluxogramas por serem consideradas unidades complementares.
- A carga da UFCC seria composta pelos gasóleos produzidos tanto na UDV como na UDASF, e somado a um possível excesso de resíduo atmosférico existente.
- A REDUC usaria parte de seu gasóleo desasfaltado na produção de lubrificantes e a REVAP abasteceria a indústria petroquímica com a venda de óleos decantados, o que também não foi mostrado no fluxograma.
- Todas as refinarias do grupo II possuem unidades de produção de oxigenados (MTBE).

iii. Discussão

- A REPAR foi a que apresentou maiores proporções volumétricas na produção de diesel e GLP, a partir de um mesmo volume de resíduo atmosférico. Porém, foi também a refinaria que obteve maiores índices de óleo combustível (mesmo que a diferença tenha sido bem pequena) e principalmente resíduo de vácuo. Apesar de todas as unidades de desasfaltação terem a mesma capacidade, pode ser observado que, quanto maior for a entrada de carga na refinaria, maior será a proporção de produção de derivados provenientes da UDASF, incluindo resíduos asfálticos.
- Se por um lado seria melhor trabalharmos com elevada carga de entrada nas refinarias do grupo II (já que podem ser produzidos mais diesel e GLP), por outro, estaremos produzindo também, mais resíduo de vácuo e mais óleo combustível. Desta forma, a otimização da carga de entrada, de modo a obtermos um melhor processamento e uma melhor distribuição de derivados, se torna um importante passo a ser dado em próximas etapas de trabalho.
- A REDUC seria a única refinaria deste grupo a não atender as especificações para o método aplicado. Isto porque a capacidade de entrada da unidade de destilação a vácuo seria inferior a todo resíduo atmosférico produzido pela mesma, desde que estivesse sendo utilizada carga total no processo. Por este fato, como também ocorreria nas refinarias do grupo I, seria necessária a adaptação do petróleo de Albacora através de um *blend* com petróleos de características mais leves, de modo a diminuir a densidade na carga de entrada e a produção de resíduos pesados.
- No seu real processamento atual, a REDUC apresenta mais de um trem de carga. Neste caso, dois sistemas processariam um óleo leve com intenção de produzirem lubrificantes e somente um terceiro utilizaria a estrutura do fluxograma característico do grupo II. Assim, existiriam três unidades de destilação atmosférica na planta, e apenas uma delas utilizaria o último trem de carga. Desta forma, a capacidade de processamento deste trem seria suficientemente absorvida pelas outras unidades, e com isso, não haveria

excesso de RA no processo. Este, possivelmente, seria um dos motivos que levariam a REDUC a não conseguir processar Albacora de acordo com o a metodologia desenvolvida.

- Pelo fato de serem usados petróleos leves, específicos na produção de lubrificantes, podem ser explicadas as baixa capacidades da UDV e da unidade de HDT, quando comparadas à capacidade total de destilação atmosférica.
- Na REPAR, o resíduo da unidade de desasfaltação seria vendido para uma planta de fertilizantes, o que justifica a produção de tal derivado.

Na tabela 5.5, a seguir, é apresentada a produção dos principais derivados gerados pelo método desenvolvido. Pode ser observado que a produção de óleo diesel e de GLP, nesta tabela, é menor que a mesma produção representada na tabela 5.6, das refinarias do grupo I. Porém, não pode ser afirmado que a produção destes derivados, no *pool* da refinaria, também seja menor. Isto porque os resultados apresentados em ambas envolvem apenas a produção de derivados partindo de um resíduo atmosférico. Desta forma, como a porcentagem volumétrica de RA seria bem menor para o petróleo mais leve (Albacora), e em contrapartida a produção de destilados leves e médios (que já apresentam importantes números de diesel e GLP) bem maior, a comparação se torna inadequada.

Tabela 5.6 – Resultados Obtidos para Marlim no Grupo I

Obtenção de derivados a partir do resíduo atmosférico (%Vol)					
Grupo II	Diesel	GLP	Óleo Comb.	Res. Atm.	Res. Vac.
REPAR	4.9	6.10	0.73	0	15.25
REVAP	4.6	5.75	0.69	0	16.68
REDUC	4.21	5.26	0.63	5.98	13.63

Fonte: Elaboração própria

5.2.3 Petróleo de Pennington

A última matéria-prima escolhida para análise neste processo seria o petróleo Pennington. Este petróleo, nos últimos anos, vem sendo constantemente importado pelo Brasil a Nigéria. Pode-se dizer que esta escolha teve influência, principalmente, por dois fatores.

Apesar da luta pela auto-suficiência brasileira de petróleo é inegável que ainda exista no país um grande volume de importações, não somente de derivados de petróleo como do próprio óleo bruto. Portanto existe uma necessidade de introduzirmos o processo em algum tipo de petróleo que esteja sendo constantemente importado pelo país. O segundo fator vem de outra necessidade. Após realizarmos a análise com petróleos de características bem pesadas, precisaríamos testar algum outro que fosse bem diferente dos já utilizados. Assim, esta matéria-prima foi escolhida também por ser de baixa densidade, produzir baixos valores de resíduos pesados e ter grande tendência à formação de derivados de alto valor agregado, principalmente diesel, GLP e gasolina.

A partir da definição da carga inicial do processo, mais uma vez seria necessária uma fonte de informações que fornecesse os principais cortes volumétricos do petróleo, assim como foi na análise de Marlim e Albacora. Essas informações podem ser vistas na tabela 5.7, a seguir.

Tabela 5.7 – Características do Petróleo Pennington

Grau API : 35								
Teor de Enxofre (% peso) : 0.08								
<i>Cortes para o Petróleo Pennington (%vol sobre carga de entrada)</i>								
GLP e Gases Leves	Nafta Leve	Nafta Pesada	Querosene	Diesel	Gasóleo Leve	Gasóleo Pesado	Resíduo Vácuo	Resíduo Atmosférico
1,5	3,5	22,8	18,0	24,9	16,0	10,3	3,0	29,3

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de CHEVRON TEXACO (2005) e adaptação FANTINE (2005)

i. Processo:

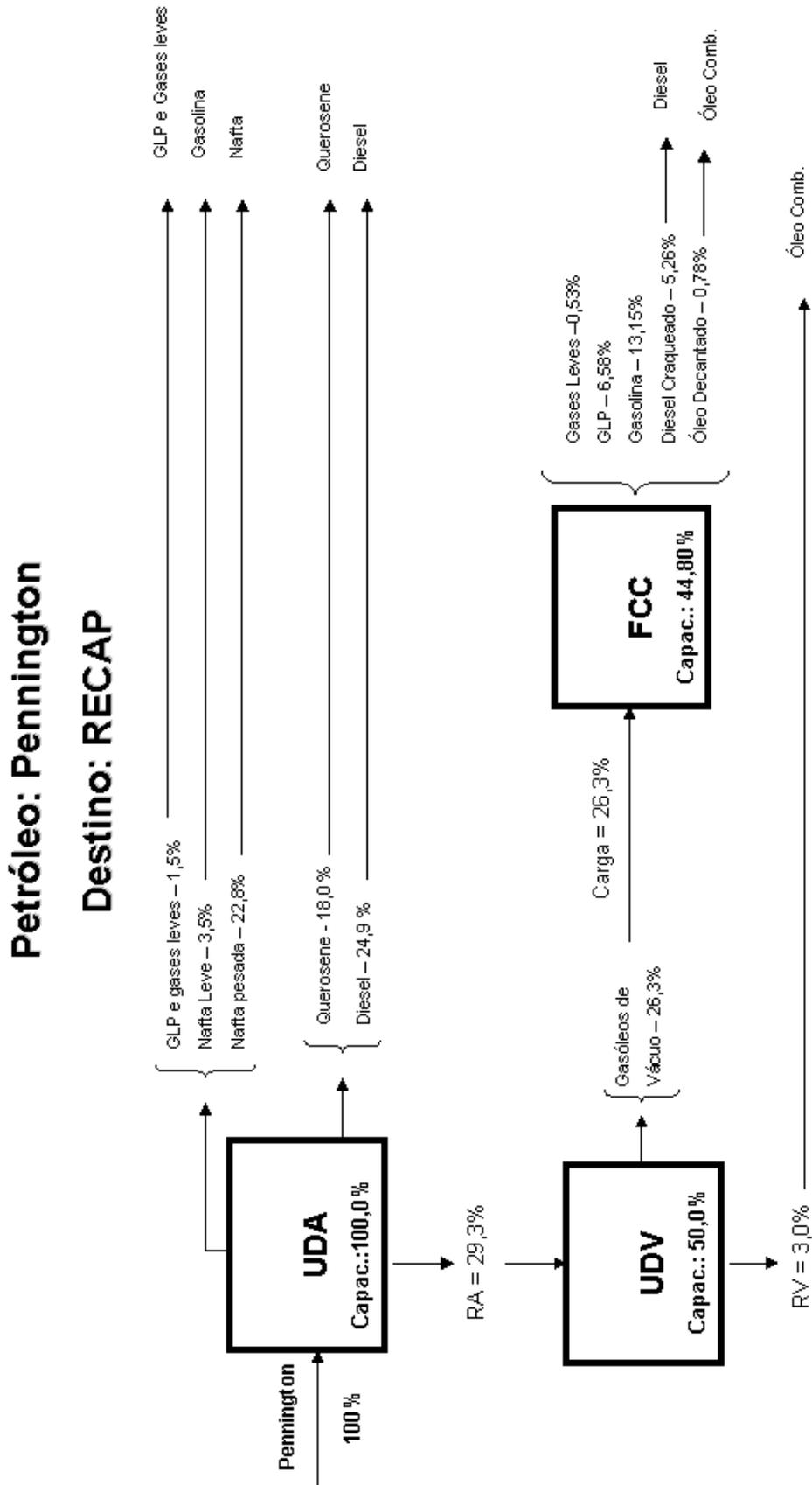
1. Observando a tabela 5.7, podem-se notar baixíssimos índices volumétricos de resíduos pesados, tanto da destilação atmosférica (29,3%,) como principalmente, na destilação a vácuo (3%). Já o teor de enxofre presente na carga de entrada (0.08%), é ainda mais baixo que dos dois outros petróleos analisados, o que deixaria o processo livre de possíveis tratamentos pesados para eliminação deste contaminante.
2. Diferentemente dos casos anteriores, seriam focadas, na escolha das refinarias, aquelas que não possuem unidades transformadoras de resíduos

de vácuo. Estas refinarias seriam chamadas de refinarias do grupo III e seriam constituídas por: REMAN, RLAM, RECAP e REFAP.

3. A estrutura principal das refinarias deste grupo seria composta apenas por unidades de destilação atmosférica, destilação a vácuo e craqueamento catalítico fluído. Neste caso, como o teor de enxofre é extremamente baixo, as unidades de hidrotreatamento passariam a fazer parte de uma estrutura complementar.
4. É importante mencionar que, da mesma forma que ocorreu no processamento do petróleo Albacora, Pennington poderia ser tranqüilamente processado nas refinarias do grupo I e II. Porém, como este petróleo tem características extremamente leves e possui baixíssimos teores de contaminantes, as unidades de coqueamento retardado, desasfaltação a solvente e hidrotreatamento teriam uma carga de entrada praticamente desprezível comparada à capacidade das mesmas, ficando quase que paradas. Além disso, ao encaminharmos o petróleo Pennington para refinarias que processam óleos pesados, não estaríamos otimizando o processo, já que pelas características do parque de refino nacional, existe quase a necessidade da exclusividade no processamento de Marlim pelas refinarias do grupo I, como já foi observado.

A seguir é apresentado na figura 5.4 um fluxograma representativo do processo aplicado a REFAP, utilizando o petróleo de Pennington como matéria-prima.

Figura 5.4 – Fluxograma da RECAP para Pennington



Fonte: Elaboração própria

ii. Análise do Processo

- A unidade de destilação atmosférica apresentaria produção de resíduo atmosférico na faixa de 29,3% do petróleo processado, o que deveria ser absorvido pelas unidades de destilação a vácuo. Além dos resíduos atmosféricos, seriam produzidas grandes quantidades de destilados leves (gases leves, GLP, nafta leve e nafta pesada) e de destilados médios (querosene e diesel). Os valores podem ser observados na figura 5.3.
- Para todas as refinarias do grupo, a destilação atmosférica geraria produtos com percentagens iguais.
- A nafta pesada, proveniente da destilação, pode apresentar destinos diferentes nas refinarias do grupo III, porém, o principal deles continua sendo a indústria petroquímica. Desta vez, a nafta pesada chegaria com mais qualidade do que nos casos anteriores, graças ao petróleo que está sendo processado.
- O único caso em que a capacidade da unidade de destilação a vácuo não suportaria a quantidade total de resíduo atmosférico produzido, gerando excesso, seria na REFAP. Este excesso foi calculado em 9,3%.
- O resíduo de vácuo, por ter porcentagens baixíssimas de produção, poderia ser diretamente convertido em óleo combustível em todas as refinarias do grupo. Porém, em algumas delas (REMAN, RLAM e REFAP), parte da corrente de RV seria também transferida para unidades complementares de produção de asfalto.
- Com relação aos gasóleos de vácuo, a única refinaria que teria capacidade suficiente de suportar toda carga produzida deste derivado seria a RECAP, como pode ser visto na figura 5.3. Na RLAM, REMAN e REFAP haveria excesso de gasóleo para entrada da UFCC.
- Como nos outros grupos, a gasolina, GLP, querosene, gases leves e óleos combustíveis, teriam tratamentos diferenciados de acordo com cada refinaria.
- A RLAM é a única que apresenta uma unidade complementar de produção de lubrificantes. Esta utilizaria como matéria-prima, parte do gasóleo de vácuo produzido na UDV, o que não é mostrado nos fluxogramas.

- Outra unidade não mencionada nos fluxogramas é a de produção de oxigenados que está presente apenas na REFAP.

iii. Discussão

- A refinaria RECAP foi a que apresentou melhores resultados frente o petróleo Pennington e de acordo com a metodologia adotada. Isto porque seria a única que não apresentou excesso, tanto de resíduo atmosférico para a unidade de destilação a vácuo, como de gasóleos de vácuo para a unidade de craqueamento catalítico fluído. Além disso, por possuir entre as quatro refinarias do grupo a maior capacidade de processamento (relativo a quantidade de petróleo de entrada na refinaria), teria maiores índices de produção de óleo diesel, GLP e gasolina.
- Nenhuma das refinarias do grupo III apresenta unidades de hidrotratamento. Mesmo assim, a RLAM, REMAN e REFAP têm em seu processo real grande produção de querosene de aviação, comprovando a necessidade de se processar petróleos de densidades baixas e com baixíssimos teores de contaminantes (principalmente enxofre).
- A única solução para as refinarias que tiverem excesso de gasóleo ou resíduo atmosférico, seria o transporte destes derivados para refinarias dos outros grupos, de modo que pudessem terminar de processar este excesso e obter produtos mais valorizados. É de se reparar que a mesma solução adotada para o excesso de RA nos grupos I e II não poderia ser aplicada neste caso, já que dificilmente conseguiríamos realizar um *blend* do petróleo Pennington com algum que fosse ainda mais leve.

Como neste último caso, três das refinarias apresentariam problemas para processar a matéria-prima de análise, resolvemos tentar discutir também as possíveis causas do insucesso desta distribuição.

- No caso da REFAP, a refinaria que apresentou maiores problemas, as causas do excesso de resíduos atmosféricos e gasóleos poderiam ser explicadas com base no seu processamento real. A refinaria apresenta duas

unidades de destilação atmosférica, com isso, apenas um trem de carga apresenta o processamento mostrado no fluxograma. Com a carga dividida, a probabilidade de surgirem excessos é bem menor, já que as quantidades de derivados produzidos (RA e gasóleo) também serão menores. Além disso, está para entrar em operação uma unidade de RFCC que conseguiria processar diretamente parte do resíduo atmosférico proveniente da UDA e com isso eliminaria a necessidade de se utilizar no processo a capacidade inicialmente requerida para UDV e a UFCC eliminando o excesso de resíduos atmosféricos e gasóleos apresentados.

- No caso REMAN, em seu real processamento também existem duas unidades de destilação atmosférica. Porém neste caso, uma delas é utilizada apenas para processar o petróleo de Urucu. Este petróleo, proveniente da mesma região da refinaria, apresenta características mais leves do que o petróleo Pennington, o que pode ser observado no gráfico 5.1. Neste caso, o petróleo produz uma quantidade menor de gasóleos e resíduos atmosféricos. Com isso, a outra UDA passaria a processar menor carga do que se foi previsto no fluxograma desenvolvido, e a capacidade da UFCC passaria a ser suficiente para a sua carga de entrada, não gerando um excesso de gasóleos.
- Por último, o processamento real da RLAM é completamente diferente de todos os outros apresentados. Neste caso, a refinaria apresenta unidades de destilação atmosférica em série com unidades de destilação a vácuo e outras processando sozinhas. Além disso, já está em operação uma unidade de RFCC que, assim como foi explicado para a REFAP, usaria como carga de entrada uma grande parte dos resíduos atmosféricos, diminuindo a carga a ser processada na UFCC e, evitando o excesso de gasóleos apresentados no fluxograma proposto.

5.3 Futuro do Refino no Brasil

Com novas unidades de processamento já instaladas em parte do parque de refino nacional (mas que não entraram no escopo deste trabalho) e com outras

unidades que ainda estão por vir, a Petrobrás pretende resolver em breve a grande problemática da indústria nacional de refino.

Uma nova unidade de coqueamento retardado já está em operação na REPLAN e, além disso, outras estão previstas em um futuro bem próximo para REFAP, REDUC e REGAP (segunda unidade). Com estas unidades o país poderia se livrar de grande parte do resíduo de vácuo característico dos pesados petróleo nacionais e ainda iria abastecer em grande escala a produção de diesel e outros derivados mais finos para mercado nacional. Porém, é importante mencionar que o aumento do número destas unidades levaria também a um aumento da produção de coque nas refinarias, o que traria uma procura de novos mercados para absorvê-la.

Além de unidades de coqueamento, o novo processo de craqueamento de resíduos atmosféricos, desenvolvido no Brasil, também promete ajudar, e muito, na problemática da indústria de refino, isto porque as refinarias poderão contar com uma nova rota de produção de derivados. Ou seja, a carga de resíduos atmosféricos que alimentaria a unidade de destilação a vácuo e em seguida a unidade de coqueamento retardado, como já foi dito, poderá ser dividida em uma outra corrente, que seria dirigida diretamente para URFCC e geraria derivados mais nobres, na mesma proporção dos produtos das unidades de craqueamento catalítico. Com esta nova rota, seria eliminado um dos graves problemas que ocorrem em diversas refinarias nacionais, que não suportam a quantidade total de resíduos atmosféricos provenientes de petróleos pesados e necessitam que sejam realizados *blends* da carga inicial com outros petróleos, de densidades muito inferiores (importados) para que finalmente possam ser refinados.

Por fim, são citadas as unidades de hidrocraqueamento catalítico de resíduos e de gasóleos. Estas unidades são aguardadas com grande expectativa de muitos na indústria do refino nacional. A tecnologia envolvendo resíduos, ainda em desenvolvimento no Brasil e em parceria com o Japão, serviria para refinadores que necessitem produzir diesel, de qualidade e quantidades superiores ao que petróleo normalmente poderia oferecer (justamente o caso brasileiro desde a década 90, e justificando o tamanho de sua importância). Além do aumento da produção de diesel, estas unidades também iriam baixar em grande quantidade a produção de resíduos pesados nas refinarias, e em conseqüência, a produção de óleos combustíveis.

Para o caso de hidrocraqueamento de gasóleos, tecnologia que já é dominada no mundo, a grande vantagem vem do fato de alguns refinadores poderem optar por utilizar estas unidades conjuntamente com as unidades de craqueamento catalítico fluído, de modo que possam acompanhar a demanda do mercado, que ora é maior em diesel e ora é maior em gasolina, evitando com isso, a falta de algum desses combustíveis em épocas de baixa.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

Ao serem escolhidos três tipos diferentes de petróleos, para que de acordo com suas características fossem distribuídos de forma adequada a refinarias de nosso parque de refino, chegamos a uma importante conclusão: de acordo com o tipo de petróleo, as 10 refinarias analisadas poderiam ser divididas em 3 grupos distintos, cada qual com uma estrutura de refino diferente.

Com isso, concluímos também que para petróleos muito pesados, como é o caso de Marlim, e buscando-se maximização na produção de diesel e minimização na produção de óleos combustíveis, as refinarias que tivessem em sua estrutura principal unidades de: destilação atmosférica, destilação a vácuo, coqueamento retardado, craqueamento catalítico fluído e hidrotratamento (refinarias do grupo I) teriam menores problemas no processo. As refinarias escolhidas seriam então: RPBC (que se destacou pelos melhores resultados), REGAP e REPLAN. Porém, após análise dos resultados, percebeu-se que, sem realizarem um *blending* de Marlim com petróleos mais leves, não conseguiriam obter sucesso no processamento, pois a quantidade de resíduo atmosférico produzido excederia a capacidade de suas unidades, comprovando um dos grandes problemas do nosso parque de refino nacional.

Em relação à Albacora, segundo petróleo analisado, pôde ser concluído que apesar deste ser facilmente processado nas refinarias do grupo I, a melhor maneira de fazê-lo seria distribuindo a outras refinarias de nosso parque de refino, já que existiria a necessidade de maximizar o processamento de Marlim, visto sua enorme quantidade produzida e o pequeno número de refinarias capazes de refiná-lo em maior percentual.

Entretanto, como Albacora também necessitaria em seu processamento unidades que diminuíssem o volume de resíduos de vácuo, foram escolhidas para refiná-lo: REPAR, REVAP e REDUC (refinarias do grupo II), pelo fato de terem, em sua estrutura principal, uma unidade de desasfaltação a solvente em lugar de um coqueamento retardado. Neste caso, a REPAR foi a refinaria que apresentou os melhores resultados e a REDUC a única a apresentar problemas com os critérios desenvolvidos. Mesmo assim, estes puderam ser facilmente identificados, através

de um estudo da forma real de trabalho na refinaria. Foi descoberto que em seu processamento seriam utilizados mais de um trem de carga, o que não foi considerado em nossos casos.

O último petróleo analisado, o leve nigeriano Pennington apresentou algumas surpresas na análise. Apesar de concluirmos que este petróleo também poderia ser processado pelas refinarias do grupo I e II, achou-se melhor utilizarmos um outro grupo de refinarias, chamado de grupo III e composto por REMAN, RLAM, RECAP e REFAP, devido aos mesmos motivos discutidos no caso anterior. Segundo os critérios, estas refinarias não precisariam ter em suas estruturas, unidades que necessitassem de maiores cuidados com o processamento do resíduo de vácuo e no tratamento de derivados, justamente por se tratar de um petróleo extremamente leve. Porém estas refinarias não apresentaram bons resultados. Apenas a RECAP conseguiria atingir o objetivo, frente aos critérios adotados. Assim, pode-se dizer que a deficiência das outras três refinarias, assim como foi na REDUC, teve como principal causa, a forma real como processariam os óleos que ali chegam. Estas refinarias foram desenvolvidas de modo a trabalharem com mais de um trem de carga na produção e, além disso, utilizam petróleos característicos e que resultem em derivados que abasteçam a demandas locais. Outra importante conclusão relacionada ao processamento de petróleo leve no país, é que este é feito, muito mais com objetivo de *mixar* os petróleos pesados do que simplesmente usá-los em uma forma pura. E por isso, cresce muito a necessidade de encontrarmos a maneira exata de adequar as nossas refinarias, de forma a não depender de petróleos leves e importados no processo e exportando excedentes de óleo Marlim.

Em resumo, a necessidade de um maior abastecimento de diesel no mercado interno, reflexo do grande crescimento da frota rodoviária; a desvalorização do óleo combustível frente a novas fontes de energia, que hoje são mais limpas e eficientes; a descoberta dos imensos campos petrolíferos na Bacia de Campos, que fornecem petróleos muito pesados e desfavoráveis para o processamento e fornecimento de produtos mais carentes no mercado, é apenas o começo de uma luta. Não só a luta pela sonhada auto-suficiência energética, mas principalmente, a luta para livrarmos o Brasil, de uma vez por todas, da eterna situação de mero importador de produtos de alto valor agregado e pequeno exportador de matérias-primas baratas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2003**. ANP, Rio de Janeiro, 2004.

_____, **Anuário Estatístico**, 2004a. Disponível em www.anp.gov.br/doc/anuario2004. Acesso em: jun. 2004 a mar. 2005.

_____, **Petróleos e Derivados**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/petro/petroleo.asp>. Acesso em: jun2004 / mar 2005a.

_____, **Legislação**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>. Acesso em: jun2004 / mar 2005b.

_____, **Portaria ANP n.º206 de 29.08.2000 – DOU 30.08.2000**. Disponível em http://www.anp.gov.br/participacao_gov/legis_participacoes.asp. Acesso em: jun2004 / mar 2005c.

AN OVERVIEW OF A PETROLEUM REFINERY, Disponível em: http://www.geocities.com/akash_p_b/home/refinery.htm. Acesso em: 15/01/2005.

ARAKAWA, Steven T. Light Olefins and Aromatic Production i a Refinery. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

AZEVEDO, Fabio Lopes de. A Tecnologia de FCC no Novo Cenário do Refino. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

BOCAI, J., **Entrevistas pessoais com o Superintendente de Abastecimento da Agência Nacional de Petróleo**, Rio de Janeiro, RJ, concedidas em out.2004.

CHEVRON TEXACO, **Pennington Assay Data**, Disponível em <http://www.chevrontexaco.com/crudemarketing/overview.asp?pennington>. Acesso em: 12/01/2005.

COELHO, Armando Guedes. Aumento da Capacidade de Refino no Brasil até 2015. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

FANTINE, J., **Atividades de Refino**. Rio de Janeiro (1992). Original datilografado.

FANTINE, J., **Entrevistas pessoais com o Consultor Técnico de Refino da Petrobrás**. Rio de Janeiro, RJ, concedidas de jan./mar. 2005.

FANTINE, J., **Refino no Brasil, um Sonho Realizado**. Rio de Janeiro (1992a). Original datilografado.

FERNANDES, R. Substituição do Diesel Por GNV. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

FERREIRA, S. S., **Alternativas para o Abastecimento de Derivados de Petróleo no Brasil**, 2004. Dissertação (Mestrado), Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro.

GOMES A. C. L., **Tecnologia do Refino de Petróleo e Gás Natural**, Apostila de Graduação da disciplina Tecnologia do Refino de Petróleo e Gás Natural, 2000.

LUACES, A. L. Brazil Refined Products Market Outlook. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

MAGALHÃES, M. N., **Proposição de Análise Comparativa no Parque de Refino Brasileiro**, 2002. Dissertação (Mestrado), Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro.

OIL & GAS JOURNAL, **Worldwide Refining Survey** (2002).

PALAGI, César. Desenvolvimento de Campos de Petróleo e Gás Offshore no Brasil 2003-2007. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

PETROBRAS, **Destaques Operacionais**, Disponível em <http://www.petrobras.com.br> . Acesso em: jun.2004 / mar.2005.

PETROBRAS, **Planejamento Estratégico (2003-2007)**, Disponível em <http://www.petrobras.com.br> . Acesso em: jun.2004 / mar.2005b.

PINTO, Alan Kardec. Futuro do Refino no Brasil. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

SILVA, George Rodrigues da. Aumento da Capacidade de Refino no Brasil. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

SKZLO, Alexandre. Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectiva de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

THOMAS, J. E., **Fundamentos da Engenharia de Petróleos**. Interciência, Rio de Janeiro, RJ, 2001.

VALENTE, Luis Eduardo. Desafios Tecnológicos do Refino de Petróleo no Brasil. In: SEMINÁRIO: FUTURO DE REFINO DE PETROLEO NO BRASIL, IBP, Rio de Janeiro, RJ, nov.2004.

VALLE M. L. M., **Caracterização de Produtos Destinados ao Setor de Petróleos e de Lubrificantes**, 2002. Apostila de Graduação da Disciplina Caracterização de Produtos do Setor de Combustíveis e Lubrificantes, Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro.