UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE TECNOLOGIA – ESCOLA DE QUÍMICA

JOHNY SOARES CORRÊA

PARQUE INDUSTRIAL DE REFINO NO BRASIL – CARACTERÍSTICAS ATUAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS

Rio de Janeiro
Novembro/2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

JOHNY SOARES CORRÊA

PARQUE INDUSTRIAL DE REFINO NO BRASIL – CARACTERÍSTICAS ATUAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos - Área de Gestão e Inovação Tecnológica para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ORIENTADORA:

Adelaide Maria de Souza Antunes

Rio de Janeiro
Novembro/2009

Corrêa, Johny Soares.

Parque industrial de refino no Brasil : características atuais e perspectivas / Johny Soares Corrêa. -- Rio de Janeiro : UFRJ, Escola de Química, 2009.

fls.

Tese (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, novembro 2009.
Orientador: Adelaide Maria de Souza Antunes.

1.Refino - Brasil. 2. Refinarias brasileiras. 3. Downstream - Investimento - Brasil. I. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química. II. Antunes, Adelaide Maria de Souza. III. Título.

CDD – 665.53

JOHNY SOARES CORRÊA

PARQUE INDUSTRIAL DE REFINO NO BRASIL – CARACTERÍSTICAS ATUAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS

Dissertação de Mestrado submetida ao corpo docente do Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, área de Gestão e Inovação Tecnológica, da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências, e Executada sob orientação da professora Dra Adelaide Maria de Souza Antunes – UFRJ/EQ.

Rio de Janeiro, 12 de Novembro de 2009.

APROVADA POR:

_____

Adelaide Maria de Souza Antunes, DSc

_____

Alexandre Duarte da Silva, DSc

_____

Luis Eduardo Duque Dutra, DSc

_____

Peter Rudolf Seidl, Ph.D

_____

Roberto Gomes Giannini, DSc

A Deus, que sempre me sustentou nas horas difíceis;
Aos meus pais pelos ensinamentos e amor que me transmitiram;
Ao meu tio Paulo, pela dedicação, apoio, incentivo e exemplo de vida;
A minha esposa pelo incentivo, dedicação, carinho e compreensão; e
ao meu filho, eterna fonte de alegria e inspiração.

“Entrega o teu caminho ao Senhor, confia nele,

e o mais ele tudo fará”

Salmos 37:5

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho, especialmente:

- ✓ A Deus, que sempre me amparou em todas as etapas da minha vida com seu infinito amor e misericórdia, a ele dedico mais essa vitória;
- ✓ a Professora Adelaide Antunes, minha orientadora, pela confiança em mim depositada, pela dedicação, apoio e orientação em todas as etapas que nortearam o trabalho de desenvolvimento desta tese;
- ✓ aos meus pais e a minha esposa, que sempre me apoiaram com carinho e dedicação para que eu pudesse alcançar mais esta meta em minha vida;
- ✓ ao meu filho, que perdeu alguns momentos de diversão nos finais de semana, feriados e férias devido ao pouco tempo que eu dispunha para elaborar esta tese;
- ✓ ao meu amigo Valdemar pelo apoio, dedicação e companheirismo em todos os momentos da minha vida.

PARQUE INDUSTRIAL DE REFINO NO BRASIL – CARACTERÍSTICAS ATUAIS E PERSPECTIVAS

RESUMO

Este trabalho apresenta a estrutura atual e as perspectivas do parque industrial de Refino no Brasil com suas características e peculiaridades. A cadeia produtiva do petróleo é dividida, basicamente, em Exploração e Produção (chamadas de segmento Upstream), e Refino, distribuição e revenda (chamadas de segmento Downstream), neste contexto, são apresentados os principais investimentos previstos no Brasil para o segmento Downstream e, em especial, focando o setor industrial de Refino de Petróleo, buscando as possíveis explicações que justificam tais investimentos através do estudo da dinâmica atual e tendências futuras desta indústria.

O trabalho, apesar de descrever outros períodos da cronologia do desenvolvimento industrial do parque de refino brasileiro, está centralizado no período dos anos de 2000 a 2009, no qual se busca retratar evidências de futuros investimentos já previstas no início do período em destaque e apontar as implantações dos mesmos até o final deste período e, através de dados extraídos de órgãos governamentais, mostrar quais destes investimentos foram implantados e as motivações que levaram a priorização dos mesmos.

INDUSTRIAL REFINING PLANT IN BRAZIL – CURRENT CHARACTERISTICS AND PERSPECTIVES

ABSTRACT

This work presents today's structure and perspectives concerning the industrial refining plant in Brazil, including its characteristics and particular facts. The serial production of oil can be divided basically by exploratory drilling and oil production (which are called upstream segment) and oil refining, distribution and resale (which are called downstream segment). In that context, major expected investments in Brazil are presented for downstream segment and, especially, focusing on the industrial sector of oil refining, seeking for possible explanation that can justify such investments through the study of the present model and future tendencies to the industry.

Although the work describes other cronological periods of the Brazilian industrial refining plant development, it actually concentrates on the period from 2000 until 2009, in which the objectives is to portray future investments evidence that are already expected for the beginning of such period, and also, point out the implementation of those investments until the end of that period and, through data from Govern Departments, to display which investments have been implemented and the reasons why they have received top priority.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição química do petróleo

Tabela 2 – Classificação do petróleo segundo o grau API e o teor de enxofre

Tabela 3 – Grau API e teor de enxofre de diferentes petróleos do mundo

Tabela 4 – Derivados de petróleo e suas típicas faixas de corte

Tabela 5 – Classificação do petróleo em função do grau API

Tabela 6 – Consumo final de fontes energéticas

Tabela 7 – Histórico da implantação do Parque de Refino Brasileiro

Tabela 8 – Cronologia do desenvolvimento tecnológico do refino

Tabela 9 – Dados de Comercialização e Usos do óleo diesel

Tabela 10 – Dados de Comercialização e Usos do óleo combustível

Tabela 11 – Capacidade total efetiva de Refino nas Américas

Tabela 12 – Produção de Derivados de Petróleo energéticos e não-energéticos – 1998 a 2007

Tabela 13 – Capacidade processamento das Refinarias em 2001 (mil barris/dia)

Tabela 14 – Valores da Importação e da Exportação de Derivados de Petróleo

Tabela 15 – Evolução do volume de carga processada, segundo origem (Nacional e importada)

Tabela 16 – Capacidade de processamento das refinarias em 2007 (mil barris/dia)

Tabela 17 – Produção de derivados leves, médios e óleo combustível no mundo no período de 1997 a 2007

Tabela 18 – Capacidade das refinarias européias (2008-2013)

Tabela 19 – Aumento da capacidade de refino com a implementação de novas refinarias

Tabela 20 – Unidades de Coqueamento Retardado e Hidrotratamento implementadas nas *revamps* das Refinarias brasileiras ocorridas no período de 2006 a 2009

Tabela 21 – Capacidade de processamento da RLAM de 1998 a 2007 (m^3/dia)

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Etapas da cadeia produtiva no segmento de petróleo

Figura 2.2 – Esquema de produção nível 1

Figura 2.3 – Esquema de produção nível 2

Figura 2.4 – Esquema de produção nível 3

Figura 2.5 – Esquema de produção nível 4

Figura 3.1 – Esquema de destilação em 3 estágios

Figura 3.2 – Fluxograma de obtenção do Óleo Diesel

Figura 4.1 – Cronologia dos fatos relevantes no desenvolvimento das Tecnologias em refino no Brasil

Figura 4.2 – Mapa de localização das Refinarias brasileiras

Figura 4.3 – Cadeia produtiva do petróleo após o advento da Lei 9478/97

Figura 5.1 – Tela de apresentação da Petrobras sobre investimentos no Maranhão – Implantação de nova refinaria

Fígura 5.2 - Fluxograma do processo da UPB do COMPERJ

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Evolução do consumo mundial por fontes energéticas, em milhões de toneladas óleo equivalentes

Gráfico 3.1 – Economia de Escala no refino

Gráfico 3.2 – Déficit e superávits de Derivados de Petróleo

Gráfico 3.3 – Usos do GLP, em porcentagem

Gráfico 3.4 – Consumo final de Derivados de Petróleo, em mil toneladas óleo equivalentes – Evolução dos consumos setoriais

Gráfico 3.5 – Composição média dos Derivados de Petróleo na estrutura de Refino

Gráfico 4.1 – Capacidade mundial de Refino

Gráfico 4.2 – Evolução do volume de carga processada, segundo origem (Nacional ou importada)

Gráfico 4.3 – Volume de petróleo refinado e Capacidade de Refino, segundo refinarias

Gráfico 4.4 – Produção de derivados leves, médios e Óleo Combustível no mundo no período de 1997 a 2007

Gráfico 4.5 – Produção de derivados leves e médios por regiões do mundo no período de 1997 a 2007

Gráfico 5.1 – Plano de metas para o Abastecimento/Petrobras de 2006 a 2010, valores em bilhões de dólares

Gráfico 5.2 – Mudança no perfil de demanda de Derivados de Petróleo

Gráfico 5.3 – Evolução da Capacidade de Refino da REMAN considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.4 – Evolução da Capacidade de Refino da RLAM considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.5 – Evolução da Capacidade de Refino da LUBNOR considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.6 – Evolução da Capacidade de Refino da REGAP considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.7 – Evolução da Capacidade de Refino da REDUC considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.8 – Evolução da Capacidade de Refino da REPLAN considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.9 – Evolução da Capacidade de Refino da RECAP considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.10 – Evolução da Capacidade de Refino da REVAP considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.11 – Evolução da Capacidade de Refino da RPBC considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.12 – Evolução da Capacidade de Refino da REPAR considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.13 – Evolução da Capacidade de Refino da REFAP considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

Gráfico 5.14 – Evolução da Capacidade de Refino da RIO GRANDENSE considerando as Autorizações obtidas através da Portaria ANP 28/1999

LISTA DE SIGLAS

SIGLA	NOMENCLATURA
AM	Estado do Amazonas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
b/d ou bbd	Barris de petróleo por dia
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	British Petroleum
CENPES	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNTP	Condições normais de temperatura e pressão
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro
DEA	Dietanolamina
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DOU	Diário Oficial da União
E&P	Exploração e Produção
EIA	Agência Internacional de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FCC	Craqueamento Catalítico Fluidizado
FOB	Free on board
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNV	Gás Natural Veicular
HCC	Hidrocraqueamento Catalítico
HDT	Hidrotratamento
IATA	Associação Internacional de Transporte Aéreo
ISO	International Organization for Standardization

IUPAC	União Internacional de Química Pura e Aplicada
kgf	Quilograma – força
LCO	Light cicle oil
MIBC	Metil-Isobutil-Cetona
MG	Estado de Minas Gerais
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBE	Metil-*t*-butil éter
NPRA	National Petrochemical & Refiners Association
OCDE	Organização de Cooperação de Desenvolvimento Econômico
ODES	Óleo desasfaltado
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PDVSA	Petróleos da Venezuela S.A
PET	Politereftalato de etileno
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S/A
PIB	Produto Interno Bruto
ppm	Partes por milhão
PROTER	Programa de Tecnologias Estratégicas de Refino
PTA	Ácido Tereftálico
PVC	Policloreto de Vinila
PVR	Pressão de vapor Reid
QAV	Querosene de aviação
RASF	Resíduo asfáltico
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
RNEST	Refinaria do Nordeste
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes
RPDM	Refinaria de Manguinhos S.A.
RPI	Refinaria Ipiranga S.A.
RPRSA	Refinaria de Petróleo Rio Grandense S.A.
S.A	Sociedade anônima
SDCDS	Sistemas digitais de controle distribuídos
SE	Estado de Sergipe
SP	Estado de São Paulo
tep	Toneladas equivalentes de petróleo
toe	Toneladas óleo equivalentes
UNIVEN	Univen Refinaria de Petróleo Ltda.
UOP	Universal oil products Company
UPB	Unidade de Petroquímicos Básicos

SUMÁRIO

1 Introdução 20

1.1 A Motivação 21

1.2 Objetivos 21

1.3 Metodologia 21

1.4 Delimitação do estudo 22

2 Revisão Bibliográfica do Refino de Petróleo 23

2.1 Petróleo 23

2.1.1 Origem e composição química 24

2.1.2 Classificação dos tipos de petróleo 27

2.1.3 Principais propriedades físicas 29

2.2 Refino de Petróleo 33

2.2.1 O refino na cadeia produtiva do petróleo 34

2.2.2 Conceito de Refino 35

2.2.3 Esquemas de Refino 35

3 Indústria de Refino de Petróleo 40

3.1 Objetivos de uma refinaria 40

3.2 Aspectos econômicos do segmento de refino 41

3.3 Principais unidades de uma refinaria 43

3.3.1 Unidades de separação 43

3.3.1.1 Destilação Atmosférica e Vácuo 44

3.3.1.2 Desasfaltação a Propano 46

3.3.2 Unidades de conversão 47

3.3.2.1 Reforma Catalítica 48

3.3.2.2 Craqueamento Catalítico Fluidizado – FCC 48

3.3.2.3 Alquilação Catalítica 49

3.3.2.4 Hidrocraqueamento – HCC 49

3.3.2.5 Coqueamento Retardado 50

3.3.3 Unidades de tratamento 50

3.3.3.1 Tratamento Caústico Simples 51

3.3.3.2 Tratamento Caústico Regenerativo - MEROX 51

3.3.3.3 Tratamento com MEA e DEA 52

3.3.4 Unidades auxiliares 52

3.4 Principais produtos obtidos de uma refinaria 53

3.4.1 GLP: caracterização e aplicações 53

3.4.2 Gasolinas: caracterização e aplicações 56

3.4.3 Querosene: caracterização e aplicações 57

3.4.4 Óleo diesel: caracterização e aplicações 58

3.4.5 Óleo combustível: caracterização e aplicações 62

4 Refino de Petróleo no Brasil 63

4.1 História da Indústria de Refino 63

4.2 Expansão do Parque Industrial de Refino 65

4.3 Produção e consumo de derivados 69

4.4 Características do Parque de Refino 74

4.5 Evolução do Parque Industrial de Refino 80

4.6 Aspectos Regulatórios 86

4.6.1 Regulação brasileira do Setor de Petróleo 86

4.6.2 Regulação brasileira no Segmento de Refino 89

4.6.3 Desafios na abertura de mercado no Segmento de Refino 92

4.7 Tendências do refino no mundo 93

5 Tendências do Refino no Brasil 99

5.1 Projeções de Investimentos no Segmento de Refino 99

5.2 A importância da expansão do Parque Petroquímico brasileiro 101

5.3 Estudo de caso: Revamps, novas refinarias e pólos petroquímicos 103

5.3.1 Ampliações atuais nas refinarias brasileiras (Revamps) 105

5.3.1.1 Regiões Norte e Nordeste 111

5.3.1.1.1 REMAN 111

5.3.1.1.2 RLAM 113

5.3.1.1.3 LUBNOR 120

5.3.1.2 Região Sudeste 123

5.3.1.2.1 REGAP 123

5.3.1.2.2 REDUC 127

5.3.1.2.3 REFINARIA DE MANGUINHOS 134

5.3.1.2.4 REPLAN 135

5.3.1.2.5 RECAP 141

5.3.1.2.6 REVAP 145

5.3.1.2.7 RPBC 150

5.3.1.2.8 UNIVEN 155

5.3.1.3 Região Sul 156

5.3.1.3.1 REPAR 156

5.3.1.3.2 REFAP 160

5.3.1.3.3 REFINARIA RIO GRANDENSE 165

5.3.2 Refinaria do Nordeste Abreu Lima 168

5.3.3 Comperj 170

6 Conclusões e Recomendações 174

7 Referências 176

1 Introdução

No Brasil, as descobertas de petróleos convergem para petróleos cada vez mais pesados (ULLER, 2007) e, característico deste petróleo, apresentando elevados teores de acidez naftênica, as refinarias deverão investir na ampliação e implantação de suas unidades de conversão e tratamento, visando processar mais petróleos pesados e atingir as metas, cada vez mais rigorosas, de exigências ambientais nas especificações dos combustíveis (TAVARES, 2005).

Maiores investimentos serão necessários em Exploração e Produção devido à presença cada vez maior de óleos pesados e ultrapesados nas jazidas que estão sendo exploradas. Apesar dos esforços das empresas voltados para a produção de petróleo em águas profundas, deve-se buscar soluções visando melhor aproveitar os óleos não-convencionais então encontrados. No Brasil, o local com maior incidência de óleos pesados está em águas profundas da Bacia de Campos, que atualmente é o maior em produção (TN PETRÓLEO, 2008).

Concomitante ao fator descrito acima, o perfil do refino no Brasil vem sofrendo consideráveis alterações nas últimas décadas. Cardoso (2004) descreve que o transporte de cargas no Brasil é feito, preponderantemente, através do modal rodoviário. Deste cenário de dependência a este modal, o óleo diesel se tornou o derivado propulsor do refino em nosso país, correspondendo a 34% volume do barril de petróleo. O óleo diesel é o derivado produzido em maior quantidade para atender o consumo cada vez maior. Para atender esta necessidade, foram alteradas as características do diesel nacional, sendo incorporado um "*mix*" de óleos leves e pesados.

Visto como uma tendência mundial, a fixação de especificações, a fim de limitar os teores de poluentes nos combustíveis que serão comercializados no país e no exterior tem sido, além dos fatores detalhados acima, também um fator essencial para as transformações que vêm ocorrendo nos processos de refino. Fato este que tem se evidenciado pela implantação de novas unidades de tratamento (BUONFIGLIO,1992 Apud AZEVEDO, 2003).

1.1 A Motivação

Analisar e interpretar a estruturação e a dinâmica atual do parque industrial de refino no Brasil, em conformidade com a conjuntura e as tendências que resultaram em adaptações dos esquemas de refino no mundo devido ao processamento de petróleos cada vez mais pesados e especificações cada vez mais rigorosas.

1.2 Objetivos

- ✓ Mostrar, de forma sistemática, como foi a evolução do volume das cargas processadas de petróleo e as modernizações ocorridas nas refinarias brasileiras, os fatores que levaram às tendências previstas e os investimentos então estruturados.
- ✓ Acompanhar e entender, em comparação aos investimentos previstos para o parque industrial de refino brasileiro no período de 2000 a 2009, aqueles que realmente foram priorizados e implantados, e que configuram atualmente a nova estruturação em que se encontra o parque industrial de refino no Brasil, frente aos desafios de processar petróleos cada vez mais pesados possibilitando a obtenção de derivados com maior valor agregado e na melhoria da qualidade dos combustíveis obedecendo a novos padrões internacionais.

1.3 Metodologia

As características e tendências apontadas e discutidas neste trabalho serão analisadas através do levantamento de dados e informações publicados em balanços de matrizes energéticas divulgados no Brasil e do Mundo, revistas e livros técnicos, apontamentos através da mídia e, principalmente, de dados e informações obtidos de estudos técnicos realizados por órgãos governamentais.

Quanto às informações obtidas de órgãos governamentais, em se tratando dos aspectos regulatórios, atualmente vigentes no Brasil para o setor de petróleo, qualquer atividade de construção, operação e ampliação de refinarias no setor de Refino é regulado através de Autorizações, que são usadas neste trabalho como suporte no detalhamento da evolução da capacidade de refino atual das refinarias brasileiras e na atualização das implantações das novas unidades de refino chamadas, na indústria de petróleo, de carteiras.

1.4 Delimitação do estudo

A dissertação foi fragmentada em sete capítulos e detalham as características inerentes do parque industrial de refino, a estruturação do parque industrial de refino brasileiro, o perfil de produção e consumo dos derivados de petróleo no Brasil e os investimentos e implantações previstas para o parque industrial de refino brasileiro, tendo a sequência dos capítulos assim estruturadas:

O Capítulo 2 – Revisão bibliográfica do Refino de Petróleo - fornece informações gerais e conceituações sobre petróleo, e suas principais propriedades, e refino.

O Capítulo 3 – Indústria de Refino de Petróleo - apresenta as características peculiares de uma refinaria, a posição do refino na cadeia produtiva do petróleo, breve resumo sobre os aspectos econômicos do refino e as principais unidades de processo que contemplam uma refinaria.

O Capítulo 4 – Refino de Petróleo no Brasil – apresenta uma síntese sobre a história do refino no Brasil e a expansão do parque industrial, produção e consumo de derivados, características do parque industrial de refino no Brasil, os aspectos regulatórios no Setor de petróleo e no segmento de refino e as Tendências do refino no mundo;

O Capítulo 5 – Tendências do refino no Brasil - apresenta as projeções de investimentos no segmento de refino e a importância da expansão do Parque Petroquímico brasileiro. Neste Capítulo descrevem-se as principais ampliações que ocorreram nas refinarias brasileiras e as características gerais da nova refinaria (Refinaria do Nordeste) e do Complexo Petroquímico (Comperj).

O Capítulo 6 – Conclusões e recomendações – apresenta a discussão dos resultados obtidos das análises sustentadas ao longo do trabalho, fornecendo perspectivas a respeito das tendências futuras do parque industrial de refino no Brasil.

2 Revisão Bibliográfica do Refino de Petróleo

2.1 Petróleo

"Ouro negro"! Esta é a denominação dada ao petróleo, face à grande importância e valor que representa para a sociedade moderna.

Está presente em quase tudo, fazendo parte do cotidiano: desde seus derivados combustíveis utilizados nos mais diversos meios de transporte (OLAH; MOLNÁR, 1995), até insumo para importantes indústrias como a indústria de alimentos e a petroquímica, possibilitando a obtenção de diversos produtos como parafinas, asfaltos, tintas, solventes, resinas, fertilizantes, tubos de PVC, gomas de mascar (chicletes), e outros.

De acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2008, conforme descrito no gráfico 2.1, o consumo de petróleo e gás natural representou, em média, 59% de toda a energia consumida no mundo em 2007, ficando a frente de outras fontes como o Carvão, com 27% e Energia Nuclear e Hidroelétrica, ambas com 12,7%.

No Brasil, a importância do petróleo e seus derivados e do gás natural como fonte de energia primária também é relevante, sendo que sua participação em relação a toda energia consumida em 2007, representou um percentual de 48,6% enquanto, as principais fontes ficaram com os seguintes percentuais: Hidroelétrica, 16,4%; Carvão mineral, 1,7%, biomassa, 27,1% (BEN//EPE/MME, 2008).

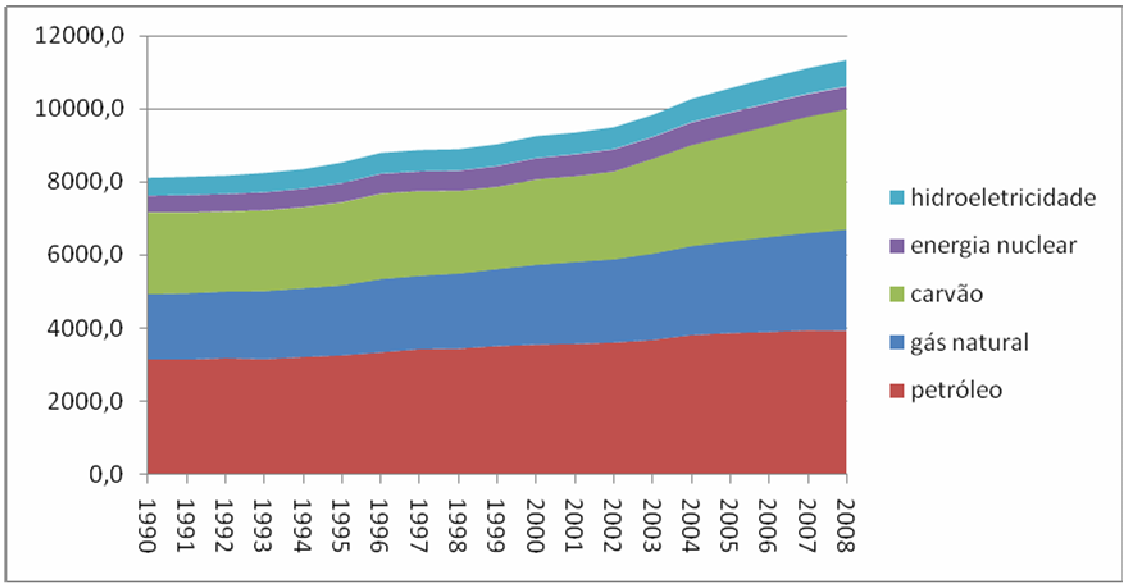


Gráfico 2.1 – Evolução do consumo mundial por fontes energéticas, em milhões de toneladas óleo equivalente (toe)
Fonte: elaboração própria, a partir de dados do BP Statistical Review of World Energy, 2008

2.1.1 Origem e composição química

O conhecimento da origem e formação do petróleo pode contribuir grandemente para o descobrimento de novas jazidas, como também para maiores informações sobre suas propriedades e composição química, o que pode servir como subsídio para a otimização dos processos de refino.

Quanto à origem do petróleo, Conaway (1999) comenta que ainda há controvérsias sobre sua origem, sendo provável que a questão mais controversa seria quanto à origem orgânica ou inorgânica do petróleo, ou seja, se é derivado de reações químicas entre minerais ou degradação de matéria orgânica.

Salienta Sheve e Brink (1997) que parece haver concordância geral em que o petróleo tenha sido formado a partir de matéria orgânica em depósitos marítimos nas vizinhanças de terra firme, num ambiente deficiente de oxigênio, e associado a sedimentos que posteriormente se solidificaram em rochas – calcários, dolomitas, folhelhos e arenitos.

Neiva *apud* Valle (2007) resume ainda que o petróleo resultou de restos orgânicos de animais e vegetais, depositados no fundo de lagos e mares sofrendo transformações químicas ao longo de milhares de ano, resultado da lenta degradação bacteriológica, principalmente plânctons e microflora. Essa massa de restos orgânicos, sob a ação de temperatura e pressão das camadas que foram se acumulando no fundo dos mares e dos lagos, sendo pressionados

pelos movimentos da crosta terrestre e transformaram-se na substância oleosa que é o petróleo.

O material sólido passaria para o estado líquido, por um processo de craqueamento, realizado em temperaturas inferiores a 200°C (OLAH; MOLNÁR, 1995), catalisado pelos minerais presentes na rocha matriz. A presença de catalisadores naturais, como as argilas, explicaria a existência de hidrocarbonetos naftênicos e aromáticos provenientes da polimerização e ciclização das oleofinas (SPEIGHT, 2006). Este líquido (óleo) por ser menos denso se separaria da água do mar remanescente nestes sedimentos.

O petróleo, em sua composição química, é considerado uma mistura complexa de hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos[1] e aromáticos em proporções variáveis e, diversos tipos de impurezas nas mais variadas formas, entre elas: enxofre, nitrogênio, oxigênio, organometálicos, resinas e asfaltenos, sedimentos (areia), sais e água salgada (VALLE, 2007).

Em relação ao percentual de hidrocarbonetos presentes no petróleo, os parafínicos e naftênicos constituem os maiores grupos. No petróleo são encontradas parafinas normais e ramificadas numa faixa que vai desde metano (CH_4) até cadeias lineares e ramificadas de 40 átomos de carbono. Das parafinas presentes, as normais encontram-se em maior quantidade, podendo variar entre limites percentuais em uma faixa bem ampla (THOMAS, 2001). A tabela 1 mostra a composição química do petróleo.

Tabela 1 – composição química do petróleo

Parafinas normais	14%
Parafinas ramificadas	16%
Naftênicos	30%
Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	10%

Fonte: Thomas, 2001

[1] De acordo com a nomenclatura IUPAC, hidrocarbonetos parafínicos são classificados como alcanos e hidrocarbonetos naftênicos são classificados como cicloalcanos.

Quanto as impurezas, presentes no petróleo, encontram-se geralmente distribuídas em toda a faixa de ebulição do petróleo, tendendo a se concentrar nas frações mais pesadas. Valle (2007) e Sklo (2005) detalham as principais características dessas impurezas:

→ Compostos sulfurados: Considerando os constituintes básicos presentes nas impurezas, o Enxofre é um dos elementos químicos mais abundantes no óleo cru. Não sendo uma regra geral, quanto maior for a densidade do petróleo, maior será o seu teor de enxofre. A forma mais comum (e também a mais agressiva) é o ácido sulfídrico, podendo aparecer também na forma de mercaptans (tióis), sulfetos, polissulfetos, benzotiofenos, dissulfetos orgânicos e outros. Os compostos de enxofre são indesejáveis porque:

- envenenam catalisadores;
- estabilizam as emulsões (dificultam a separação da água);
- provocam problemas operacionais de corrosão;
- conferem cor e odor aos produtos finais;
- quando em combustão, geram poluentes (formação de SO_2 e SO_3 altamente tóxicos).

→ Compostos nitrogenados: Apresenta-se, em geral, na forma de estruturas policíclicas. São termicamente estáveis, aumentam a capacidade de o óleo reter água em emulsão, envenenam os catalisadores e tornam instáveis os derivados, contribuindo para a formação de gomas. Similarmente ao enxofre, o nitrogênio tende a se concentrar nas frações pesadas, sendo encontrados na forma de aminas e amidas, piridinas e quinolinas. A maior parte do petróleo produzido na Bacia de Campos apresenta teor de nitrogenados acima da média mundial.

→ Compostos oxigenados: Assim como os contaminantes anteriores, tendem a se concentrar nas frações mais pesadas do petróleo, afetando características como acidez, coloração, odor, formação de gomas e a corrosividade destas frações. Aparecem como ácidos carboxílicos, ácidos naftênicos, fenóis, entre outros. A forma predominante é o ácido naftênico, e em menores quantidades, os fenóis e ácidos graxos. Estes compostos podem gerar atmosferas corrosivas mais acentuadas devido ao seu caráter ácido.

→ Compostos organometálicos: Apresentam-se na forma de sais dissolvidos na água emulsionada ao petróleo. São compostos capazes de afetar diversos processos e causam problemas operacionais, tais como: o envenenamento dos catalisadores usados para remover enxofre e nitrogênio e também em outros processos, tal como a Reforma Catalítica. Devido

aos diversos problemas operacionais que causam, são removidos através dos processos de dessalgação. Em relação aos metais, eventualmente, aparecem o Ferro, Níquel, Vanádio e Cobre. Especificamente, o Níquel, o Cobre e o Vanádio são os maiores responsáveis pelo envenenamento de catalisadores.

→ Resinas e Asfaltenos: São compostos que se encontram na forma de macroestruturas formadas por anéis aromáticos. Apesar de possuírem estruturas básicas semelhantes, as resinas apresentam-se dissolvidas no cru, enquanto os alfaltenos encontram-se dispersos na forma coloidal e, critérios de solubilidade são usados na distinção entre elas, uma vez que resinas são solúveis em determinados composto químicos e os asfaltenos, não.

→ Impurezas oleofóbicas: Incluem-se águas, sais, argilas, areias e sedimentos (por exemplo, aqueles provenientes de corrosão de equipamentos). Na verdade, a principal fonte destas impurezas são as gotículas de fluidos aquosos, salinos, conhecidos como “água de formação”, que acompanham o cru nas suas jazidas.

2.1.2 Classificação dos tipos de petróleo

As principais características de um ‘tipo’ de petróleo são, conforme descreve Martins (2005) a densidade do óleo, o tipo de hidrocarboneto – ou base – predominante na mistura e o teor de enxofre.

De acordo com o autor, em relação à densidade, os diferentes tipos de petróleo são classificados segundo uma gradação que vai de petróleos leves a pesados. A classificação mais utilizada é a adotada pelo American Petroleum Institute, salienta SKLO (2005), e se baseia na densidade volumétrica do óleo ou através de um índice adimensional, que se relaciona com a densidade, conhecido como “grau API”.

A importância do conhecimento do API de um determinado petróleo está relacionado com a obtenção de maior quantidade de derivados nobres, de elevado valor comercial, como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente a outro tipo de óleo, mais pesado (menor grau API), uma vez que, quanto menor a densidade do petróleo (petróleos leves), maior o grau API (SKLO, 2005)

Seguindo as características apontadas por Martins (2005) quanto à base, ou tipo de hidrocarboneto predominante, o petróleo é classificado em três categorias: parafínicos, naftênicos ou aromáticos. Os petróleos parafínicos são mais comuns e quando refinados

produzem frações de gasolina de qualidade inferior (menor octanagem) do que aquela produzida com óleos do tipo naftênico ou aromático. No entanto, os petróleos parafínicos são mais adequados à produção de óleo diesel, ceras e lubrificantes.

Por fim, quanto ao teor de enxofre, o petróleo pode ser classificado como doce ou ácido. São classificados como ácidos os óleos com percentual de enxofre superior a 0,5%; estes têm seu valor comercial reduzido devido a corrosividade e toxicidade do enxofre, que resultam em maiores custos no processo de refino. A Tabela 2 relaciona a classificação do petróleo de acordo com o teor de enxofre e do grau API.

Além da classificação descrita por Martins (2005), existem outras baseadas em padrões internacionais, como as classificações citadas por Sklo (2005):

"- Classificação usada pelo American Petroleum Institute – API, até 1992:

- ATE (alto teor de enxofre): teor acima de 1,0%
- BTE (baixo teor de enxofre): teor inferior a 1,0%

Obs. Todo petróleo nacional, com raríssimas exceções é BTE.

- Classificação adotada na legislação brasileira:

- Petróleos azedos: teor acima de 2,5%
- Petróleos doces: teor abaixo de 0,5%

Obs. Faixa intermediária (0,5% – 2,5%) – 'semi-azedos' ou 'semidoces'".

Comenta Mariano (2005) que o conhecimento das propriedades físico-químicas do petróleo é fundamental para se definir, de forma eficiência, quais os processos que serão priorizados para a sua refinação e, consequentemente, maximizar os produtos que melhor poderão ser obtidos de um determinado petróleo. Como o petróleo se apresenta com propriedades diferenciadas de um campo produtor para outro, nem todos os derivados podem ser produzidos com qualidade e de forma economicamente viável a partir de qualquer tipo de petróleo. Também não existe uma forma única, a partir de qualquer tipo de petróleo, de refino.

Tabela 2 – Classificação do Petróleo segundo o Grau API e o Teor de Enxofre

CATEGORIA	% ENXOFRE	GRAU API
Leve com baixo teor de enxofre	0 – 0,5	>32
Pesado com médio teor de enxofre	0,35 – 1,1	>24
Leve com elevado teor de enxofre	>1,1	>32
Pesado com elevado teor de enxofre	>1,1	24 – 33
Muito pesado com elevado teor de enxofre	>0,7	0 – 23

Fonte: TAVARES (2005)

Para Tavares (2005): “a dificuldade observada na indústria do refino, de adequação da oferta à demanda, deve-se ao fato de que uma vez construída a refinaria, sua flexibilidade é muito limitada, pois a utilização de óleos com características diferentes daquelas para as quais a mesma foi inicialmente projetada implica em perdas ou custos significativos e que o mesmo é válido para o perfil da produção de uma refinaria que, mantidas as características da planta, não pode ser alterado sem que a qualidade ou a especificação dos derivados seja afetada”.

A Tabela 3 a seguir relaciona alguns dos diversos tipos de petróleos espalhados pelo mundo.

Tabela 3 – Grau API e Teor de Enxofre de diferentes petróleos do mundo

País	Nome do petróleo	Grau API	% de enxofre	País	Nome do petróleo	Grau API	% de enxofre
Austrália	Griffin	54,6	0,01	Canadá	Cold Lake	13,2	4,11
	Wandoo	19,3	0,14		Rangeland	39,5	0,75
China	Shengli	24,0	0,90	Irã	Soroosh	18,1	3,30
	Nanhai	39,5	0,05		Rostam	35,9	1,55
Indónesia	Arun	54,3	0,01	Venezuela	Anaco Wax	40,5	0,24
	Duri	21,5	0,20		Boscan	10,1	5,50
Iraque	Kirluk Blend	35,1	1,97	Mar do Norte	Curlew	51,3	0,07
Brasil	Marlin	19,2	0,78		Alba	19,4	1,24

Fonte: TAVARES (2005)

A importância dos tipos de petróleo é fundamental para definir as operações que serão usadas em uma dada refinaria para produzir os derivados desejados. Por essa razão, as refinarias podem ser muito diferentes.

2.1.3 Principais propriedades físicas

Na composição química do petróleo cru quase não há hidrocarbonetos olefínicos (SKLO, 2005). As ligações duplas (insaturações), sob condições de temperatura e pressão favoráveis, são hidrogenadas formando hidrocarbonetos saturados. Predominam, portanto, os hidrocarbonetos saturados, parafínicos (cadeias abertas) e naftênicos (cadeias fechadas), e os hidrocarbonetos aromáticos (presença de pelo menos um anel).

As propriedades físico-químicas dos diferentes tipos de petróleos existentes variam sensivelmente com a quantidade relativa de cada grupo de hidrocarbonetos e, acabam por influenciar na produção dos diversos derivados obtidos do refino dos mesmos (SKLO, 2005).

Dentre as principais propriedades físicas podemos destacar as seguintes:

→Curvas de destilação

O petróleo, para que tenha seu potencial energético efetivamente aproveitado, deve ser desdobrado em cortes de faixas de ebulição características, denominadas frações. Esse desdobramento poderá ser alcançado pela destilação do óleo bruto.

A separação das frações existentes no petróleo é feita através da destilação. A partir do conhecimento dos dados de distribuição dos intervalos de ebulição característicos de cada corte, que vão compor e definir a curva de destilação de um determinado petróleo, é possível prever o percentual (rendimento) dos diferentes cortes ou frações, tais como gasolina e querosene, óleo diesel e outros, o que é fundamental para o controle do processo de refino e para a garantia da qualidade dos produtos (VALLE, 2007).

A destilação é um processo de operação unitária baseado na diferença de temperaturas de faixas de ebulição entre os compostos existentes em uma mistura líquida. No caso dos hidrocarbonetos, quanto maior a fórmula molecular maior será o ponto de ebulição. Assim, é possível separar, por meio da destilação, os compostos leves, médios e pesados que compõem o petróleo, conforme descrito na tabela 4.

Descreve Sklo (2005) que cada petróleo tem uma curva característica de destilação. A diferença de volatilidade entre os compostos químicos que constituem o petróleo (compostos leves, médios e pesados), é a base fundamental para a separação das várias faixas de hidrocarbonetos que o compõem. Define-se, a partir desse conceito, que petróleos mais pesados são constituídos por hidrocarbonetos mais pesados (aqueles que possuem maiores pontos de ebulição).

Em suma, é possível identificar, a partir da curva de destilação típica de cada petróleo, o percentual de cada produto que se pode extrair por faixa de corte.

Frações (ou “Cortes”): Definidos como as faixas de hidrocarbonetos cujo ponto de ebulição encontra-se dentro de uma determinada faixa de temperatura (“pontos de corte”). Quando se compara diferentes petróleos para um mesmo perfil de destilação, o que muda em si não é o intervalo de temperatura de corte, mas sim o rendimento de cada produto que é obtido dentro daquelas faixas pré-determinadas.

Tabela 4 – Derivados de petróleo e suas típicas faixas de corte

Fração	TEB (ºC)	Composição (aprox.)
Gás residual	< 40	$C_1 – C_2$
GLP		$C_3 – C_4$
Gasolina	20 – 220	$C_5 – C_{10}$
Querosene	150 – 300	$C_{11} – C_{12}$
Gasóleo Leve	235 – 305	$C_{13} – C_{17}$
Gasóleo Pesado	305 – 400	$C_{18} – C_{25}$
Lubrificantes	400 – 510	$C_{26} – C_{38}$
Resíduos	> 510	C_{38}^{+}

Fonte: Thomas, 2001.

→Grau API

Já mencionado no item 2.1.2, trata-se de uma forma matemática de expressar a densidade do petróleo, por meio de um índice adimensional. Por regra, quanto menor for a densidade do petróleo, maior será o seu grau API (ºAPI), ou seja, mais leve será o petróleo. A fórmula que define o grau API é dada por

$$°API = \frac{141{,}5}{d_{15{,}6/15{,}6}} - 131{,}5$$

onde: $d_{15{,}6/15{,}6}$ corresponde à densidade relativa da amostra a 15,6ºC sobre a da água a 15,6ºC. A tabela 5 mostra a classificação do petróleo em função do °API:

Tabela 5 – Classificação do petróleo em função do graus API

ºAPI	Petróleos	ºAPI	Petróleos
< 15	Asfáticos	33 – 40	Leves
15 – 19	Extra-Pesados	40 – 45	Extra Leves
19 – 27	Pesados	> 45	Condensados
27- 33	Médios		

Fonte: Thomas, 2001.

→ Fator de caracterização K_{UOP}

Indica a parafinicidade do óleo. Sklo (2005) ressalta que é um importante fator, sendo amplamente utilizado no refino. Também conhecido como Fator de Watson, foi introduzido pela Universal Oil Products Company (UOP). Os valores de K_{UOP} iguais ou superiores a 12,0 caracterizam a predominância de hidrocarbonetos parafínicos, iguais ou inferiores a 10,0 relacionam-se aos produtos, predominantemente, aromáticos. Os petróleos naftênicos têm valores entre 10,0 e 11,8.

O fator foi definido para substâncias puras como sendo:

$$K_{UOP} = \frac{(1{,}8T)^{1/3}}{D}$$

Onde T = temperatura de ebulição do produto puro e D = densidade específica a 15,6°C/15,6°C

Por serem definimos a partir de faixas de temperatura, propriedade física inerente das misturas complexas de hidrocarbonetos encontrados nas frações de petróleo, ao aplicar o fator K_{UOP} é necessário introduzir o conceito de temperatura de ebulição média de um corte de petróleo (VALLE, 2007).

→Outros parâmetros de caracterização, importantes para uma boa caracterização do petróleo e refino do mesmo, que não serão discutidos com profundidade neste trabalho:

- Teor de sais e sedimentos: interfere diretamente no refino, pois leva à formação de depósitos e atmosfera corrosiva. É um parâmetro importante para o processamento do óleo cru nas refinarias.
- Viscosidade: relaciona-se às forças internas de atrito (cisalhamento) do fluido em movimento, ou à perda de carga em tubulações. Quanto mais viscoso for o óleo, mais energia será demandada para a sua movimentação.
- TAN (Total Acid Number): mede a acidez naftênica do petróleo. É considerado alto quando superior a 0,5mg KOH/g podendo produzir corrosão em equipamentos e tubulações de unidades de destilação de cru que estejam em temperaturas mais elevadas.
- Caracterização dos cortes por viscosidade, índice de refração, densidade e peso molecular – método ndM.
- Ponto de fluidez para determinação da parafinicidade do óleo. O conhecimento do ponto de fluidez é importante no caso do petróleo, porque a partir dele é que são definidas as condições de transferência dos óleos em oleodutos.
- Espectrometria de massa.
- Cromatografia gasosa e líquida: usadas na determinação da composição de gases, pesquisa e análise de contaminantes, monitoramento das unidades de produção, análise de alimentação e produtos.

2.2 Refino de Petróleo

No estado que é extraído do solo, o petróleo tem poucas aplicações práticas, servindo quase que tão somente como óleo combustível. É uma complexa mistura de compostos orgânicos e inorgânicos, em que predominam alguns tipos de hidrocarbonetos (OLAH; MOLNÁR, 1995). Para que ele tenha seu potencial energético plenamente aproveitado, é necessário que seja realizado seu fracionamento em cortes, que denominamos frações.

As propriedades físico-químicas dos petróleos têm considerável influência sobre os processos que serão aplicados para a refinação do mesmo e, afetam diretamente nos produtos que melhor podem ser obtidos. Assim, nem todos os derivados, em um mesmo rendimento típico, podem ser produzidos a partir de qualquer tipo de petróleo. Da mesma forma, não existe um processo único de refino aplicável a todos os tipos de petróleo (ABADIE, 2003).

2.2.1 O refino na cadeia produtiva do petróleo

Na cadeia produtiva do petróleo, a indústria petrolífera está dividida basicamente em dois segmentos: o de upstream, que compreende as atividades de exploração e produção (E&P); e que tem por objetivo a obtenção do petróleo – e o segmento downstream, que compreeende as atividades de refino, transporte, distribuição e comercialização (GAZETA MERCANTIL, 1999). As empresas que tem atuação nos dois segmentos são conhecidas como verticalmente integradas e as que atuam em apenas um dos segmentos, independentes.

Representando o refino uma fase intermediária entre a exploração/produção e a distribuição (figura 2.1), passou a ser visto como um mal necessário pelas empresas de petróleo e muitas delas se desfizeram de investimentos em refinarias, preservando apenas aquelas estratégicas para acessar mercados (ALMEIDA, 2002 *apud* TAVARES, 2005).

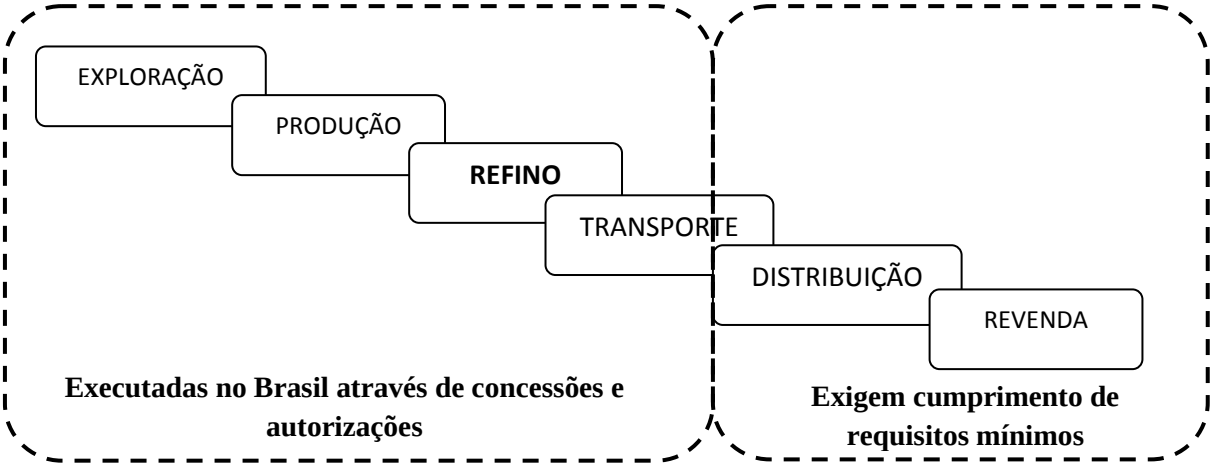


Figura 2.1 – Etapas da cadeia produtiva no segmento de petróleo
Fonte: elaboração própria

2.2.2 Conceito de Refino

Define-se refino como um conjunto complexo de várias etapas de operações que abrangem diversos tipos de processos físico-químicos, utilizados na produção de derivados a partir do petróleo.

Na refinação, o petróleo é submetido a uma série de processos físico-químicos, definidos conforme o tipo de petróleo utilizado (que geralmente é uma mistura, "*mix*" ou '*blend*', de um ou mais tipos diferentes de petróleo) e os derivados que se pretende obter (SKLO, 2005)

2.2.3 Esquemas de Refino

Visando integrar as diferentes propriedades dos vários petróleos que devam ser processados numa dada refinaria, com a necessidade de atender uma determinada demanda de derivados, obtendo-as de forma economicamente viável em quantidade e qualidade, faz com que se adapte, em diferentes arranjos, as diversas unidades de processo, para que tal objetivo seja alcançado. A integração das várias unidades de processo dentro de uma refinaria é o que se denomina de Esquema de Refino (ABADIE, 2003)

Sklo (2005) descreve e analisa os esquemas típicos de refino, no qual salienta que, define-se como uma refinaria versátil aquela que foi adaptada com eficácia no processamento de petróleos de pior qualidade (menor grau API, maior teor de enxofre, maior acidez e outros), e produzir derivados de alta qualidade, leves e médios. Por conseqüência, essas refinarias são capazes de processar qualquer tipo de petróleo, tratando-se de refinaria com maior capacidade de conversão. No entanto, Sklo (2005) ressalta que existem muitas unidades de conversão possíveis e vários esquemas de refino que se lhes associam.

Abadie (2003) caracteriza com muita clareza os chamados esquemas de refino:

> Os esquemas de refino variam de uma refinaria para outra, não só pelos pontos acima expostos, como também pelo fato do mercado de uma dada região modificar-se com o tempo. A constante evolução na tecnologia dos processos faz com que surjam alguns de alta eficiência e rentabilidade, enquanto outros, de menor eficiência ou com maiores custos operacionais, entram em obsolescência. Os processos de refino não são estáticos e definitivos, e sim dinâmicos num horizonte de médio e longo prazo.

O fluxograma mostrado na figura 2.2 demonstra o que seria a primeira etapa aplicada nos esquemas de refino de petróleo. É o processo de destilação atmosférica, também chamada de destilação direta, que promove a separação dos derivados leves, médios e pesados existentes no petróleo. Modernamente, é muito difícil de ser adotada sem a devida integração com outras unidades de processo, pois não apresenta nenhuma flexibilidade tanto para mudanças eventuais no perfil de produção (a única possibilidade é a troca de petróleo) quanto para atendimento de requisitos mais restritivos de qualidade de produtos (o que pode não ser resolvido apenas por seleção de crus) (ANP, 2004).

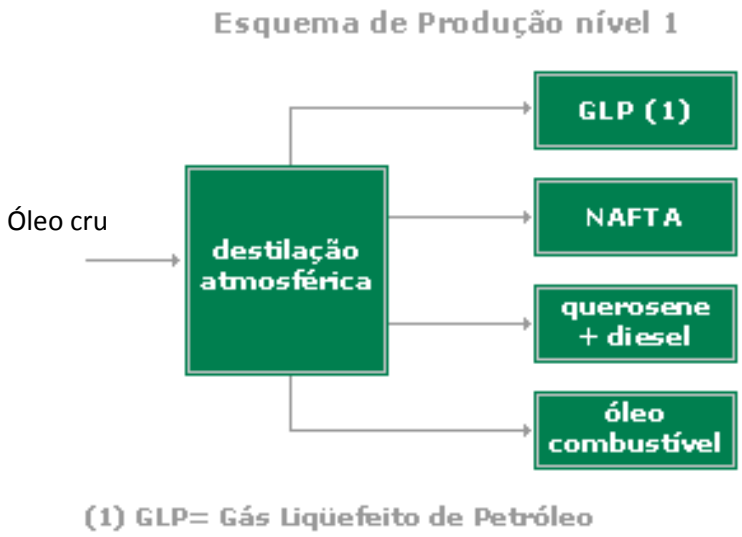


Figura 2.2 – Esquema de Produção nível 1
Fonte: sítio da ANP, 2004.

O fluxograma mostrado na figura 2.3 apresenta uma configuração mais integrada. A separação primária inicial do esquema anterior acrescenta-se uma destilação a vácuo para produzir cortes de gasóleos que alimentam outros importantes processo, em especial as unidades de Craqueamento Catalítico Fluido (FCC). Neste último, duas correntes nobres são geradas: o GLP e a gasolina, sendo esta de qualidade intrínseca (octanagem) superior à obtida na destilação direta. É um esquema de refino que apresenta melhor flexibilidade, embora possa, também, apresentar dificuldades para enquadramento de produtos em especificações mais rigorosas (ANP, 2004).

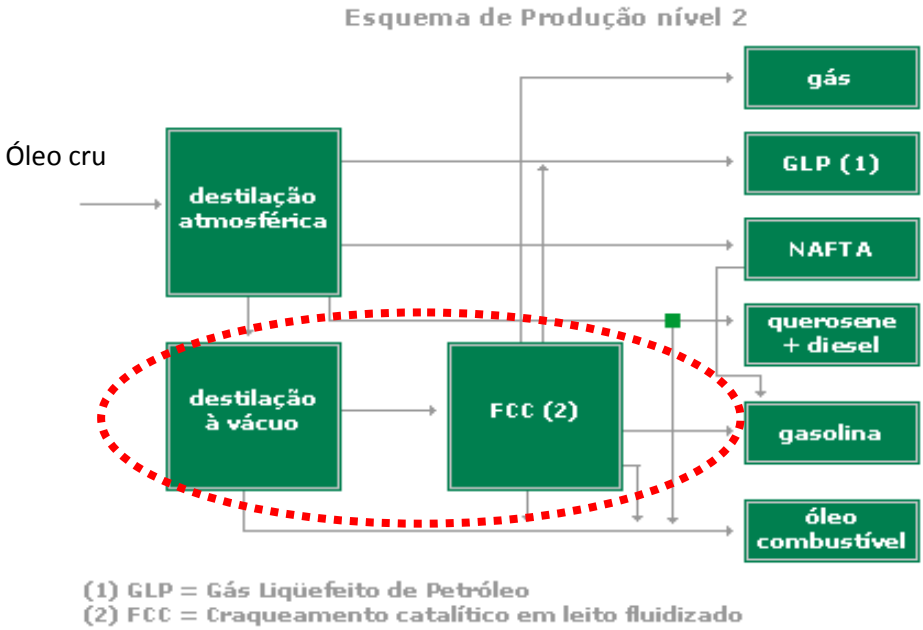


Figura 2.3 – Esquema de Produção nível 2
Fonte: sítio da ANP, 2004.

O esquema de produção, descrito na figura 2.4, incorporar ao anterior o processo de coqueamento retardado que transforma uma fração de menor valor (resíduo de vácuo) em produtos mais nobres (GLP, gasolina, nafta e óleo diesel). Importante ressaltar que, na presente configuração, a nafta e o óleo diesel não estejam sendo ofertados, por necessitarem de tratamento dadas suas características de instabilidade. A fração geradora de óleo diesel está incorporada à carga do FCC. Uma possível desvantagem dessa configuração é a geração de coque, que, entretanto, dependendo de localização e mercado favorável, pode não ser um problema (ANP, 2004).

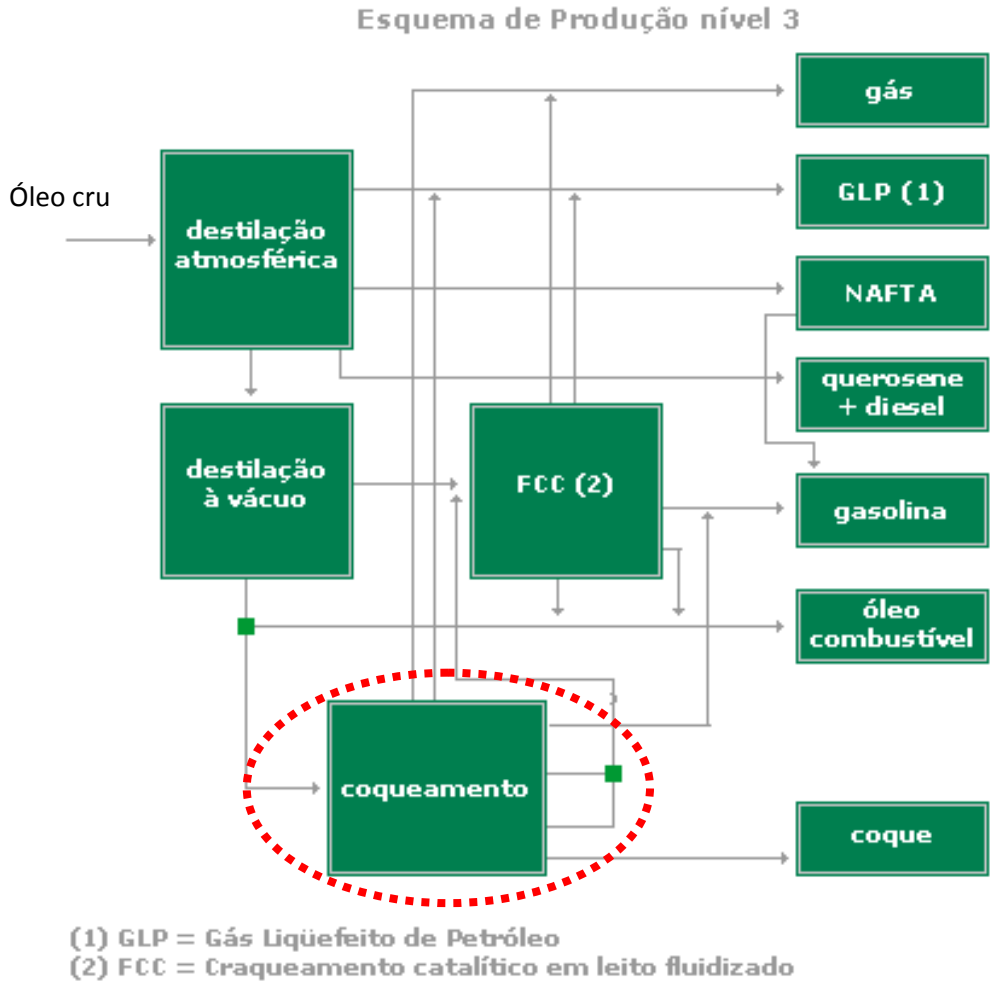


Figura 2.4 – Esquema de Produção nível 3
Fonte: sítio da ANP, 2004.

O esquema de produção detalhado na figura 2.5 é o mais flexível de todos por incorporar à configuração anterior o processo de hidrotratamento de frações médias geradas no coqueamento, possibilitando o aumento da oferta de óleo diesel de boa qualidade. É possível ainda o tratamento do óleo leve de reciclo (LCO) do craqueamento catalítico, corrente esta que destilam na faixa do diesel, mas não pode ser considerada diesel sem o devido tratamento. Este esquema permite um maior equilíbrio na oferta de gasolina e de óleo diesel de uma refinaria, pois desloca parte da carga que ia do coqueamento para o FCC (processo marcantemente produtor de gasolina) e a envia para o hidrotratamento, gerando, então, mais óleo diesel e menos gasolina que as configurações anteriores (ANP, 2004).

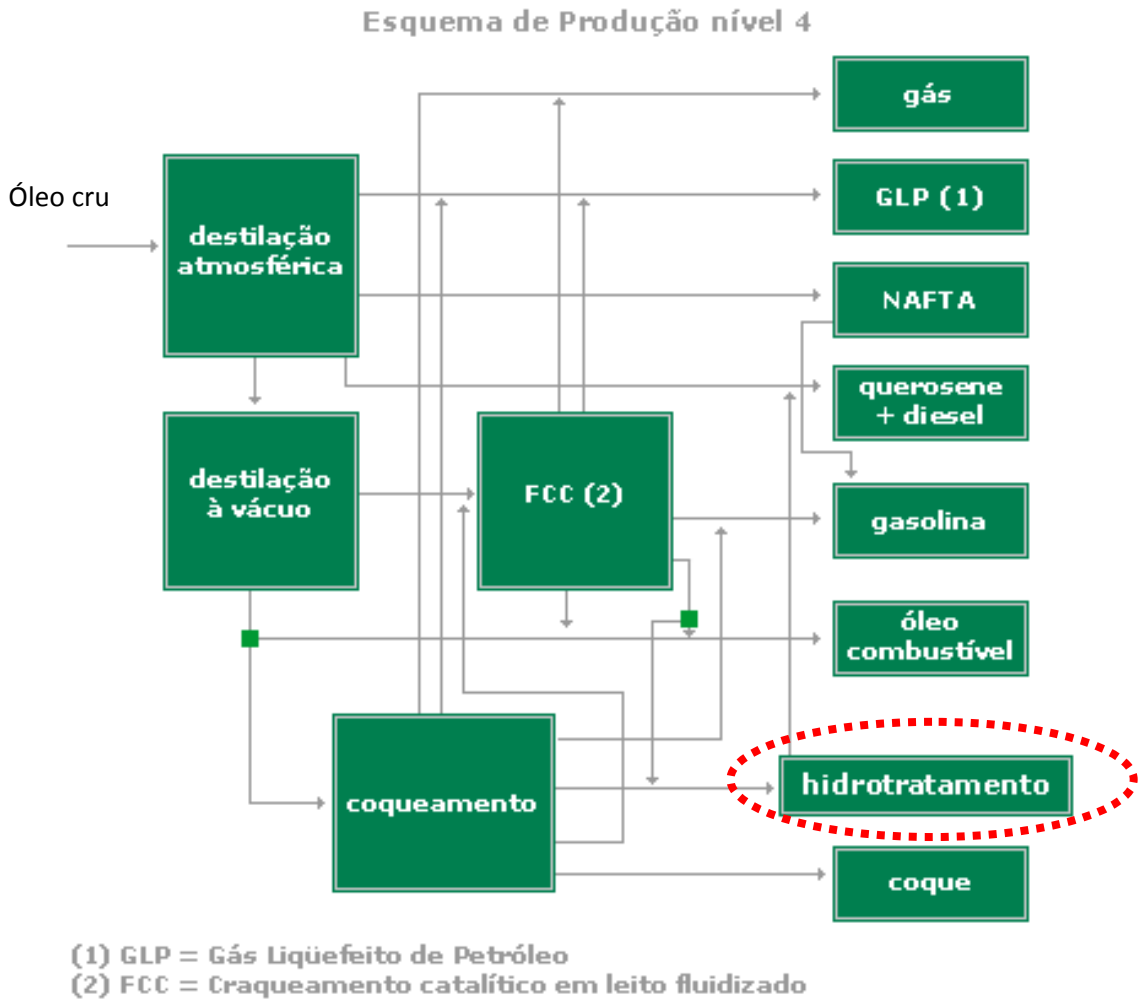


Figura 2.5 – Esquema de Produção nível 4
Fonte: sítio da ANP, 2004.

3 Indústria de Refino de Petróleo

Na cadeia produtiva do petróleo, a Indústria do Refino é um segmento de suma importância estratégica para o desenvolvimento econômico e industrial de um país (BRANDÃO, 1999), pois esta é responsável por grande parte do abastecimento nacional de combustíveis e o suprimento de energia da malha rodoviária, bem como pela base das centrais de matérias primas petroquímicas e indústrias de segunda geração[2].

3.1 Objetivos de uma refinaria

Segundo Abadie (2003), uma refinaria de petróleo pode destinar-se a dois objetivos básicos :

- Produção de combustíveis de maior valor econômico e insumos petroquímicos;
- Produção de lubrificantes básicos e parafinas: constitui um grupo minoritário, cujo objetivo é a maximização de frações básicas de lubrificantes e parafinas.

Algumas refinarias visam a maximização de frações básicas de lubrificantes e parafinas. Estes produtos possuem valores agregados muito maiores que os combustíveis, conferindo maior rentabilidade aos refinadores. No Brasil não há nenhuma refinaria dedicada exclusivamente à produção de lubrificantes e parafinas, existem, entretanto conjuntos dentro de alguns dos parques de refino que tem esse objetivo e funcionam quase como refinarias independentes. Nesta situação destaca-se a REDUC (RJ) e a RLAM (BA) onde existem os conjuntos acima citados (ABADIE, 2003).

---

[2] Tipicamente, podem ser distinguidos três estágios, ou gerações, industriais na cadeia da atividade petroquímica: (1) indústrias de 1ª. geração, que fornecem os produtos petroquímicos básicos, tais como eteno, propeno, butadieno, etc; (2) indústrias de 2ª. geração, que transformam os petroquímicos básicos nos chamados petroquímicos finais, como polietileno (PE), polipropileno (PP), polivinilcloreto (PVC), poliésteres, óxido de etileno etc.; (3) indústrias de 3ª. geração, onde produtos finais são quimicamente modificados ou conformados em produtos de consumo. A indústria do plástico é o setor que movimenta a maior quantidade de produtos fabricados com materiais petroquímicos.

3.2 Aspectos econômicos do segmento de refino

Custo médio total de produção menor com o aumento da capacidade de produção, ganhos significativos em produtos e diminuição de custos com o aumento da dimensão, características estas fundamentais nas chamadas economias de escala e que são requeridas na atividade de refino (gráfico 3.1). Com isso, a capacidade de refino mundial tende a se concentrar em poucas, grandes e modernas refinarias regionais, passíveis de expansão (CHANDLER, 1990).

Gráfico 3.1 – Economia de escala do Refino
Fonte: Masseron, 1990, *apud Martins, 2003*

Como um dos fatores responsáveis pela existência de economia de escala, as economias geométricas são presentes em indústrias que utilizam tanques e dutos. Parte das economias de escala na construção é decorrente de economias geométricas na construção de tanques para o armazenamento de petróleo e derivados. Acarreta que os custos de instalação aumentam em função do material utilizado e, concomitantemente, a capacidade de armazenamento também aumenta com o volume, sendo este o princípio básico das economias de escala adquirido pelas refinarias. As refinarias tendem a manter estoques de petróleo, produtos intermediários e derivados, destinados a suprir a refinaria e a atender a demanda por derivados, nos casos de eventual interrupção no abastecimento de matéria-prima ou de necessidade de interrupção da produção. A regulamentação sobre o refino, na maioria dos países, estabelece a obrigatoriedade de manutenção de estoques de petróleo e derivados, com o objetivo de garantir a segurança no abastecimento (MASSERON, 1990 *apud* MARTINS, 2003).

Silva e Pertusier (2003) esclarecem que as tendências de alianças verticais e horizontais, nas estratégias das empresas de petróleo, beneficiam tanto o produtor de petróleo, que ganha um mercado seguro para seu produto quanto o refinador, que ganha uma fonte estável de matéria-prima, uma vez que as empresas necessitam de um fluxo contínuo de receitas para garantir rentabilidade aos seus investimentos. A integração horizontal é uma tendência mundial, que vem permitindo que as empresas dividam seus ativos em diferentes mercado, uma vez que favorecem a redução dos custos fixos, sobretudo nos riscos associados ao segmento de Exploração e Produção que é o que absorve a maior parte dos gastos dentro da cadeia produtiva do petróleo.

Descreve Martins (2003) outro fator primordial a ser discutido seria analisar as principais características que sintetizam a integração existente na atividade de refino de petróleo com o setor petroquímico. Esta integração esta intimamente relacionada com a configuração da refinaria, da disponibilidade de matéria-prima e capital, do desenvolvimento e pesquisas em tecnologias, da facilidade de acesso ao mercado local, entre outros. Buscando alternativas para aumentar suas margens de lucros, as refinarias têm a oportunidade de se integrar com a atividade petroquímica possibilitando, além do exposto, a otimização energética através do compartilhamento das unidades de utilidades existentes (geração de vapor, eletricidade e outros). Como conseqüência, a integração favorece a redução de investimentos e custos fixos devido a uma utilização mais eficiente da infra-estrutura

existente; e, como um dos fatores primordiais desta integração, garantir o suprimento de matéria-prima para a atividade petroquímica e otimizar a produção global da refinaria, uma vez que a demanda dos petroquímicos vêm aumentando a uma taxa de crescimento maior que a dos derivados de petróleo.

Por serem fatores primordiais na caracterização da indústria de refino, realizou-se um maior enfoque nas características básicas das Economias de Escala e os aspectos gerais da integração com a Indústria Petroquímica, porém, outros fatores merecem destaques, tais como: progresso técnico e barreiras à entrada no refino; preferências dos consumidores no refino; concorrência por qualidade, vantagens absolutas de custos (Matérias-Primas, Transporte,...) e custos de capital. Tais fatores não serão detalhados neste trabalho por se tratarem de aspectos econômicos da indústria de refino.

3.3 Principais unidades de uma refinaria

Mariano (2005) resume que as principais unidades de processo que são encontradas nas refinarias podem ser classificadas em processos de separação, conversão, tratamento e auxiliares. Em suma, os processos em uma refinaria podem ser classificados nesses quatros principais grupos, a saber:

3.3.1 Unidades de separação

São unidades que têm por característica comum o fracionamento do petróleo em suas frações básicas, ou processar uma fração previamente produzida, no sentido de remover dela um grupo específico de compostos. Todas essas unidades se baseiam em processos puramente físicos, ocorridos por ação energética (na forma de modificações de temperatura e/ou pressão) ou de transferência de massa (na forma de relações de solubilidade a solventes) sobre o petróleo ou suas frações (ABADIE, 2003).

Como exemplos deste grupo de processos, podem ser citados: Destilação atmosférica e à Vácuo, Estabilização de Naftas, Desasfaltação a Propano, Desaromatização a Furfural, Desparafinação/Desoleificação a solvente (MIBC), Extração de Aromáticos e Adsorção de N-parafinas.

3.3.1.1 Destilação Atmosférica e Vácuo

Sendo a primeira etapa do refino do petróleo, após adequação do óleo na etapa de dessalgação, é uma das unidades mais importantes da refinaria. Tem por objetivo separar as frações de corte. O processo é baseado na diferença dos pontos (intervalos) de ebulição dos componentes do petróleo.

O processo de destilação pode ser feita em várias etapas e, em diferentes níveis de pressões, conforme o objetivo que se deseje. São também consideradas unidades de destilação de petróleo, além da destilação atmosférica: a destilação a vácuo, o pré-fracionamento e a debutanização. Independente de qual seja o esquema de refino, a unidade de destilação de petróleo existe sempre. É o principal processo de alimentação das demais unidades que compõem a refinaria (ABADIE, 2003).

Sklo (2005) detalha que, devido as propriedades as propriedades dos óleos a serem e refinados e o perfil de produção necessário (quantidade e qualidade desejadas), a otimização energética de uma refinaria está associada à determinada seleção de crus e produtos, interferindo assim nas condições operacionais.

Dependendo do número de estágios de destilação que o petróleo esta submetido, é possível ter unidades de um, dois, ou três estágios. Existem diferentes configurações de destilação com cortes variando, assim como diferentes processos de integração energética (SKLO, 2005).

→ Unidades de um estágio:

Consistem em uma torre de destilação única, que trabalha a pressões próximas da atmosférica.

A torre de destilação atmosférica produz destilados desde gases até óleo diesel, além do produto residual (resíduo atmosférico), que é vendido como óleo combustível. Normalmente, são encontradas quando a capacidade de refino é bastante pequena e não há unidades adicionais de craqueamento (SPEIGHT, 2006).

→ Unidades de dois estágios:

i. Torres de "Pré-Flash" e Destilação Atmosférica

As torres de "pré-flash" são utilizadas para retirar do petróleo as frações mais leves (Gás combustível, GLP e nafta leve), permitindo, desta forma, que o sistema de destilação atmosférica não seja de grande porte. O petróleo pré-vaporizado tem retirados, na destilação atmosférica, a nafta pesada, o querosene e o óleo diesel, tendo como produto de fundo o resíduo atmosférico.

ii. Destilação Atmosférica e Destilação a Vácuo

A torre de destilação atmosférica produz destilados desde gases até óleo diesel, e, como produto de fundo, tem-se o resíduo atmosférico, que é novamente aquecido e enviado a torre de vácuo (MAPLES, 2000). A torre de vácuo retira do resíduo atmosférico o gasóleo leve e o gasóleo pesado, tendo como produto de fundo o resíduo de vácuo, vendido como óleo combustível ou asfalto, conforme sua especificação.

→ Unidades de três estágios:

Unidade que possui as torre de "pré-flash", torre de destilação atmosférica e torre de vácuo, conforme detalhado na figura 3.1. Além das torres citadas, é encontrada também nas unidades de destilação de petróleo, a torre estabilizadora de nafta leve. A nafta proveniente da unidade de pré-flash (nafta leve não estabilizada) é separada em duas correntes: gás liquefeito de petróleo - GLP (mistura de propano e butano) e nafta leve estabilizada. Este produto sai pelo fundo da torre com sua Pressão de Vapor *Reid* (PVR) especificada, podendo ser adicionado ao "*pool*" de gasolina da refinaria.

Abadie (2003) detalha que, de modo a permitir que os gases de topo sejam liqüefeitos após a condensação, a estabilizadora deve operar a pressões elevadas. Este método é empregado quando se trabalha com hidrocarbonetos leves, de alta volatilidade, que devido à alta pressão se liqüefazem, sendo possível seu fracionamento. Quanto mais leves forem os hidrocarbonetos a serem fracionados, maior deverá ser a pressão de trabalho da torre.

Pode-se também encontrar em unidades de destilação, uma torre de fracionamento de nafta, cuja finalidade é produzir outra nafta mais leve para ser vendida como solvente ou como carga para unidades petroquímicas (SPEIGHT, 2006).

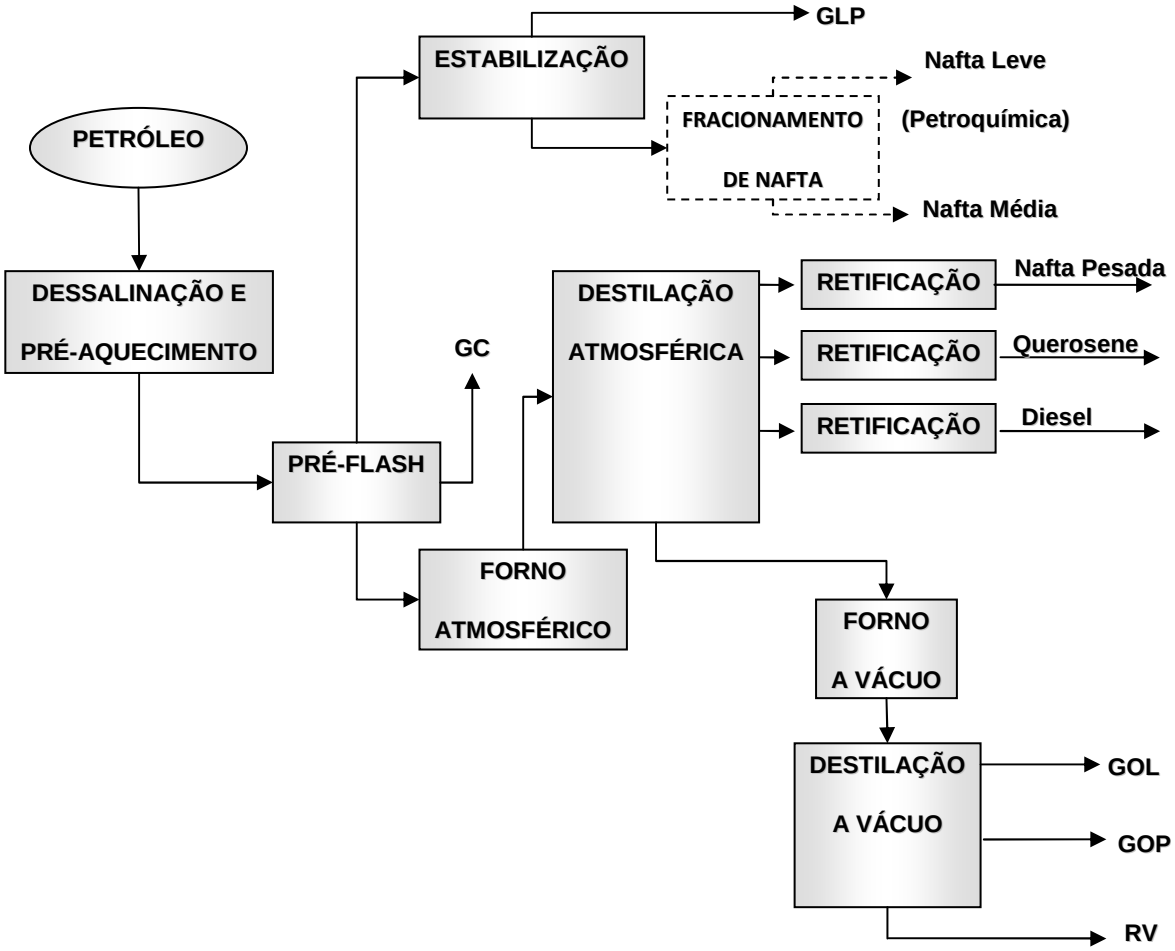


Figura 3.1 – Esquema de Destilação em 3estágios
Fonte: elaboração própria, a partir de ABADIE, 2003
siglas: GC: gás combustível; GOP: gasóleo pesado; GOL: gasóleo leve; RV: resíduo de vácuo

3.3.1.2 Desasfaltação a Propano

Unidade de processo físico que aplica o princípio da extração seletiva, por ação de um solvente específico (propano líquido em alta pressão), na retirada de um gasóleo de alta viscosidade contido no resíduo da destilação a vácuo.

Os produtos obtidos desse processo de extração são o resíduo asfáltico (RASF), que pode ser enquadrado com asfalto ou óleo combustível, dependendo do tipo de resíduo de vácuo (RV) processado e das condições operacionais, e o óleo desasfaltado (ODES) (ABADIE, 2003).

Mariano (2005) explica que o óleo desasfaltado pode ter duas aplicações, de acordo com o objetivo do esquema de refino:

- Incorporar a carga do craqueamento catalítico para sua conversão em GLP e gasolina;
- Gerar óleo básico para a produção de lubrificantes (em ambos os casos estes lubrificantes inacabados irão passar por outros processos para melhoria de qualidade).

A composição do solvente e as condições operacionais devem ser ajustadas para que possa ser fornecidos produtos de melhores qualidade e rendimentos requeridos pelo processo ou para conseguir alcançar a especificação desejada para o produto final. Outros solventes, além do propano, podem ser utilizados e são produzidos na própria refinaria (HIDROCARBON PROCESSING, 2008).

3.3.2 Unidades de conversão

São unidades que utilizam processos de natureza química e visam processar uma fração convertendo-a em outra(s). Os processos envolvidos são fundamentais por serem capazes de alterar a estrutura molecular de uma dada fração, de forma a melhorar sua qualidade, agregando assim valor comercial a diversas frações. Esses processos baseiam-se em diversos tipos de mecanismos reacionais, tais como: quebra (craqueamento), reagrupamento ou reestruturação molecular (MARIANO, 2005).

As diversas reações citadas acima são conseguidas por ação conjugada de temperatura e pressão sobre os cortes e, em geral, pela ação de catalisadores. Fundamentais devido a especificidade que conferem aos processos químicos, propriedade esta característica dos catalisadores, costuma-se classificar os processos de conversão em dois subgrupos: catalíticos ou não catalíticos (ABADIE, 2003).

Já mencionado, Abadie (2003) ressalta que são processos que conferem elevada rentabilidade, principalmente quando transformam frações de baixo valor agregado, tais como gasóleos e resíduos, em outras de maiores valores agregados (GLP, naftas, querosenes e diesel).

São classificados processos de conversão: o Coqueamento Retardado, o Craqueamento Catalítico Fluidizado, o Craqueamento Térmico, o Hidrocraqueamento Catalítico, a Alcoilação (ou alquilação), a Reforma Catalítica, a Isomerização e a Viscorredução.

3.3.2.1 Reforma Catalítica

É uma unidade que tem como objetivo principal valorizar as frações leves do petróleo, utilizando como carga a nafta proveniente das unidades de destilação direta. Usa reações catalíticas ocorrendo o rearranjo das moléculas de hidrocarbonetos. Apresenta grande importância por consistir na produção de gasolina de alta octanagem, visando a produção de reformado para diversos tipos de gasolina, tais como a Gasolina Podium, Premium e Gasolina para exportação (SKLO, 2005).

Baseia-se em um processo químico que transforma a nafta de destilação direta, rica em hidrocarbonetos parafínicos, em outra, rica em hidrocarbonetos aromáticos. Trata-se de um processo de aromatização de compostos parafínicos e naftênicos, que pode ser orientado visando um dos objetivos: (ABADIE, 2003).

- a produção de gasolina com elevada octanagem;
- a produção de compostos aromáticos BTX (benzeno, tolueno e xileno) para a geração posterior de compostos petroquímicos

Sklo (2005) detalha que a Reforma tem outra vantagem, além da gasolina de alta octanagem, que é a produção de gás hidrogênio, gás de refinaria, GLP, isobutano e *n*-butano. O “reformado” pode ser diretamente misturado à corrente de gasolina ou ser separado nos componentes: BTX e outros.

3.3.2.2 Craqueamento Catalítico Fluidizado – FCC

Também conhecido como FCC (Fluid Catalytic Cracking), sua carga é o gasóleo de vácuo e pode ser acrescida de correntes provenientes de outros processos.

O gasóleo pesado de vácuo, que normalmente constitui de 25 a 35% do volume total de óleo cru, é alimentado no FCC sendo convertido em produtos leves. Em algumas refinarias, o resíduo de vácuo é alimentado em unidades de conversão térmica (viscoredução ou coqueamento retardado) e, quando isto é feito, o gasóleo produzido por estas unidades pode ser carga de alimentação para o FCC (WILSON, 1997).

Speight (2006) descreve que, devido à formação de coque no catalisador durante as reações de craqueamento, ocorre a redução da atividade catalítica dos mesmos, sendo necessária a remoção de coque. A remoção de coque do catalisador é realizada pela combustão na presença de ar sendo a atividade catalítica reestabelecida.

Abadie (2003) descreve que é uma unidade destinada à produção de gasolina de alta octanagem e GLP, sendo o segundo derivado que aparece em maior proporção, convertendo assim, cortes de petróleos (gasóleos e resíduos) em frações mais leves de maior valor

agragado. Em menores rendimentos temos o diesel de craqueamento (LCO), o óleo combustível de craqueamento (óleo decantado/clarificado), o gás combustível e o gás ácido (H_2S).

3.3.2.3 Alquilação Catalítica

É uma unidade voltada para a produção de gasolina com alto índice de octanas, a partir de isobutano e olefinas geradas nas unidades de FCC, coqueamento retardado e até mesmo frações de outras unidades, como o isobutano produzido na reforma (SKLO, 2005).

Mariano (2005) ressalta que é uma unidade que utiliza um processo característico de síntese molecular, ocorrendo a reunião de moléculas, usualmente uma olefina e uma isoparafina, a fim de originar uma terceira, de peso molecular mais elevado e mais ramificado (melhor octanagem). Este processo pode ser realizado através do uso de energia térmica ou de catalisadores, normalmente ácido sulfúrico ou ácido fluorídrico.

A unidade é capaz de gerar, além da gasolina de alquilação, outras frações, a saber: nafta pesada, propano e n-butano de alta pureza. A nafta pesada é direcionada ao "*pool*" de gasolina comum, enquanto os gases podem ser vendidos, separadamente, para usos especiais, ou ser incorporados ao "*pool*" de GLP da refinaria (ABADIE, 2003).

3.3.2.4 Hidrocraqueamento – HCC

Também conhecido com HCC (Hydrocatalytic Cracking) é uma unidade que utiliza o processo de craqueamento (quebra) de moléculas presentes na carga pela ação conjugada de catalisador, altas temperaturas e pressões, e quantidade vultosa de gás hidrogênio (SPEIGHT, 2006).

O processo utilizado é bastante flexível, podendo operar com diversos tipos de cargas, como a nafta, ou mesmo gasóleos pesados ou resíduos leves. O processo é extremamente importante devido a capacidade de craquear frações mais difíceis que não podem ser efetivamente craqueadas em unidades de craqueamento catalítico. Tais frações incluem óleos combustíveis residuais, cru reduzido, destilados médios e óleos cíclicos (MARIANO, 2005).

Apesar das vantagens, comenta abadie (2003) que o processo trabalha com drásticas condições operacionais. Por conseqüência, os equipamentos necessários para a obtenção das elevadas pressões e temperaturas usadas são caros e de grande porte. Além do exposto, há necessidade de implantação de uma unidade de geração de hidrogênio, cujo consumo no processo é extremamente alto.

3.3.2.5 Coqueamento Retardado

É uma unidade que utiliza um processo de craqueamento térmico[3]., que em condições severas, é capaz de craquear moléculas de cadeias alifáticas e coquear frações aromáticas polinucleadas, resinas e asfaltenos, produzindo nafta, diesel, gasóleo e, principalmente, coque de petróleo. Utiliza como carga o resíduo de vácuo (ABADIE, 2003).

Segundo Sklo (2005), o coque de petróleo pode ser utilizado como energético ou como produto não-energético (excelente material para a produção de eletrodos utilizados pela indústria do alumínio, bem como para uso na siderurgia, na obtenção de aços especiais).

Fato este que será detalhado mais adiante neste trabalho, vale frisar que o coqueamento é um dos processos considerados para atender à crescente demanda de óleo diesel no país (ABADIE, 2003).

3.3.3 Unidades de tratamento

As unidades de tratamento utilizam processos que têm por finalidade principal minimizar as diversas impurezas que, estando presentes nas frações leves e pesadas, possam comprometer suas qualidades finais afetando assim sua especificação e posterior comercialização. Usam processos químicos que garantem, assim, estabilidade química ao produto acabado. Dentre as impurezas, os compostos de enxofre, nitrogênio e oxigênio, por exemplo, conferem às frações propriedades indesejáveis, tais como, corrosividade, acidez, odor desagradável, formação de compostos poluentes, alteração de cor, etc (ABADIE, 2003).

São exemplos de Processos de Tratamentos: Dessalgação Eletrostática, Tratamento Cáustico, Tratamento Merox, Tratamento Bender, Tratamento DEA/MEA e Hidrotratamento.

---

[3] O Craqueamento Térmico é o mais antigo dos processos de conversão. Praticamente entrou em obsolescência, deslocado pelo craqueamento catalítico. Tem por finalidade quebrar moléculas presentes no gasóleo de vácuo ou no resíduo atmosférico (RAT), por meio de elevadas temperaturas e pressões. O processo visa obter, principalmente, gasolina e GLP. Produz, também, como subproduto: gás combustível, óleo leve (diesel de craqueamento) e óleo residual, além da formação indesejável de coque.

3.3.3.1 Tratamento Caústico Simples

Utiliza uma solução caústica de NaOH (soda cáustica) ou de KOH (potassa cáustica) na lavagem da fração. Por conseqüência, são eliminados compostos ácidos de enxofre, como o H_2S e mercaptans de baixo peso molecular (RSH). Uma das desvantagens desse processo é a impossibilidade de remover outros compostos sulfurados (ABADIE, 2003).

Outra desvantagem seria seu limite operacional em processar, com melhor eficiência, somente as frações muito leves, como gás combustível, GLP e naftas (ABADIE, 2003).

3.3.3.2 Tratamento Caústico Regenerativo - MEROX

Este tratamento consiste na remoção de mercaptans das frações de hidrocarbonetos C_3H_8 e C_4H_{10} (propano e butano). Os hidrocarbonetos, a solução cáustica (usada na remoção dos ácidos naftênicos e ácido sulfídrico), contendo catalisador específico, são misturados na presença de oxigênio. O catalisador está disperso na solução cáustica e, em presença oxigênio, promove uma rápida oxidação dos mercaptans da carga para dissulfetos. A solução cáustica é um conveniente veículo para transporte do catalisador enquanto fornece a alcalinidade requerida pelo processo (SKLO, 2005).

Também possui limitações operacionais, tendo que trabalhar em condições de temperatura e pressão brandas. Tem a vantagem a posibilidade de ser concebido para operar como dessulfurização, quando no tratamento do GLP proveniente do FCC ou como adoçamento[4], no caso do tratamento da nafta de craqueamento e do querosene de aviação (ABADIE, 2003).

---

[4] O processo dito adoçamento ocorre pela transformação de compostos corrosivos (mercaptans) em compostos não corrosivos (dissulfetos).

3.3.3.3 Tratamento com MEA e DEA

O Tratamento DEA (Di-Etanol-Amina) é um processo específico para a remoção de H_2S das frações gasosas do petróleo: gás natural, gás combustível e GLP. Serve, também, para remover o CO_2 que esteja, eventualmente, presente na corrente gasosa.

Maples (2000) salienta que há três categorias gerais de processos utilizados para remoção de gases ácidos de correntes gasosas de refinaria: solventes químicos (aminas ou carbonatos de potássio), solventes físicos (metanol, glicóis e outros) e adsorventes sólidos. Os solventes químicos requerem temperaturas maiores que os solventes físicos (para decompor os produtos químicos formados), porém requerem menor potência devido à menor razão de circulação da solução.

É um processo que tem por vantagem a possibilidade de regeneração da DEA. O enxofre formado no processo pode ser recuperado por meio de uma unidade denominada URE (Unidade de Recuperação de Enxofre). É um tratamento obrigatório em unidades de Craqueamento Catalítico, devido a presença de correntes gasosas com altas concentrações de H_2S (ABADIE, 2003).

3.3.4 Unidades auxiliares

São unidades que se destinam a fornecer insumos básicos à operação dos outros processos, ou a tratar rejeitos desses mesmos processos.

> Incluem-se, neste grupo, a Geração de Hidrogênio (fornecimento deste gás às unidades de hidroprocessamento), a Recuperação de Enxofre (produção desse elemento a partir da queima do gás ácido rico em H_2S) e as utilidades (vapor, água, energia elétrica, ar comprimido, distribuição de gás e óleo combustível, tratamento de efluentes e tocha), que, embora não sejam de fato unidades de processo, são imprescindíveis a eles (ABADIE, 2003).

3.4 Principais produtos obtidos de uma refinaria

3.4.1 GLP: caracterização e aplicações

Também conhecido como gás liquefeito de petróleo (GLP), é uma mistura gasosa constituída, basicamente, por hidrocarbonetos com 3 átomos de carbono (propano e propeno) e 4 átomos de carbono (butano e buteno). Além destes, pequenas quantidades de etano e pentanos também podem ocorrer. Essa mistura, embora esteja no estado gasoso nas CNTP, podem ser liquefeitos sob pressurização (VALLE, 2007).

Do conceito acima, a presença de propeno e o buteno são provenientes do craqueamento de outros hidrocarbonetos nas refinarias e são importantes cargas para a indústria química (SPEIGHT, 2006). O GLP proveniente de gás natural e destilação direta não contém hidrocarbonetos insaturados.

Quanto as forma de obtenção, Valle (2007) descreve os principais processos de obtenção do GLP. Além de ser produzido a partir do processamento do gás natural, é também produzido em várias unidades de refinaria: destilação atmosférica, Craqueamento Catalítico Fluidizado, Coqueamento Retardado, Hidrocraqueamento e Craqueamento térmico. Ressalta-se que a unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado é a grande geradora de GLP produzido nas refinarias brasileiras. Nesta unidade, após tratamento para remoção de enxofre e compressão dos gases, toda a parte que se liqüefaz à temperatura ambiente é armazenada em esferas e denominada gás liquefeito de petróleo, GLP.

Dependendo das faixas de valores de determinadas características físicas, tais como, pressão de vapor e densidade, estabeleceu-se, segundo as normas vigentes, quatro tipos de GLP (entendido na legislação vigente como gases liquefeitos de petróleo) comercializados no Brasil. A classificação abaixo foi retirado, na íntegra, da Resolução ANP n° 18 de setembro de 2004, que regulamenta a especificação do GLP no Brasil:

> Art. 2º. Para efeitos desta Resolução os Gases Liqüefeitos de Petróleo - GLP classificam-se em:
> I - Propano Comercial - mistura de hidrocarbonetos contendo predominantemente propano e/ ou propeno;
> II - Butano Comercial - mistura de hidrocarbonetos contendo predominantemente butano e/ ou buteno;
> III - Propano / Butano - mistura de hidrocarbonetos contendo predominantemente, em percentuais variáveis, propano e/ou propeno e butano e/ou buteno.
> IV - Propano Especial - mistura de hidrocarbonetos contendo no mínimo 90% de propano em volume e no máximo 5% de propeno em volume.

De qualquer forma existe uma limitação na quantidade de GLP produzida a partir da refinação do petróleo. Atualmente, com a variedade de tipos de petróleo processados e as unidades em operação nas refinarias brasileiras, aproximadamente 9% do petróleo refinado é transformado em GLP. Por exemplo, em 1997, com um déficit de aproximadamente 40%, um dos maiores registrados desde 1980, as unidades em operação nas refinarias, somadas com as UPGN, produziram uma média mensal de cerca de 325.000 toneladas de GLP, valor este que fica muito aquém da demanda média brasileira atual de aproximadamente 525.000 ton/mês (ANP, 2008). A diferença vem sendo completada a partir de GLP importado (gráfico 3.2). Daí a importância da existência de projetos de racionalização do uso deste combustível.

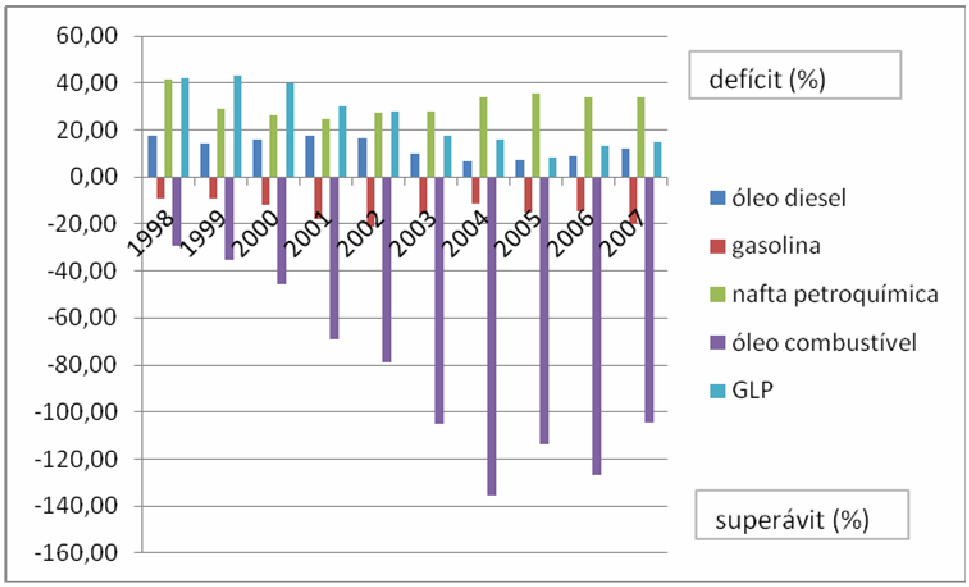


Gráfico 3.2 - Déficits e Superávits de Derivados de Petróleo
Fonte: BEN/EPE/MME, 2008

O GLP é também conhecido como "gás de cozinha", devido à sua principal aplicação como gás para cocção de alimentos, em mais de 80% da demanda brasileira, conforme evidenciado no gráfico 3.3 nos últimos nove anos até 2007.

Embora no Brasil, o GLP é usado em sua grande maioria para fins residenciais de cocção, uma parcela da produção deste é utilizada para outros fins. Seguem abaixo as aplicações do GLP: (MORAIS, 2004)

Em residências, o seu uso se concentra em:

•Cocção de alimento;

•Aquecimento: higiene pessoal e aquecimento ambiental.

No comércio, o seu uso se concentra em:

•Cocção de alimento: cozinhas industriais em hotéis, restaurantes, hospitais, fábricas e universidades;
•Aquecimento: “shopping centers”, hotéis, bares, restaurantes etc.

Na indústria, o seu uso se concentra em:
•Fundições / Siderúrgicas;
•Indústria de Latas de Alumínio (alimentação de fornos, reciclagem e fabricação);
•Indústria de papel e Celulose (Secagem);
•Indústria cerâmica: pisos, louças, tijolos, telhas, louças sanitárias (pigmentação);
•Soldas de metais não ferrosos e cortes de chapas;
•Indústria de alimentos;
•Indústria de material plástico;
•Indústria de cimento (pré-aquecimento de fornos);
•Indústria Química (Laboratórios, geração de calor);
• Indústria de refino: solvente para as unidades de desasfaltação e desparafinação.

No setor agropecuário, o seu uso se concentra em:
• Torrefação de grãos (secagem de grãos);
• Desinfecção / Higienização a Fogo de estabelecimentos;
• Horticultura (aquecimento de estufas de plantas ornamentais);

Além das aplicações residências e industriais, O GLP também pode ser usado como fonte de matéria-prima para a indústria petroquímica, sendo possível a produção de hidrocarbonetos olefínicos (eteno, propeno, buteno e outros) utilizados na fabricação de borracha sintética, polímeros, gás de síntese, entre outros. Misturas propanos, isobutanos e isobutenos, constituintes do GLP, estão sendo usados também, em substituição aos chamados clorofluorcarbono – CFC’s (compostos considerados nocivos a atmosfera), como fluidos refrigerantes em equipamentos de refrigeração e em aerosois (VALLE, 2007).

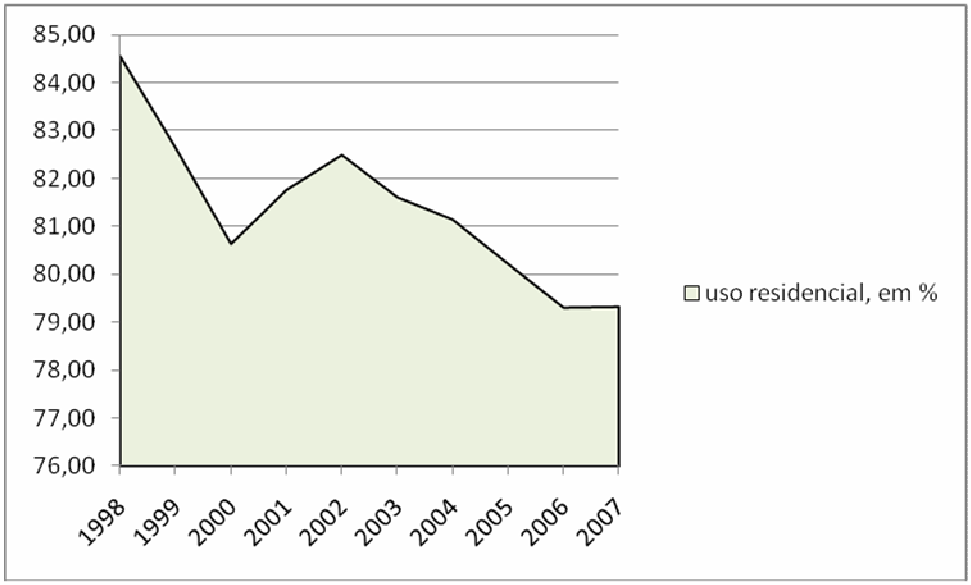


Gráfico 3.3 – Usos do GLP, em porcentagem
Fonte: BEN/EPE/MME, 2008

3.4.2 Gasolinas: caracterização e aplicações

Também chamada de *gás* (Estados Unidos da América e Canada), *petrol* (Grã-Betanha) e *benzine* (Europa), a gasolina é uma mistura de hidrocarbonetos líquidos inflamáveis derivados do petróleo, sendo usada em motores de combustão interna. Originalmente é um subproduto da indústria do petróleo, a gasolina é usada preferencialmente como combustível automotivo devido à alta energia de combustão e rápida capacidade de se misturar com o ar no carburador (SPEIGHT, 2006).

O termo *nafta* refere-se a qualquer produto leve tendo propriedades entre as da gasolina e as dos querosenes. As naftas são usadas extensamente como solventes industriais de tintas, em lavagens a seco, e como matéria-prima para o eteno (SHREVE e BRINK, 1997).

Os principais processos de obtenção de gasolina são: destilação direta, Craqueamento Catalítico Fluidizado, Craqueamento Térmico, Reforma Catalítica, Isomerização e Alquilação (VALLE, 2007).

São definidos e especificados, atualmente, pela Agência Nacional de Petróleo, através da Portaria ANP n°309 de 27/12/2001, quatro tipos de gasolina para uso em automóveis, embarcações aquáticas, motos e etc.: tipo A, tipo A premium, tipo C e tipo C premium.

Vale (2007) cita que a gasolina tipo A-Premium apresenta uma formulação especial que fornece ao produto maior octanagem e é, também, isenta de álcool. De acordo com a legislação vigente, a gasolina tipo C-comum, disponível no mercado, é preparada pelas companhias distribuidoras que adicionam álcool etílico à gasolina do tipo A-comum. A gasolina tipo C-Premium segue o mesmo princípio, sendo elaborada pela adição de álcool etílico anidro à gasolina do tipo A-Premium.

3.4.3 Querosene: caracterização e aplicações

O querosene é uma mistura de hidrocarbonetos em que predominam compostos parafínicos, com uma ampla faixa que vai desde 9 a 13 átomos de carbono, e que destila na faixa de 150°C a 300°C. O querosene apresenta composição química semelhante à das gasolinas de destilação direta, sendo um intermediário entre a gasolina e óleo diesel, obtido por destilação do óleo cru. Sua composição inclui, no entanto, hidrocarbonetos polinucleares, como os derivados do naftaleno e fenantreno (CAMPOS e LEONTSINIS, 1990).

É um produto que possui diversas características específicas com uma ampla curva de destilação, conferindo a este um excelente poder de solvência e uma taxa de evaporação lenta, além de um ponto de inflamação que oferece relativa segurança ao manuseio. Seus usos mais comuns são para iluminação, solvente e como combustível (querosene para aviação - QAV) (NASCIMENTO, 2008).

A Resolução ANP Nº 3, de janeiro de 2006 regulamenta a especificação da Querosene para uso em aviação (QAV) no Brasil. Valle (2007) ressalta que os estritos requisitos de segurança impostos pelo transporte aéreo, devido as condições críticas operacionais exigidas de temperatura e pressão, já que é um fluido que está sujeito a operar em regiões muito frias e as baixas temperatura das grandes altitudes, acabam por conduzir a um quadro de especificações muito severo para o QAV e são definidas por organizações internacionais e pela Associação Internacional de transporte Aéreo - IATA, em acordo com as Companhias Petrolíferas.

3.4.4 Óleo diesel: caracterização e aplicações

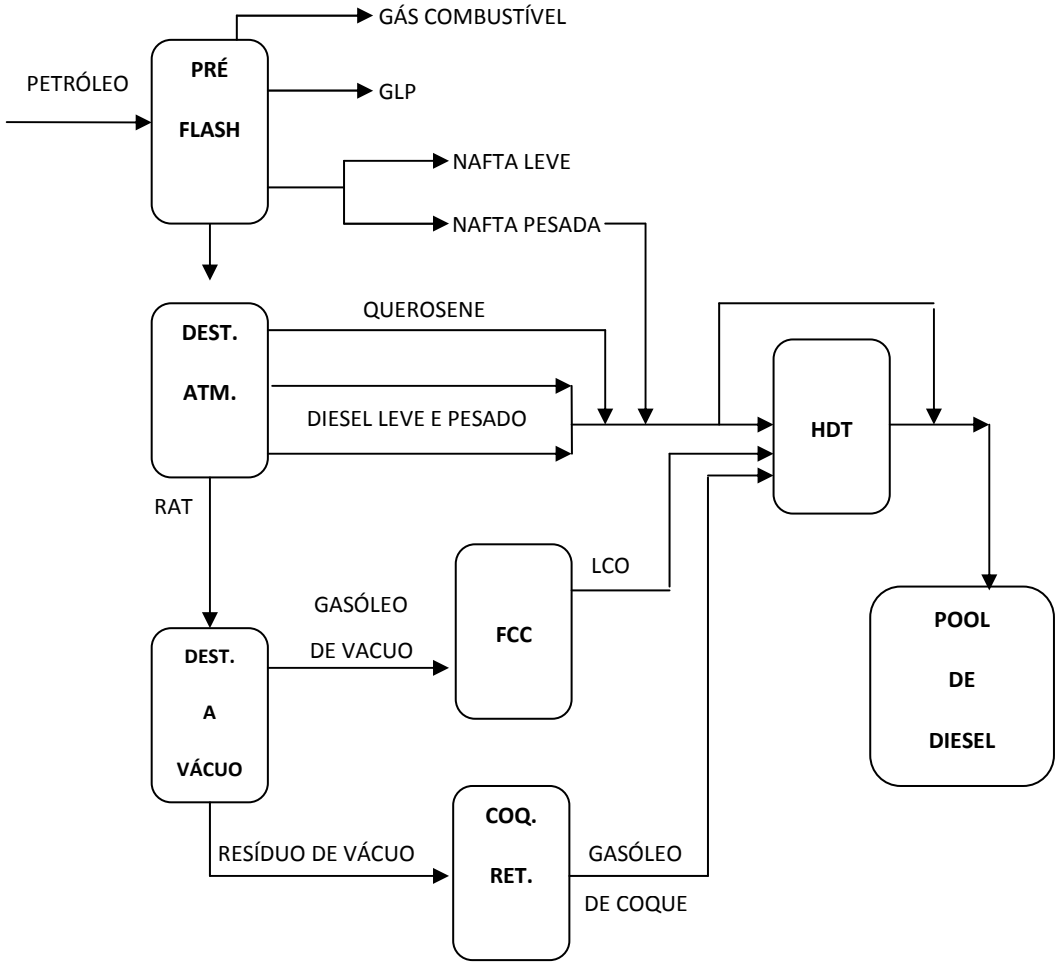
Com faixa de destilação entre 150 a 380°C, o óleo diesel é um derivado obtido da destilação direta do petróleo contendo moléculas de 12 a 24 átomos de carbono. No Brasil o diesel representa cerca de 34% em volume do barril processado. O consumo brasileiro de óleo diesel deve-se, basicamente, ao setor de transportes que representa cerca de 80% desse mercado, dos quais, 94% são destinados ao transporte rodoviário (VALLE, 2007).

As aplicações dos motores diesel são variadas: caminhões, ônibus, tratores, equipamentos pesados para construções, navios, locomotivas, centrais elétricas e outros. O óleo diesel é usado como combustível para motores de combustão interna com ignição por compressão (ciclo Diesel), não havendo necessidade de uma centelha como é o caso dos motores do ciclo Otto. Na Europa, o motor diesel é muito usado também em transportes (CAMPOS e LEONTSINIS, 1990).

O óleo diesel pode ser obtido pela mistura (”*mix*”) de diversas correntes, tais como gasóleos, nafta pesada, diesel leve e diesel pesado, provenientes das etapas de processamento do petróleo bruto. No Brasil, os óleos usados em motores automotivos são obtidos, predominantemente, por destilação atmosférica. Os óleos obtidos por craqueamento catalítico, denominado óleo leve de reciclo, e o gasóleo obtido do coqueamento, são de baixa qualidade e necessitam de tratamentos adicionais (VALLE, 2007).

A figura 3.2 mostra um fluxograma típico de obtenção das frações que habitualmente compõem o óleo diesel.

As propriedades físico-químicas e especificações do óleo diesel automotivo são regulamentadas segundo a Resolução ANP n° 15, de junho de 2006. Quanto a esta Resolução, é importante frisar que classifica o óleo diesel, quanto ao teor de enxofre, em dois tipos, limitando assim seu por regiões do país: diesel interior, com limite máximo de enxofre total de 2000 mg/kg (2000 partes por milhão – 2000ppm) e o diesel metropolitano, com limite máximo de 500 mg/kg (500 partes por milhão – 500ppm). Este fato é um forte indicativo da tendência a fixação de especificações que limitam os teores de poluentes nos combustíveis que serão comercializados no país.



Fígura 3.2 – Fluxograma de obtenção do óleo diesel
Fonte: elaboração própria

O atual modelo energético brasileiro é apoiado no transporte de cargas em motores diesel, por via rodoviária, em detrimento do transporte ferroviário, fluvial ou cabotagem. Com isso, de acordo com o último Balanço Energético Nacional (BEN/EPE/MME, 2008), entre os consumidores de derivados de petróleo, o segmento mais importante é o setor de transportes, que representa 50,5% do consumo, seguido da indústria, que incluindo o setor energético responde por 19,1%, conforme detalhado no gráfico 3.4.

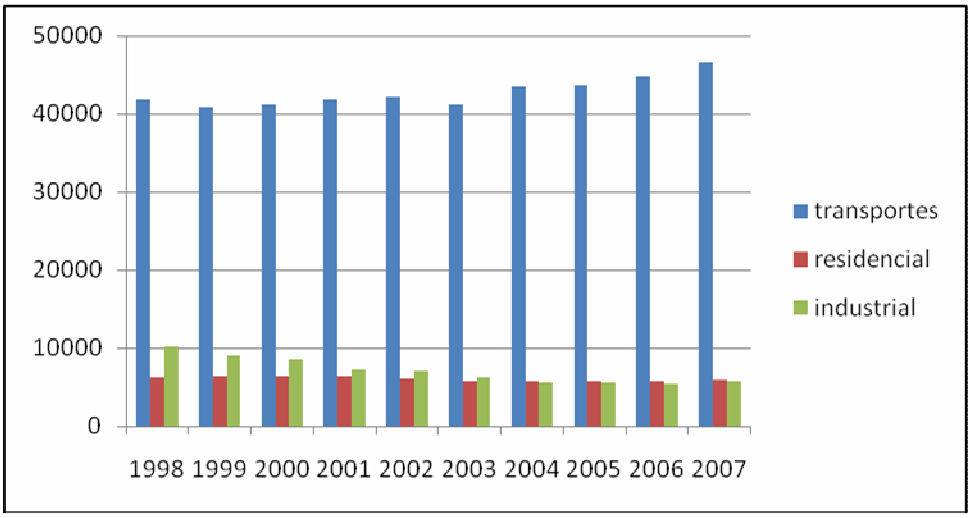


Gráfico 3.4 – Consumo final de derivados de petróleo, em mil toneladas equivalentes de petróleo – Evolução dos consumos setoriais
Fonte: Elaboração própria, a partir de BEN/EPE/MME, 2008

O gráfico 3.5 mostra a estrutura percentual média de refino no Brasil nos últimos oito anos. Na maioria dos outros países do mundo, esta demanda situa-se entre 15 e 25% volume do barril de petróleo, sendo a gasolina o produto que comanda o refino, situação mais fácil de atender em função das características dos petróleos e dos esquemas de refino disponíveis mundialmente (BEN/EPE/MME, 2008).

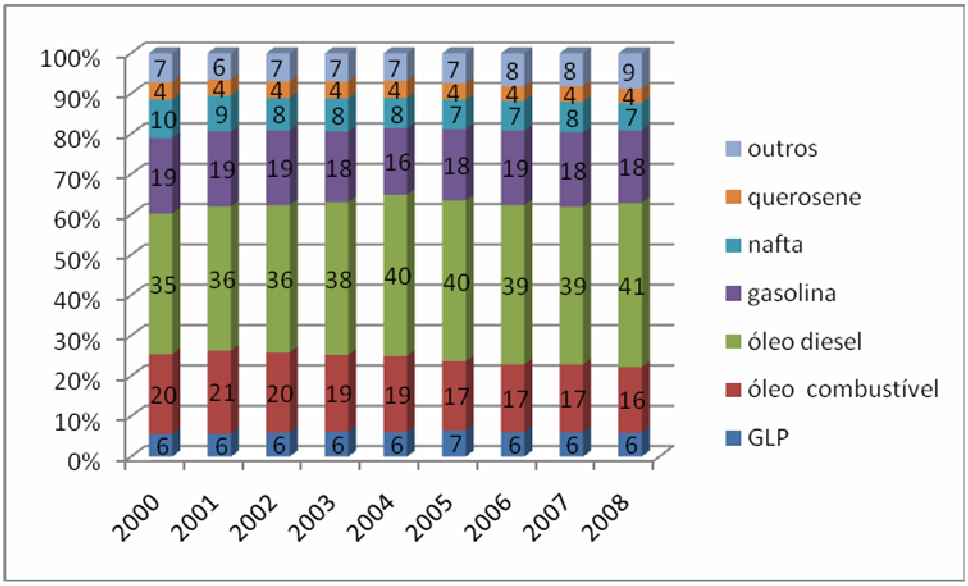


Gráfico 3.5 – Composição média dos Derivados de Petróleo na estrutura de refino
Fonte: Elaboração própria, a partir de BEN/EPE/MME, 2008

O óleo diesel é a fonte energética mais consumida no país, fato este que pode ser evidenciado no levantamento, realizado pelo Ministério de Minas e Energia (BEN/EPE/MME, 2008), do consumo das diversas fontes energéticas dos últimos 10 anos, conforme descrito na tabela 6.

Tabela 6 – Consumo final de fontes energéticas

Identificação	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
Gás Natural	4.305	4.893	6.384	7.552	9.344	10.184	11.448	12.663	13.625	14.731
Carvão Mineral	2.084	2.525	2.841	2.759	3.016	3.294	3.594	3.519	3.496	3.743
Lenha	13.296	13.500	13.627	13.699	14.471	15.218	15.752	16.119	16.414	16.310
Bagaço de Cana	16.684	16.687	13.381	15.676	17.495	19.355	20.273	21.147	24.208	26.745
Lixivia	2.069	2.246	2.291	2.280	2.548	2.976	3.144	3.342	3.598	3.842
Outras Recuperações	460	641	709	775	804	904	874	907	1.038	761
Gás de Coqueira	1.320	1.155	1.247	1.219	1.178	1.259	1.342	1.328	1.289	1.387
Coque de Carvão Mineral	6.538	5.829	6.506	6.327	6.673	6.688	6.817	6.420	6.137	6.716
Eletricidade	26.394	27.144	28.509	26.626	27.884	29.430	30.955	32.267	33.536	35.443
Carvão Vegetal	3.986	4.401	4.814	4.409	4.615	5.432	6.353	6.248	6.085	6.247
Alcool Etílico	6.783	6.798	5.820	5.377	6.085	5.794	6.445	6.963	6.395	8.612
Outras Secundárias - Alcatrão	58	78	77	75	78	38	50	37	48	56
Subtoral Derivados de Petróleo	71.303	70.918	71.450	71.869	71.351	69.049	71.177	71.726	72.706	76.449
Óleo Diesel	**28.541**	**29.084**	**29.505**	**30.619**	**31.521**	**30.885**	**32.657**	**32.382**	**32.816**	**34.836**
Óleo Combustível	11.997	10.544	9.500	8.469	8.239	7.223	6.513	6.574	6.126	6.498
Gasolina	14.834	13.828	13.319	13.051	12.468	13.162	13.607	13.638	14.494	14.342
Gás Liquefeito de Petróleo	7.335	7.661	7.844	7.742	7.402	6.996	7.182	7.121	7.199	7.433
Nafta	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0
Querosene	3.202	2.988	3.180	3.286	3.161	2.221	2.369	2.578	2.401	2.632
Gás Canalizado	111	94	85	35	26	0	0	0	0	0
Outras Secundárias de Petróleo	5.279	6.715	8.014	8.664	8.530	8.562	8.848	9.733	9.670	10.709
Total	155.280	156.815	157.657	158.643	165.543	169.622	178.221	182.687	188.574	201.043

Fonte: Elaboração própria, a partir de BEN/EPE/MME, 2008

3.4.5 Óleo combustível: caracterização e aplicações

Os óleos combustíveis são os principais energéticos utilizados em processos térmicos industriais. Os óleos combustíveis no Brasil são produzidos, basicamente, a partir do resíduo de destilação a vácuo, ao qual podem ser adicionados diluentes (querosene, diesel, gasóleos de vácuo), gasóleos de coqueamento e óleos residuais de várias unidades (óleo decantado de FCC, resíduo asfáltico obtido da unidade de desasfaltação), podendo ser enquadrando-o em diversas viscosidades (VALLE, 2007).

Campos e Leontsinis (1990) descrevem que o óleo combustível pode ser utilizado em uma grande variedade de equipamentos destinados à obtenção de energia térmica. Caldeiras, aquecedores, fornos, entre outros.

Teores de enxofre e resíduos metálicos são contaminantes que comprometem a qualidade dos óleos combustíveis, impactando assim nas necessidades específicas do setor industrial. Diante disso, são fabricados no Brasil diversos tipos de óleos combustíveis, os quais se diferenciam, basicamente, quanto ao teor de enxofre, ponto de fluidez e, ainda, viscosidade (VALLE, 2007).

De acordo com a Portaria ANP n° 80, de abril de 1999, são especificados no Brasil apenas dois tipos de óleos, classificados de A (alto teor de enxofre) e B (baixo teor de enxofre) e, quanto à viscosidade, são classificados em 1A, 2A, 1B, 2B (as numerações expressam diferentes viscosidades).

4 Refino de Petróleo no Brasil

Motivada pelas diversas crises do final deste século, a indústria do refino tem passado por grandes modificações em função das prioridades. Modificações estas que visam aspectos prioritários que afetam o setor, sendo estes: melhor aproveitamento energético e valor comercial das frações obtidas do petróleo e integração mais eficiente no consumo energético em cada processo aliada ao uso dos equipamentos que utilizam derivados de petróleo (TAVARES, 2005).

4.1 História da Indústria de Refino

Data de 1938 o início da história do refino no Brasil, duas décadas antes da criação da Petrobras. Em de julho de 1938, sob supervisão do então criado Conselho Nacional de Petróleo – CNP, inicia-se a perfuração do poço número 163, em Lobato (Salvador), pelo Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM). O poço DNPM-163 jorra em janeiro de 1939, comprovando a existência de petróleo em território brasileiro (ARAGÃO, 2005).

Martins (2008) aponta que o governo que se instaurou a partir de 1930 se identificava com ideais da renovação da política e da economia brasileira. Diante disso, foi no ano de 1933 o marco inicial da estruturação da primeira refinaria a operar no Brasil, refinaria esta que futuramente seria um ponto de referência para a Ipiranga. A união de um grupo de investidores brasileiros e argentinos que decidiram fundar, no estado do Rio Grande do Sul, a Destilaria Rio- Grandense de Petróleo S.A., a primeira a operar no Brasil. Na época, todo o petróleo bruto processado no País era importado, pois era abastecida por óleo bruto proveniente do Equador, importado via Argentina. Data que desta época vários poções já haviam sido explorados no Brasil, mas todos sem sucesso.

Em 1937, surgiram mais duas refinarias, também privadas: uma em São Paulo, pertencente às Indústrias Reunidas Francisco Matarazzo (na época o maior conglomerado industrial brasileiro), e a outra em Rio Grande, a Refinaria Ipiranga, do mesmo grupo da destilaria de Uruguaiana (DIAS e QUAGLIANO, 1993).

De 1938 até 1953 somente empresas brasileiras poderiam refinar petróleo no Brasil, seguindo o pensamento da época de que o segmento de petróleo era estratégico para o país. O primeiro investimento estatal na área ocorreria em 1950, 12 anos depois da criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938. Alavancados pelas descobertas que começavam a proliferar no Recôncavo Baiano, o CNP instalou na região sua refinaria pioneira. Chamava-se Refinaria Nacional de Petróleo – depois renomeada Refinaria de Mataripe e, a seguir, Refinaria Landulpho Alves (atual RLAM). Foi a primeira no país a

possuir unidade com destilação e craqueamento térmico combinados, e tinha capacidade para processar até 2.500 barris de petróleo bruto por dia – mais do que as outras três refinarias então existentes (SMITH, 1978).

Em decorrência do grande racionamento de combustíveis decorrente da segunda guerra mundial, aliado aos pequenos investimentos privados na área do petróleo, um forte movimento nacionalista tomou conta do país e, em outubro de 1953, a Petróleo Brasileiro S.A. iniciou suas atividades com o acervo recebido do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que manteve sua função fiscalizadora sobre o setor. Foi criada pelo governo com o intuito de atender às necessidades do mercado brasileiro que não eram preenchidas pelo setor privado (MARTINS, 2008).

Dias e Quagliano (1993) comentam sobre as diretrizes que foram tomadas para que pudesse ocorrer a expansão do refino no Brasil:

> A auto-suficiência na produção de derivados passou a ser uma meta claramente perseguida pelos governos brasileiros na gestão do presidente Eurico Dutra. Esse foi, sem dúvida, um dos pontos fundamentais de toda a discussão que desaguou na criação da Petrobras. No entanto, foi só no governo Juscelino Kubitschek que se criaram condições propícias para que o problema fosse atacado. Isso porque foi na administração JK que a Petrobras começou a projetar sua expansão no refino com este objetivo, através de sua Assessoria Econômica, e que tal planejamento se consolidou num plano governamental.

Em 1956, o refino é incluído entre as atividades definidas como monopólio estatal, fato este advindo da Lei 2004, de outubro de 1953, que criou a Petrobrasl[5]. Além disso, foram incorporadas ao patrimônio da Petrobras as Refinarias de Mataripe-BA e a Presidente Bernardes, em Cubatão-SP, que estava em construção sob responsabilidade do CNP, começando a operar em 1955, e as concessões anteriores foram mantidas, inclusive em relação às refinarias então em construção: Refinaria União, em Capuava, SP, e Manguinhos, no Rio de Janeiro, ambas de 1954, e a Refinaria de Manaus, de 1956. Foi também descrito na Lei supracitada, em seus artigos 43, 44 e 45, que as refinarias privadas existentes fossem mantidas com seus proprietários, mas foram impedidas de serem ampliadas (SMITH, 1978).

[5] A criação da Petrobras e o monopólio estatal das atividades de refino encontram-se, respectivamente, nos artigos 5 e 6 da Lei N.° 2004, de 03 de outubro de 1953

Desde os seus primeiros anos, a Petrobras se projetou pela instalação de um parque nacional de refino, visando a redução das importações podendo produzir aqui o que no passado se comprava no exterior. “Em 1967, a proporção das importações havia virado radicalmente, passando a 8% de derivados e 92% de petróleo”. Com as divisas adquiridas pela economia na balança de pagamentos, a Petrobras conseguiu gerar recursos para viabilizar a empresa, podendo direcionar maiores investimentos para a exploração de petróleo no País (PETROBRAS, 2009)

4.2 Expansão do Parque Industrial de Refino

Já mencionado anteriormente, a opção estratégica inicial da Petrobras foi pela ampliação do parque de refino, detalhada na tabela 7. Além dos investimentos na exploração terrestre, a empresa buscou conquistar a auto-suficiência na produção de derivados básicos, ou seja, garantir o pleno abastecimento de produtos ao mercado era uma questão de interesse nacional, visto que seria possível diminuir a perda de divisas com a importação (SMITH, 1978).

Afirmando as prerrogativas do parágrafo anterior, Aragão (2005) cita que, com a construção de grandes refinarias, a Petrobras conseguiu não só garantir o abastecimento de derivados a custos mais baixos, mas também gerou recursos financeiros para investir na exploração de petróleo. Concomitante à implantação do parque de refino, a empresa decidiu criar uma infra-estrutura de abastecimento, com a melhoria da rede de transporte e a instalação de terminais em pontos estratégicos do País (ARAGÃO, 2005).

A refinaria de Duque de Caxias, em 1962, foi a primeira ser construída pela empresa, nos dez primeiros anos de atuação da Petrobras, sendo a primeira a ser construída pela empresa, e seu projeto trouxe para o Brasil o processo de fracionamento de petróleo mais moderno existente – o craqueamento catalítico (DIAS e QUAGLIANO, 1993).

A crescente demanda nacional por derivados de petróleo, na década de 60, passa a ser sanada com a entrada em operação de mais três refinarias: Duque de Caxias (REDUC), no Rio de Janeiro, em 1961; Gabriel Passos (REGAP), em Betim/MG, em 1968; Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas/RS, em 1968. Também são constituídas a Fábrica de Asfalto de Fortaleza (ASFOR), a subsidiária Petrobras química S.A. (Petroquisa), e o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES) (ARAGÃO, 2005).

Visando garantir o abastecimento nacional de derivados, a Petrobras amplia novamente a capacidade instalada do parque de refino. Em 1972 entram em operação as seguintes refinarias: Refinaria do Planalto Paulista (REPLAN), em Paulinia/SP, e, em 1977, a

Refinaria Presidente Getulio Vargas (REPAR), em Araucária/PR. Em 1974, as refinarias de Capuava (SP) e Manaus (AM) são adquiridas pela Petrobras. E, finalmente, em 1980 entra em operação a última refinaria a ser construída no Brasil até então, a Refinaria Henrique Large (REVAP), em São José dos Campos/SP. Desde então, a capacidade de refino do parque nacional vem sendo ampliada através da modernização e expansão das unidades existentes (ARAGÃO, 2005).

Tabela 7: Histórico da implantação do parque de refino brasileiro

REFINARIAS	LOCALIZAÇÃO	FUNCIONAMENTO	CONTROLE	CAPACIDADE PREVISTA	TECNOLOGIA
Destilaria Rio Grandense	Uruguaiana / RS	1932 - 1974	Capital privado	150b/dia	Destilação por Batelada
Ipiranga S.A.	Rio Grande / RS	1936	Capital privado	1000b/dia	Destilação por Batelada
Refinaria Matarazzo	São Caetano Do Sul / SP	1936 - 1974	Capital privado	500b/dia	Destilação por Batelada
RLAM	Mataripe / BA	1950	Estatal CNP: até 1954 PETROBRAS	2500b/dia	Destilação em batelada e Craqueamento Térmico
Manguinhos	Manguinhos / RJ	1954	Capital privado	10000b/dia	Destilação e Craqueamento Térmico
União (RECAP)	Capuava / SP	1954	Capital privado: até 1974 PETROBRAS	20000b/dia	Destilação e Craqueamento Catalítico tipo TCC
RPBC	Cubatão / SP	1955	Estatal CNP: até 1954 PETROBRAS	45000b/dia	Destilação e Craqueamento Térmico
REMAN	Manaus / AM	1956	Capital privado: até 1971 Estatal PETROBRAS	5000b/dia	Destilação e Craqueamento Catalítico
REDUC	Duque de Caxias / RJ	1961	Estatal PETROBRAS	90000b/dia	Destilação, Reformação e Craqueamento Catalítico

REFINARIAS	LOCALIZAÇÃO	FUNCIONAMENTO	CONTROLE	CAPACIDADE PREVISTA	TECNOLOGIA
REGAP	Betim / MG	1968	Estatal PETROBRAS	45000b/dia	Destilação, Unidade de vácuo e Craqueamento Catalítico
REFAP	Canoas / RS	1968	Estatal PETROBRAS	45000b/dia	Destilação, Unidade de vácuo e Craqueamento Catalítico
REPLAN	Paulínia / SP	1672	Estatal PETROBRAS	126000b/dia	-
REPAR	Araucária / PR	1977	Estatal PETROBRAS	125000b/dia	-
REVAP	São José dos Campos / SP	1980	Estatal PETROBRAS	188000b/dia	-

Fonte: Elaboração própria por dados de Dias e Quagliano

4.3 Produção e consumo de derivados no Brasil

Wisdon e outros (1997) descrevem que, somente com o desenvolvimento tecnológico do parque industrial de refino de petróleo, baseado na implantação de novos processos de conversão, subsequentes à destilação primária, foi possível obter uma produção de derivados, inicialmente em proporções fixas, que se adaptasse de acordo com a necessidade de processar os vários tipos de petróleo, e atendesse à demanda por derivados aliada a características específicas de qualidade e quantidade. A tabela 8 apresenta em ordem cronológica os principais eventos ocorridos no desenvolvimento tecnológico do refino.

Tabela 8 - Cronologia do desenvolvimento tecnológico do refino

Ano	Fato
1914	Craqueamento térmico contínuo
1936	Craqueamento catalítico
1949	Reforma catalítica
1961	Craqueamento catalítico fluido de resíduos
1962	Hidrocraqueamento de gasóleo de vácuo
1963	Hidrocraqueamento de resíduo de vácuo
1969	Dessulfurização de resíduo atmosférico
1977	Dessulfurização de resíduo de vácuo
1984	Hidrocraqueamento de alta conversão de resíduo de vácuo

Fonte: WISDOM et al, 1997.

Sendo um dos propulsores da tendência apresentada no parágrafo anterior, o aumento da oferta de petróleo da Bacia de Campos, que apresenta um petróleo pesado e que gera muita quantidade de resíduos e pouca de derivados claros[6], implicou na busca incessante de investimentos nas refinarias para operar com esse tipo de óleo de forma mais rentável. Com isso, a Petrobras criou, em 1981, o Programa Fundo de Barril, para preparar as refinarias para operar com óleos pesados. Já descrito anteriormente, Fantine (2003) *apud* Sklo (2005) ressalta que o parque de refino existente no país priorizou, nas últimas duas décadas, o seu investimento em unidades de conversão para processar cada vez mais o petróleo nacional e, simultaneamente, obter produtos de maior valor agregado. O objetivo era promover

[6] Entende-se por derivados claros as frações obtidas no refino na faixa da nafta e querosene

modificações tecnológicas nas refinarias, adaptando-as para processar a maior quantidade possível do óleo em derivados leves, em contrapartida, reduzindo a produção de óleo combustível e resíduos pesados.

Quanto ao mercado de derivados, destaca-se que tem ocorrido um direcionamento do perfil de refinados para produtos leves. De 1998 até 2007, houve um crescimento no consumo dos destilados médios em detrimento dos óleos combustíveis. Enquanto no período supracitado, os destilados médios (óleo diesel e querosene) cresceram sua participação no consumo, os óleos combustíveis tiveram uma redução no consumo de 41%, dados estes evidenciados nas tabelas 9 e 10. Grande parte da redução no consumo de derivados mais pesados (óleo combustível e combustível para aquecimento) está ocorrendo devido à sua substituição, com sucesso, por outras fontes, tais como o gás natural, por ser mais eficiente do que o óleo combustível e com melhorias no rendimento (BEN/EPE/MME, 2008).

Tabela 9 – Dados de comercialização e usos do óleo diesel

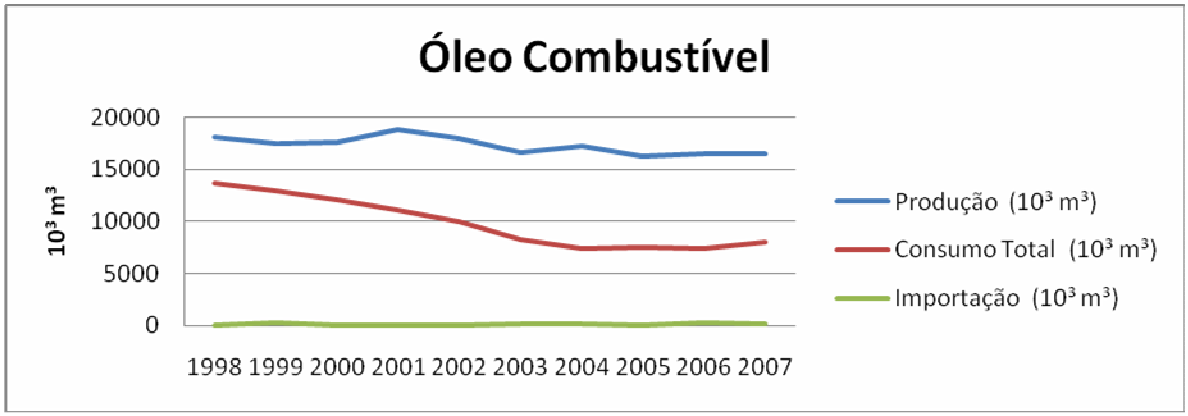
10^3 m³

	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
Produção	29.409	31.521	31.316	32.369	32.549	35.421	39.235	38.396	38.729	39.516
Importação	6.207	5.223	5.859	6.585	6.389	3.820	2.695	2.971	3.545	5.099
Exportação	-540	-590	-753	-848	-805	-821	-965	-1.051	-1.337	-1.804
Var. Est. Perdas e Ajustes	-247	42	20	-59	545	-112	-288	105	-329	-27
Consumo Total	34.829	36.196	36.442	38.047	38.678	38.308	40.667	40.421	40.608	42.784
Transformação	1.722	2.252	1.768	1.957	1.525	1.887	2.166	2.235	1.910	1.704
Consumo Final	33.107	33.944	34.674	36.090	37.153	36.421	38.511	38.186	38.698	41.080
Consumo Final Energético	33.107	33.944	34.675	36.090	37.153	36.421	37.511	38.186	38.698	41.080
Setor Energético	245	280	297	304	105	181	174	186	109	155
Comercial	87	84	79	71	94	101	121	63	64	66
Público	178	293	139	134	202	139	147	101	108	111
Agropecuário	5.191	5.389	5.232	5.723	5.628	5.690	5.621	5.583	5.660	6.013
Transportes	26.796	27.304	28.311	29.279	30.450	29.550	31.616	31.469	31.972	33.881
Rodoviário	26.045	26.498	27.511	28.372	29.569	28.599	30.588	30.429	30.899	32.714
Ferroviário	406	408	474	538	535	651	657	665	654	686
Hidroviário	345	398	326	369	346	300	371	375	419	481
Industrial	610	594	616	579	674	760	832	786	786	855

Fonte: elaboração própria, a partir de BEN/EPE/MME, 2008

Tabela 10 – Dados de comercialização e usos do óleo combustível

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produção (10^3 m^3)	18.085	17.545	17.672	18.841	18.007	16.607	17.245	16.273	16.483	16.531
Consumo Total (10^3 m^3)	13.703	13.001	12.068	11.057	10.026	8.218	7.419	7.581	7.365	8.074
Importação (10^3 m^3)	58	238	71	13	59	93	130	53	252	117



Fonte: elaboração própria, a partir de BEN/EPE/MME, 2008

Por outro lado, a demanda crescente por transportes e a falta de substitutos efetivos contribuíram para o crescimento da demanda por gasolina e diesel. Os principais substitutos ou têm disponibilidade limitada devido à baixa produção, como já foi evidenciado, no caso do GLP, ou a rede de distribuição ainda é pouco desenvolvida (caso do gás natural veicular – GNV).

Em relação a capacidade mundial de refino, embora acompanhando a demanda de refinados na última década, vem ocorrendo aumento da utilização da capacidade instalada. De 1980 até 2008 houve um aumento na capacidade de refino de 11,6%,com tendência a continuar crescendo conforme apresenta o gráfico 4.1.

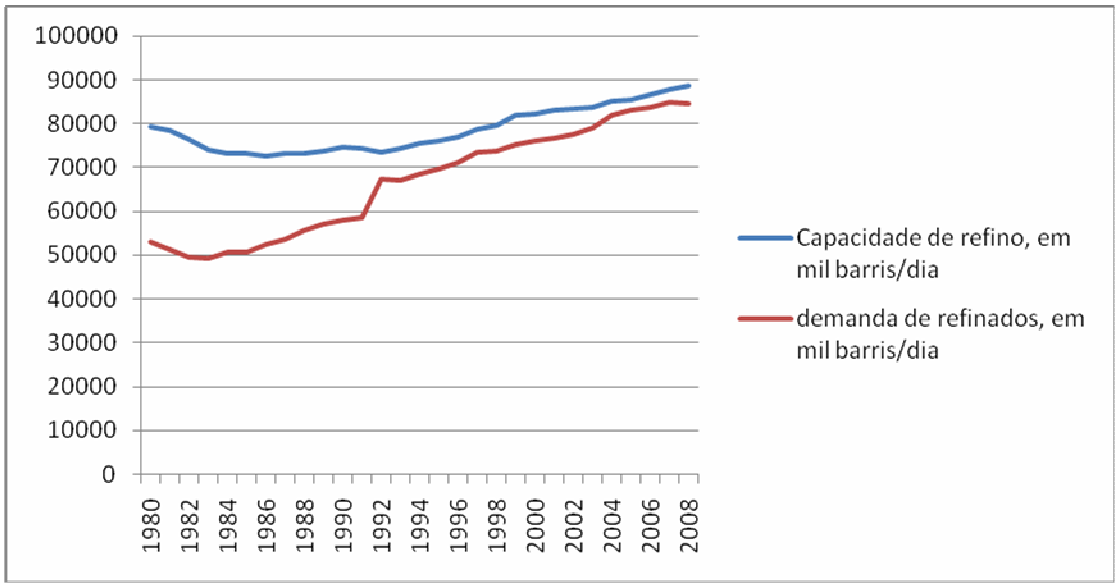


Gráfico 4.1 – Capacidade mundial de refino
Fonte: elaboração própria, a partir de BP Statistical Review

Conforme já detalhados no gráfico 3.2, a demanda por derivados de petróleo tem sido complementada com a importação de produtos. Em 1998, a importação de derivados foi de 17% do volume final consumido naquele ano. Em 2003, este percentual caiu para 13% e, em 2007, esse percentual voltou a crescer atingindo 15%.

As constantes variações observadas nas importações têm relação direta com a diferença entre os perfis de produção das refinarias e o do consumo de derivados. Como exemplo, considerando os dados do Balanço Energético Nacional de 2008, a produção de óleo diesel em 1998 (29,4 milhões m^3/ano) foi 16% inferior à demanda (34,8 milhões m^3/ano). Já em 2003, houve um déficit menor de 7% na cobertura da demanda deste derivado (a produção foi de 35,4 milhões m^3/ano, enquanto o consumo foi de 38,3 milhões m^3/ano) e voltando a aumentar em 2007 com um déficit de 8%.

4.4 Características do Parque de Refino

Segundo dados atuais da Agência Nacional do Petróleo, pertinentes a capacidade atual de refino no Brasil e no mundo:

> A capacidade efetiva de refino instalada no mundo em 2007 foi de 87,9 milhões barris/dia, para uma produção mundial de petróleo de 81,5 milhões barris/dia. Os Estados Unidos mantiveram o primeiro lugar no ranking de capacidade mundial de refino (20% do total), seguidos da China (8,5%), Rússia (6,4%), Japão (5,2%) e Índia (3,4%). Juntos, estes cinco países responderam por 43,5% da capacidade mundial de refino. Esta participação apresentou um acréscimo de 0,5 ponto percentual em comparação com 2006, quando os mesmos países concentraram 43% da capacidade mundial de refino. O Brasil alcançou o 11º lugar no ranking mundial de capacidade de refino, uma posição adiante da alcançada em 2006. Sua capacidade foi de 1,9 milhão barris/dia, representando 2,2% da capacidade mundial (ANP, 2008).

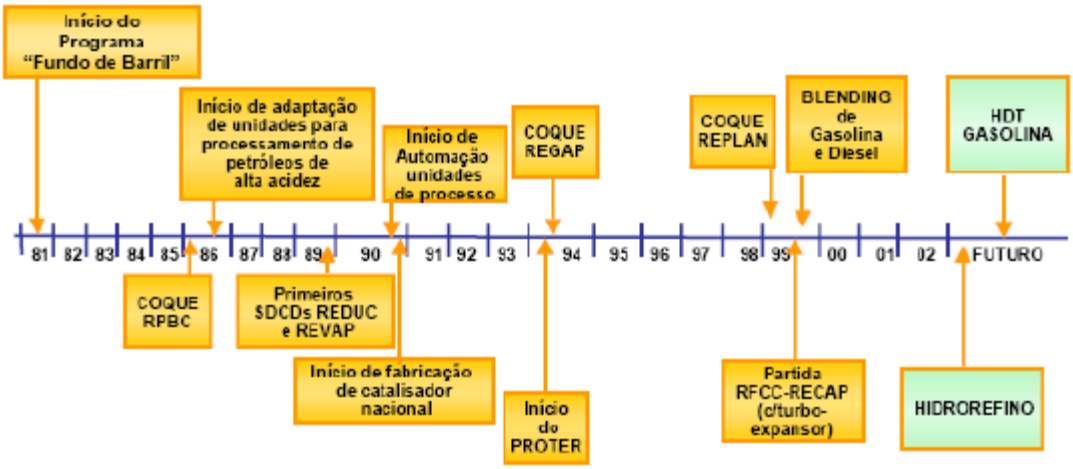
A tabela 11 mostra a capacidade efetiva de refino no Brasil, em comparação aos países americanos, no decorrer dos últimos dez anos de produção.

Tabela 11 - Capacidade total efetiva de refino nas Américas

Derivados de Petróleo	Produção de Petróleo (mil barris/dia)									
	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
Total	**79.640**	**81.719**	**81.929**	**82.891**	**83.417**	**83.574**	**84.985**	**85.499**	**86.678**	**87.920**
América do Norte	**19.554**	**19.822**	**19.937**	**20.183**	**20.143**	**20.316**	**20.503**	**20.698**	**20.821**	**20.970**
Canadá	1.844	1.861	1.861	1.917	1.923	1.959	1.915	1.896	1.914	1.919
Estados Unidos	16.261	16.512	16.595	16.785	16.757	16.894	17.125	17.339	17.443	17.588
México	1.449	1.449	1.481	1.481	1.463	1.463	1.463	1.463	1.463	1.463
Américas Central e do Sul	**6.114**	**6.207**	**6.307**	**6.284**	**6.326**	**6.376**	**6.398**	**6.424**	**6.468**	**6.520**
Antilhas Holandesas e Aruba	545	545	545	545	545	545	545	545	580	595
Argentina	648	643	624	612	609	609	610	612	614	624
Brasil	1.768	1.796	1.849	1.849	1.854	1.915	1.915	1.916	1.916	1.935
Venezuela	1.215	1.248	1.291	1.291	1.291	1.291	1.306	1.311	1.311	1.311
Outros	1.938	1.975	1.998	1.987	2.027	2.016	2.022	2.040	2.047	2.055

Fonte: elaboração própria, a partir de BP Statistical Review of World Energy 2008; para o Brasil, ANP

Já evidenciado anteriormente, a Figura 4.1 mostra um resumo da evolução histórica dos fatos tecnológicos que mais contribuíram para dinamizar o segmento de refino de petróleo no Brasil, principalmente no que tange a redução na produção de óleo combustível devido a implantação de unidades de conversão, bem como ao atendimento a legislações mais rígidas de meio ambiente impostas a alguns derivados como o óleo diesel.



Fígura 4.1 – Cronologia dos fatos relevantes no desenvolvimento das tecnologias em refino no Brasil
Fonte: Petrobras, 2004

A tabela 12 mostra o perfil do refino no Brasil nos últimos dez anos em que, do processamento do petróleo nas refinarias brasileiras se obtém, em média, uma faixa de 34% de óleo diesel, 21% de óleo combustível e 19% de gasolina.

Tabela 12 - Produção de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos – 1998 a 2007

Derivados de Petróleo	Produção (mil m³)										07/06 %
	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	
Total	**88.123**	**92.243**	**94.041**	**99.191**	**96.845**	**97.778**	**103.285**	**104.983**	**106.852**	**110.011**	**2,96**
Energéticos	**75.603**	**76.570**	**77.681**	**83.486**	**81.909**	**82.737**	**88.176**	**89.510**	**90.496**	**92.389**	**2,09**
Gasolina A	19.591	18.364	18.576	19.930	19.407	18.537	18.583	19.978	21.330	21.599	1,26
Gasolina de Aviação	109	96	85	93	71	72	80	70	65	62	-3,76
GLP	6.939	7.286	8.134	8.788	9.100	10.076	10.361	11.691	11.384	11.993	5,35
Óleo Combustivel	15.772	15.558	16.066	17.525	16.360	15.685	16.497	15.075	15.112	15.390	1,84
Óleo Diesel	29.351	31.447	30.780	33.078	32.991	34.153	38.252	38.396	38.660	39.089	1,11
QAV	3.765	3.722	3.744	3.714	3.625	3.792	4.142	4.118	3.748	4.026	7,42
Querosene Iluminante	76	86	200	228	227	193	113	50	38	25	-33,75
Outros	-	-	94	130	128	230	147	130	159	205	28,92
Não-enérgeticos	**12.520**	**15.674**	**16.360**	**15.705**	**14.936**	**15.041**	**15.108**	**15.474**	**16.356**	**17.623**	**7,75**
Asfalto	1.984	1.551	1.764	1.628	1.664	1.135	1.415	1.420	1.865	1.680	-9,92
Coque	877	1.359	1.958	1.793	1.817	1.781	1.739	2.395	2.373	2.563	8,03
Nafta	7.091	9.981	10.182	9.913	8.794	8.952	8.744	8.498	8.626	9.245	7,17
Óleo Lubrificante	757	743	916	837	804	807	760	802	786	645	-17,91
Parafina	126	161	152	120	136	133	144	140	134	130	-3,56
Solvente	437	481	515	618	685	991	1.081	827	613	1.078	76,01
Outros	1.247	1.397	875	796	1.036	1.242	1.226	1.392	1.959	2.282	16,48

Fonte: elaboração própria, a partir de Anuário Estatístico de 2008, ANP

Conforme já fora evidenciado na tabela 11 para os últimos dez anos, a capacidade de refino brasileira encontra-se praticamente estagnada com cerca de 1,9 milhões de barris diários desde os anos 80, quando as últimas refinarias da Petrobras foram inauguradas.

Resumidamente, o histórico do refino no Brasil pode ser dividido em quatro etapas:

> →**Aprendizado (1954-1965)**: foram inauguradas seis refinarias (Manguinhos, RLAM, RECAP, RPBC, REMAN E REDUC), mas o consumo de derivados e a capacidade de produção interna continuaram baixos. Refinar era um bom negócio para o Brasil, pois era investimento com retorno certo e permitia economia de divisas.
>
> →**Auto-Suficiência (1966-1980)**: houve grandes atividades rumo a auto-suficiência em refino, finalizada com o segundo choque do petróleo (originado em janeiro de 1979, quando a Revolução Islâmica no Irã, um dos maiores exportadores de petróleo, substituiu o Xá Reza Pahlevi, aliado do Ocidente no Mundo Árabe, pelo Aiatolá Khomeini, levando a uma instabilidade política). Os investimentos foram voltados para a construção e ampliação de refinarias. Importar petróleo era mais barato do que importar derivados e, além disso, o investimento em exploração e produção (E&P) não tinha retorno garantido.
>
> →**Sobre-Capacidade (1981-1989)**: no longo período de recessão após o segundo choque do petróleo, houve redução do consumo de derivados, o que tornou a capacidade de refino superior à demanda nacional. Além disso, o Programa Proálcool contribuiu para aumentar ainda mais o excedente de gasolina. Redirecionar os investimentos e ajustar a produção eram as prioridades.
>
> →**Retomada (1990-hoje)**: o consumo de derivados voltou a crescer, ultrapassando a capacidade de processamento das refinarias e acarretando um aumento das importações de derivados. Adicionalmente, teve início a flexibilização do monopólio da Petrobras, que deixou de abastecer totalmente o país com derivados de produção própria (ZYLBERBERG, 2006).

Em 2001, o parque de refino brasileiro contava com treze plantas. Salvo a Refinaria de Petróleo Ipiranga e a participação da espanhola Repsol na REFAP, o capital da Petrobras domina o mercado, detendo o controle de 11 plantas e, aproximadamente, 98% da capacidade de produção de derivados no país, o que a torna monopolista de fato. Para o ano de 2001, as refinarias e suas respectivas capacidades encontram-se discriminadas na tabela 13 e, localizações geográficas na figura 4.2.

Tabela 13 – Capacidade de Processamento das Refinarias em 2001 (mil barris / dia)

Refinarias	**Capacidade Nominal**	**Refinarias**	**Capacidade Nominal**
REMAN (AM)	46	RECAP (SP)	53
LUBNOR (CE)	6	REPLAN (SP)	352
RLAM (BA)	263	RPBC (SP)	170
REGAP (MG)	151	REPAR (PR)	189
REDUC (RJ)	242	REFAP (RS)	189
RPDM (RJ)	14	RPI (RS)	13
REVAP (SP)	225	Total	1.913

Fonte: ANP, 2001

Figura 4.2 – Mapa de localização das refinarias brasileiras
Fonte: (ANP, 2009)

Visando modernizar o parque de refino, principalmente em novas unidades de conversão, a Petrobras vem investindo desde 2001 em um programa de modernização das refinarias. Para tal o foco central seria a melhoria da qualidade de seus produtos e a ampliação da capacidade de processamento do petróleo brasileiro. Para este último, a Petrobras criou um programa chamado Programa de Tecnologias Estratégicas do Refino (PROTER[7]), que tinha por preparar o parque de refino a processar uma maior porcentagem do petróleo pesado extraído da Bacia de Campos (SILVA e PERTUSIER, 2003).

[7] A Petrobras desenvolve o Programa de Desenvolvimento de Tecnologias Estratégicas de Refino (PROTER) desde 1994, visando o aproveitamento de resíduos do refino e a geração de produtos que atendam às especificações ambientais através da aplicação das seguintes tecnologias: craqueamento catalítico fluido, coqueamento, hidrocraqueamento, hidrotratamento e dessulfurização biocatalítica. As principais metas do Proter são dobrar a taxa de processamento de resíduos, desenvolver catalisadores, otimizar as unidades de craqueamento catalítico fluido, aumentar a taxa de conversão das plantas em 10%, gerar plantas de hidroconversão, processar resíduos pesados, melhorar equipamentos e monitorar sua corrosão e substituir gradualmente crus importados por crus de origem nacional (Tavares,2000). Dentro do Proter, a Petrobras desenvolve o Programa Tecnológico da Gasolina e Programa Tecnológico doDiesel (Zamith, 1999 apud Azevedo,2003).

Desde então, as *Revamps* (ampliações ou também chamadas modernizações) das unidades de destilação das refinarias da Petrobras foram aproveitadas no processo de adaptação aos óleos mais pesados. O atual parque de refino da estatal é diferente do existente antes do programa Fundo de Barril[8] (1981), estando algumas refinarias em condições de processar óleos pesados oriundos da Bacia de Campos, como Cabiúnas (19º API) e Marlim (19ºAPI) (SKLO, 2005).

As premissas até aqui abordadas são alicerces fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho no que tange ao detalhamento das principais *Revamps* ocorridas nas refinarias existentes no Parque Industrial de Refino do Brasil até o momento atual.

4.5 Evolução do Parque Industrial de Refino

Buscando evidências das informações acima descritas e, visando reforçar as premissas que sustentam este trabalho, no que concerne aos investimentos previstos para a ampliação do parque de refino, são citados dois apontamentos que detalham alguns dos principais pontos até aqui discutidos:

Considerando os estudos realizados pela GAZETA MERCANTIL sobre a Indústria do Petróleo, em seu capítulo sobre o Refino no Brasil, assim detalha:

> A Petrobras tem investido nos últimos anos na ampliação e modernização do seu parque de refino. Os investimentos se concentraram nas instalações de novas unidades de destilação, no aumento da capacidade de refino do petróleo nacional, na produção de derivados de maior valor agregado e na melhoria da qualidade do óleo diesel. Entre 1993 e 1998, a capacidade de refino cresceu 20% e teve início a produção de MTBE e lubrificantes naftênicos até então importados. Na instalação de novas unidades instaladas entre 1996 e 1998 foram gastos mais de US$1bilhão. O principal projeto de ampliação foi concluído em setembro de 1997, com uma nova unidade de destilação (U-32) na RLAM, com capacidade de processar 22,5 mil m^3/dia e folga de projeto para processar diariamente mais 4,5 mil m^3/dia.

Assim como, em relação a reportagem feita pela REVISTA ISTO É sobre a meta do refino, em sua edição especial de maio de 2006, destaca os projetos então previstos pela Petrobras: “a Empresa detalha que, para atingir esse objetivo – de aproveitar melhor o petróleo nacional (do tipo pesado) – será implantado cinco unidades de coqueamento retardado, as UCRs, que permitirão a produção de derivados de petróleo mais nobres.(...) O plano de expansão prevê um aumento de 14 para 39 no número de unidades de

[8] O programa Fundo de Barril foi criado no início dos anos 80 para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobras à demanda nacional e baseou-se em modificações nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades (principalmente destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico, coqueamento e desasfaltação a propano), para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel.

hidrotratamento, que reduzem o teor de enxofre do diesel e da gasolina e, conseqüentemente, os riscos ambientais. (...)”

Os dados até aqui apontados, refletem uma tendência já abordada no decorrer do trabalho e pode ser evidenciada nos números apresentados no gráfico 4.2 de informações retiradas do Anuário Estatístico da ANP de 2008. Redução de dispêndios nas importações não permaneceu até o momento atual como pode ser observado na tabela 14. O dispêndio do País com importações de petróleo cresceu 31,8%, em virtude do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional e do aumento do volume importado.

O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil em 2007 atingiu a faixa de US$ 74,7, valor considerado recorde na década, superando em 9% o verificado em 2006. Por consequência, o dispêndio com as importações brasileiras de petróleo ficaram US$ 12 bilhões FOB em 2007 (ANP, 2008).

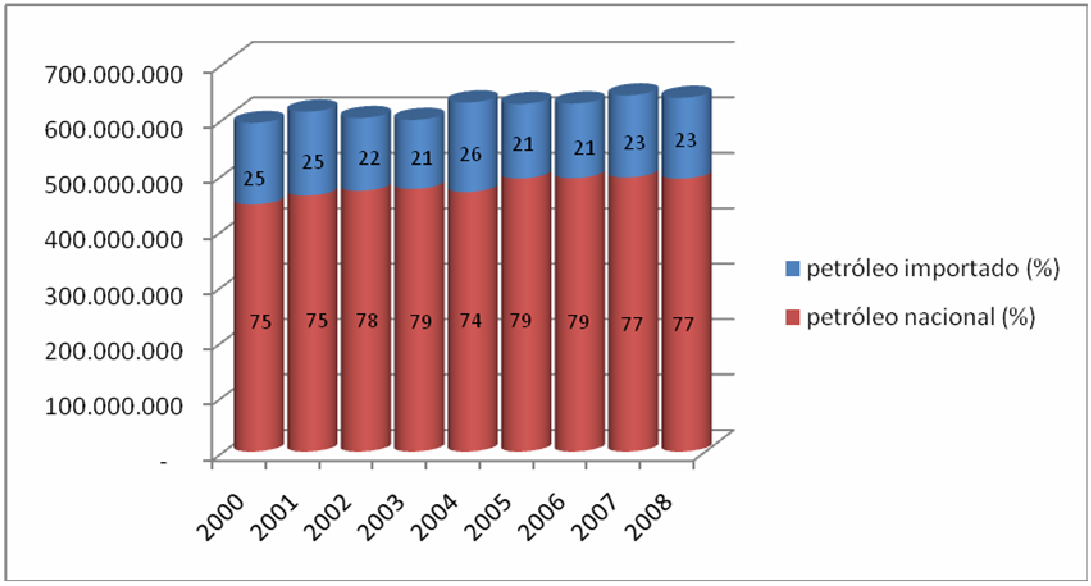


gráfico 4.2 – Evolução do volume de carga processada, segundo origem (nacional e importada)
Fonte: Anuário Estatístico da ANP/2008, SPP, Ipiranga, Univen, Manguinhos e Petrobras

Tabela 14 – Valores da importação e da exportação de derivados de petróleo

Derivados de Petróleo	Importação e Exportação (mil US$ F0B)									
	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
Dispêndio (importação)	1.695.571	1.953.596	3.227.470	2.838.406	2.394.405	2.225.942	2.644.846	3.335.872	4.958.525	6.937.803
Receita (exportação)	548.349	811.945	1.854.038	2.498.380	2.271.585	2.916.877	3.447.635	5.242.321	6.411.745	7.682.495
Gasolina A										
Dispêndio (importação)	6.286	21.032	12.619	35	29.962	38.028	12.572	24.239	11.300	3.874
Receita (exportação)	145.722	182.441	398.696	492.969	518.631	542.526	563.522	1.055.860	1.195.993	1.831.995
GLP[1]										
Dispêndio (importação)	362.870	487.615	798.737	550.547	371.617	317.108	397.721	252.275	442.122	610.441
Receita (exportação)	-	881	2.132	653	19.736	24.992	15.954	42.105	9.146	11.203
Nafta										
Dispêndio (importação)	451.453	413.701	727.219	534.883	483.777	584.409	838.726	1.387.634	1.714.055	1.884.901
Receita (exportação)	406	406	0	0	7.676	0	5.284	21.730	12.672	12.140
Óleo combustível										
Dispêndio (importação)	3.686	21.727	14.764	1.855	6.430	17.319	25.411	13.655	79.295	38.846
Receita (exportação)[2,4]	339.757	422.115	667.782	1.175.145	1.087.716	1.491.144	1.770.999	2.319.295	3.129.916	3.254.596
Óleo diesel										
Dispêndio (importação)	630.647	670.704	1.252.072	1.214.037	1.084.176	791.812	826.765	1.019.636	1.746.709	3.019.516
Receita (exportação)[3,4]	21.548	49.021	107.593	89.945	85.056	115.825	83.746	225.724	431.751	700.953
Outros[5]			1.854.038	2.498.380	2.271.585	2.916.877	3.447.635	5.242.321	6.411.745	7.682.495
Dispêndio (importação)	240.629	338.818	422.058	537.048	418.442	477.265	543.652	638.433	965.043	1.380.226
Receita (exportação)	40.916	157.081	677.835	739.668	552.769	742.389	1.008.131	1.577.606	1.632.267	1.871.609

Fontes: Anúario Estatístico da ANP, 2008. MDIC/Secex, a partir de 1999 e Petrobras/Serplan, para o ano de 1998, exceto para os combustíveis marítimos. Para os combustíveis marítimos, Petrobras/Abast a partir de 1999 e Petrobras/Serplan, para o ano de 1998.

Nota: Dólar em valor corrente.

[1] Inclui propano e butano.

[2]Inclui óleo combustível marítimo.

[3]Inclui óleo diesel marítimo.

[4]A partir de 1999, os dados relativos à receita com as exportações de combustíveis para navios (bunker) foram divididos, de forma estimada, entre os produtos óleo diesel (10%) e óleo combustível (90%).

[5]Inclui gasolina de aviação, QAV, querosene iluminante e derivados não-energéticos, e a partir de 2000, a receita das vendas de combustíveis para aeronaves em trânsito.

A evolução na capacidade de refino, representada pela reestruturação e implantação de novas unidades, instalações de novas refinarias e investimentos futuros, do período de 1998 até o ano de 2008, serão assuntos abordados no próximo capítulo, sendo este o escopo fundamental deste trabalho. Dados numéricos da evolução na capacidade de refino estão evidenciados na tabela 15.

Tabela 15 – Evolução do volume de carga processada nas refinarias, segundo origem (nacional e importada)

Refinarias (Unidade de Federação)	Capacidade de refino[1] (m3/dia)									
	1.998	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
Total	295.890	300.500	309.500	309.500	310.200	320.550	320.550	320.650	320.650	323.750
IPIRANGA (RS)	2.000	2.000	2.000	2.000	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
LUBNOR (CE)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.100	1.100	1.100
MANGUINHOS (RJ)	1.590	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
RECAP(SP)	7.000	7.000	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
REDUC (RJ)	36.000	36.000	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500
REFAP (RS)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
REGAP (MG)	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
REMAN (AM)	2.300	2.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
REPAR (PR)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	32.000
REPLAN (SP)	52.000	56.000	56.000	56.000	56.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000
REVAP (SP)	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
RLAM (BA)[2]	47.000	47.000	47.000	47.000	47.000	51.350	51.350	51.350	51.350	51.350
RPBC (SP)	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
UNIVEN (SP)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.100
Total (m^3/dia-calendário)[3]	281.096	285.475	294.025	294.025	294.690	304.523	304.523	304.618	304.618	307.563
Fator de Utilização (%)	77,6	82,4	87,4	90,0	88,0	84,4	90,6	90,5	90,9	91,9

Fonte: Elaboração própria, a partir do Anuário Estatístico da ANP, 2008, conforme a Portaria ANP n°28/1999

[1]Capacidade nominal em m^3/dia. [2]A RLAM tem uma fábrica de asfalto de 600m^3/dia.

[3]Capacidade de refino calendário-dia, considerando fator de utilização de 95%

Analisando o aspecto atual, em comparação ao cenário até então apresentado, para o ano de 2007, segundo dados do Anuário estatístico da ANP, totalizam-se 14 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) onde, somam uma capacidade de refino de 323,8 mil m^3/dia.

A capacidade de refino medida em m^3 por dia-calendário, e, considerando para um fator padrão estipulado em 95%, foi de aproximadamente 307,6 mil m^3/dia, detalhadas no gráfico 4.3. Destas refinarias, 11 refinarias pertencem à Petrobras (sendo uma, a Refap (RS) em associação com a Repsol-YPF) e responderam por 98,1% da capacidade total; e três são privadas: Manguinhos, Ipiranga e Univen. A Replan (SP), em 2007, era até então a refinaria brasileira com a maior capacidade instalada, correspondendo a 17,9% do total nacional. Sendo a maioria por região, as refinarias da Região Sudeste responderam por 61,6% da capacidade total do País.

No ano de 2007, foi processado pelo parque de refino nacional cerca de 1,8 milhão barris/dia de petróleo (636,8 milhões de barris no ano), valor este evidenciado na tabela 16, volume 1,8% superior ao processado em 2006. Do total de petróleo processado em 2007, 77% eram de origem nacional.

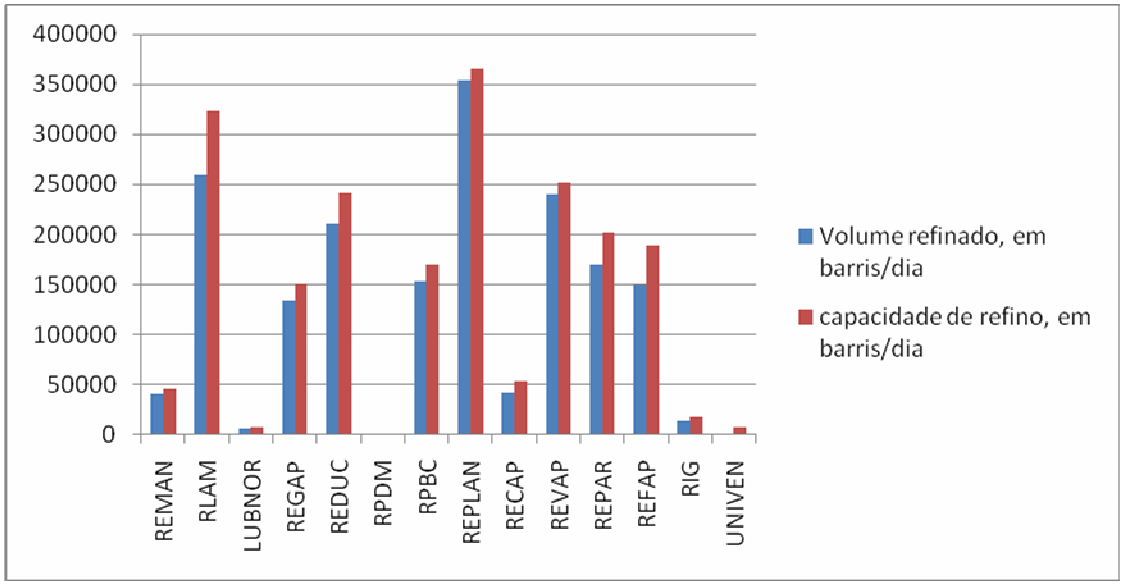


Gráfico 4.3 – Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, segundo refinarias
Fonte: elaboração própria, a partir do Anuário Estatístico da ANP/2008, SPP, Ipiranga, Univen, Manguinhos e Petrobras

Destaca-se que, em 2007, a Replan (SP) foi responsável por 20% do volume total de petróleo processado no País. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional (20,4% do total). A Refap (RS) foi a refinaria brasileira que processou o maior volume de petróleo importado (23,2% do total). Cabe ressaltar que praticamente todo o petróleo processado na refinaria Ipiranga (RS) em 2007 foi de origem importada, enquanto a Lubnor (CE) e a Univen (SP) processaram apenas petróleo de origem nacional (ANP, 2008).

Tabela 16 – Capacidade de Processamento das Refinarias em 2007 (mil barris / dia)

Refinarias	Capacidade Nominal (mil barris / dia)	Refinarias	Capacidade Nominal (mil barris / dia)
REMAN	46	RECAP (SP)	53,4
LUBNOR	7	REPLAN (SP)	365
RLAM (BA)	323	RPBC (SP)	170
REGAP (MG)	151	REPAR (PR)	202
REDUC (RJ)	242	REFAP (RS)	189
RPDM (RJ)	14	RPI (RS)	17
UNIVEN (SP)	7		
REVAP (SP)	252	Total	2.218

Fonte: ANP, 2007

4.6 Aspectos Regulatórios

4.6.1 Regulação brasileira do Setor de Petróleo

Visando focar o aspecto histórico das atividades de regulação na indústria de petróleo no Brasil, destaca-se como marco inicial, a edição do Decreto-Lei N° 538, de 7 de julho de 1938, que define a composição o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), conforme descrito em seu Artigo 1°, e, em seu Artigo 10°: "institui ao órgão a regulamentação das atividades inerentes ao setor de petróleo, estabelecendo que as jazidas ainda não descobertas fossem propriedade estatal, proibindo a atuação de empresas estrangeiras na produção e no refino."

A prospecção poderia (mesmo após à nacionalização das jazidas) ser exercida pela iniciativa privada, que não se estimulava por investimentos no Brasil no segmento de petróleo. Neste cenário, a produção brasileira era pouco expressiva. Não havia um órgão nacional ou participação estatal que ativamente fomentasse a Indústria do Petróleo (Dias e Quagliano, 1993).

Já detalhado anteriormente, foi estabelecido, em 3 de Outubro de 1953, através da Lei N° 2004, o monopólio estatal do petróleo. A partir desta data o governo assumiu o papel de pesquisar, explorar, produzir, refinar e transportar óleo bruto e seus derivados (MARTINS, 2008).

Criou- se especialmente para a execução de tais funções uma empresa nacional: a Petróleo Brasileiro (Petrobras). Constituída definitivamente em 1954, sob a forma de sociedade de economia mista, a ela incumbia explorar exclusivamente o monopólio estatal sobre os hidrocarbonetos, conforme descrito em seu Artigo 2° e 6°:

> Art. 2° - A União exercerá o monopólio estabelecido no artigo anterior:
> I – por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização;
> II – por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução.

E em seu Artigo 6°:

> A Petróleo Brasileiro S.A. terá por objetivo a pesquisa, a lavra, a refinação, o comércio e o transporte de petróleo – proveniente de petróleo ou xisto – de seus derivados bem como de quaisquer atividades correlatas ou afins.

Reforçando a idéia de não entrar no contexto histórico, a trajetória da Indústria do Petróleo no Brasil desde a década de 50 deu-se em torno da figura da Petrobras, braço executivo estatal, estratégico à formulação de políticas públicas.

Segundo Dias e Quagliano (1993), o contexto histórico que descreve a evolução das atividades de exploração, refinação e comercialização de petróleo no Brasil está intimamente associada a da própria Petrobras. Entretanto, a década de 90 trouxe mudanças institucionais que alteraram este quadro, ditadas pela nova visão sobre a atuação no Estado na Economia. Seguindo uma tendência já difundida em diversos países, a adoção de políticas mais liberais impactou na configuração da indústria do Petróleo no Brasil.

Das alterações vivenciadas neste novo cenário, o monopólio nas atividades de E&P[9] continuaria sendo do Estado. A modificação se daria pela possibilidade do Estado conceder a sua exploração, através de mecanismos previstos em lei, do exercício econômico desta atividade a agentes privados. Estruturados em conceitos modernos da atuação regulatória do Estado e ao ordenamento jurídico que, conforme salienta Menezelllo (2000), torna-se importante para proteger os interesses do investidor privado, principalmente quando se trata de empresas estrangeiras que ainda não têm tradição de atuação no Brasil, conhecer e entender e, alicerçadas em regras claras e concisas, as diferentes fases por que passou a indústria de petróleo no país e a legislação pertinente a cada fase, com uma adequada interpretação jurídica.

Nesse contexto, a moderna história do petróleo no Brasil inicia-se em 1995, com a Emenda Constitucional nº 9, que permitiu a participação de empresas privadas e estatais em todas as atividades em que a União anteriormente exercia seu monopólio por meio da Petrobrás: da exploração e produção ao transporte, refino, importação e exportação. Vale ressaltar que os segmentos de distribuição e revenda não pertenciam ao monopólio da União. A Lei federal n° 9478, de 06 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo, tornou-se o instrumento de contorno, definido as formas que seriam exercidas as atividades supracitadas, podendo ser por concessão ou por autorização, princípios jurídicos estes não explicadas neste trabalho. Sua atuação mais importante foi a criação do órgão regulador, a Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural – ANP (Menezello, 2000).

Atualmente, este órgão é denominado Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, mudança está realizada através da Lei Federal n° 11097, de 13 de janeiro de 2005, que dispõe sobre a introdução do Biodiesel na Matriz Energética Brasileira.

---

[9] E&P: segmentos de Exploração e Produção na cadeia produtiva do petróleo

Com essa nova lei, quebra-se o monopólio estatal da Petrobrás nas atividades de exploração e produção, transporte, refino, importação e exportação. Os recursos naturais continuam pertencendo à União, sendo intransferíveis por força da Constituição. Ocorre, porém, a possibilidade, antes inexistente, de concessão dos direitos de exploração econômica para agentes particulares, como prescrito nos Artigos 3°, 4° e 5° da Lei N°9478/97:

> Art. 3º. Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.
> Art. 4º. Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:
> I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
> II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;
> III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
> IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.
> Art. 5º. As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Conforme Rego (2002), a Lei 9.478 de 06 de Agosto 1997, além do que dispõe, em seu art. 1°, quanto aos objetivos da política nacional para o aproveitamento racional das fontes de energia: a preservação do interesse nacional, a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos; enfocou – se também:

> ✓ na preocupação com o interesse do consumidor, em relação a preço, qualidade e oferta de produtos;
> ✓ na proteção ao meio ambiente e a promoção da conservação de energia.
> ✓ incrementar em bases econômicas a utilização do gás natural e a identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas fontes do País.
> ✓ incentivar a utilização de fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.
> ✓ promoção da livre concorrência como um dos princípios consagrados pela lei, já que, uma vez abertos os mercados, deve- se promover a competição nestes. Mais adiante serão detalhados os instrumentos de que dispõe o órgão regulador para assegurar a observância deste princípio.

A busca por investimentos é a base central da criação dos mecanismos regulatório. Na flexibilização do monopólio estatal na Indústria de Petróleo não foi diferente, sendo a atração de investimentos na produção de energia uma das grandes motivações pela qual se decidiu concretizá-la (BENJÓ, 1999 Apud REGO, 2002).

4.6.2 Regulação brasileira no Segmento de Refino

Salienta Menezello (2000) que os segmentos de refino e processamento de gás natural pertenciam ao monopólio da Petrobrás. Por determinação expressa do artigo 45 das Disposições Transitórias da Constituição de 1988, permaneceram com as empresas privadas as refinarias que, à época da Lei federal n° 2004/53, já estavam sob suas responsabilidades e em pleno funcionamento. Assegurou-se, portanto, o direito adquirido dessas empresas privadas em continuar exercendo a atividade de refino de petróleo, apesar de ter sido dado a Petrobrás o direito de monopólio dessa atividade.

Com a Lei do petróleo e a respectiva regulamentação, qualquer pessoa jurídica (ou o consórcio de empresas) poderá realizar essa atividade, desde que atendida às exigências legais e mediante a autorização da ANP, conforme descrito no artigo 53:

> Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5° poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.
> § 1º. A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.
> § 2º. Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Além do estabelecido, a Lei do petróleo ratificou os direitos de propriedade da Petrobrás nas áreas de produção em que estava operando, bem como sobre seus ativos de refino, equipamentos e infra-estrutura de transporte dutoviário/marítimo e armazenagem, conforme descrito em seu artigo 55:

> Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos.
> Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Foi também assegurado pela Lei do Petróleo, às refinarias privadas em funcionamento na época, no caso, as refinarias Ipiranga e Manguinhos, condições operacionais e econômicas de funcionamento, conforme descrito em seu artigo 72:

> Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino.
> Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:
> I - (VETADO)
> II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos;
> III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

Na nova estruturação dada à cadeia produtiva do petróleo com o advento da Lei do Petróleo, resumida na figura 4.3, os segmentos de midstream (na qual inclui o refino) e downstream passaram a regulados através do regime de autorizações.

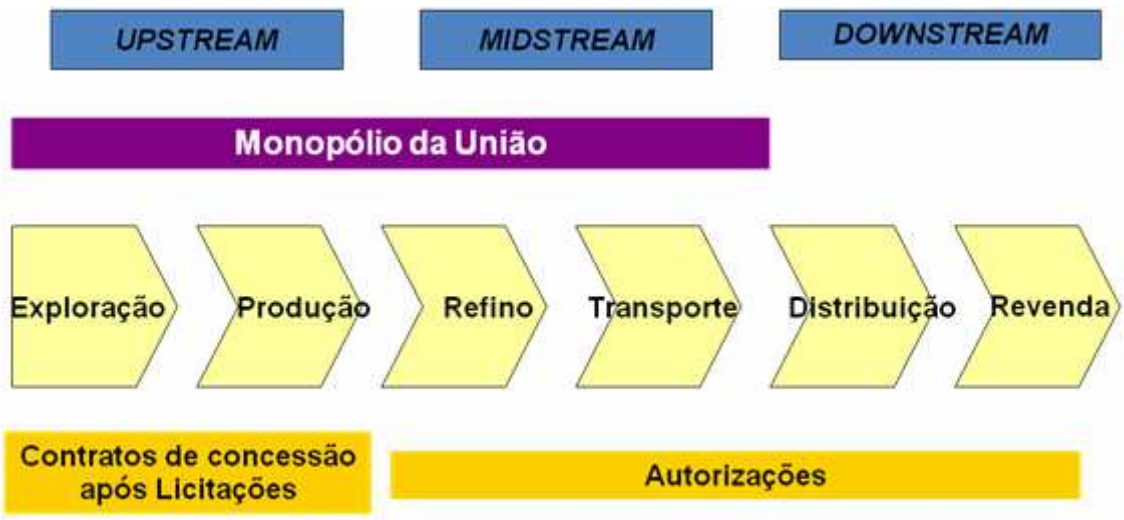


Figura 4.3 – Cadeia produtiva do petróleo após o advento da Lei 9478/97
Fonte: Elaboração própria

A ANP passou a regulamentar o segmento de refino através da Portaria ANP n° 28, de 5 de fevereiro de 1999, a qual estabelece as condições técnicas e jurídicas para a construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e unidades de processamento de gás natural, com a conseqüente expedição da autorização.

Além das mudanças de paradigmas já apontadas com o advento da Lei do Petróleo, sendo este o objetivo principal deste trabalho, um dos parâmetros que justificam as mudanças que estão ocorrendo no parque de refino seria a busca por especificações cada vez mais severas que sejam capazes de garantir a qualidade dos produtos obtidos em toda cadeia produtiva do petróleo e preservar o meio ambiente no que concerne às regras ditadas pelas legislações ambientais. Nesse contexto, alguns pontos são citados na Lei do Petróleo:

> Art. 1º. As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:
> (...)
> III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
> IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
> (...);
>
> Art. 2°. Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:
> I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;
> (...)

Atualmente no Brasil, a regulamentação relativa aos processos e produtos do refino de petróleo é feita pela Agência Nacional do Petróleo. O acompanhamento destes é exercido, respectivamente, pelas Superintendências de Refino e Processamento de Gás natural e pela Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade dos Produtos (MENEZELLO, 2000).

4.6.3 Desafios na abertura de mercado no Segmento de Refino

Diversos são os fatores que podem ocasionar pressões de concorrências no mercado de derivados de petróleo. Das barreiras à entrada, será focada aquela que é um dos maiores desafios, no que tange ao aspecto regulatório, por ser uma das metas traçadas na Lei do Petróleo que, em seu artigo 1° estabelece a “promoção a Livre Concorrência” como um dos objetivos essenciais da Política Energética Nacional (BRITO e ANDRADE, 2003).

Martins (2003) explica que, das barreiras à entrada decorrentes de vantagens absolutas de custos, favoráveis a Petrobras, também devem ser consideradas aquelas relacionadas com as vantagens da estatal na aquisição da principal matéria-prima: o petróleo bruto. Neste caso, o acesso à matéria-prima de mais baixo custo, devido ao controle direto da produção local de petróleo bruto, acaba por conferir à Petrobras vantagens sobre os demais entrantes que, sem uma eficiente atuação regulatória, podem se configurar na prática de preços discriminatórios para a aquisição deste produto por terceiros. É importante frisar, que não há, nesses casos, uma situação de privilégio por ser tratar de empresa Estatal, mas sim das condições de mercado favoráveis que se configurou no país desde o período do monopólio exercido pela mesma.

4.7 Tendências do refino no mundo

Analisando a evolução do mercado mundial de derivados de petróleo, ao longo dos últimos anos, demonstra que a demanda total por refinados tem crescido continuamente, em diversas partes do mundo, para a produção de produtos leves e médios, tendência esta que pode ser evidenciada pelos dados discriminados na tabela 17 e no gráfico 4.4, as quais demonstram um crescimento da demanda por destilados leves e médios em detrimento da demanda por óleos combustíveis. Se, em 1997, os destilados leves e médios respondiam por 65% do consumo mundial total de derivados de petróleo, em 2008, este percentual subiu para 67%. Enquanto isso, no mesmo período, o percentual do consumo total relativo ao óleo combustível recuou de 15% para 11,4% (BP Statistical Review, 2008).

Tabela 17 – Produção de derivados leves, médios e óleo combustível no mundo no período de 1997 a 2007

	DESTILADOS LEVES E MÉDIOS (mil barris/dia)					ÓLEO COMBUSTÍVEL (mil barris/dia)				
	América do Norte	Europa (sem Rússia)	Ásia	OECD[10]	Total no mundo	América do Norte	Europa (sem Rússia)	Ásia	OECD	Total no mundo
1997	15958	10710	12634	32153	48202	1351	2206	3903	4904	11038
1998	16299	10945	12432	32479	48631	1506	2195	3680	4831	11017
1999	16624	11004	13161	33138	49894	1415	2093	3737	4671	10721
2000	16917	10928	13446	33348	50337	1518	1967	3699	4642	10501
2001	17023	11057	13734	33594	51078	1411	1987	3499	4416	10162
2002	17278	10960	14124	33686	51693	1209	1996	3421	4175	9821
2003	17536	11066	14521	34184	52779	1271	1954	3568	4309	9952
2004	18112	11244	15411	34863	54708	1339	1888	3578	4218	9967
2005	18269	11361	15798	35237	55592	1396	1854	3574	4253	10127
2006	18428	11477	16007	35417	56720	1055	1785	3655	3810	9821
2007	18546	11264	16366	35236	57456	1095	1668	3595	3702	9749

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do BP Statistical Review of world Energy full, 2008

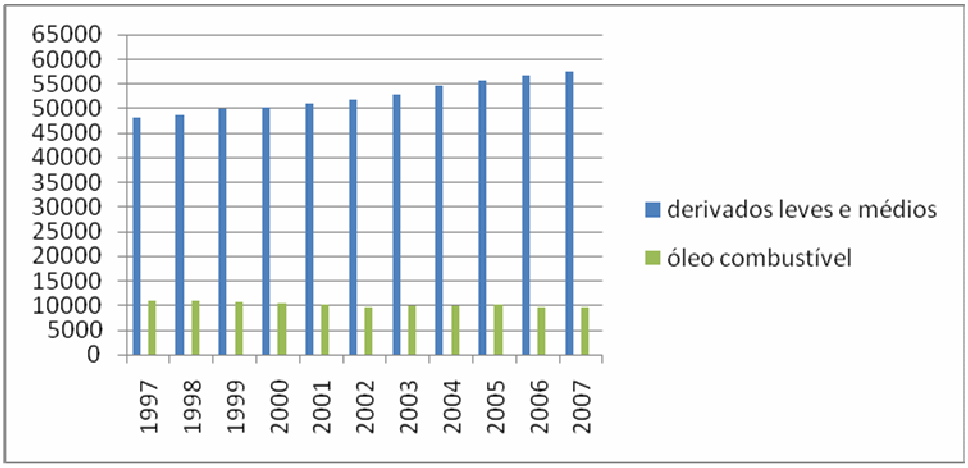


Gráfico 4.4 – Produção de derivados leves, médios e Óleo Combustível no mundo no período de 1997 a 2007
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do BP Statistical Review of world Energy full, 2008. Volumes em mil barril/dia

[10] A **Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico** ou **Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económicos - OCDE** (OECD em inglês) é uma organização internacional dos países comprometidos com os príncipios da democracia representativa e da economia de livre mercado. Atualmente é composta por 30 países membros

O fenômeno do aumento da participação dos destilados médios e leves no perfil de consumo de produtos refinados ocorreu praticamente em todas as regiões do mundo, como indica o gráfico 4.5.

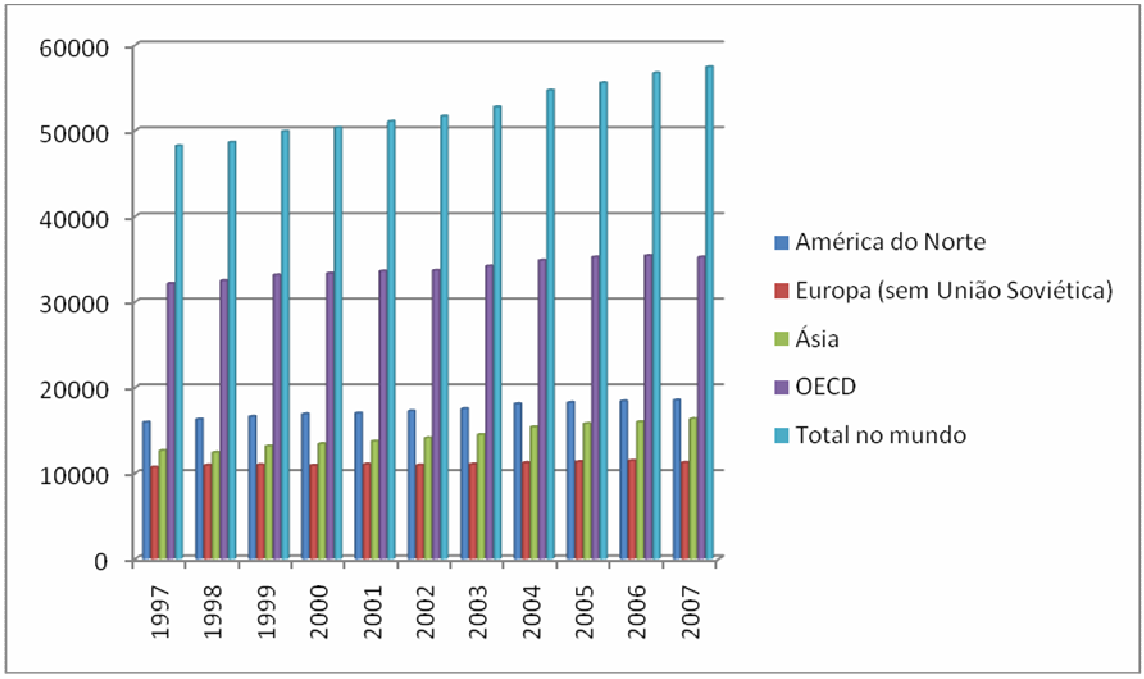


Gráfico 4.5 – Produção de derivados leves e médios, em mil barris/dia, por regiões do mundo no período de 1997 a 2007
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do BP Statistical Review of world Energy full, 2008

Considerando o exposto no parágrafo anterior, visando atender o aumento da demanda por derivados mais leves, as refinarias, em quase todas as regiões do mundo, vêm realizando investimentos em unidades de conversão. Estas são unidades com capacidade para processar resíduos dos processos de destilação atmosférica e a vácuo, aumentando a produção de derivados médios e leves das refinarias. Vale salientar que, a taxa de conversão de uma refinaria é, portanto, definida como sendo a soma das capacidades das unidades de craqueamento catalítico fluido, de craqueamento catalítico fluído de resíduos e de coqueamento retardado (BP Statistical Review, 2008).

Silva e Pertusier (2003) explicam que, de acordo com dados do BP Statistical Review of World Energy 2002, a capacidade de refino mundial em 2001 era de 82.205 mil barris/dia, o que em muito excede a demanda por derivados, de 72.295 mil barris/dia (fato este que ainda permanece até o ano de 2007, em que a demanda por derivados foi de 85.220 mil barris/dia e a capacidade de refino mundial foi de 87.913 mil barris/dia), considerando-se a mesma fonte de dados indicada. Embora os dados indiquem um sobrecapacidade de refino no mundo, diversos fatores tornam esta tendência controversa. O primeiro deles refere-se à introdução de

legislações ambientais mais severas em diversos países, que têm levado ao fechamento de diversas refinarias. O segundo refere-se às mudanças nos padrões de consumo. As especificações de qualidade de derivados, relativas às preocupações ambientais, aliadas aos padrões de consumo, têm tornado a demanda por derivados bastante especializada, indicando que parte da capacidade de refino existente não está adaptada a atender a exigência de determinados países. Logo, apesar desta sobrecapacidade, a tendência do setor, com o processo de fusões e aquisições e o fechamento de refinarias menos eficientes e/ou adequadas ao atendimento destes novos padrões, é de esgotamento.

A Revista Brasil e Energia, em sua publicação de agosto de 2002, em sua reportagem sobre "Novo modelo para o Refino", detalhou as principais metas que foram traçadas através de um estudo realizado no Brasil, no período de setembro de 2001 a outubro de 2002, pela consultoria norte-americana Booz Allen Hamilton e coordenado pela Agência Nacional do Petróleo sobre as perspectivas da demanda e do suprimento do mercado interno de derivados, na qual são listadas algumas soluções adotadas no exterior para incentivar novos investimentos em refino. Tal estudo foi motivado pela preocupação com o déficit na oferta de derivados (já apontado em outros estudos) e que, mesmo em momentos de crise, é possível comprar petróleo cru, mas derivados é mais complexo. Portanto, além do ônus na balança comercial, de não se estar criando empregos no Brasil ou desenvolvendo tecnologias de refino, criava-se o risco de um cenário crítico para o abastecimento no país.

Das conclusões finais deste estudo, foram citados alguns pontos importantes dos aspectos gerais do refino no mundo e impactantes no desenvolvimento do refino no Brasil:

- ✓ traçou-se três cenários de consumo: um mais conservador, no qual em 2005 a demanda chegaria aos 336,99 mil m^3/dia e subiria para 378,08 mil m^3/dia em 2010; um moderado, com 345,20 mil m^3/dia e 397,26 mil m^3/dia, respectivamente; e um mais agressivo, com 356,16 mil m^3/dia, em 2005, e 424,66 mil m^3/dia em 2010.
- ✓ a ANP decidiu priorizar a alternativa moderada, na qual o crescimento anual da economia se situa em 3%, e elaborou três alternativas de evolução para o parque de refino:

1ª) Menor investimento - Não haverá qualquer aumento na atual capacidade de processamento; os investimentos já aprovados pela ANP para a Petrobras, no valor de US$ 6,7 bilhões (aí incluídas as obras na Refap S/A), serão para manter o parque de refino atualizado e em condições de competir, atendendo a especificações/legislações futuras para derivados. Nesse cenário, seria necessário importar quase todos os derivados - as exceções seriam o óleo combustível e o querosene -, totalizando compras diárias de 136,72 mil m^3. Os maiores volumes seriam gasolina (34% da demanda total) e diesel (28%), provocando o aumento do impacto na balança comercial de US$ 6,3 bilhões, dos quais US$ 2,1 bilhões seriam da gasolina, US$ 1,9 bilhão do diesel e US$ 1,5 bilhão da nafta.

2ª) Adequação do perfil e conversão - Além dos investimentos previstos na alternativa anterior, foram acrescidos gastos em conversão e pequeno aumento de capacidade de processamento já planejados pela Petrobras (elevando os desembolsos para US$ 9 bilhões) e propostos alguns ajustes com o objetivo de otimizar a utilização das unidades de conversão e de tratamento nas refinarias onde estão previstas obras. Também nessa alternativa seria necessário importar quase todos os derivados e as exceções seriam o óleo combustível e o querosene. O volume, contudo, cai para 106,52 mil m^3, com as compras de gasolina representando 26% da demanda total e as de diesel, 17%. O impacto na balança comercial é estimado em US$ 5,2 bilhões, sendo US$ 1,6 bilhão da gasolina, US$ 1,5 bilhão da nafta e US$ 1,2 bilhão do diesel.

3ª) Cobertura da demanda em 2010 - Tem por objetivo aumentar a produção dos principais derivados para atender à demanda interna. Além dos investimentos das alternativas anteriores, são incluídos mais três módulos de 30 mil m^3/dia de capacidade de processamento, que tanto podem ser ampliações das refinarias existentes, quanto novos empreendimentos, nos quais o investimento é maior. Nesse caso, as necessidades de investimento ficariam entre US$ 4,5 bilhões e US$ 6 bilhões, caso as expansões sejam através de projetos greenfield, ou seja, novas plantas, em vez de utilizar a infra-estrutura já existente.

✓ Pelos cenários montados pela ANP em conjunto com a Booz Allen, há espaço para investimentos em refino inclusive no Sudeste/Centro-Oeste. Essa região, onde se concentra o maior poder aquisitivo do país, sairia de um superávit anual de produção de derivados de 9,7 milhões de m^3, em 2001, para um déficit anual de 9,6 milhões de m^3 em 2010, levando-se em conta apenas as duas primeiras alternativas. Apesar de reconhecer que em termos mundiais há, ainda, capacidade ociosa, mas com tendência a esgotamento, as margens de refino não têm sido atraentes para novos investimentos, pois "raramente atingiram os níveis esperados para reinvestimento, na maioria das regiões, os quais se situam em torno de US$ 3,50 por barril", relata o estudo.

✓ O trabalho da ANP/Booz Allen lembra que, entre os agentes econômicos tradicionais, as grandes multinacionais estão em processo de desinvestimento no segmento refino, redirecionando seus fluxos de caixa para a Exploração e Produção (ex: BP e Unocal). Já as empresas produtoras de petróleo investem por considerarem esse segmento um canal de venda de seus próprios crus, apostando na criação de valor ao longo da cadeia (ex: PDVSA/Citgo), e as não-produtoras de petróleo mantêm refinarias apenas como ativos estratégicos, mas direcionam os fluxos de caixa para negócios mais rentáveis. Quanto aos refinadores independentes, eles buscam mercados onde há concorrência e rentabilidade no refino.

✓ A ANP defende a tese de que, à semelhança do que acontece no exterior, o Brasil deve manter sob sua responsabilidade a produção de pelo menos 80% da demanda interna de derivados. Hoje a oferta interna está em 83,37%, mas reconhece que o controle de fato exercido pela Petrobras impõe dificuldades para o estabelecimento de novos competidores.

Além do exposto, informações obtidas da Agência Internacional de Energia (EIA) descrevem importantes tendências dos investimentos atuais do refino do mundo:

✓ Com a alta margem na produção de destilados, a demanda continua posicionada para a produção de gasolina e diesel, e melhorias na rentabilidade de refino tem resultado investimentos de capitais em novas refinarias, vindos de refinarias do Sul e oriente Europeu, conforme indicada a tabela 18.

Tabela 18 – Capacidade das refinarias europeias(2008 – 2013)

	Capacidade de processamento (mil barris/dia)			**Volume processado (mil barris/dia)**	
Area	Oleo cru	Hydrocraqueamento	Coqueamento	Destilados	Oleo residuall
Sul da Europa	211	229	115	345	147
Europa Oriental	88	184	20	217	(*)
Noroeste da Europa	35	41	0	21	(*)
Total	264	454	135	583	

Fonte: NPRA, 2009
Nota: Informações insuficiente para estimative de mercado

✓ O craqueamento tipo 3-2-1 (3 barris de oleo cru produzindo 2 barris de gasolina e 1 barril de destilados – querosene, óleo diesel e óleo combustível) tem sido usado nos Estados Unidos da América como um indicador simples de rentabilidade de refino. Para as refinarias européias e asiáticas, o esquema 3-2-1 não é um bom indicativo, uma vez que os produtos destilados retirados são, em grande parte, na faixa da gasolina, sendo a contribuição de óleos residuais praticamente ignoradas. O Esquema 6-3-2-1 (6 barris de óleo cru produzindo 2 barris de gasolina, 3 barris de destilados e 1 barril de óleo residual) é uma forma simples de aproximação da região européia em comparação com os Estados Unidos da América no que concerne a rentabilidade em refino (EIA, 2008).

5 Tendências do Refino no Brasil

5.1 Projeções de Investimentos no Segmento de Refino

No sítio da Petrobras na internet encontra-se disponível o Plano de Negócios da Empresa, na qual descreve para o período de 2006 a 2010:

1. Tendências da Indústria no segmento Downstream:

- ✓ Crescimento na capacidade de destilação e conversão; aumento da eficiência operacional, num ambiente sujeito a maiores exigências de qualidade com especificações mais restritivas dos produtos;
- ✓ Expansão seletiva da capacidade de destilação e conversão em refinarias existentes;
- ✓ Fechamento ou venda para independentes de refinarias que perdem vantagens competitivas com investimentos para atender exigências de qualidade;
- ✓ Construção de refinarias no Oriente Médio e Ásia;
- ✓ Aumento de escala e de complexidade
- ✓ Realinhamento do portfólio nas empresas em petroquímica

2. Planos de investimento:

- ✓ Totaliza investimentos de US$ 56,4 bilhões, no período, representando uma média anual de US$ 11,3 bilhões, mantida a ênfase em projetos de E&P e Abastecimento, sendo 20% deste investido no Abastecimento e 4% no Petroquímico;
- ✓ Produção de óleo no Brasil excederá a carga processada, em 2010 a venda de derivados será igual a carga processada e aumento da participação do óleo nacional na carga processada atingindo 91% em 2010;
- ✓ Investimentos de US$ 12,9 bilhões na área de Abastecimento sendo US$ 8 bilhões de investimentos no refino, sendo que deste esta distribuído 41% para investimentos em qualidade do diesel e gasolina, 14% em ampliações, 25% em unidades de conversão e 12 % em manutenção e SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde ocupacional), conforme distribuição mostrada no gráfico 5.1;
- ✓ Investimentos em Petroquímica: atuação pró-ativa buscando sinergias com o refino estimados em US$2,0 bilhões. Dentre eles: Unidade Integrada Refino-Petroquímica – Rio de Janeiro, Unidade de PTA – Pernambuco, Complexo Acrílico – Minas Gerais e a Unidade de Polipropileno – São Paulo.

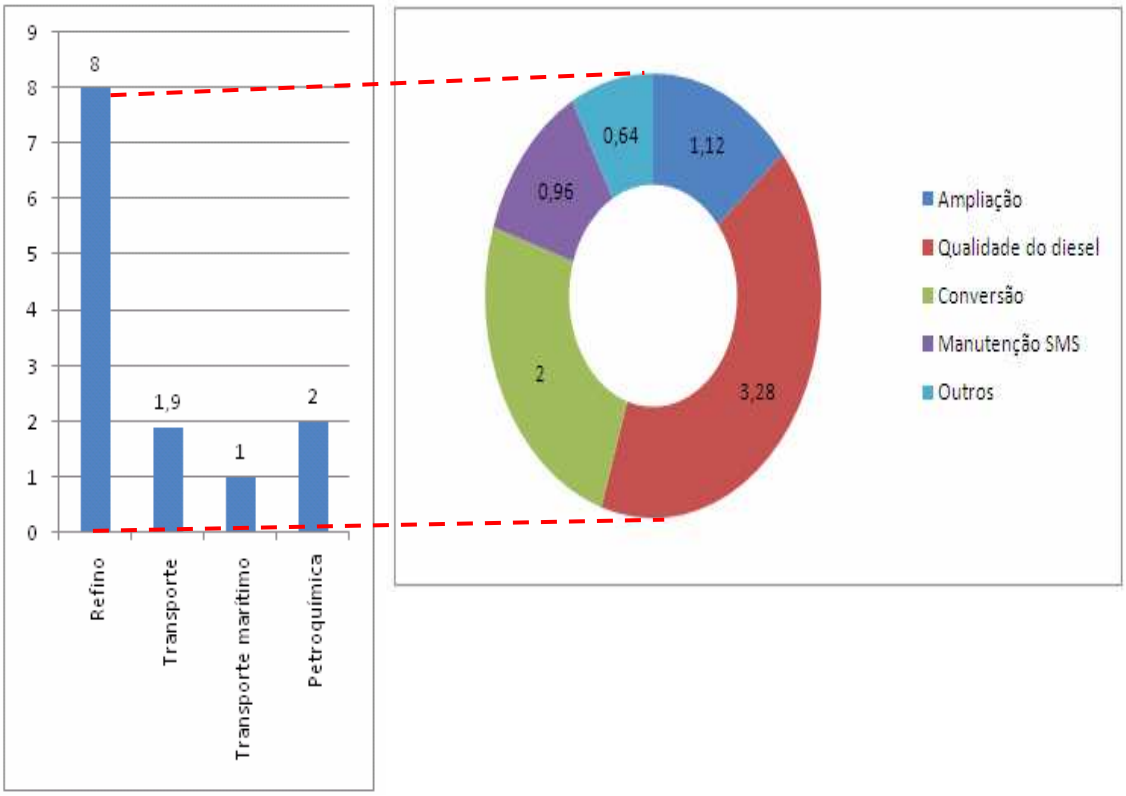


Gráfico 5.1 – Plano de metas para o Abastecimento/Petrobras de 2006 a 2010, valores em bilhões de dólares
Fonte: Elaboração própria, a partir das informações obtidas do Plano de metas para o Abastecimento/Petrobras de 2006 a 2010

Do sítio governamental da Agência Brasil foi publicado, em fevereiro de 2009, uma reportagem que detalha os futuros investimentos em refino no Brasil:

> O Plano de Negócios da Petrobras para o período 2009-2013 prevê investimentos de US$ 47,8 bilhões para a Área de Abastecimento e Refino e priorizará o aumento da capacidade de refino da companhia de modo a tornar o Brasil auto-suficiente também no processamento dos diversos produtos comercializados no país. As informações foram dadas pelo diretor de Abastecimento e Refino da Estatal, Paulo Roberto Costa. Segundo ele, a empresa investirá 73% do total na área de refino, 12% em petroquímica, 8% na de dutos e terminais e 7% no transporte marítimo.
> Para aumentar a capacidade de refino, a Petrobras manteve a previsão de construção de cinco novas refinarias, o que inclui o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj). Estão ainda previstos investimentos na construção das Refinarias Abreu e Lima (Pernambuco), Clara Camarão (Rio Grande do Norte), Premium I (Ceará) e Premium II (Maranhão) e no Complexo Petroquímico de Suape, que terá uma unidade de fertilizantes nitrogenados. Também estão previstas obras de conversão e qualidade de produtos nas refinarias existentes, com destaque para as metas de produção de diesel e gasolina com menor teor de enxofre, além de investimentos em dutos e terminais. Com os investimentos na área de refino, a carga de petróleo processada nas refinarias do país deverá passar dos atuais 1,791 milhão de barris para 2,270 milhões em 2013 e 3,012 milhões em 2020, com um aumento médio anual de 4,8%.
> (...)”.

5.2 A importância da expansão do Parque Petroquímico brasileiro

As matérias petroquímicas básicas fornecidas pelas refinarias de petróleo, ou pelas unidades de processamento de gás natural, são o GLP, gás natural, o gás dos processos de craqueamento, os destilados líquidos na faixa do butano ao nonano, os destilados de processos de craqueamento especiais e as frações cíclicas de aromáticos (SHREVE e BRINK, 1997).

A interface entre Refino e Petroquímica está estruturada, entre outras, na redução com os gastos na importação de derivados. Como uma das matérias-prima principais para a petroquímica, a nafta apresenta expressiva representatividade na importação dos derivados do petróleo no país. Em 2005, esta participação foi de 42%, a qual somada aos 31% do diesel perfaz mais de dois terços das importações de derivados. Em 2009, o percentual de importação foi da ordem de 34%, superando as importações de diesel e GLP, quem foram de 12% e 17%, respectivamente, dados esses já evidenciados no gráfico 3.2 (ANP, 2008).

Pereira e outros (2007) explicam que projetos de ampliação da produção de petroquímicos básicos devem empregar uma diversificação de matérias-primas, como condensado de gás natural, e implantadas novas unidades (ou adaptadas as atuais) para o processamento destas matérias-primas.

Sobre as tendências de novo projetos no setor petroquímico, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em setembro de 2006, divulgou as seguintes informações relativas aos investimentos previstos para o período de 2007 a 2010:

> Os novos projetos, que incluem unidades de polietileno, polipropileno, PET, e PVC, também trarão impactos positivos sobre a balança comercial brasileira, a partir de 2012, quando a maior parte dos empreendimentos entrará em operação. Em relação às tendências do setor, as questões centrais estão ligadas às matérias-primas utilizadas, à consolidação dos grupos atuantes no setor e aos investimentos necessários. O momento atual de ampliação da indústria petroquímica brasileira envolve um movimento simultâneo de consolidação do setor e constituição de empresas que atendam aos padrões internacionais. Em especial, o movimento busca atingir escalas empresariais competitivas, maior nível de integração vertical e agregação de valor da produção, eventual diversificação da produção ou mesmo internacionalização das empresas (BNDES, 2006).

É importante frisar também que, entre os vários projetos de ampliação, destacam-se os investimentos que serão contemplados no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj). Ao entrar em operação, o Comperj deverá trazer um considerável aumento da oferta de produtos petroquímicos básicos (olefinas e aromáticos), a partir do petróleo nacional pesado. A implantação do Comperj está alinhada com o planejamento estratégico de aumentar a produção de petroquímicos básicos, adicionando assim valor ao petróleo nacional e atendendo à crescente demanda doméstica por produtos petroquímicos (TB PETROLEUM, 2009).

Segundo D`Ávila (2002), três fatores influenciarão na expansão da petroquímica brasileira e a sustentabilidade do negócio em um mundo globalizado: (1) a disponibilidade de nafta ou outros derivados de petróleo, que é determinada pela expansão concomitante do refino do petróleo, ou da oferta adequada de gás natural; (2) as implicações ambientais de novos empreendimentos junto aos tradicionais centros industriais; e, (3) a capacidade de investimentos em tecnologia, seja na construção de novas plantas petroquímicas, ou seja em atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para promover inovações tecnológicas na atualização contínua dos processos industriais e no desenvolvimento de novos produtos.

5.3 Estudo de caso: Revamps, novas refinarias e pólos petroquímicos

Como já descrito, quanto à otimização de novos processos, para que haja aumento da capacidade de processamento de petróleo no Brasil, hoje estimada em 1.900 mil barris/dia segundo o Anuário Estatístico da ANP em 2008, será necessário a implementação de novas refinarias.

Tais evidências já são apontadas pela Petrobras. Em apresentação realizada ao Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos (IMESC) em outubro de 2008, sobre a implementação de nova Refinaria no Estado do Maranhão, a Petrobras detalha a necessidade de implantação de novas refinarias, conforme pode ser visto na figura 5.1.

Fígura 5.1 – Tela de apresentação da Petrobras sobre investimentos no Maranhão – Implantação de nova refinaria
Fonte: PETROBRAS, 2009 – Investimentos da PETROBRAS no Maranhão, 2008.

Além do previsto, a apresentação feita pela PETROBRAS detalha os principais pontos que justificam a necessidade de implantação de novas refinarias. Descritos a seguir, esses pontos reforçam alguns aspectos teóricos apontados neste trabalho, além de servir como suporte no esclarecimento da atual dinâmica do refino no Brasil:

- ✓ Reduzir exportação de petróleo nacional pesado;
- ✓ Produzir derivados de elevada qualidade e alta margem;
- ✓ Reduzir importação de produtos leves (diesel, GLP, Nafta petroquímica);
- ✓ Focado na Região Nordeste, devido à necessidade de redução de custos logísticos na importação de derivados e transporte de outras refinarias para as regiões Norte e Nordeste do Brasil;
- ✓ Reduzir custos logísticos seja na exportação de petróleo seja pela importação de derivados;
- ✓ Aumento do PIB Brasileiro: Geração de Empregos, fomento a indústria metal-mecânica e a melhoria na infra-estrutura;
- ✓ Mudança no perfil de demanda, conforme indicado no gráfico 5.2;
- ✓ Aumento da capacidade de refino do país com a implantação de novas refinarias conforme indicado na tabela 19.

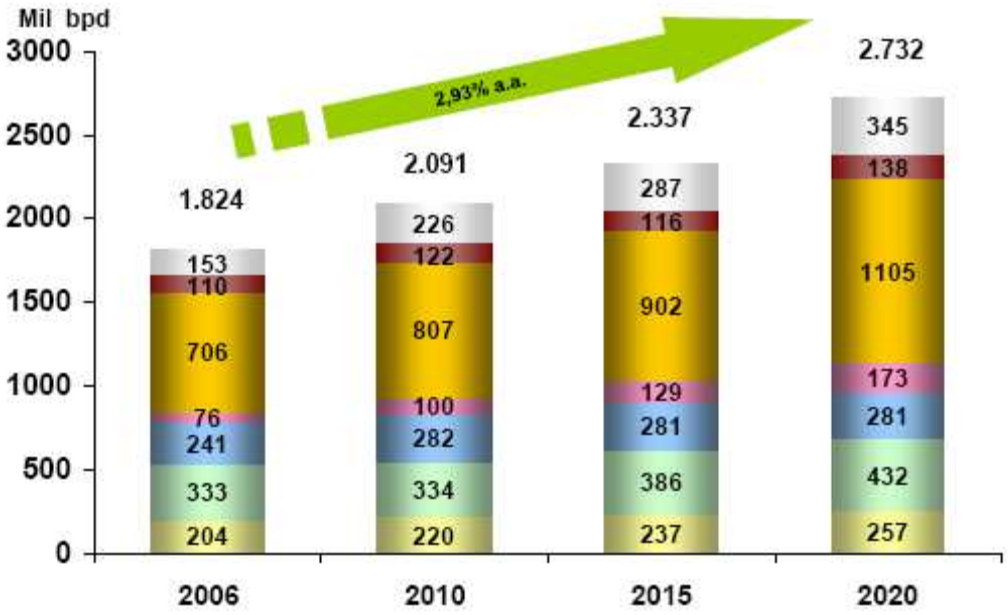


Gráfico 5.2 – Mudança no perfil de demanda de derivados de petróleo

Fonte: Apresentação PETROBRAS – Investimentos da PETROBRAS no Maranhão, 2008

Tabela 19 – Aumento da capacidade de refino com a implementação de novas refinarias

CAPACIDADE ATUAL DE REFINO (mil barris/dia)	
REFINARIAS ATUAIS	1.900
NOVA CAPACIDADE PREVISTA (mil barris/dia)	
PREMIUM I (MARANHÃO)	600
PREMIUM II (CEARÁ)	300
RNEST (PERNAMBUCO)	200
COMPERJ (RIO DE JANEIRO)	150
GUAMARÉ (RIO GRANDE DO NORTE)	25
CAPACIDADE TOTAL	**3.175**

Fonte: Apresentação PETROBRAS – Investimentos da PETROBRAS no Maranhão, 2008

Das novas refinarias citadas, serão abordadas neste trabalho a Refinaria do Nordeste (RNEST) e o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), pois ambos já se encontravam em fase de implantação, fase esta que será comprovada através dos Sumários Descritivos elaborados pela Agência Nacional do Petróleo e publicados no Diário Oficial da União (DOU), em que constam todas as etapas previstas para as obras de construção e início de operação.

5.3.1 Ampliações atuais nas refinarias brasileiras (*Revamps*)

O aumento da capacidade de produção das refinarias brasileiras pode ser acompanhado pelas Autorizações adquiridas pelas mesmas, pois, qualquer alteração que ocorra em uma refinaria que se enquadre no artigo 1° da Portaria ANP n°28, de 5 de fevereiro de 1999, que regulamenta o setor de refino, deverá ser submetido a ANP para que possa obter a devida Autorização pleiteada.

Tais autorizações podem ser retiradas do sítio desta Agência Reguladora e serão usadas neste trabalho como suporte no detalhamento da evolução da capacidade de refino atual das refinarias brasileiras e na atualização das implementações das novas unidades de refino chamadas, na indústria de petróleo, de carteiras.

As implementações de novas unidades, que serão também destacadas neste trabalho, nem sempre acarretam aumento da capacidade de processamento de petróleo, mas, de acordo com o previsto na regulamentação do setor, considera-se também como “ampliação de capacidade” qualquer modificação de instalação industrial que configure alteração no perfil de

produção ou represente impactos ao meio ambiente, higiene e segurança industrial. Estas também deverão ser submetidas a ANP para apreciação, conforme descrito no parágrafo único do artigo 1° da Portaria supracitada:

> Art. 1º. Fica condicionado à prévia e expressa autorização da ANP o exercício das atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural.
> Parágrafo único. Para os fins previstos neste artigo, considera-se como ampliação de capacidade qualquer modificação de instalação industrial que:
> I - aumente a capacidade de processamento de petróleo e de gás natural;
> II - altere o perfil de produção ou a qualidade final dos produtos;
> III - represente impacto ambiental ou altere as condições de higiene e segurança da instalação industrial.

A Autorização concedida pela ANP, através das disposições previstas na Portaria ANP n°28, de 5 de fevereiro de 1999, contempla tanto a construção quanto a operação de novas unidades. Nesse caso, será considerada a premissa de que as Autorizações, levantadas para este estudo, concedidas às refinarias até então foram implementadas pelas mesmas tanto em sua fase de construção e operação. Apesar desta Portaria não prevê Autorizações em etapas sucessivas: Autorização para construção e Operação, fica subentendido no parágrafo 1° do Artigo 5° que, qualquer refinaria que não cumprir o cronograma físico de construção e operação sem comunicar a ANP, com justifica procedente, ficará impedida de obter nova Autorização.

> Art. 5º. O pedido de autorização será analisado, pela ANP, no prazo máximo de 90 (noventa) dias consecutivos, contados da data do seu protocolo na ANP.
> § 1º. A ANP não concederá nova autorização a empresas ou a consórcios de empresas que, anteriormente, tenham deixado de realizar a construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural de maneira injustificada ou tenham apresentado justificativa julgada improcedente pela ANP.
> (...)

O levantamento dessas ampliações (*revamps)* dará uma visão global e real da atual dinâmica do parque industrial de refino no Brasil, frente aos desafios de processar petróleos cada vez mais pesados possibilitando a obtenção de derivados com maior valor agregado e na melhoria da qualidade dos combustíveis obedecendo a novos padrões internacionais.

As ampliações (*revamps)*, ocorridas entre os anos de 2006 a 2009, foram peculiares na implementação de determinadas unidades de processo, fato este evidenciado na tabela 20. A tabela 20, de suma importância para o entendimento deste trabalho, foi desenvolvida a partir dos dados que serão apresentados nos itens 5.3.1.1, 5.3.1.2 e 5.3.1.3 deste capítulo, onde são listadas todas as autorizações que foram concedidas às refinarias brasileiras desde a

regulamentação da Portaria ANP n°28, em fevereiro de 1999. Desta tabela, declara-se de forma oficial, pelo menos no que tange aos aspectos jurídicos das Autorizações, aqueles investimentos que se tem previstos, e que realmente foram implantados, para a expansão do parque industrial de refino no Brasil, independentes se divulgados pelas próprias empresas do setor, através da mídia ou até mesmo de revistas especializadas ou não, como foi mostrado ao longo deste trabalho para fins de comparação.

Tabela 20: Unidades de Coqueamento Retardado e Hidrotratamentos implementadas nas revamps das refinarias brasileiras ocorridas no período de 2006 a 2009

REFINARIAS	Coqueamento Retardado		Hidrotratamento de diesel e instáveis		Hidrotratamento de nafta craqueada		Hidrotratamento de nafta de coque	
	ano	Capacidade (m^3/d)	ano	Capacidade (m^3/d)	ano	Capacidade (m^3/d)	ano	Capacidade (m^3/d)
REMAN	-	-	-	-	-	-	-	-
LUBNOR			2007	171				
RLAM			2008	8.500	2008	*8.000		
REGAP					2008	4.400	2008	3.300
REVAP			2008	6.000	2008	7.000	2008	3.000
RPBC					2007	6.000	2007	2.600
RECAP			2008	4.000				
REPLAN					2009	*8.800	2009	6.600
UNIVEN	-	-	-	-	-	-	-	-
REDUC	2006	5.000			2006	*7.000		
MANGUINHOS	-	-	-	-	-	-	-	-
REPAR	2008	5.000	2008	6.000	2007	5.000	2007	3.000
REFAP	2009	**2.600	2008	**4.500	2007	5.000		
IPIRANGA (RIO GRANDENSE)	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: elaboração própria, a partir de dados obtidos das autorizações ANP relativos a processos de autorização de construção. Operação e ampliação de refinarias

(*) A RLAM está implementando uma unidade de 3.000m^3/dia e outra de 5.000m^3/dia, de hidrodessulfurização de nafta craqueada; A REDUC está implementando uma unidade de hidrotratamento de nafta de 2.000 m^3/dia e uma de hidrodessulfurização de nafta craqueada de 5.000m^3/dia e a REPLAN está implementando duas unidades de 4.400m^3/dia, cada uma, de hidrodessulfurização de nafta craqueada.

(**) Equivale a ampliação de capacidade de processamento da unidade de Coqueamento Retardado de 2000 m^3/dia para 2600 m^3/dia e ampliação do Hidrotratameno de instáveis de 4000 m^3/dia para 4500 m^3/dia

Os dados e informações obtidos das Autorizações, compiladas na tabela 20, reforçam substancialmente as mudanças que vêm sido apontadas neste trabalho. Além disso, ratificam os apontamentos citados no item 5.1 deste trabalho, das diversas projeções de investimentos que estão previstos para a modernização e adaptação do parque de refino brasileiro às novas tendências, já discutidas neste trabalho, de melhoria da qualidade dos produtos obtidos e dos rendimentos de frações mais nobres no processamento de óleos cada vez mais pesados. Basta observar que, dos números de novas unidades de hidrotratamento que tinha sido apontado pela Petrobras no item 5.1 em reportagem retirada da REVISTA ISTO É, que era de 25 unidades, ficara evidenciado nos dados constantes da tabela 14 o total de 22 novas unidades em implantações e uma unidade em ampliação no período em estudo (REFAP), números estes bem próximos do que se havia previsto naquela época.

Ainda em consideração aos dados levantados e expostos na tabela 20, das diversas ampliações (*revamps)* ocorridas no período de 2006 a 2009, as unidades de Coqueamento Retardado e Hidrotratamento foram amplamente implementadas em, praticamente, todas as refinarias brasileiras.

Segundo Abadie (2003), o coqueamento é um dos processos fundamentais para atender a crescente demanda de óleo diesel no país, por ser um processo que transforma uma fração bastante depreciada, como é o resíduo de vácuo, em outras de considerado valor comercial, como o são o GLP, a nafta, o diesel e o gasóleo. Isto fez com que o processo de coqueamento retardado tivesse sua importância aumentada, sendo hoje um processo sempre cogitado em qualquer estudo relativo a ampliações, modernizações ou implantações de novas refinarias.

Antes das ampliações (*revamps*) aqui estudadas, quatro refinarias apresentam unidades de Coqueamento Retardado, a saber: REFAP, REGAP, REPLAN e RPBC. Com as ampliações descritas o parque de refino se configura com a presença desta unidade em seis refinarias, além das descritas, farão parte destas as refinarias REDUC e REPAR, além da ampliação da capacidade de processamento da unidade existente na REFAP, que passa de 2000m^3/dia para 2600m^3/dia.

Diante do cenário de demanda existente no país, descreve Perisse e Oddone (2006), que apresenta forte apelo para a produção de óleo diesel:

> Não existem perspectivas para aumento de capacidade de conversão via RFCC ou FCC (unidades que apresentam elevado potencial para a produção de gasolina). O desafio é fazer com que as refinarias existentes passem a operar buscando a maximização de médios (diesel), colaborando para o equilíbrio entre a oferta de derivados da Petrobras e a demanda do Brasil. O foco em Unidades de Conversão, dentro da visão de processamento do petróleo nacional pesado produzido pela própria Petrobras, será fortemente orientado para novas Unidades de Coqueamento Retardado que serão implantadas no Parque de Refino em acréscimo às cinco unidades já existentes na REGAP, RPBC (Coque I e Coque II) e REPLAN (Coque I e Coque II). Outros processos que também contribuem para aumento da produção de óleo diesel e redução da produção de óleo combustível como o Hidrocraqueamento de Gasóleo, e até de Resíduo de Vácuo, também já se encontram em fase de estudos, porém num horizonte um pouco mais distante face aos elevados investimentos necessários.

Quanto às unidades de hidrotratamento, a expressiva implementação de novas unidades, evidenciadas no período em estudo, justificam-se pela importância deste processo no que tange ao seu emprego a todos os cortes de petróleo, tais como gases, naftas, querosene, diesel, gasóleos, etc. O Hidrotratamento é um processo que usa a hidrogenação para estabilizar um determinado corte do petróleo ou eliminar compostos indesejáveis dos mesmo.

Atualmente o hidrotratamento é aplicado em refinarias modernas, devido a dois fatores primordiais: necessidade de reduzir cada vez mais os teores de enxofre nos derivados e presença de novas tecnologias que permitiram a produção de hidrogênio a preços razoavelmente baixos, tornado os processo de hidrogenação mais econômicos (ABADIE, 2003).

Sklo (2005) ressalta que: “os processos de hidrotratamento vêm ganhando força nos parques de refino que atendem mercados com especificações de combustíveis mais rigorosas.”

5.3.1.1 Regiões Norte e Nordeste

5.3.1.1.1 REMAN

A REMAN situada em Manaus, Estado do Amazonas, de propriedade da Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras, começou a operar em 1956, com capacidade inicial de 795 m³/dia. Em dezembro de 1971, a Petrobras adquiriu o controle acionário da Companhia de Petróleo do Amazonas (COPAM). Atualmente a refinaria processa 7.300 m³/d (46.000 bpd) e possui as seguintes unidades:

- Duas Destilações Atmosféricas;
- Destilação a Vácuo;
- Craqueamento Catalítico Fluido;
- Tratamento Cáustico; e
- Tratamento DEA.

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Autoriza a PETROBRAS a continuar operando as referidas instalações, de acordo com os regimes operativos atualmente previstos, respeitados os padrões ambientais e de segurança em vigor. Em decorrência da presente Autorização, ficou a PETROBRAS obrigada a cumprir os regulamentos que serão oportunamente editados pela ANP, referentes às atividades de refino e de processamento de gás natural, nos termos do disposto no Art. 53 da Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997.

Unidades de processo

UDAV	Destilação Atmosférica
FCC	Craqueamento Catalítico

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 5 DE 18/09/01 (DOU 19/09/01)

Autoriza a PETROBRAS a construir e operar a Unidade de Destilação Atmosférica (U-2111) com capacidade de 5.000 m³/d.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-2110 - Destilação Atmosférica e a Vácuo	1956	795 m³/d	operação
	1967	1.113 m³/d	ampliação
	1987	1.600 m³/d	ampliação
	1996	2.300 m³/d	ampliação
U-2111 - Destilação Atmosférica	2001	5.000 m³/d	operação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Os petróleos processados pela REMAN são Urucu, Ceará Mar, Cabiúnas (Marlim e Barracuda) e Espírito Santo. A Refinaria tem como produto principal o diesel, devido às características do petróleo de Urucu, predominantemente processado, que é de muito leve, parafínico e baixo teor de enxofre.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO:

O gráfico 5.3 mostra a alteração do perfil de processamento da REMAN, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

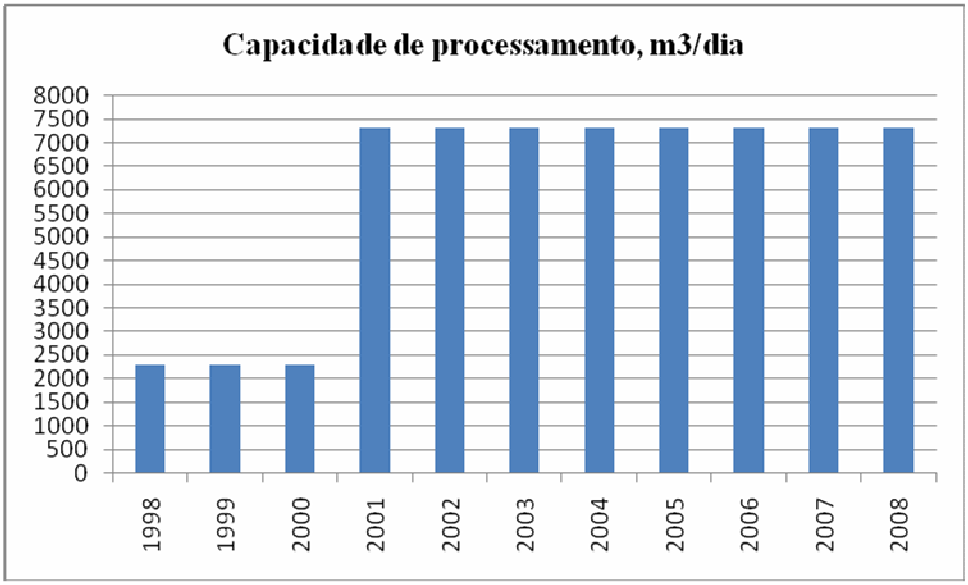


Gráfico 5.3 – Evolução da capacidade de refino da REMAN considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: elaboração própria

5.3.1.1.2 RLAM

A RLAM, situada em São Francisco do Conde, Estado da Bahia, de propriedade da Petróleo Brasileiro S/A - PETROBRAS, é a primeira refinaria brasileira, tendo começado a operar em 1950, com capacidade inicial de 398 m³/d (2.503,1 bbl/d). Atualmente a refinaria processa 50.600 m³/d (318.239,0 bbl/d) e possui as seguintes unidades:

- Unidades de Destilação Atmosférica
- Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo
- Unidade de Destilação à Vácuo (Fábrica de Asfaltos)
- Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido
- Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo
- Unidade de Desasfaltação a Propano
- Unidade de Fracionamento de Naftas
- Unidades de Fracionamento de LGN
- Unidade de Extração de Aromáticos a Fenol
- Unidade de Desoleificação a Propano
- Unidade de Desparafinação / Desoleificação a MIBC
- Unidade de Hidrotratamento de Parafinas
- Unidade de Geração de Hidrogênio

- Unidade de Percolação de Parafina com Bauxita
- Unidade Entabletadora de Parafinas
- Unidade de Normais Parafinas
- Unidade de Hidrogenação de N-Parafinas
- Unidade de Recuperação de Enxofre
- Unidade de Solidificação e Carregamento de Enxofre

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Até a Autorização ANP nº 3 de 02/02/1998 (DOU de 06/02/1998) a RLAM processava 48.700 m^3/d e possuía as seguintes unidades:

Destilação Atmosférica	U-1
Destilação Atmosférica e a Vácuo	U-2
Destilação Atmosférica e a Vácuo	U-4 / U-5
Craqueamento Catalítico Fluido	U-6
Fracionamento de LGN	U-7
Fracionamento de Nafta	U-7A
Fracionamento de LGN	U-8
Destilação Atmosférica e a Vácuo	U-9
Normal Parafina	U-30
Desasfaltação a Propano	U-11
Extração de Aromáticos	U-12
Desoleificação a Propano	U-13
Destilação a Vácuo	U-14

Fábrica de Asfalto	U-21
Hidrogenação de Óleos Lubrificantes	U-23
Hidrogenação de Parafinas	U-24
Geração de Hidrogênio	U-25
Entabletadora de Parafinas	U-28
Hidrogenação de N-Parafinas	U-31
Destilação Atmosférica e a Vácuo	U-32
Unidade de Destilação a Vácuo	U-10*
Unidade de Percolação de Parafina com Bauxita	U-16*
Unidade de Desparafinação / Desoleificação a MIBC	U-18*

*A titularidade das unidades 10, 16 e 18, já existentes na época da Autorização ANP nº 3/1998, foi reconhecida na Autorização ANP nº 219/2000.

2. AUTORIZAÇÃO ANP Nº 219, de 20/12/2000 (DOU 21/12/2000)

Autoriza a operação da Unidade de Craqueamento Catalítico (U-39), com capacidade de 10.000 m³/d e da Unidade de Recuperação de Enxofre (U-36), com capacidade de 90 t/d, bem como ratificada a titularidade e autorizada a continuidade da operação das Unidades de Destilação a Vácuo (U-10) com 1.400 m³/d de capacidade, Unidade de Desparafinação (U-18) com 1.700 m³/d de capacidade e da Unidade de Percolação de Parafina (U-16) com 190 m³/d de capacidade, na RLAM., da Refinaria Landulpho Alves- RLAM, da Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras, situada à Rodovia BA 523, km 4, Mataripe, Município de São Francisco do Conde, Estado da Bahia.

3. AUTORIZAÇÃO ANP Nº 225, de 04/09/2002 (DOU 05/09/2002)

Autoriza a atualização tecnológica com a elevação de capacidade total de processamento de 3.650 m^3/dia para 5.000 m^3/dia e a operação da Unidade de Destilação Atmosférica (U-4), bem como a desativação da Unidade de Destilação à Vácuo (U-5), na RLAM. ambas na Refinaria Landulpho Alves – RLAM, situada na Rodovia BA 523, Km 4, Mataripe, Município de São Francisco do Conde, Estado da Bahia.

4. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 285, de 27/11/2003 (DOU 29/12/2003)

Autoriza a ampliação de capacidade – com atualização tecnológica e aumento da capacidade total de processamento para 30.000 m³/d – e a operação da unidade operacional U-32, de destilação atmosférica e a vácuo, na RLAM., na Refinaria Landulpho Alves – RLAM –, situada na Rodovia BA 523, Km 4, Mataripe, Município de São Francisco do Conde, Estado da Bahia.

5. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 517, de 24/11/2008 (DOU 25/11/2008)

Autoriza a construção e a operação da Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada (U-33), com capacidade de 3.000 m³/d, da Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada (U-35), com capacidade de 5.000 m³/d, e da Unidade de Geração de Hidrogênio (U-34), com capacidade de 260.000 Nm³/dia, na RLAM

6. DESPACHO DO SUPERINTENDENTE N.º 1.322, de 13/11/2008 (DOU 14/11/2008)

Obtenção da Autorização para a construção e operação da Unidade de hidrotratamento de diesel (U-37), com capacidade de 8.500 m³/d, da Unidade de geração de hidrogênio (U-38), com capacidade de 1.100.000 Nm³/d, da Unidade de tratamento de águas ácidas (U-52), com capacidade de 57,8 m³/h, da Estação de tratamento de Despejos Industriais (U-75 e U-76), com capacidade de 1.500 m³/h, e 2 Tanques para diesel hidrotratado com capacidade de 18.500 m³ cada.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA:

Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
U-01 – Unidade de Destilação Atmosférica	1950	398	Operação
	1958	800	Ampliação
	1960	2.835	Ampliação
	1968	2.900	Ampliação
	1970	3.300	Ampliação
	1983	3.500	Mudança Operacional

U-02 – Unidade de Destilação Atmosférica e à Vácuo	1953	398	Operação
	1958	800	Ampliação
	1969	3.480	Ampliação
	1970	4.300	Ampliação
	1983	3.500	Mudança Operacional
U-04 – Unidade de Destilação Atmosférica	1959	3.498	Operação
	1962	4.200	Ampliação
	1969	5.100	Ampliação
	1983	3.650	Mudança Operacional
	2003	5.000	Ampliação
U-05 – Unidade de Destilação à Vácuo	1959	2.000	Operação
	2002	-	Desativação
U-10 – Unidade de Destilação à Vácuo	1960	1.348	Operação
U-14 – Unidade de Destilação à Vácuo	1960	296	Operação
	1980	300	Retorno Operacional
U-09 – Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo	1978	8.000	Operação
	1983	9.500	Ampliação
	1999	9.500	Adaptação

U-32 – Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo	1997	27.000	Operação
	2003	30.000	Ampliação

Unidades de Hidrotratamento

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Ocorrência
U-33 – Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	2008	3.000	Implantação
U-35 – Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	2008	5.000	Implantação

Unidades de Geração de Hidrogênio

Unidade	Data	Capacidade (Nm^3/d)	Ocorrência
U-25 - Unidade de Geração de Hidrogênio	1975	5.760	Operação
	2008	25.000	Revisão
U-34 – Unidade de Geração de Hidrogênio	2008	260.000	Implantação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Os petróleos processados pela RLAM são do tipo nacional (petróleo baiano, alagoano, sergipano e outros) e importado.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO:

A tabela 21 e o gráfico 5.4 mostram a alteração do perfil de processamento da RLAM, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

Tabela 21 – Capacidade de Processamento de petróleo da RLAM de 1998 até 2007 (m^3/ dia)

Unidades de Destilação Atmosférica	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO, em m^3/dia										
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
U-01	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
U-02	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
U-04	3650	3650	3650	3650	3650	5000	5000	5000	5000	5000	5000
U-09	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500	9500
U-32	27000	27000	27000	27000	27000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
TOTAL	47150	47150	47150	47150	47150	51500	51500	51500	51500	51500	51500

Fonte: elaboração própria a partir dos dados obtidos das Autorizações contidas no sítio da ANP

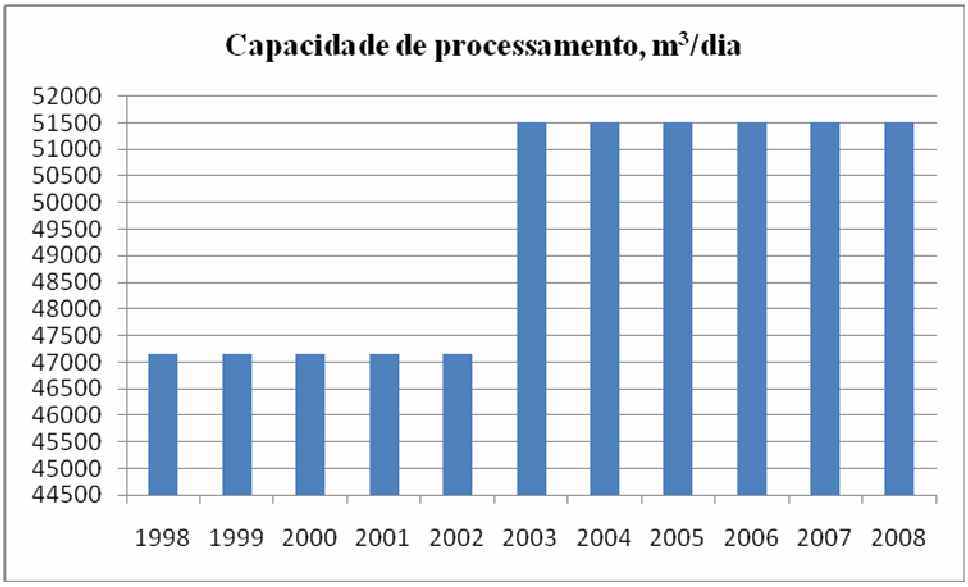


Gráfico 5.4 – Evolução da capacidade de refino da RLAM considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.1.3 LUBNOR

A LUBNOR situada em Fortaleza, Estado do Ceará, de propriedade da Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, começou a operar em 1966, com capacidade inicial de 450 m³/d. Atualmente a refinaria processa 1.300 m³/d e possui unidades de:

- Destilação a Vácuo;
- Geração de Hidrogênio;
- Hidrotratamento;
- Tratamento de Águas Ácidas; e
- Unidade de Processamento de Gás Natural.

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Localização	Início da Operação	Capacidade Inicial	Capacidade Atual
Fortaleza CE	1966	600 m³/d	1.000 m³/d

Unidades de processamento existentes objeto da ratificação de titularidade

Unidade de Destilação à Vácuo
Unidade de Processamento de Gás Natural

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 4 DE 11/01/00 (DOU 13/01/00)

Autoriza a PETROBRAS a construir e operar a Unidade de Lubrificantes Naftênicos com capacidade de 60.000 m³/ano (170 m³/d).

3. AUTORIZAÇÃO ANP N° 72 DE 24/03/2004 (DOU 25/03/04) - REVOGADA

Autoriza a ampliação, modernização e a operação da Unidade de Destilação a Vácuo (U-210), para processamento de 1.100 m³/d.

4. AUTORIZAÇÃO ANP N° 241 DE 30/08/2007 (DOU 31/08/07) – RETIFICADA NO DOU EM 05/09/07E 09/11/07

Autoriza a ampliação, modernização e a operação da Unidade de Destilação a Vácuo (U-210), para processamento de 1.300 m³/d. Esta Autorização revoga a Autorização n° 72/2004.

5. DESPACHO DO SUPERINTENDENTE Nº 1.216/2007 – (DOU 04/12/07)

Solicita de autorização para construção e operação das Unidades de Hidrotratamento – HDT, Geração de Hidrogênio – UGH e Tratamento de Águas Ácidas – UTAA;

Identificação	Capacidade de Projeto
Unidade de Hidrotratamento – HDT	171 m³/d
Geração de Hidrogênio – UGH	13.300 Nm³/d
Tratamento de Águas Ácidas – UTAA	58 m³/d

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidades de Destilação:

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-210 - Destilação a Vácuo	1966	450 m³/d	operação
	1971	700 m³/d	ampliação
	1989	850 m³/d	ampliação
	1998	1.000 m³/d	ampliação
	2007	1.300 m³/d	ampliação

HDT Hidrotratamento	2007	171 m³/d	construção

UGH - Geração de Hidrogênio	2007	440 kg/h	construção

UTAA Tratamento de Águas Ácidas	2007	58 m³/d	construção

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Dentre os petróleos mais comumente processados, destacam-se aqueles oriundos de Fazenda Alegre e Fazenda Belém, ambos de API próximo de 12.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.5 mostra a alteração do perfil de processamento da LUBNOR, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

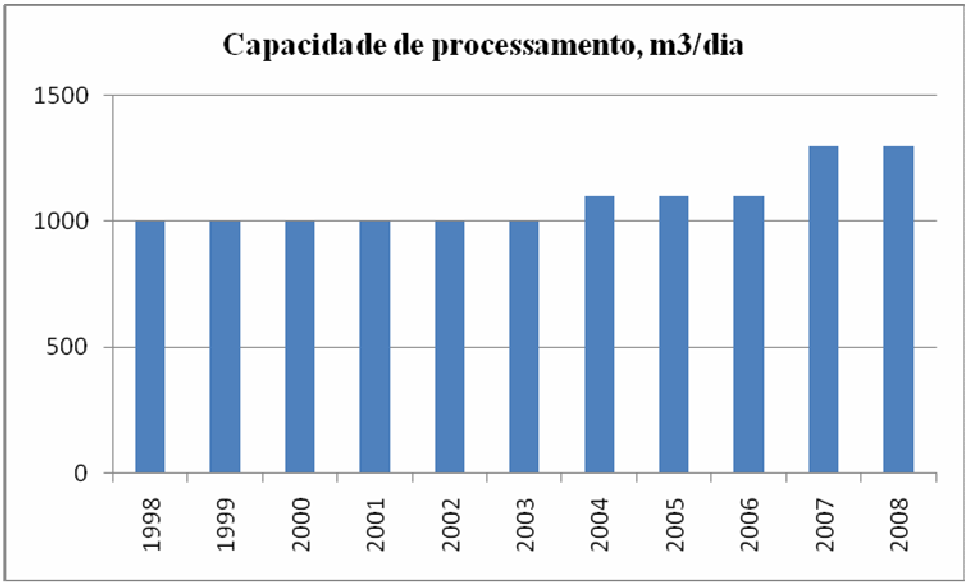


Gráfico 5.5 – Evolução da capacidade de refino da LUBNOR considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2 Região Sudeste

5.3.1.2.1 REGAP

A REGAP situada em Betim, Estado de Minas Gerais, começou a operar em 1968, com capacidade inicial de 7.150 m³/dia (44.968,6 bbl/dia). Atualmente a refinaria processa 24.000 m³/dia (150.943,4 bbl/dia) e possui as seguintes unidades:

- Destilação Atmosférica
- Destilação a Vácuo
- Craqueamento Catalítico Fluido
- Coqueamento Retardado
- Hidrodessulfurização
- Hidrotratamento
- Recuperação de Enxofre
- Geração de Hidrogênio.

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidade		Data de operação
U-01	Destilação Atmosférica 1	1968
U-02	Destilação a Vácuo 1	1970
U-101	Destilação Atmosférica 2	1982
U-102	Destilação a Vácuo 2	1982
U-106	Hidrodessulfurização de Nafta Pesada	1983
U-108	Hidrodessulfurização de Diesel	1983
U-110	Hidrodessulfurização de Diesel	1983

U-111	Geração de Hidrogênio	1983
U-03	Craqueamento Catalítico 1	1970
U-114	Recuperação de Enxofre	1983
U-103	Craqueamento Catalítico 2	1983
U-52	Coqueamento Retardado	1994

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 2 DE 11/01/00 (DOU 13/01/00)

Aumento da capacidade de processamento de 11.000 m³/dia para 12.000 m³/dia da U-001 de Destilação Atmosférica 1.

3. AUTORIZAÇÃO ANP N° 20 DE 23/01/02 (DOU 24/01/02)

Construção e operação das unidades operacionais: Unidade de Geração de Hidrogênio U-209 (360.000 Nm³/dia), Unidade de Hidrotratamento de Óleo Diesel U-210 (3.500 m³/dia), Unidade de Remoção de H2S c/ di-etanol amina U-211 (2.075 kg/h de gás) e Unidade de Tratamento de Águas Ácidas U-413 (46 m³/h).

4. AUTORIZAÇÃO ANP N° 176 DE 1°/07/02 (DOU 10/07/02)

Ampliação das unidades: Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido U-03 (2.600 m³/d para 3.000 m³/d) e Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido U-103 (3.600 m³/d para 4.200 m³/d).

5. AUTORIZAÇÃO ANP N° 190 DE 26/05/08 (DOU 27/05/08)

Construção e operação das unidades operacionais: Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada U-206 (4.400 m³/dia), Hidrotratamento de Nafta de Coque U-306 (3.300 m³/dia) e Geração de Hidrogênio U-309 (330.000 Nm³/dia).

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA
Unidades de Destilação

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-001 - Destilação Atmosférica 1	1968	7.500	operação
	1970	8.400	ampliação
	1971	10.000	ampliação
	1973	11.000	ampliação
	1982	12.000	ampliação
	1993	11.000	redução
	2000	12.000	ampliação

U-002 - Destilação a Vácuo 1	1970	3.250	operação
	1990	6.400	ampliação

U-101 - Destilação Atmosférica 2	1982	10.000	operação
	1992	12.000	ampliação
U-102 - Destilação a Vácuo 2	1982	6.000	operação
	1992	6.600	ampliação

Unidade de Hidrotratamento

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-210	2002	3.500	operação

Unidades de Hidrodessulfurização

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-106	1983	1.800	operação
U-108	1983	1.800	operação
U-110	1983	2.600	operação

Unidades de Geração de Hidrogênio

Unidade	Data	Capacidade (Nm^3/dia)	Alteração
U-111	1983	220.000	operação
U-209	2002	360.000	operação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Atualmente, a REGAP vem utilizando petróleo oriundo de Cabiúnas, Marlim e petróleo importado em menor quantidade.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.6 mostra a alteração do perfil de processamento da REGAP, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

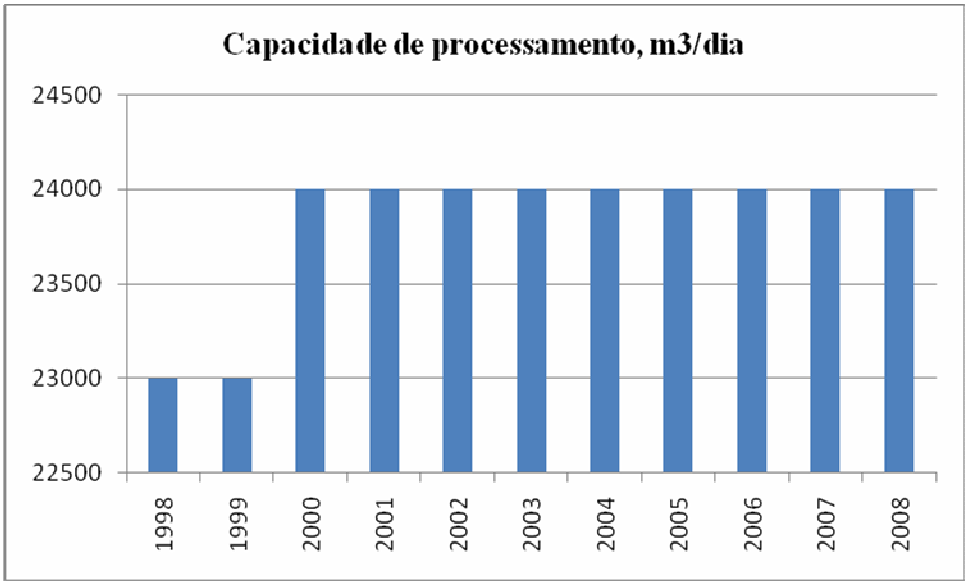


Gráfico 5.6 – Evolução da capacidade de refino da REGAP considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2.2 REDUC

A REDUC, situada em Duque de Caxias, Estado do Rio de Janeiro, com área total de 13.583.720 m², de propriedade da PETROBRAS, começou a operar em 1961. A capacidade inicial de processamento era de 14.300 m³/d (89.937,1 bbl/d). Atualmente, a refinaria processa 38.000 m³/d (238.993,7 bbl/d) e apresenta as seguintes unidades:

- Destilação Atmosférica e a Vácuo para Combustíveis
- Unidade de Reforma Catalítica
- Unidade de Desasfaltação a Propano
- Unidade de Craqueamento Catalítico Fluído
- Unidade de Tratamento Bender de QAV
- Unidade de Recuperação e Tratamento de GLP
- Destilação Atmosférica e a Vácuo para Lubrificantes
- Unidade de Desaromatização a Furfural
- Unidade de Desparafinação a MIBC
- Unidade de Hidrotratamento de Óleos Básicos

- Unidade de Geração de Hidrogênio
- Unidade de Desoleificação a MIBC
- Unidade de Hidrotratamento de Parafinas
- Destilação Atmosférica e a Vácuo para Lubrificantes
- Recebimento de GN
- Unidade de Pré-Fracionamento de Nafta
- Unidade de Processamento de Gás Natural 1 (Absorção Refrigerada)
- Unidade de Processamento de Gás Natural 2 (Turbo-Expansão)
- Unidade de Hidrotratamento de QAV e Diesel
- Unidade de Hidrotratamento de Diesel
- Unidade de Tratamento de Águas Ácidas
- Unidade de Tratamento com Dietanolamina
- Unidade de Propano Grau Polímero (Separação de Propeno)
- Unidade de Metil Tércio Butil Éter (MTBE)
- Unidade de Recuperação de Enxofre
- Unidade de Fracionamento de Líquido de Gás Natural (UFL-I)
- Unidade de Remoção de CO_2 do Etano (UMEA-I)
- Unidade de Coqueamento Retardado
- Unidade de Tratamento de Águas Ácidas
- Unidade de Tratamento com Dietanolamina
- Unidade de Hidrotratamento de Nafta
- Unidade de Tratamento de Águas Ácidas
- Estação de Tratamento de Despejos Industriais (ETDI)

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidades de processo

Destilação Atmosférica e a Vácuo	U-1210
Reforma Catalítica	U-1220
Desasfaltação a Propano	U-1240
Craqueamento Catalítico	U-1250
Tratamento Bender de QAV	U-1260
Tratamento Cáustico de Nafta	U-1270
Recuperação e Tratamento de GLP	U-1280
Destilação Atmosférica e a Vácuo para Lubrificantes	U-1510
Desaromatização a Furfural	U-1520
Desparafinação a MIBC	U-1530
Hidrotratamento de Óleos Básicos	U-1540
Geração de Hidrogênio	U-1620
Desoleificação a MIBC	U-1630
Hidrotratamento de Parafinas	U-1640
Destilação Atmosférica e a Vácuo para Lubrificantes	U-1710
Desaromatização a Furfural	U-1720
Desparafinação a MIBC	U-1730
Hidrotratamento de Óleos Básicos	U-1740
Desasfaltação a Propano	U-1790
Geração de Hidrogênio	U-1820
Recebimento de GN	U-2300
Pré-Fracionamento de Nafta	U-2400
Processamento de GN1	U-2500
Processamento de GN2	U-2600
Hidrotratamento de HDT (QAV e Diesel)	U-2700
Unidade de Propano Grau Polímero	U-3100
Unidade de Metil Tércio Butil Éter (MTBE)	U-3200

2. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 74, de 10/05/2000 (DOU de 11/05/2000)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais na REDUC: Unidade de Fracionamento de Líquido de Gás Natural (UFL), com a capacidade de processar 5.350 m³/dia, nas dependências da Refinaria Duque de Caxias.

3. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 159, de 18/09/2001 (DOU 19/09/2001)

Autoriza a construção e operação da Unidade de Recuperação de Enxofre (U-3300), com capacidade de 52 t/d, e ampliação da capacidade de processamento da Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo, U-1210, de 20.000 para 22.500 m³/dia.

4. DESPACHO DO DIRETOR-GERAL N.º 955/2003 (DOU 07/10/2003)

Despacho do Sumário do memorial descritivo do projeto da REDUC visando obter Autorização para Ampliação e atualização tecnológica para melhoria de rendimentos da Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (U-1250) de 7.500 m³/d para 9.000 m³/d.

5. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 95, de 26/04/2004 (DOU 28/04/2004)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais na REDUC: uma Unidade de Geração de Hidrogênio (U-3900) com capacidade de produzir 550.000 Nm³/d de hidrogênio; uma Unidade HDT para óleo diesel (U-2800) com capacidade para tratar 4.000 m³/d; uma Unidade de Tratamento com Dietanolamina (U-2950) com capacidade de projeto para tratar 2.044 kg/h de gás combustível; uma Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (U-2900) com capacidade de 50 m³/h; uma Unidade de Recuperação de Enxofre com capacidade de produção de 52 t/d de enxofre.

6. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 225, de 21/08/2006 (DOU 22/08/2006)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais na REDUC: uma Unidade de Hidrotratamento de nafta (U-4300) com capacidade para tratar 2.000 m³/d; uma Unidade de Coqueamento Retardado (U-4100) com capacidade de 5.000 m³/d; uma Unidade de Tratamento com Dietanolamina (U-4250) com capacidade de tratar 18.252 kg/h de gás combustível e 11.248 kg/h de GLP; uma Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (U-4200) com capacidade de tratar 50 m³/h de água ácida; e uma nova unidade do Sistema de tocha (U-4180).

7. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 347, de 15/10/2007 (DOU 16/10/2007 – RETIFICADA DOU 29/10/2007)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais na REDUC: uma Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada (U-4500) com capacidade para tratar 5.000 m³/d; e uma Unidade de Recuperação de Hidrogênio (U-4580) com capacidade para tratar 132.825 Nm³/d.

8. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 309, de 06/08/2008 (DOU 07/08/2008)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais na REDUC: Unidade de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL-II) com capacidade de processamento de 5.350 m³/d, Unidade de Monoetanolamina (UMEA-II) com capacidade de processamento de 40.440 Nm³/h, Unidade de Tratamento de Água (ETA), Torre de Resfriamento de Água (TRA) e 5 (cinco) novas esferas; sendo 3 (três) para armazenamento de Líquido de Gás Natural - LGN e 2 (duas) para armazenamento de Gás Liquefeito de Petróleo - GLP.

9. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 540, de 04/12/2008 (DOU 05/12/2008)

Autoriza a ampliação de capacidade, modernização e operação da Unidade de Tratamento de Águas Ácidas – U-1910 de 65 m³/h para 160 m³/h na REDUC.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
U-1210 Destilação Atmosférica e a Vácuo p/ Combustíveis	1961	14.300	Operação
	1963	17.500	Ampliação
	1965	23.850	Ampliação
	1969	26.500	Ampliação
	1987	20.000	Revisão
	1998	22.000	Ampliação
	2001	22.500	Ampliação
U-1510	1972	7.300	Operação

Destilação Atmosférica e a Vácuo p/ Lubrificantes	1973	8.000	Ampliação
U-1710 Destilação Atmosférica e a Vácuo p/ Lubrificantes	1978	7.300	Operação
	1983	7.500	Ampliação
	1988	8.000	Ampliação

Unidade de Craqueamento Catalítico

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Ocorrência
U-1250 Craqueamento Catalítico	1964	3.600	Operação
	1969	5.100	Ampliação
	1982	7.000	Ampliação
	1997	7.500	Ampliação

Unidade de Reforma Catalítica

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Ocorrência
U-1220 Reforma Catalítica	1961	1.900	Operação

Unidade de Coqueamento Retardado

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Ocorrência
U-4100 Coqueamento Retardado	2008	5.000	Operação

Unidades de Hidrotratamento

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Ocorrência
U-2700 Hidrotratamento de Diesel e QAV	1989	5.500	Operação
	2008	5.500 (QAV) 4.500 (Diesel)	Revisão
U-2800 Hidrotratamento de Instáveis	2003	4.000	Operação
	2008	4.000 (projeto) 5.000 (em teste)	Revisão
U-4300 Hidrotratamento de Nafta de coque	2008	2.000	Operação
U-4500 Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	2007	5.000	Implantação

Unidades de Geração de Hidrogênio

Unidade	Data	Capacidade (Nm^3/d)	Ocorrência
U-1620 - Unidade de Geração de Hidrogênio	1975	71.000 Nm^3/d	Operação
U-1820 - Unidade de Geração de Hidrogênio	1979	71.000 Nm^3/d	Operação
U-3900 – Unidade de Geração de Hidrogênio	2004	550.000 Nm^3/d	Operação
U-4580 – Recuperação de Hidrogênio	2007	132.825 Nm^3/d	Implantação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Os petróleos processados pela REDUC são do tipo pesado (nacional, principalmente petróleo Cabiúnas Mistura) e leve (importado, principalmente Basrah, Arabe Leve, Medanitos, Brass River, Bonny Light). Também são processadas correntes de gás natural da região de Campos encaminhadas à refinaria através de dois gasodutos.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.7 mostra a alteração do perfil de processamento da REDUC, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

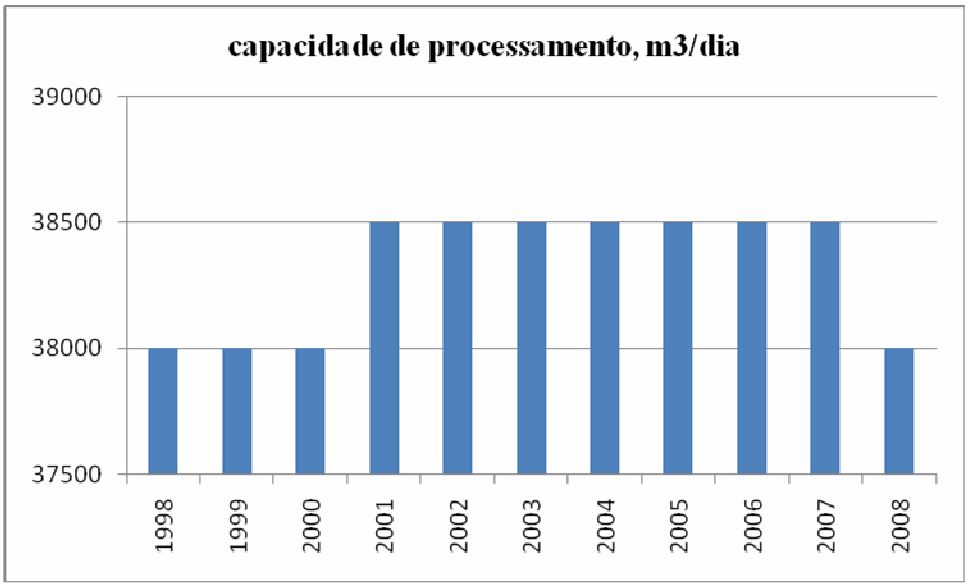


Gráfico 5.7 – Evolução da capacidade de refino da REDUC considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2.3 REFINARIA DE MANGUINHOS

→ AUTORIZAÇÕES

Atualmente a Refinaria não se encontra em operação.

5.3.1.2.4 REPLAN

A REPLAN, situada em Paulínia, Estado de São Paulo, foi construída no período de setembro de 1969 a maio de 1972. A refinaria foi inaugurada em 12 de maio 1972, com capacidade inicial de 20.000 m³/d e, desde então, possui a maior capacidade de produção do Brasil. Atualmente, a REPLAN processa 57.200 m³/d e possui as seguintes unidades:

- Unidade de Destilação Atmosférica;
- Unidade de Destilação a Vácuo;
- Unidade de Craqueamento Catalítico;
- Unidade de Coqueamento Retardado;
- Unidade de Recuperação de Enxofre;
- Unidade de Hidrotratamento de Instáveis;
- Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada;
- Unidade de Geração de Hidrogênio;
- Unidade de Tratamento de Aguarrás;
- Unidade de Tratamento de Águas Ácidas;
- Unidade de Tratamento DEA;
- Unidade de Tratamento de Gases Residuais;
- Unidade de Cetano;
- Unidade de Secagem de Gasolina;
- Unidade de Secagem de Diesel;
- Unidade de Separação de Propeno; e
- Unidade H-BIO[11].

[11] H-Bio é um processo que introduz uma fonte renovável no esquema de produção de óleo diesel nas unidades existentes. Quimicamente, é um processo de hidroconversão catalítica da mistura de óleos vegetais e frações de óleo diesel. O óleo vegetal, que pode ser de diversas fontes, tais como: mamona, girassol, dendê, algodão e soja, é misturado ao pool de óleo de diesel sendo então enviado para a unidade de Hidrotratamento ocorrendo assim a hidroconversão. Desse processo são obtidos n-parafinas na faixa de C_{17} e C_{18} e gás propano.

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DE 6/2/1998

Unidades de Processo		Início de Operação
U-200	Destilação Atmosférica	1972
U-210	Destilação a Vácuo	1972
U-220	Craqueamento Catalítico	1972
U-910	Recuperação de Enxofre	1972
U-200A	Destilação Atmosférica	1974
U-210A	Destilação a Vácuo	1974
U-220A	Craqueamento Catalítico	1992
U-910A	Recuperação de Enxofre	1992
U-255	MTBE	1996

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 1, de 18/01/2001 - DOU 19/01/2001

Autorizado o aumento da capacidade de processamento da Unidade de Destilação Atmosférica (U-200) de 24.000 m³/d para 28.000 m³/d e da Unidade de Craqueamento Catalítico (U-220 A) de 8.000 m³/d para 8.500 m³/d bem como a operação das Unidades de Hidrotratamento de Instáveis (U-283) com capacidade de 5.000 m³/d, Unidade de Coqueamento Retardado (U-980) com capacidade de 5.000 m³/d e Unidade de Recuperação de Enxofre (U-910-B) com capacidade de 106 t/d.

3. AUTORIZAÇÃO ANP N° 2, de 06/01/2003 - DOU 07/01/2003 - RETIFICADA DOU 24/01/2003

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais: i) Unidade de Coqueamento Retardado de Petróleo (UCR) - U-980 A - com capacidade de processar 5.000 m^3/d de carga; ii) Unidade de Hidrotratamento de Instáveis (UHDT) - U-283 A - com capacidade de tratamento de 5.000 m^3/d; iii) Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH) - U-241 A - com capacidade de produção de 750.000 Nm^3/d de hidrogênio; iv) Unidade de Recuperação de Enxofre (URE) - U-910 C - com capacidade de processar 3.800 Nm^3/h de gás ácido produzindo 106 t/d de enxofre; v) Unidade de Retificação de Águas Ácidas - U-683 B - com capacidade de processar 2.300 m^3/d e vi) Unidade de Tratamento DEA - com capacidade de tratar 17.200 Nm^3/h de gás combustível.

4. AUTORIZAÇÃO ANP N° 105, de 12/05/2003 - DOU de 13/05/2003

Autoriza a ampliação de capacidade - com atualização tecnológica e aumento da capacidade total de processamento de 27.000 m^3/d para 30.000 m^3/d - e a operação das unidades operacionais U-200A e U-210A, de destilação atmosférica e a vácuo.

5. AUTORIZAÇÃO ANP N° 240, de 30/08/2007 - DOU de 31/08/2007

Autoriza a construção e operação do Segundo Pátio de Manuseio de Coque

6. AUTORIZAÇÃO ANP N° 286, de 21/09/2007 - DOU de 24/09/2007

Autoriza a operação das Unidades de Hidrotratamento (U-283 e U-283A) com carga contendo até 30%, em volume, de óleo vegetal

7. AUTORIZAÇÃO ANP N° 103, de 11/03/2008 - DOU de 12/03/2008

Autoriza a ampliação e a operação das Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U-200 e U-210), para processamento de 36.000 m^3/d de petróleo

Revoga a Autorização ANP n.° 341, publicada no DOU em 11 de outubro de 2007, referente a ampliação e operação das Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U-200 e U-210), visando o aumento da capacidade de processamento de petróleo para 33.000 m^3/d.

8. AUTORIZAÇÃO ANP N° 147, de 22/04/2008 - DOU de 23/04/2008

Autoriza a construção e operação do conjunto turboexpansor.

9. AUTORIZAÇÃO ANP N° 381, de 22/09/2008 - DOU de 23/09/2008

Autoriza a construção e operação da unidade de separação de propeno com capacidade de produção aprovada de 265.000 t/a e quatro esferas de 3180 m^3 cada.

Revoga a Autorização ANP nº 01, de 2 de janeiro de 2008.

10. AUTORIZAÇÃO ANP N° 215, de 06/05/2009 - DOU de 07/05/09

Autoriza a construção e a operação de novas unidades operacionais.

Novas Unidades e suas respectivas capacidades de projeto:

Identificação	Processo	Capacidade
U – 1280	Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	4.400 m^3/dia
U – 2280	Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	4.400 m^3/dia

11. DESPACHO Nº 556, de 10/06/2008 - DOU 11/06/2008

A PETROBRAS S.A. pretende realizar modernização na Refinaria de Paulínia – REPLAN, contemplando a implantação de Unidades de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada, Unidade de Hidrotratamento de Nafta de Coque, Unidade de Reforma Catalítica, Unidade de Águas Ácidas e Sistemas de interligação das novas unidades com as existentes, Sistemas auxiliares e de utilidades, conforme regulamentação da Portaria ANP n°. 28, de 05 de fevereiro de 1999, visando reduzir o teor de enxofre na gasolina automotiva, adequando-se às novas especificações e cenários de mercado.

Das novas Unidades descritas neste Despacho, podemos destacar:

Identificação	Identificação das Unidades	Capacidade
U-1280	Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	4.400 m^3/d
U-2280	Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	4.400 m^3/d
U-3283	Hidrotratamento de Nafta de Coque	6.600 m^3/d
U-1230	Unidade de Reforma Catalítica	3.000 m^3/d

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA
Unidades de Destilação Atmosférica e Vácuo

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Alteração
U-200 e U-210 Destilação Atmosférica e a Vácuo	1972	20.000	Cap Inicial
	1973	23.000	Ampliação
	1973	27.000	Ampliação
	1985	24.000	Revisão
	2001	28.000	Ampliação
	2007	33.000	Ampliação
	2008	36.000	Ampliação

U-200A e U-210A Destilação Atmosférica e a Vácuo	1974	27.000	Cap Inicial
	1985	24.000	Revisão
	1997	27.000	Ampliação
	2003	30.000	Ampliação

Unidade de Coqueamento Retardado

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Alteração
U-980	1999	5.000	Operação
U-980 A	2004	5.000	Construção

Unidades de Hidrotratamento de Instáveis

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-283	1999	5.000	Cap Inicial
U-283 A	2003	5.000	Cap Inicial

Unidades de Hidrodesulfurização de Nafta Craqueada

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-1280	2009	4.400	Cap Inicial
U-2280	2009	4.400	Cap Inicial

Unidades de Hidrotratamento de Nafta de Coque

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-3283	2009	6.600	Cap. Inicial

III. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.8 mostra a alteração do perfil de processamento da REPLAN, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

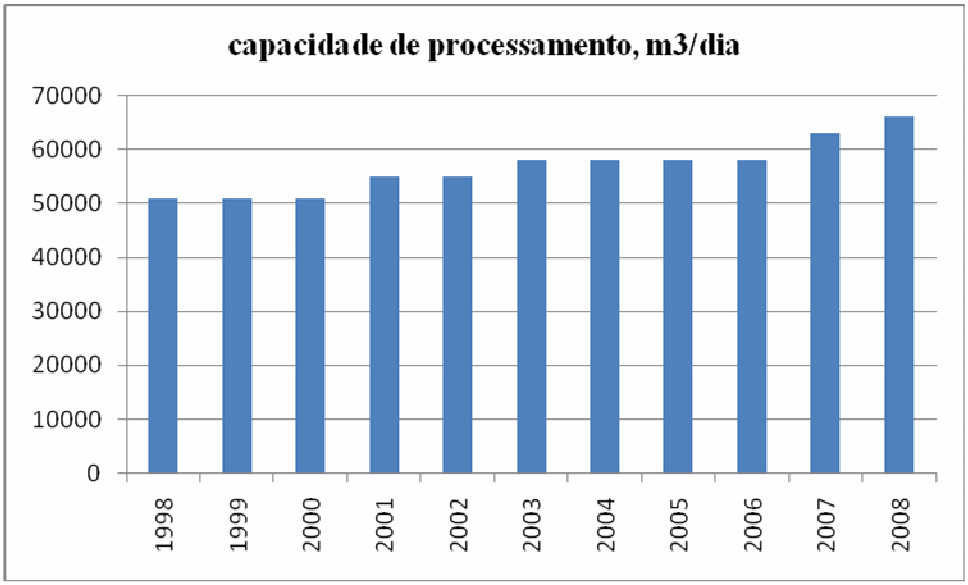


Gráfico 5.8 – Evolução da capacidade de refino da REPLAN considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2.5 RECAP

A Refinaria de Capuava, localizada no Município de Mauá, Estado de São Paulo, começou sua operação em 18 de dezembro de 1954, como empresa privada, com a denominação de Refinaria e Exploração de Petróleo União S/A., com capacidade inicial de 20 mil barris por dia (3.180 m³/dia).

A instalação foi incorporada à Petróleo Brasileiro S/A-Petrobras, em 3 de junho de 1974. Atualmente a refinaria possui capacidade de processamento de 8.500 m³/dia (cerca de 53.000 barris por dia) e possui as seguintes unidades:

- Unidade de Destilação Atmosférica (UDA);
- Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo (URFCC);
- Unidade de Separação de Propeno;
- Unidades de Solventes (US-I e US-II);
- Unidade de Desaromatização de Solvente (UDS);
- Unidade de Recuperação de Enxofre (URE);
- Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (UTAA) e

- Estação de Tratamento de Despejos Industriais (ETDI).

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidades de processo:

U-500	Destilação Atmosférica e a Vácuo	1954
U-TCC	Craqueamento Catalítico em leito móvel (TCC)	1954
U-750 I	Solventes I	1970
U-700	Separação de Propano + Propeno	1996
U-1000	Recuperação de Enxofre	1996

2. AUTORIZAÇÃO ANP Nº 48, de 18/04/2001 (DOU de 19/4/2001)

Autoriza a elevação da capacidade de processamento da Unidade de Destilação Atmosférica (U-500), de 7.100 m³/d para 8.500 m³/d, a operação da Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo (U-570), com capacidade de 3.500 m³/d, da Unidade de Solventes II (U-750 II), com capacidade de 461 m³/d e da Unidade de Separação de Propeno (U-1200), com capacidade de 145.000 t/ano, bem como a desativação da Unidade de Destilação a Vácuo, integrante da U-500, e da Unidade de Craqueamento em Leito Móvel (UTCC) da Refinaria de Capuava- RECAP, da Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras.

3. DESPACHO Nº 524 DE 3/6/2008 PUBLICADO NO DOU Nº 105 DE 4/6/2008
Hidrotratamento de Instáveis (U 2313) – 4.000 m^3/dia

Geração de Hidrogênio (U 2311) – 550.000 Nm^3/dia

Recuperação de Enxofre (U 2225) – 24 ton/dia

Tratamento de Gases Residuais (U 2225) – 3,5 ton/h

Tratamento de Águas Ácidas (U 5126) – 24 m^3/h

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo

Unidade	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-500	1954	3.180	Inicial
	1957	4.930	Ampliação
	1973	5.600	Ampliação
	1992	6.000	Ampliação
	1996	6.800	Ampliação
	1998	7.100	Ampliação
	2001	8.500	Desativação da destilação a vácuo e ampliação

Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo

UNIDADE	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-570	2001	3.500	Inicial

Unidade de Hidrotratamento de instáveis

UNIDADE	Data	Capacidade (m^3/d)	Alteração
U-570	2008	4.000	Inicial

III. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.9 mostra a alteração do perfil de processamento da RECAP, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

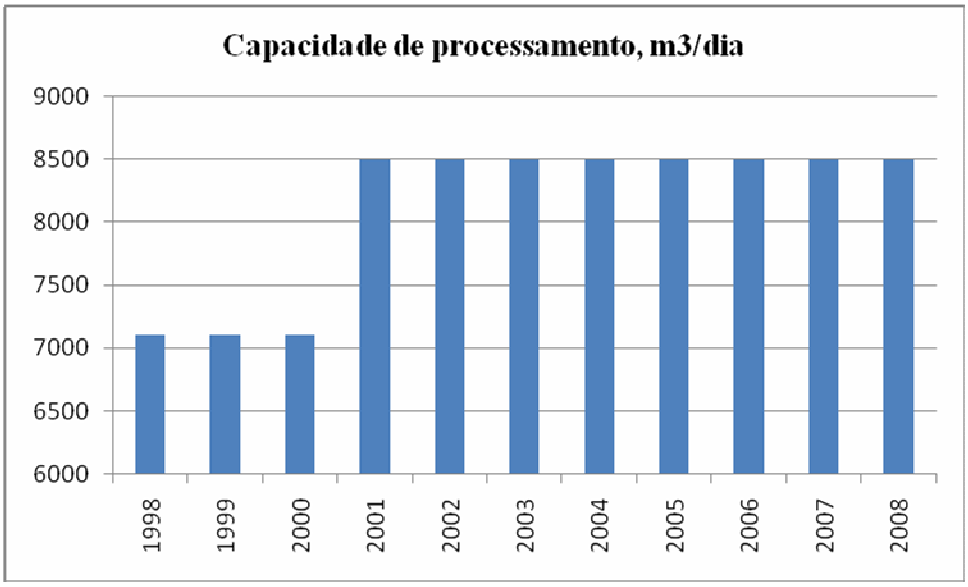


Gráfico 5.9 – Evolução da capacidade de refino da RECAP considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2.6 REVAP

A REVAP situada em São José dos Campos, Estado de São Paulo, de propriedade da Petróleo Brasileiro S/A – Petrobrás, começou a operar em 1980, com capacidade inicial de 30.000 m³/dia. Atualmente a refinaria processa 40.000 m³/d e possui unidades de:

- Destilação Atmosférica;
- Destilação a Vácuo;
- Craqueamento Catalítico Fluido;
- Desasfaltação a propano;
- Hidrodessulfurização;
- Hidrotratamento;
- Reforma Catalítica;
- Recuperação de Enxofre;
- Geração de Hidrogênio;
- Produção de MTBE;
- Separação de propeno e
- Tratamento de gases e nafta

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidades de processo

U-210	Destilação Atmosférica	1980
	Destilação à Vácuo	1980
	Tratamento Cáustico de GLP	1980
	Tratamento Cáustico de Nafta Leve	1980
	Solventes	1980
U-220	Craqueamento Catalítico	1981

	Tratamento Mérox de GLP	1980
	Tratamento Merox de Gasolina	1981
U-232	Recuperação de Enxofre	1981
U-272	HDS de Nafta	1981
	HDS de Querosene	1981
	HDS de Diesel	1981
U-292	Geração de Hidrogênio	1980
U-274	Desasfaltação a Propano	1989
U-226	Unidade de MTBE	1996

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 133 DE 22/11/1999 (DOU 23/11/99)

Aumento da capacidade de processamento de 34.000 m³/dia para 36.000 m³/dia, da U-210 de Destilação Atmosférica e de 6.500 m³/dia para 6.800 m³/dia, da U-274 de Desasfaltação a Propano.

3. AUTORIZAÇÃO ANP N° 210 DE 14/08/2002 (DOU 15/08/02)

Autoriza a adequação e atualização tecnológica para melhoria de desempenho ambiental e rendimentos da Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U–210), permitindo a flexibilização da capacidade total de processamento de 36.000 m³/dia para 40.000 m³/dia de carga, e da Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (U–220), permitindo a flexibilização da capacidade total de processamento de 12.500 m³/dia para 14.000 m³/dia de carga.

4. AUTORIZAÇÃO ANP N° 343 DE 20/12/2006 (DOU 21/12/06) – REVOGADA

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais com suas respectivas capacidades aprovadas:

Identificação	Processo	Capacidade	
		Normal	Projeto
HDT-INST	Hidrotratamento de Instáveis para Diesel	6.000 m³/dia	6.750 m³/dia
HDT-NK	Hidrotratamento de Nafta de Coque	3.000 m³/dia	3.500 m³/dia
UCP	Coque de Petróleo	5.000 m³/dia	5.750 m³/dia
UGH	Geração de Hidrogênio	1.200.000 Nm³/dia	1.350.000 Nm³/dia
URE I	Recuperação de Enxofre	85 ton/dia	93,5 ton/dia
URE II	Recuperação de Enxofre	85 ton/dia	93,5 ton/dia
Tail Gas I	Recuperação de Enxofre	140 ton/dia	187 ton/dia
URAA I	Tratamento de Água Ácida	60 m³/h	70 m³/h
URAA II	Tratamento de Água Ácida	60 m³/h	70 m³/h
DEA I	Sistemas de Tratamento DEA	370 m³/dia	425 m³/dia
DEA II	Sistemas de Tratamento DEA	370 m³/dia	425 m³/dia
DEA-UCP	Sistemas de Tratamento DEA	1.450 m³/dia	1.650 m³/dia
TCR	Tratamento Cáustico Regenerativo	400 m³/dia	440 m³/dia
HDS-NC	Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	7.000 m³/dia	7.850 m³/dia
URC	Reforma Catalítica	1.500 m³/dia	1.750 m³/dia
UTGR	Tratamento de Gás de Refinaria	40 ton/h	45 ton/h
PROPENO	Sistema de Recuperação de Propeno	506,8 ton/dia	557,5 ton/dia

5. AUTORIZAÇÃO ANP N° 110 DE 17/03/2008 (DOU 18/03/08)

Revoga a Autorização ANP n° 343/2006. Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais com suas respectivas capacidades aprovadas:

Identificação	Processo	Capacidade	
		Normal	Projeto
HDT-INST	Hidrotratamento de Instáveis para Diesel	6.000 m³/dia	6.750 m³/dia
HDT-NK	Hidrotratamento de Nafta de Coque	3.000 m³/dia	3.500 m³/dia
UCP	Coque de Petróleo	5.000 m³/dia	5.850 m³/dia
UGH	Geração de Hidrogênio	1.200.000 Nm³/dia	1.350.000 Nm³/dia
URE I	Recuperação de Enxofre	85 ton/dia	93,5 ton/dia
URE II	Recuperação de Enxofre	85 ton/dia	93,5 ton/dia
Tail Gas I	Recuperação de Enxofre	140 ton/dia	187 ton/dia
URAA I	Tratamento de Água Ácida	60 m³/h	70 m³/h
URAA II	Tratamento de Água Ácida	60 m³/h	70 m³/h
DEA I	Sistemas de Tratamento DEA	770 m³/dia	880 m³/dia
DEA II	Sistemas de Tratamento DEA	770 m³/dia	880 m³/dia
DEA-UCP	Sistemas de Tratamento DEA	830 m³/dia	950 m³/dia
TCR	Tratamento Cáustico Regenerativo	400 m³/dia	440 m³/dia
HDS-NC	Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	7.000 m³/dia	7.850 m³/dia
URC	Reforma Catalítica	1.500 m³/dia	1.750 m³/dia
UTGR	Tratamento de Gás de Refinaria	40 ton/h	45 ton/h
PROPENO	Sistema de Recuperação de Propeno	506,8 ton/dia	557,5 ton/dia

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo:

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-210 Destilação Atmosférica	1980	30.000 m³/d	operação
	1989	34.000 m³/d	ampliação
	1998	36.000 m³/d	adequação
	1999	36.000 m³/d	ampliação
	2002	40.000 m³/d	ampliação
Destilação à Vácuo	1980	15.000 m³/d	operação

Unidade de Craqueamento Catalítico:

U-220 Unidade de Craqueamento Catalítico	1981	9.000 m³/d	operação
	1993	10.800 m³/d	ampliação
	1997	12.000 m³/d	ampliação
	2002	14.000 m³/d	ampliação

Unidades de Hidrotratamento

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE
HDT-NK Hidrotratamento de Nafta de Coque	2008	3.500 m³/dia
HDT-INST Hidrotratamento de Instáveis para Diesel	2008	6.750 m³/dia

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Os petróleos processados pela REVAP são do tipo médio e pesado, tendo o petróleo nacional uma representação de 80% da carga processada (Marlim, Roncador, etc.). Os petróleos importados são nigerianos e o Saara Blend.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.10 mostra a alteração do perfil de processamento REVAP, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

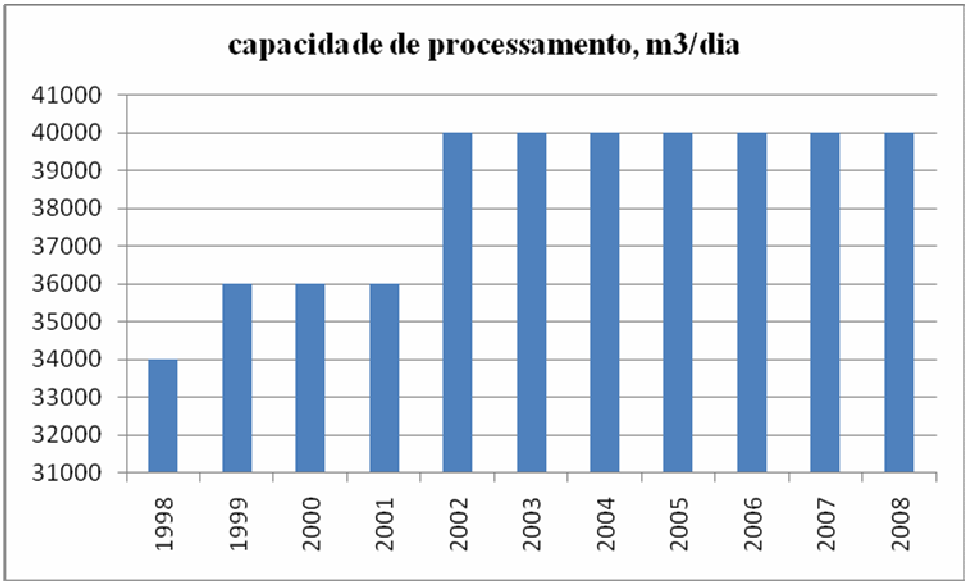


Gráfico 5.10 – Evolução da capacidade de refino da REVAP considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2.7 RPBC

A RPBC, situada em Cubatão, Estado de São Paulo, de propriedade da Petróleo Brasileiro S/A - PETROBRAS, começou a operar em 1955, com capacidade inicial de 7.150 m³/d (44.968,6 bbl/d). Atualmente a refinaria processa 28.000 m³/d (176.100,6 bbl/d) e possui as seguintes unidades:

- Unidade de Destilação Atmosférica C
- Unidade de Destilação Atmosférica V
- Unidade de Destilação Atmosférica N
- Unidade de Destilação a Vácuo C
- Unidade de Destilação a Vácuo V
- Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido
- Unidade de Coqueamento Retardado I
- Unidade de Coqueamento Retardado II
- Unidade de Pré-fracionamento de Nafta
- Unidade de Reforma Catalítica

- Unidade de Recuperação de Aromáticos
- Unidade de Gasolina de Aviação (Alcoilação)
- Unidade de Tratamento de Gasolina
- Unidade de Tratamento de GLP
- Unidade de Produção de Hexano
- Unidade de Gás Natural
- Unidade de Hidrotratamento de Diesel
- Unidade de Geração de Hidrogênio
- Unidade de Recuperação de Enxofre I
- Unidade de Recuperação de Enxofre II
- Unidade de Tratamento de Águas Ácidas I
- Unidade de Tratamento com Dietanolamina (DEA) I

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidade de Destilação Atmosférica C	UC-ATM
Unidade de Destilação a Vácuo C	UC-VÁCUO
Unidade de Destilação Atmosférica V	UV
Unidade de Destilação a Vácuo V	UVV
Unidade de Destilação Atmosférica N	UN
Unidade de Coqueamento Retardado I	UCP-I
Unidade de Coqueamento Retardado II	UCP-II
Unidade de Tratamento de Gasolina	UTG
Unidade de Tratamento de GLP	N-18/20
Unidade de Produção de Hexano	N-26/21
Unidade de Pré-fracionamento de Nafta	UPF
Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido	UFCC

Unidade de Refor. Catal. e Recup. de Aromáticos	URCA
Unidade de Gasolina de Aviação	UGAV
Unidade de Gás Natural	UGN

2. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 427 de 26/11/2007 (DOU de 27/11/2007)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais: Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada (HDS) - 6.000 m³/d, Unidade de Hidrotratamento de Nafta de Coque (HDT) - 2.600 m³/d, Unidade de Tratamento com Dietanolamina (DEA) - 1.000 m³/d, Unidade de Recuperação de Enxofre (URE) - 42 t/d, Unidade de Tratamento de Gás Residual - Tail Gas (UTGR) - 126 t/d, Unidade de Purificação de Hidrogênio (PSA) - 350.000 Nm³/d e a adequação da Unidade de Reforma Catalítica (URC) - aumento da capacidade de 1.750 m³/d para 2.500 m³/d.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidades de destilação

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Destilação Atmosférica “C’’- UC	1955	7.150	Operação
	1956	10.250	Ampliação
	1960	11.850	Ampliação
	1969	12.500	Ampliação
	1997	12.500	Revisão
Destilação Atmosférica “V’’- UV	1956	3.800	Operação
	1961	5.900	Ampliação
	1969	6.300	Ampliação
	1987	6.500	Ampliação
	1997	5.000	Ampliação
Destilação Atmosférica “N’’- UN	1971	8.200	Operação
	1980	8.600	Ampliação
	1989	9.000	Ampliação
	1997	9.500	Ampliação

Destilação a Vácuo “C’’-UVC	1972	6.500	Operação
	1990	10.000	Ampliação
Destilação a Vácuo “V’’-UVV	1972	3.200	Operação
Destilação a Vácuo “N’’-UVN	1972	6.400	Operação
	1989	6.400	Desativação

Unidade de Coqueamento Retardado I

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Coqueamento Retardado I - UCP I	1973	1.850	Operação
	1986	2.200	Revisão
	1995	2.600	Revisão

Unidade de Coqueamento Retardado II

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Coqueamento Retardado II - UCP II	1986	2.300	Operação
	1995	2.700	Revisão

Unidade de Hidrotratamento de Diesel e Correntes Instáveis

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Hidrotratamento de Diesel e Instáveis - HDT	1998	5.000	Operação

Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada - HDS	2007	6.000	Implantação

Unidade de Hidrotratamento de Nafta de Coque

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Hidrotratamento de Nafta de Coque - HDT	2007	2.600	Implantação

Unidade de Geração de Hidrogênio

Unidade	Data	Capacidade (Nm³/d)	Ocorrência
Geração de Hidrogênio - UGH	1998	800.000	Operação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

A RPBC vem utilizando petróleo da Bacia de Campos (Marlim, Albacora, Roncador e Barracuda) e petróleo importado (Nigeriano, principalmente). O petróleo é enviado por oleoduto para a RPBC através do Terminal Almirante Barroso (TEBAR), localizado em São Sebastião.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.11 mostra a alteração do perfil de processamento da RPBC, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

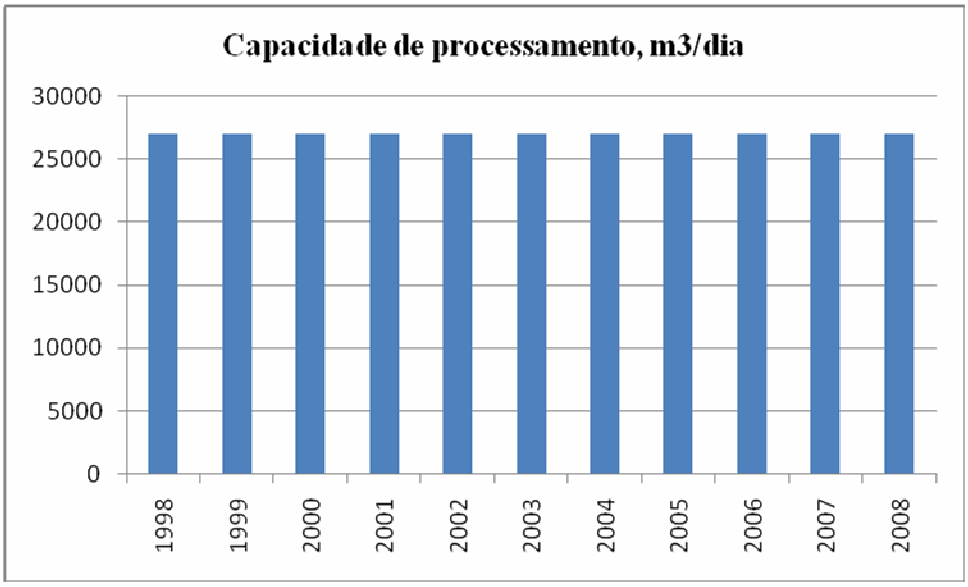


Gráfico 5.11 – Evolução da capacidade de refino da RPBC considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.2.8 UNIVEN

A Univen Refinaria de Petróleo Ltda. situada em Itupeva, Estado de São Paulo, começou a operar como refinaria em 2003, através do processamento de condensado em suas instalações. A capacidade inicial era de 1.500 bpd, considerando o processamento do condensado em série nas duas colunas de destilação ou 3.600 bpd, considerando o processamento de condensado e nafta em paralelo. Atualmente a refinaria processa possui capacidade de 5.260 bpd e possui as seguintes unidades em operação:

- Área 100 – Unidade de Produção de Solventes e Nafta de Destilação Direta
- Área 200 – Unidade de Tratamento de Naftas

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 2003 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N.° 17 DE 09/01/2003 (DOU 10/01/2003)

Autoriza o processamento de condensado com vistas à produção de combustíveis e solventes, e o processamento de nafta ou outras frações de petróleo com vistas à produção de solventes.

2. AUTORIZAÇÃO ANP N.° 17 DE 09/02/2007 (DOU 12/02/2007)

Autoriza a construção e operação de novas unidades, caracterizando ampliação de capacidade, conforme disposto nos incisos I, II e III, do parágrafo único, do art. 1º da Portaria ANP nº 28, de 5 de fevereiro de 1999

Novas Unidades e suas respectivas capacidades de projeto

Identificação	Processo	Capacidade de Projeto	Capacidade de Projeto
Área 200	Unidade de Tratamento de Naftas	4.320kg/h	918bpd
Área 300	Unidade de Produção de Solventes Especiais	4.000kg/h	850bpd
Área 400	Unidade de Hidrotratamento	2.000kg/h	425bpd
Área 500	Unidade de Reforma Catalítica	9.500kg/h	2020bpd

Área 600	Unidade de Compressão e Queima de Gases	3.560kg/h	-
Área 1100	Unidade de Processamento de Condensado	19.300kg/h	4.000bpd

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Não foi evidenciado

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

Atualmente, a Univen vem utilizando petróleos variados, proveniente do Espírito Santo, Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe.

IV. AUMENTO DA CARGA DE PROCESSAMENTO

Não foi evidenciado

5.3.1.3 Região Sul

5.3.1.3.1 REPAR

A REPAR, situada em Araucária, Estado do Paraná, de propriedade da Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS; começou a operar em 1977, com capacidade inicial de 20.000 m³/dia. (125.800 bpd).

Atualmente a refinaria processa 32.000 m³/dia. (201.280 bpd), porém a mesma se encontra em processo de ampliação e já está autorizada para a nova capacidade de processamento de 35.000 m³/dia. (220.150 bpd). Seguem abaixo as unidades atualmente existentes na REPAR:

- U-2100: Destilação Atmosférica
- U-2100: Destilação a Vácuo
- U-2100: Unidade de Solventes
- U-2200: Unidade de Craqueamento Catalítico (UFCC)
- U-2500: Unidade de Desasfaltação a Solvente
- U-2300: Unidade de MTBE
- U-2900: Unidade de Recuperação de Enxofre (URE)

- U-2630: Unidade de Hidrodessulfurização para Óleo Diesel (HDS)
- U-2700: Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (UTAA
- U-2600: Unidade de Geração de Hidrogênio
- Unidade de Tratamento de H2S com Di-Etanol-Amina (DEA)

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidade de Destilação Atmosférica e Vácuo	U-2100
Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado	U-2200
Unidade de Desasfaltação a Solventes	U-2500
Unidade de MTBE	U-2300

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 193 DE 05/12/00 (DOU 06/12/00)

Autoriza o aumento da capacidade de processamento, de 27.000 m^3/dia para 30.000 m^3/dia, da Unidade de Destilação Atmosférica (U-2100), bem como ratificada a titularidade e autorizada a continuidade da operação da Unidade de Recuperação de Enxofre (U-2900).

3. AUTORIZAÇÃO ANP N° 103 DE 16/05/02 (DOU 17/12/02)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades operacionais: (i) Unidade de Hidrodessulfurização (HDS) para Óleo Diesel, com capacidade de projeto para tratar 5.000 m^3/dia de carga; (ii) Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH), com capacidade de projeto para produzir 270.000 Nm^3/dia de hidrogênio, com pureza de 99,90%; (iii) Unidade de Tratamento de H_2S com Di-Etanol Amina (DEA) com capacidade para tratar 1.855 kg/h de gás e (iv) Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (UAA) com capacidade de projeto de 80 m^3/h.

4. AUTORIZAÇÃO ANP N° 231 DE 23/08/06 (DOU 24/08/06)
Autoriza o aumento de capacidade de processamento, de 30.000 m³/dia (conforme descrito na Autorização Nº 193, de 05 de dezembro de 2000) para 32.000 m³/dia, da Unidade de Destilação Atmosférica (U-2100).

5. AUTORIZAÇÃO ANP N° 242 DE 30/08/07 (DOU 31/08/07)

Autoriza a operação da Unidade de Hidro-dessulfurização (U-2631) com carga contendo até 5% de óleo vegetal (processo H-Bio).

6. AUTORIZAÇÃO ANP N° 338 DE 09/10/07 (DOU 10/10/07)

Autoriza a ampliação e a operação da Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo (U-2100), para processamento de 35.000m³/dia .

7. AUTORIZAÇÃO ANP N° 340 DE 10/10/07 (DOU 11/10/07)

Autoriza a construção e a operação de novas unidades e suas respectivas capacidades de projeto: UHDS-NC Hidrodessulfurização de nafta Craqueada 5.000m³/dia; UHDT- NK Hidrotratamento de Nafta de Coque 3.000m³/dia; UFN Fracionamento de Nafta 3.000m³/dia; URC Reforma Catalítica 1000m³/dia; UDEA Sistema de Tratamento DEA 3.000Nm³/h.

8. AUTORIZAÇÃO ANP N° 121 DE 01/04/08 (DOU 02/04/08)

Autoriza a construção e a operação de novas unidades e suas respectivas capacidades de projeto: - UCR Coqueamento Retardado, incluindo tratamento DEA de gás combustível e GLP e tratamento cáustico regenativo - 5.000 m^3/d, UTAA II Retificação de Águas Ácidas - 2.880 m3/d, UHDT I Hidrotratamento de Correntes Instáveis - 6.000 m^3/d, UGH II Geração de Hidrogênio - 1.600.000 Nm^3/d, URE II Recuperação de Enxofre - 99.000 Nm^3/d, UTGR Tratamento de Gás Residual - 282.041 Nm^3/d, UDEA Tratamento de DEA - 97.000 Nm^3/d, Sistema de Manuseio Estocagem e Carregamento Rodoviário e Ferroviário de Coque - 3.028 m^3/d, Adequação UTAA existente Adequação da Unidade de Retificação de Águas Ácidas - 1.920 m^3/d, Adequação da URE existente Adequação da Unidade de Recuperação de Enxofre - 65.162 Nm^3/d.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidade de Destilação Atmosférica e Vácuo

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-2100	1977	20.000 m³/d	Capacidade Inicial
	1982	24.000 m³/d	Revisão
	1992	27.000 m³/d	Ampliação
	2000	30.000 m³/d	Ampliação
	2006	32.000 m³/d	Ampliação
	2007	35.000 m³/d	Ampliação

Unidade de Hidrotratamento de Correntes Instáveis

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Hidrotratamento de Instáveis - UHDT	2008	6.000	Implementação

Unidade de Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada – UHDS-NC	2007	5.000	Implantação

Unidade de Hidrotratamento de Nafta de Coque

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Hidrotratamento de Nafta de Coque – UHDT-NK	2007	3.000	Implantação

Unidade de Coqueamento Retardado

Unidade	Data	Capacidade (m³/d)	Ocorrência
Coqueamento retardado	2008	5.000	Implantação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

A REPAR processa uma mistura de petróleo nacional, oriundo da Bacia de Campos, o que faz com que a carga média apresente cerca de 23 ºAPI.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.12 mostra a alteração do perfil de processamento da REPAR, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

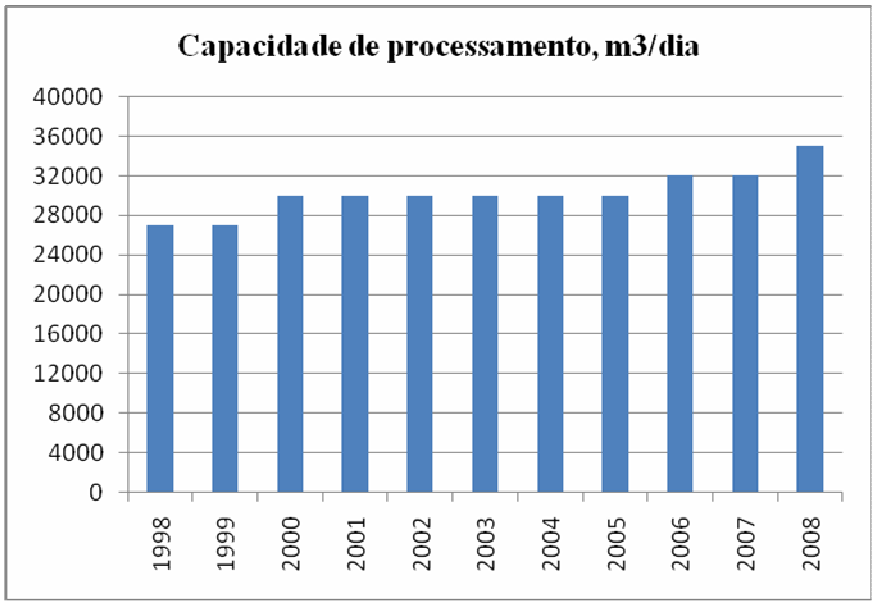


Gráfico 5.12 – Evolução da capacidade de refino da REPAR considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.3.2 REFAP

A REFAP, situada em Canoas, Estado do Rio Grande do Sul, começou a operar em 1968, com capacidade inicial de 7.150 m³/dia (45.000 bpd). Em 2001, a REFAP deixa de ser uma unidade de negócio para se tornar uma empresa integrante do sistema Petrobras. Nesta ocasião é constituída a Alberto Pasqualini - Refap S/A, que tem a Downstream Participações S/A (subsidiária da estatal brasileira) e a Repsol YPF do Brasil S/A (do grupo espanhol Repsol) formando sua nova composição acionária (70% Petrobras e 30% Repsol). Atualmente a refinaria processa 30.000 m³/dia (190.000 bpd) e possui as seguintes unidades:

- U-01: Destilação atmosférica
- U-02: Destilação a vácuo

- U-03: Craqueamento catalítico
- U-15: Solventes
- U-50: Destilação atmosférica II
- U-19: Desaromatização de solventes
- U-300: Craqueamento catalítico de resíduo
- U-650: Coqueamento retardado
- U-700: Hidrotratamento de instáveis
- U-702: Geração de hidrogênio
- U-307: Recuperação de enxofre I
- U-308: Recuperação de enxofre II
- U-309: Tratamento de gás residual (tail gas)
- U-310: Solidificação de enxofre
- U-706: Secagem de diesel

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N° 03, DE 2/2/1998 (DOU DE 3/2/1998) – REPUBLICADA NO DOU DE 6/2/1998

Unidade de Destilação Atmosférica	U-0001
Unidade de Destilação a Vácuo	U-0002
Unidade de Craqueamento Catalítico e Caldeira de CO	U-0003
Unidade de Recuperação de Enxofre	U-0014
Unidade de Solventes	U-0015
Unidade de Destilação Atmosférica II	U-0050

2. AUTORIZAÇÃO ANP N° 3 DE 11/01/00 (DOU 13/01/00)
Autoriza a ampliação da Unidade de Craqueamento Catalítico (U-03) de 2.800 m³/d para 3.400 m³/d e a construção da Unidade de Desaromatização de Solventes (U-19) com capacidade de 150 m³/d.

3. AUTORIZAÇÃO ANP N° 271 DE 07/11/02 (DOU 08/11/02)

Autoriza a construção e operação das seguintes unidades: Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo (U-300) com capacidade de 7.000 m³/d, Unidade de Coqueamento Retardado (U-650) com capacidade de 2.000 m³/d, Unidade de Hidrotratamento de Instáveis (U-700) com capacidade de 4.000 m³/d; a ampliação da Unidade de Destilação Atmosférica (U-50) de 18.000 m³/d para 20.000 m³/d e a adequação da Unidades de Destilação Atmosférica (U-01) e Destilação a Vácuo (U-02) para processamento de petróleos pesados.

4. AUTORIZAÇÃO ANP N° 396 DE 05/11/07 (DOU 06/11/07)
Autoriza a operação da Unidade de Hidrotratamento (U-700) com processo HBio, empregando carga contendo óleo vegetal (até 10%) e óleo mineral, para produção de óleo diesel.

5. AUTORIZAÇÃO ANP N° 441 DE 06/12/07 (DOU 07/12/07)

Autoriza a construção e operação da Unidade de Hidrodessulfurização Seletiva de Nafta Craqueada (U-311) com capacidade de 5.000 m³/d, Unidade de Tratamento de Gás de Reciclo com DEA (U-316) com capacidade de 85 Nm³/h e a Unidade de Tratamento de Águas Residuais (U-317) com capacidade de 50 m³/h.

6. AUTORIZAÇÃO ANP N° 50 DE 01/02/2008 (DOU 06/02/08)
Autoriza a ampliação da capacidade da Unidade de Hidrotratamento de Instáveis (U 700) de 4.000 m^3/d para 4.500 m^3/d.

7. AUTORIZAÇÃO ANP N° 142 DE 06/03/2009 (DOU 09/03/09)
Autoriza a ampliação da capacidade da Unidade de Coqueamento Retardado (U-650) de 2.000 m^3/d para 2.600 m^3/d.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidades de Destilação Atmosférica

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-01	1968	7.150 m³/d	operação
	1971	12.000 m³/d	ampliação
U-50	1993	18.000 m³/d	operação
	2002	20.000 m³/d	ampliação

Unidade de Destilação a Vácuo

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-02	1970	3.720 m³/d	operação
	1971	6.000 m³/d	ampliação

Unidade de Coqueamento Retardado

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-650	2002	2.000 m³/d	operação
	2009	2.600 m³/d	ampliação

Unidade de Hidrotratamento de Instáveis

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-700	2002	4.000 m³/d	operação
	2008	4.500 m³/d	operação

Unidade de Hidrodessulfurização Seletiva de Nafta Craqueada

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-311	2007	5.000 m³/d	construção

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA

A REFAP processa uma mistura de petróleo nacional e importado (percentual maior deste último), o que faz com que a carga média apresente cerca de 30 ºAPI.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.13 mostra a alteração do perfil de processamento da REFAP, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

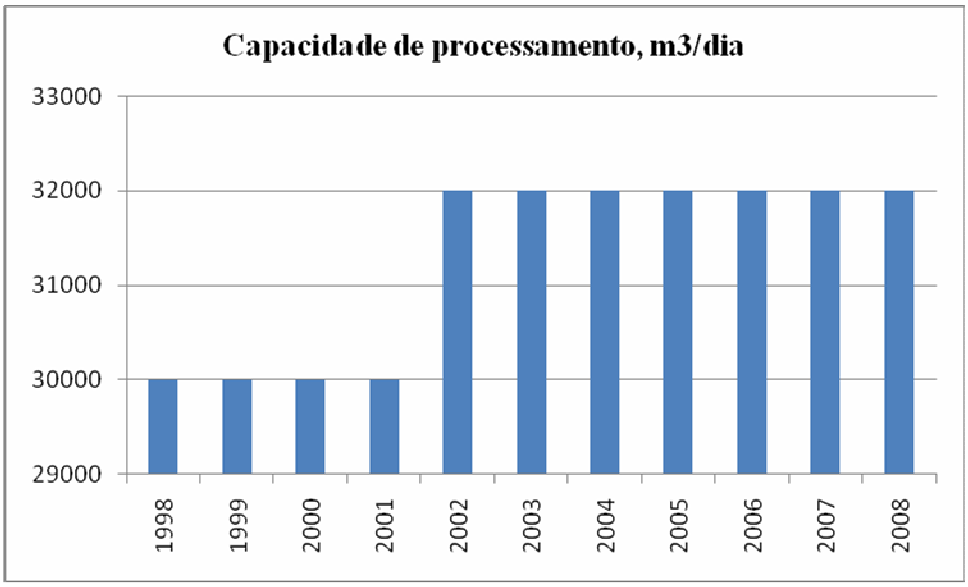


Gráfico 5.15– Evolução da capacidade de refino da REFAP considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.1.3.3 REFINARIA DE PETRÓLEO RIO-GRANDENSE[12]

A Refinaria de Petróleo Riograndense S.A – RPRSA, nova razão social da antiga Refinaria de Petróleo Ipiranga S.A., situada em Rio Grande, Estado do Rio Grande do Sul, começou a operar em 1937, com capacidade inicial de 207 m³/dia (1.300 bpd). Atualmente a refinaria processa 2.700 m³/dia (17.000 bpd) e possui as seguintes unidades:

- U-100: Destilação atmosférica
- U-200: Destilação atmosférica
- U-4000: Destilação a vácuo
- U-5000: Craqueamento catalítico
- U-6000: Concentração de gases
- U-8000: Tratamento Merox
- U-9000: Tratamento Cáustico
- U-12000: Tratamento com Aminas
- U-2000: Destilação atmosférica de solventes

I. AUTORIZAÇÕES

Das Autorizações que constam dados, de 1998 até o ano de 2008, relativos às atividades de construção, ampliação de capacidade e operação desta refinaria:

1. AUTORIZAÇÃO ANP N.° 2 DE 02/02/1998 (DOU 06/02/1998)

Esta Autorização teve por objetivo ratificar a titularidade e os direitos referentes às instalações de refino, existentes à época, e autorizar a refinaria a continuar operando as referidas instalações, de acordo com os regimes operativos atualmente previstos, respeitados os padrões ambientais e de segurança em vigor.

UNIDADES DE PROCESSO		Capacidade Produtiva (m^3/d)
Destilação Atmosférica	U-100	600,2
Destilação Atmosférica	U-200	1.400
Destilação a Vácuo	U-4000	874,4
Craqueamento Catalítico	U-5000	453,1
Produção Produtos Especiais	U-2000	180

[12] Atualmente denominada Refinaria de Petróleo Riograndense S.A. – RPRSA, possui em seu Capital Social, a distribuição societária entre 3 empresas: PETROBRAS, BRASKEN E GRUPO ULTRA, cada uma com 33,3% na participação percentual do quadro societário.

Tratamento Gasolina DD	U-9000	318
Tratamento Gasolina FCC	U-8000	318
Tratamento GLP	U-12000	160,6
Tratamento Gás	U-12000	734,92 kg/h
Tratamento Destilado Médio	ME-100	47,7
Esgotamento Condensados	U-750	180
Tratamento Efluentes	U-730	1.049,3
Neutralizadora Efluentes	U-770	238,5

2. AUTORIZAÇÃO ANP N.º 7 DE 16/01/2002 (DOU 17/01/2002)

Autoriza a construção de um tanque de petróleo de 30.000 m^3, de teto flutuante.

II. EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Unidades de Destilação Atmosférica

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-100	1937	207 m^3/d	operação
	1953	600 m^3/d	ampliação
U-200	1953	880 m^3/d	operação
	1998	1.400 m^3/d	ampliação

Unidade de Destilação a Vácuo

UNIDADE	DATA	CAPACIDADE	ALTERAÇÃO
U-4000	Década de 70	875 m^3/d	operação

III. CARGAS PROCESSADAS NA REFINARIA:

A RPRSA compra petróleo através de duas das suas acionistas: Braskem, quando se trata de petróleo leve e Petrobras, no caso de petróleo médio / pesado. Atualmente a refinaria processa um petróleo leve importado, que é recebido no píer petroleiro.

IV. AUMENTO DA CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO

O gráfico 5.14 mostra a alteração do perfil de processamento da RPRSA, considerando somente os aumentos de capacidade de processamento de óleo cru evidenciados nas autorizações descritas.

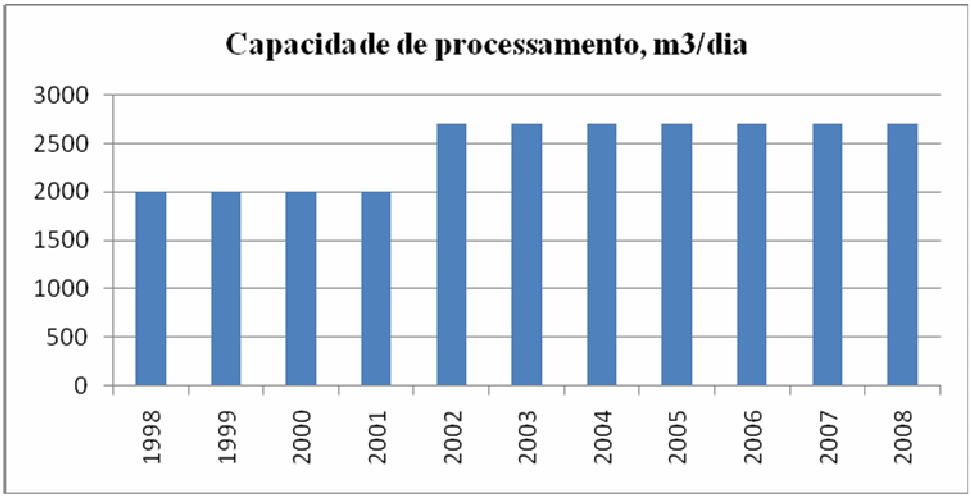


Gráfico 5.14 – Evolução da capacidade de refino da RPRSA considerando as Autorizações obtidas através da PORTARIA ANP 28/1999
Fonte: Elaboração própria

5.3.2 Refinaria do Nordeste Abreu Lima

Destinada a processar 200 mil barris de petróleo pesado por dia, a construção da refinaria no estado de Pernambuco será efetivada em associação com a PDVSA, estatal da Venezuela. Estão previstos investimentos em infra-estrutura portuária, abastecimento de água, construção de emissário para efluentes, construção de linha de transmissão de energia elétrica, dutos para escoamento de petróleo e derivados, além de investimentos em projetos sociais na região. As obras de terraplanagem começam em julho de 2007. A implantação está prevista para o primeiro semestre de 2008 e a operação para 2012. Os investimentos totais serão de R$ 10 bilhões (R$ 5,6 bilhões até 2010). A Refinaria Abreu e Lima terá como produtos, em ordem de volume produzido, óleo diesel, coque, nafta, GLP e óleo bunker e será voltada para atender especialmente à demanda dos estados da região Nordeste (PAC PETROBRAS, 2007).

Do Sumário do Memorial Descritivo do Projeto, uma das etapas prevista na Portaria ANP n°28, de 5 de fevereiro de 1999, elaborado pela Agência Nacional do Petróleo e publicado no Diário Oficial da União do dia 24 de janeiro de 2008, podem ser obtidas as seguintes informações relativas às etapas de construção e operação da refinaria:

A Refinaria do Nordeste - Abreu e Lima - RNEST, situa-se no Complexo Industrial Portuário Governador Eraldo Gueiros, Rodovia PE 60, km 10, Município de Ipojuca, Estado de Pernambuco, com capacidade de processamento de 200.000 barris por dia (10.800.000 ton/ano).

O principal objetivo da Refinaria do Nordeste é a produção de óleo diesel - 6.468.976 ton/ano, para complementar a oferta desse produto no mercado brasileiro, que hoje depende de importações. Entretanto, a refinaria produzirá também outros produtos, como a nafta - 958.287 ton/ano, o GLP (gás liquefeito de petróleo) - 297.784 ton/ano, o coque de petróleo - 1.932.693 ton/ano e o enxofre - 200.455 ton/ano. Para tal, pretende-se construir na refinaria em questão, as seguintes unidades industriais:

- Duas Unidades de Destilação Atmosférica de 15.900 m³/d (100.000 barris/dia), cada;
- Duas Unidades de Coqueamento Retardado de 10.500 m³/d, cada;
- Duas Unidades de Hidrotratamento de Diesel de 13.000 m³/d, cada;
- Duas Unidades de Hidrotratamento de Nafta de 3.000 m³/d, cada;
- Duas Unidades de Geração de Hidrogênio de 3.000.000 Nm³/d, cada;
- Duas Unidades de Tratamento Cáustico Regenerativo de 600 ton/d cada;
- Dois sistemas de Tratamento de Amina para remoção de H_2S do Gás Combustível e do GLP produzido nas unidades de Coqueamento Retardado e Destilação, para uma vazão de 40.000 kg/h de GLP e de 48.000 kg/h de Gás Combustível em cada sistema

respectivamente, além de mais 24.000 kg/h de Gás Combustível oriundo das unidades de Hidrotratamento de Nafta e de Diesel;

- Quatro Unidades de Tratamento de Águas Ácidas com capacidade para tratar 3.500 m^3/d cada;
- Duas Unidades Recuperação de Enxofre para produção de 250 ton/d de enxofre cada;
- Uma Unidade de Tail Gas e um Incinerador;
- Duas SNOX (Unidade de Abatimento de Emissões) de 600.000 Nm^3/h cada.
- Unidades auxiliares: uma Estação de Tratamento de Água Bruta, uma Estação de Tratamento de Efluentes, unidades de utilidades e 02 (duas) Tochas;

Além das unidades citadas, também serão implantados tanques, esferas, sistema de prevenção e combate a incêndios e edificações.

O Sumário Executivo do projeto já traz, em si, evidências da intenção da Petrobras, com a implantação dessa refinaria, em maximizar a produção de diesel no Brasil, complementado assim a oferta a oferta desse produto no mercado brasileiro, e, focando a redução da dependência atual de importações.

Também do Sumário fica evidenciado a importância (e tendência) nas implantações de unidades de coqueamento retardado e hidrotratamento, só nesta refinaria estão previstos, oficialmente, duas unidades de coqueamento retardado e quatro unidades de hidrotratamento.

5.3.3 COMPERJ

O Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro, doravante chamado COMPERJ, estará localizado em zona industrial no Distrito de Sambaetiba, no município de Itaboraí, nos limites com os municípios de Cachoeiras de Macacu e Guapimirim.

A estrutura básica de produção do COMPERJ destina-se ao processamento diário de 22.164 toneladas, equivalente a 150.000 barris por dia, de petróleo pesado proveniente da Bacia de Campos, com a formação de diversos produtos petroquímicos de segunda geração, tais como: Polietilenos, Polipropileno, PTA, PET, Etilenoglicol e Estireno. De forma integrada, a sua Unidade de Petroquímicos Básicos (UPB) produzirá derivados energéticos e não-energéticos, entre eles: Coque, Enxofre, Nafta Pesada, Benzeno e Diesel (PETROBRAS, 2009).

O projeto do COMPERJ é considerado inovador por empregar um conceito de integração refinaria/petroquímica que terá o desafio de processar o petróleo pesado, que será a fonte produtora de petroquímicos básicos, reunindo numa mesma planta industrial uma unidade de refino e de 1ª geração (Unidade Petroquímica Básica - UPB) para produção de petroquímicos básicos, e um conjunto de unidades de 2ª geração (Unidades Petroquímicas Associadas – UPAs), para transformar estes elementos básicos em produtos petroquímicos.

O complexo contará, ainda, com uma Central de Utilidades responsável pelo fornecimento da água, vapor e energia elétrica necessários ao seu funcionamento.

Atraídas pela demanda criada pelo complexo, empresas de 3ª geração poderão se instalar nos municípios vizinhos e ao longo do Arco Rodoviário, que ligará Itaboraí ao Porto de Itaguaí, para transformar esses produtos petroquímicos de 2ª geração em bens de consumo, como copos e sacos plásticos; componentes para as montadoras de automóveis e eletrodomésticos de linha branca, entre outros artigos.

Mainenti et al. (2006) resumem que, como em qualquer outra refinaria, processos de separação, conversão, tratamento e auxiliares também serão necessários. No caso da refinaria petroquímica, o perfil de derivados que se pretende obter já está definido. O complexo contará ainda com as unidades de destilação atmosférica e a vácuo, sendo esta última indispensável no processamento de petróleos do tipo Marlim, onde se deseja recuperar ao máximo as frações mais leves. Devido á presença de contaminantes, principalmente compostos de enxofre, o complexo contará com unidades de Hidrotratamento (HDT) para cada tipo de fração, um HDT para leves (nafta) e um HDT para médios.

A figura 5.2 detalha, resumidamente, a concepção inicial do fluxograma de processo básico que será implando na Unidade de Petroquímicos Básicos (UPB) do COMPERJ:

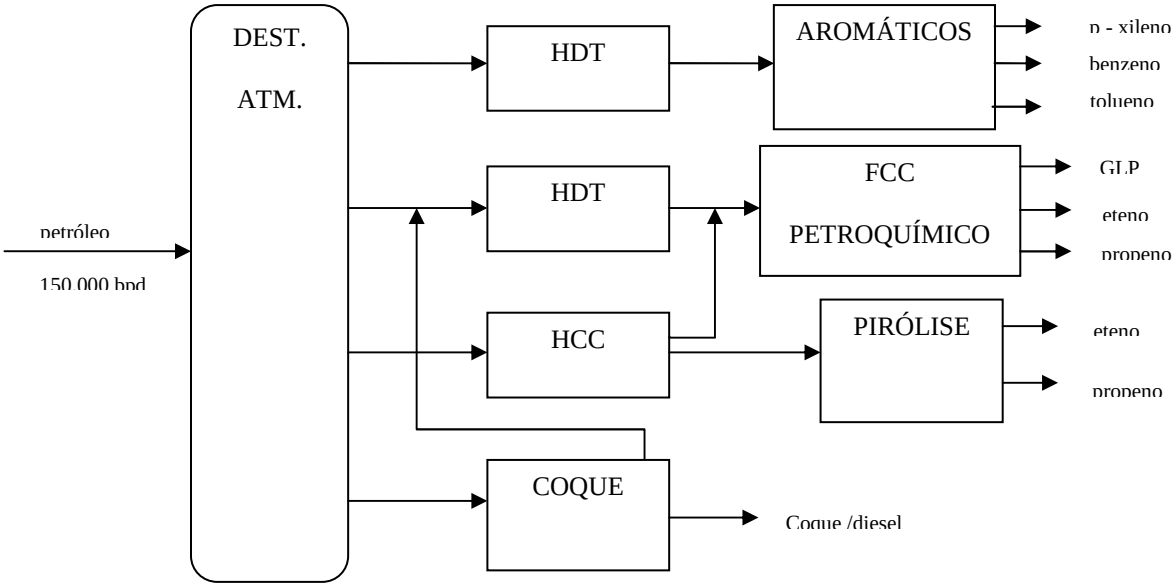


Figura 5.2 – Fluxograma de processo da UPB do COMPERJ
Fonte: Elaboração própria, a parir de Mainenti et al.

Mainenti et al. (2006) ressaltam que, esta crescente integração entre o Refino e a indústria Petroquímica vem contribuindo para atender às crescentes necessidades de propeno, permitindo o desenvolvimento de vários projetos petroquímicos. A utilização da corrente de propeno, como insumo petroquímico, oriundas das unidades de craqueamento catalítico afeta o mercado de GLP da Petrobras. Ademais, o deslocamento da corrente C2 (etano e eteno) do gás de refinaria dependerá da disponibilidade do gás natural para repor o combustível utilizado nas refinarias.

Do Sumário do Memorial Descritivo do Projeto, uma das etapas prevista na Portaria ANP n°28, de 5 de fevereiro de 1999, elaborado pela Agência Nacional do Petróleo e publicado no Diário Oficial da União do dia 03 de julho de 2009, podem ser obtidas as seguintes informações relativas às etapas de construção e operação do complexo:

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - COMPERJ, situa-se na Av. Leopoldina, Fazenda Viveiros, Distrito de Sambaetiba, Município de Itaboraí, Estado do Rio de Janeiro, com capacidade de processamento de 150.000 barris por dia (22.164 ton/dia).

O COMPERJ se constitui em um projeto que abrange o ciclo do petróleo aos processos petroquímicos, com a produção de diversos petroquímicos de segunda geração como: polietilenos, polipropileno, PTA, PET, etilenoglicol e estireno. Secundariamente, serão produzidos produtos típicos de uma refinaria, embora em quantidade reduzida, como óleo diesel, nafta, coque e enxofre.

Para tal; além dos sistemas auxiliares, interligações e tancagens de petróleo, intermediários e derivados; pretende-se construir no complexo em questão, as seguintes unidades industriais com as respectivas capacidades:

- Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo de 22.164 ton/dia;
- Unidade de Coqueamento Retardado de 7.640 ton/dia;
- Unidade de Hidrotratamento de nafta de 3.732 ton/dia;
- Unidade de Hidrotratamento de destilados médios de 7.035 ton/dia;
- Unidade de Hidrotratamento de querosene de 1.600 ton/dia;
- Unidade de Hidrotratamento de gasolina de pirólise e nafta de 4.309 ton/dia;
- Unidade de Hidrotratamento de correntes de C41 de 730 ton/dia;
- Unidade de Hidrocraqueamento (HCC) de 8.100 ton/dia;
- Unidade de Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado Petroquímico (FCC Petroquímico) de 7.700 ton/dia;
- Unidade de Craqueamento a Vapor (Pirólise) de 10.400 ton/dia;
- Complexo de Aromáticos contendo uma Unidade de Reforma Catalítica de 6.275 ton/dia;
- Unidade de Extração de Butadieno de 1.415 ton/dia;
- 02 Unidades de Tratamento Cáustico Regerativo de 562,5 ton/dia e 427 ton/dia;
- Unidade de Tratamento de Amina MDEA de 3.479 ton/dia;
- 03 Unidades de Recuperação de Enxofre de 75 ton/dia cada;
- 01 Unidade de Gás Residual (Tail Gas) de 150 ton/dia;

- Incinerador de Amônia de 552 ton/dia;
- 04 Unidades de Águas Ácidas de 2400 ton/dia, 3480 ton/dia, 3600 ton/dia e 3600 ton/dia;
- 02 Unidades de Geração de Hidrogênio de 120.000 Nm^3/h cada;

Similar ao projeto da Refinaria do Nordeste, O Sumário Executivo do projeto deste complexo também deixa bem evidenciado a importância (e tendência) nas implantações de unidades de coqueamento retardado e, neste caso específico, das unidades hidrotratamento, que serão, oficialmente, implantados seis destas unidades. Já a unidade de craqueamento catalítico terá por foco a geração de hidrocarbonetos olefínicos destinados a produção de petroquímicos, fato este que não foi detalhado no Sumário executivo.

6 Conclusões e Recomendações

O segmento de Refino, como elo intermediário entre a exploração e a distribuição/revenda na cadeia produtiva do petróleo, vem passando por consideráveis transformações nos últimos tempos. Desconsiderando os aspectos econômicos que interferem na dinâmica deste segmento, e que não foram a vertente deste trabalho, as informações aqui apontadas e analisadas convergem com os principais fatores que impactam atualmente nas mudanças observadas no parque de refino brasileiro, evidenciadas pelas *revamps* das refinarias existentes e implantação de novas refinarias e pólos petroquímicos.

Não sendo peculiaridades únicas do parque industrial de refino brasileiro, como já apontado neste trabalho, caracterizam uma tendência mundial em adaptar os parques de refino aos seguintes fatores preponderantes:

i. necessidade de processar petróleos cada vez mais pesados, fato este evidenciado em todo o mundo pelas grandes reversas que vem sendo descobertas e exploradas deste tipo de óleo, e, por consequência, a qualidade do petróleo tem se deteriorado muito apresentando altos teores de enxofre, forçando com que novas tecnologias sejam implementadas na obtenção de melhores rendimentos possíveis de processamento, fato este evidenciado nas diversas ampliações detalhadas neste trabalho, em que se verificou a implantação de algumas unidades de Coqueamento Retardado e, em maior número, das unidades de Hidrotratamento implantadas em várias refinarias.

ii. crescente demanda mundial por derivados leves e médios motivam investimentos no segmento de refino em unidades de conversão que possibilitem o processamento e posterior fracionamento em unidades que são capazes de maximizar a produção de leves e médios pelo produtos pesados de fundo obtidos da destilação. Além do fato exposto no item i, essa característica reflete-se diretamente no direcionamento que foi dado em implantar novas unidades de Coqueamento Retardado, conforme foi evidenciado neste trabalho;

iii. especificações ambientais cada vez mais severas no tratamento de contaminantes que afetam diretamente o meio ambiente, forçaram a adaptação do parque de refino no Brasil e no mundo através da implementação de unidades de tratamentos de enxofre e outros contaminantes, conhecidas como HDS (hidrodessulfurizaçao) e HDT (hidrotratamento).

Quanto à temática central do trabalho, acredito que novas modernizações serão implantadas nas refinarias brasileiras, principalmente em unidades de conversão, impactando na redução de importação de óleo diesel e maximização na obtenção de derivados nobres a partir do refino de petróleo pesado. Nem todas as ampliações levantadas neste trabalho foram voltadas para a implantação de novas unidades de conversão, no qual compreendo que nem

todas as refinarias estão preparadas para processar petróleo pesado de forma eficiente, pelo menos no que tange a obtenção de derivados nobres.

Além dos fatores aqui citados, a implantação do Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro – COMPERJ, investimento este também detalhado neste trabalho, reflete a tendência em investimentos na integração refino/petroquímica, que tem sido também um fator primordial nas mudanças observadas no parque de refino brasileiro, tanto nos aspectos técnicos, como em aspectos relacionados à logística, crises que constantemente afetam as relações comerciais e necessidade de obtenção de derivados com maior grau de pureza, além do cenário atual do País que possui falta de disponibilidade de matéria-prima, baseado nas constantes importações de nafta que foram evidenciados neste trabalho.

O campo de pesquisa vislumbrado com este estudo é considerável. O estudo apresentado constitui uma pesquisa específica que permite abrir caminhos para outras possíveis indagações que estejam intrinsecamente associados ao escopo deste trabalho. Assim, como sugestão para futuras pesquisas destaca-se o estudo dos impactos econômicos decorrentes das modificações atuais vivenciadas no parque industrial de refino, tais como entender a dinâmica de proteção contra a própria oscilação dos preços do petróleo pesado e de seus derivados e as ações que são implantadas de forma a estabilizar tais flutuações de forma a manter a rentabilidade da empresas como um todo.

7 Referências

ABADIE, Elie. **Apostila sobre processos de refinação.** Rio de Janeiro : Universidade Corporativa Petrobras/RH/UC/DTA, 2003.

ABRANO, Victor. Partida petroquímica. ***TN Petróleo.*** Ed. 59, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS . **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Rio de Janeiro : ANP, 2008.

ARAGÃO, Amanda Pereira. **Estimativa da contribuição do setor petróleo ao produto interno bruto brasileiro:** 1955/2004**.** Rio de Janeiro : COPPE/UFRJ/Planejamento Energético, 2005. Tese de Mestrado.

AUTORIZAÇÕES diversas que contemplam as atividades de refino na cadeia produtiva do petróleo. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 15 ago. 2009.

ÁVILA, Saul Gonçalves D'. **A indústria Petroquímica Brasileira**. Disponível em: www.comciencia.br. Acesso em: 12 jul. 2009. Atualizada em 10 dez. 2002.

AZEVEDO, Adalberto Mantovani Martinino. **Ciência, tecnologia e demandas ambientais :** inovações nos processos de refino. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2. 2003, Rio de Janeiro.

BOOZ ALLEN & HAMILTON. Novo modelo para o refino**.** ***Revista Brasil Energia,*** Portal Energia Hoje, Rio de Janeiro, ago. 2002.

BRANDÃO, F. Tendências atuais do refino e seu papel na indústria de petróleo**.** ***Revista TN Petróleo***, Rio de Janeiro, ano 2, n.5, 1999.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanço Energético Nacional**. Brasilia, DF. : 2008.

BRITO, Alírio Maciel Lima ; ANDRADE, Ronald Castro. **Regulação, livre concorrência e defesa do consumidor na indústria do petróleo**: o papel da ANP. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2, jun., 2003.

CAMPOS. Antônio Claret ; LEONTSINIS, Epaminondas. **Petróleo & derivados**. Rio de Janeiro : JR Editora Técnica, 1990.

CHANDLER, Alfred D. **Scale and scope** : the dynamics of industrial capitalism. Cambridge: Harvard University Press, 1990

CONAWAY, Charles F. **The petroleum industry** : a nontechnical guide. Tusa, Oklahoma : Pennwell Books, 1999

DIAS, José Luciano de Mattos ; QUAGLIANO, Maria Ana. **A questão do petróleo no Brasil :** uma história da Petrobrás**.** Rio de Janeiro : Fundação Getúlio Vargas, 1993.

DIVULGAÇÃO sobre investimentos em petroquímica no período de 2007 a 2010 : em 27 de setembro de 2006. Disponível em: www.bndes.gov.br. Acesso em: 12 jul. 2009.

GARCIA, Roberto. **Combustíveis e combustão industrial.** Rio de Janeiro **:** Interciência, 2002.

MAINENTI, Maria R. M; PINHO, Andréa R.; KARAM, João E. C; RAMOS, José Geraldo F.; DUBOIS, Aurélio M. **Panorama da integração refino-petroquímica na Petrobras**. In: Rio Oil & Gás Expo and Conference, 2006, Rio de Janeiro.

MAPLES, Robert E. **Petroleum refinery process economics**. 2nd. ed. Tulsa, Oklahoma : Pennwell Books, 2000.

MARIANO, Jacqueline Barboza. **Impactos ambientais do refino de petróleo.** Rio de Janeiro : Interciência, 2005.

MARTINEZ, Maurício L.; IDEAKRAFT CONSULTORIA. Panorama setorial**:** a indústria do Petróleo. ***Gazeta Mercantil***, São Paulo, vol. I, abr., 1999.

MARTINS, Cristiano de Almeida. **Introdução da concorrência e barreiras à entrada na atividade de refino de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro, UFRJ/Instituto de Economia, 2003. Dissertação de Mestrado em Economia.

MARTINS, Denise. **Ipiranga :** a trajetória de uma refinaria em Rio Grande (RS) rumo à consolidação de um grupo empresarial (1930-1967). Porto Alegre : PUC-RS/ Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas/Programa de Pós-Graduação em História, 2008. Dissertação de Mestrado.

MENEZELLO, Maria d'Assunção Costa. **Comentários à Lei do Petróleo**. São Paulo : Atlas, 2000.

MORAIS, Alexandre Barreira de. **Perspectivas de inserção do GLP na Matriz Energética Brasileira**. Rio de Janeiro : COPPE/UFRJ-MSc /Planejamento Energético, 2005. Tese de Mestrado.

NASCIMENTO, Elaine Cristina Lima do. **Um fotômetro microcontrolado LED-NR, portátil e de baixo custo para análise screening de gasolina tipo C**. João Pessoa : CCEN/Universidade Federal da Paraíba, 2008. Tese de Doutorado.

OLAH. George A.; MOLNÁR Árpad. **Hidrocarbon chemistry**. Hoboken, NJ : John Wiley&Sons, 1995.

PEREIRA, Roberta Alves.; ALVES, Thalita Bezerra; FURTADO, Luciana Ribeiro; ANTUNES, Adelaide Maria S.; SÁ, Luis Guilherme de. **Tendências tecnológicas e mercadológicas dos principais petroquímicos básicos:** eteno e propeno. In: PDPetro, 4, 2007, Campinas, SP.

PERISSE, Juarez Barbosa ; Oddone, Maria Regina Rezende. **O impacto das unidades de coqueamento retardado no futuro esquema de refino da Petrobras**. In: Rio Oil & Gás Expo and Conference, 2006.

PETROBRAS. **Espaço Conhecer**. Disponível em: www.petrobras.com.br. Acesso em: 28 jun. 2009.

_____. **Principais projetos da Petrobras no Plano de Aceleração de Crescimento (PAC)**. www.petrobras.com.br/ri. Acesso em: 07 jul. 2009.

_____. **Investimentos da Petrobras no Maranhão :** implantação de nova refinaria. Disponível em: www2.petrobras.com.br/ri. Acesso em: 20 set. 2009.

_____. **Comperj – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro**. Disponível em: www2.petrobras.com.br/portal. Acesso em: 20 set. 2009.

_____. **Plano de Investimentos**, 2006-2010. Disponível em: www2.petrobras.com.br/portal. Acesso em: 12 jul. 2009.

O PETRÓLEO é todo nosso**. *Isto é***. Ed. Especial, São Paulo, 24 maio, 2006.

REGO, Anna Lygia Costa. **Aspectos institucionais do modelo regulatório para E&P de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro : UFRJ, Instituto de Economia, 2002. Monografia de Bacharelado.

REPORTAGEM publicada em12 de fevereiro de 2009**.** Disponível em: www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2009. Acesso em: 12 jul. 2009.

SHEEVE, R. Norris S ; BRINK JR., Joseph A. **Indústrias de processos químicos**. Trad. de Horácio Macedo. 4ª ed. Rio de Janeiro : Editora Guanabara, 1997.

SHORE, Joanne ; HACKWORTH, John. **NPRA ANNUAL MEETING: Are refinery investments responding to market changes?** Disponível em**:** www.eia.doe.gov. Acesso em: 28 set. 2009.

SILVA, Carla Maria de Souza ; PERTUSIER, Rafael Resende. **Perspectivas para o refino no Brasil:** o risco de desabastecimento e a questão dos investimentos em novas plantas. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2, jun., 2003.

SKLO, Alexandre Salem. **Fundamentos do refino de petróleo**. Rio de Janeiro : Interciência., 2005.

SMITH, Peter Seaborn. **Petróleo e política no Brasil moderno.** Ed. e trad. de Jorge Arnaldo Fortes. Rio de Janeiro : Artenova, 1978.

SPEIGHT, James G. S. **The chemistry and technology of petroleum**. 4th ed. London : E. Taylor & Francis Group, 2006.

TAVARES, Marina Elisabete Espinho. **Análise do refino no Brasil:** estado e perspectiva : uma análise "cross-section**"**. Rio de Janeiro : COPPE/UFRJ, 2005. Tese de Doutorado em Ciências em Planejamento Energético.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamento de engenharia de petróleo**. 2ª ed. Rio de Janeiro : Interciência, 2001.

ULLER. Victor Cohen. **Oportunidades e desafios de colocação de óleos brasileiros no mercado internacional:** o refino e o mercado norte-americano de combustíveis. Rio de Janeiro : COPPE/UFRJ, 2007. Dissertação de tese de Mestrado.

VALLE, Maria Letícia Murta. **Produtos do setor de combustíveis e de lubrificantes.** Rio de Janeiro : Publit Soluções Editoriais Brasil, 2007.

WILSON, Joseph W. **Fluid catalytic cracking** : technology and operation. Tulsa, Oklahoma : Pennwell Books, 1997.

ZYLBERBERG, Raphael Simas. **Impactos econômicos e sociais da nova refinaria no Brasil:** uma análise comparativa. Rio de Janeiro : UFRJ, Instituto de Economia, 2006. Monografia de Bacharelado.