

Número: 151/2005



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICA CIENTÍFICA E
TECNOLÓGICA

ADALBERTO MANTOVANI MARTINIANO DE AZEVEDO

REGULAÇÃO AMBIENTAL E MUDANÇA TÉCNICA NA INDÚSTRIA DE REFINO
DE PETRÓLEO: O CASO DA REFINARIA DE PAULÍNIA

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como
parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em
Política Científica e Tecnológica.

Orientador: Prof. Dr. Newton Müller Pereira

CAMPINAS - SÃO PAULO

Agosto - 2005

Este exemplar corresponde à
redação final da tese defendida
por Adalberto M. M. de Azevedo
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 19/08/2005


ORIENTADOR

DADE Bc
CHAMADA UNICAMP
Az25r
EX
ABO BCI 53763
OC 16.10.00.123.06
*
CO 11.00
A 04101106
CPD
Bib ID 374615

Catálogo na Publicação elaborada pela Biblioteca do Instituto de Geociências/UNICAMP

Azevedo, Adalberto Mantovani Martiniano de
Az25r Regulação ambiental e mudança técnica na indústria de refino de petróleo: o caso da Refinaria de Paulínia / Adalberto Mantovani Martiniano de Azevedo.-- Campinas,SP.: [s.n.], 2005.

Orientador: Newton Müller Pereira.

Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Petróleo refinação. 2. Política Ambiental. 3. Proteção ambiental. 4. Refinaria de Paulínia. 5. Inovação Tecnológica. 6. Petróleo refinaria. I. Pereira, Newton Müller. II. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências. III. Título.

Título em inglês: Environmental regulation and technical change in the refining petroleum industry: the case of Paulínia Refinery

Keywords: Petroleum Refining; Environmental Policy; Environmental Protection; Technological Innovation;

Área de concentração: -----

Titulação: Mestre em Política Científica e Tecnológica

Banca examinadora: - Newton Müller Pereira;

- André Tosi Furtado;

- Luís Tadeu Furlan.

Data da defesa: 19/08/2005



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**PÓS-GRADUAÇÃO EM
POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA**

AUTOR: ADALBERTO MANTOVANI MARTINIANO DE AZEVEDO

**REGULAÇÃO AMBIENTAL E MUDANÇA TÉCNICA NA INDÚSTRIA DE
REFINO DE PETRÓLEO: O CASO DA REFINARIA DE PAULÍNIA**

ORIENTADOR: Prof. Dr. Newton Müller Pereira

Aprovada em: 19/08/2005

EXAMINADORES:

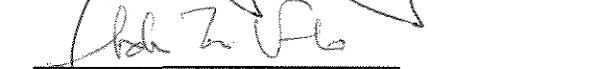
Prof. Dr. Newton Müller Pereira

Prof. Dr. Luís Tadeu Furlan

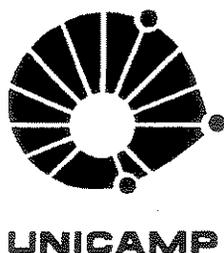
Prof. Dr. André Tosi Furtado



Presidente

Campinas, 19 de agosto de 2005



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICA CIENTÍFICA E
TECNOLÓGICA

**REGULAÇÃO AMBIENTAL E MUDANÇA TÉCNICA NA INDÚSTRIA DE REFINO
DE PETRÓLEO: O CASO DA REFINARIA DE PAULÍNIA**

RESUMO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Adalberto Mantovani Martiniano de Azevedo

A dissertação discute a influência da regulação ambiental na adoção de novas técnicas produtivas e na modificação de técnicas existentes na indústria de refino de petróleo, particularmente na Refinaria de Paulínia (REPLAN). Para isso, são caracterizadas as técnicas adotadas para adequar os processos de refino à regulação que controla impactos locais (relacionados à proteção de recursos como água, ar e solo) e as técnicas adotadas para produzir diesel e gasolina menos poluentes, outra exigência dos órgãos de regulação ambiental. A pesquisa caracteriza tecnologias adotadas na REPLAN no final da década de 90 e as medidas regulatórias relacionadas à sua adoção.

Sob a ótica da economia evolucionista, que considera que a tecnologia evolui conjuntamente ao contexto sócio-econômico, a regulação ambiental é apresentada como um elemento contextual determinante da busca e seleção de tecnologias que permitam atender à regulação com rentabilidade econômica, sendo um fator determinante da adoção de novas técnicas na indústria de refino. Na REPLAN, verifica-se que a regulação ambiental trouxe a necessidade de volumosos investimentos para a adequação de processos e produtos aos padrões estabelecidos.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICA CIENTÍFICA E
TECNOLÓGICA

**ENVIRONMENTAL REGULATION AND TECHNICAL CHANGE IN THE
PETROLEUM REFINING INDUSTRY: THE CASE OF PAULÍNIA REFINERY**

ABSTRACT

MASTERS DISSERTATION

Adalberto Mantovani Martiniano de Azevedo

This dissertation discusses the influence of environmental regulation on the adoption of new production techniques and on the improvement of existing techniques in the refining petroleum industry, namely at the Paulínia Refinery (REPLAN). The dissertation describes the techniques adopted in order to fit refining processes into the regulation about environmental impacts (related to the protection of resources like water, air and soil), and also techniques adopted in order to produce less pollutant diesel and gasoline. The research characterizes technologies adopted in REPLAN at the end of the 90s and the regulatory measures related to the adoption of these techniques.

The environmental regulation is presented under an evolutionary approach, considering that technology develops along with the socio-economic context, the environmental regulation is a related element which determines the search and selection of technologies able to comply with regulation ensuring economic viability. Regulation is also a determinant factor for the adoption of innovations in the refining industry. In REPLAN, the environmental regulation requires large investments in order to comply processes and products with the established standards.

A meu tio, Dr. Martiniano Antônio de Azevedo (in memoriam).

AGRADECIMENTOS

Finalizar uma dissertação de mestrado é um trabalho que representa um marco na vida do autor e envolve a colaboração deliberada ou não de diversas pessoas, colaborações acumuladas durante toda a vida, de diversas maneiras e em diferentes ocasiões. Em razão disso, agradecer às pessoas que auxiliaram no trabalho é uma tarefa difícil e que necessariamente implica na exclusão de muitos colaboradores. A esses, peço sinceras desculpas, e agradeço o perdão pelas minhas omissões.

Considerando-me desculpado, inicio essa lista de agradecimentos pelos meus pais, Doutor Adalberto e Professora Marcela, que desde cedo incentivaram meu aprendizado, me apoiando em todos os momentos. Agradeço também a meu irmão Marcelo, que como eu escolheu a carreira acadêmica, e cujo sucesso traz muito orgulho para todos nós. Finalizando, agradeço a todos os demais membros de nossa família, tios, tias, primos e primas, que sempre deram muita força para mim, para meus pais e para meu irmão.

A meus amigos e amigas agradecerei sem citar nomes, para que todos sejam lembrados: aos amigos e amigas de Campinas, os mais antigos; a toda a turma da Unesp de Araraquara, especialmente os irmãos da gloriosa República do Limoeiro. Ainda em Araraquara, agradeço a todos os professores e funcionários da Unesp, instituição responsável pelo meu bacharelado em Administração Pública. Por fim, agradeço a todos os amigos e amigas de outros lugares.

Passo agora aos agradecimentos para as pessoas com quem convivo na Unicamp desde 2000. Primeiro, aos amigos do Núcleo de Estudos Populacionais, especialmente ao Professor Daniel Joseph Hogan, o primeiro a me dar uma oportunidade de trabalhar por aqui. Seguindo, agradeço a todos do Instituto de Geociências, professores, funcionários e alunos de seus diversos departamentos. Um agradecimento especial tem de ser dado aqui a meu amigo e orientador Professor Newton Müller Pereira, que desde minha época de aluno especial no DPCT me ensinou muito e me ofereceu as melhores oportunidades de crescimento acadêmico. Outro mestre que deve ser lembrado é o Professor André Furtado, que aceitou participar de minha banca e que durante todo meu período de DPCT me auxiliou nesse e em outros trabalhos. Fecho os agradecimentos do pessoal da Unicamp lembrando do pessoal do Departamento de Engenharia do Petróleo que coordena os trabalhos financiados pela ANP.

Meu trabalho não poderia ter sido feito sem a colaboração dos pesquisadores da Petrobras que me cederam seu tempo. Dos pesquisadores do CENPES, agradeço ao Dr. Fernando D. Santiago, Gerente de P&D da área de Hidrorrefino e Processos Especiais e Dr. Francesco Palombo, Coordenador do Programa de Inovação em Combustíveis. Na REPLAN meus agradecimentos vão para o consultor de meio ambiente, Dr. Jorge Mercante, e para o coordenador de meio ambiente da refinaria, Dr. Luís Tadeu Furlan. Ao Dr. Furlan, agradeço a disposição em participar da banca examinadora de meu trabalho, função que extrapolou com o auxílio essencial que seus conhecimentos forneceram à elaboração da dissertação.

Para finalizar, os agradecimentos oficiais: ao CNPq, financiador dos primeiros meses de minha pesquisa; à ANP, que financiou o restante.

A todos, lembrados ou não, muito obrigado.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO I - O REFINO DE PETRÓLEO	7
1.1. O Petróleo	7
1.1.1. <i>O problema do refino do petróleo nacional</i>	8
1.2. Os derivados de petróleo	9
1.3. Os processos de refino de petróleo	11
1.3.1 <i>Processos de separação</i>	12
1.3.2 <i>Processos de conversão</i>	13
1.3.3 <i>Processos de tratamento</i>	16
1.3.4 <i>Processos auxiliares</i>	17
1.4. A evolução tecnológica da indústria de refino de petróleo no mundo	22
1.5. Evolução histórica da indústria de refino de petróleo no Brasil	31
1.5.1 <i>Nacionalização da indústria de petróleo: o período anterior ao monopólio</i>	31
1.5.2 <i>A fase de monopólio estatal: a criação da Petrobras</i>	36
1.5.3 <i>O fim do monopólio da Petrobras</i>	45
1.5.4 <i>O processo de aprendizado tecnológico da Petrobras no refino de petróleo</i>	48
CAPÍTULO II - A INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO E A REGULAÇÃO AMBIENTAL	59
2.1. A incorporação da questão ambiental nos processos produtivos	60
2.1.2 <i>Inovação tecnológica e meio ambiente: a contribuição evolucionista</i>	62
2.2. Características dos problemas ambientais gerenciados pela regulação brasileira na área de refino	67
2.2.1 <i>Problemas ambientais locais</i>	68
2.2.2 <i>Emissões automotivas e qualidade de combustíveis</i>	72
2.2.2.1 <i>Emissões de motores a diesel</i>	74
2.2.2.2 <i>Emissões de motores a gasolina</i>	75
2.3. Regulação ambiental e refino de petróleo	76
2.3.1 <i>Regulação dos impactos locais das refinarias no Brasil e no Estado de São Paulo</i>	78
2.3.2 <i>Regulação da qualidade dos combustíveis</i>	84
2.3.2.1 <i>Especificações do óleo diesel</i>	91
2.3.2.2 <i>Especificações da gasolina</i>	92
CAPÍTULO III - TECNOLOGIAS AMBIENTAIS NA INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO: O CASO DA REFINARIA DE PAULÍNIA (REPLAN)	95
3.1. “Estado da arte” de tecnologias de refino voltadas à melhoria ambiental de produtos e processos	95
3.1.1 <i>Tecnologias para a redução dos problemas ambientais locais das refinarias</i>	96
3.1.2 <i>Tecnologias para melhorar a qualidade dos combustíveis</i>	103
3.2 Desenvolvimento tecnológico do refino de petróleo no Brasil e a questão ambiental	108

3.2.1. Programas tecnológicos da Petrobras na área de refino e meio ambiente	113
3.2.2. Fontes externas de conhecimento tecnológico na área de refino e meio ambiente da Petrobras	116
3.2.2.1. Universidades.....	116
3.2.2.2. Empresas	117
3.3. A Refinaria de Paulínia (REPLAN)	118
3.3.1. Caracterização geral da REPLAN.....	118
3.3.2. Investimentos para minimizar impactos ambientais locais.....	121
3.3.3. Investimentos para melhorar a qualidade do diesel e gasolina.....	127
CONSIDERAÇÕES FINAIS	129
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132
ANEXOS	143
Anexo I. Legislação Ambiental Federal e do Estado de São Paulo com influência sobre as atividades de refino, 2002.	143
Anexo II. Municípios onde deverão ser comercializados óleos diesel S500 e Metropolitano... ..	146

LISTA DE QUADROS E GRÁFICOS

Quadro 1.1. Tipos de petróleo, segundo a origem, e classificação por grau API	8
Quadro 1.2. Especificações de combustíveis, países selecionados.	10
Quadro 1.3. Processos de refino de petróleo, cargas e produtos gerados.	19
Gráfico 1.1. Esquema simplificado dos principais processos em uma refinaria.....	22
Quadro 1.4. Comparação da produtividade dos processos <i>Burton</i> e craqueamento fluido.....	29
Quadro 1.5. Evolução da produção nas refinarias e consumo de derivados selecionados, Brasil, 1970-2003.....	42
Quadro 1.6. Perfil dos investimentos efetuados, em %, Petrobras, 1965-1979	43
Quadro 1.7. Capacidade instalada nominal de refino, em m ³ por dia de operação e crescimento quinquenal da capacidade, Brasil, 1970-2003.....	45
Quadro 1.8. Capacidade operacional de refino segundo refinarias e localização, Brasil, 2003	47
Quadro 1.9. Principais investimentos em refino previstos pela Petrobras, em US\$ milhões, 2003-2007.....	48
Quadro 1.10. Exemplos de capacitação adquirida pelo CENPES/SUPEN através do desempacotamento de tecnologias	54
Quadro 1.11. Programas de transferência de tecnologia.	55
Quadro 1.12. Exemplos de capacitação em disciplinas de engenharia por meio de programas de transferência de tecnologia.....	55
Quadro 2.1. Tipologia de inovações ambientais	66
Quadro 2.2. Respostas tecnológicas a pressões “verdes”	66
Quadro 2.3. Características dos poluentes com maior volume de emissão nas refinarias americanas e problemas associados	70
Quadro 2.4. Operações de refino e principais efluentes gerados	70
Quadro 2.5. Contribuição relativa das emissões de motores a diesel para a poluição do ar na Região Metropolitana de Campinas, 2004	74
Quadro 2.6. Contribuição relativa das emissões de motores a gasolina para a poluição do ar na Região Metropolitana de Campinas, 2004	75
Quadro 2.7. Programa de melhoria do óleo diesel: cronograma de implantação.....	88
Quadro 2.8. Especificações vigentes para óleos diesel, Brasil.....	91
Quadro 2.9. Especificações vigentes para gasolinas automotivas, Brasil.....	93
Quadro 3.1. Empresas líderes em patenteamento sobre refino de petróleo, 2001-2002, e áreas temáticas das patentes.	96
Quadro 3.2. Problemas ambientais das refinarias e medidas de melhoria.	100
Quadro 3.3. Aumento da atividade catalítica e temperatura, no reator, necessários para diferentes níveis de remoção de enxofre.....	105
Quadro 3.4. Características das unidades de processo, REPLAN	119
Quadro 3.5. Produção de derivados, REPLAN e total nacional, 2003, em mil m ³	120
Quadro 3.6. Volume de petróleo refinado*, por origem (nacional e importada), na REPLAN, em barris por dia, 2003.....	120
Quadro 3.7. Investimentos em conservação dos recursos hídricos, REPLAN, 1999-2002.	121
Gráfico 3.1. Vazão do Efluente, REPLAN, 1996-2001	123
Quadro 3.8. Investimentos em conservação do ar, REPLAN, 1999-2002.....	124
Quadro 3.9. Investimentos em conservação do solo, REPLAN, 1999-2002	125

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABDIB - Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base
ABIQUIM - Associação Brasileira da Indústria Química
AEAC - Álcool Etílico Anidro Combustível
AEHC - Álcool Etílico Hidratado Combustível
ANA - Agência Nacional de Águas
ANFAVEA - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API - *American Petroleum Institute*
atm - atmosferas (medida de pressão)
bbl - barril de petróleo
BEN - Balanço Energético Nacional
BP - *British Petroleum*
bpd - barris de petróleo por dia
BTU - *British Thermal Unit*
BVQI - *Bureau Veritas Quality International*
CENAP - Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo
CENPES - Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo M. de Mello
Cenpra - Centro de Pesquisas Renato Archer
CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CNP - Conselho Nacional do Petróleo
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
COMAB - Comitê Tecnológico de Abastecimento (Petrobras)
CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente
CONTRAN - Conselho Nacional de Trânsito
COPPE - Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia
CSN - Companhia Siderúrgica Nacional
CTI - Fundação Centro Tecnológico para Informática
CTPETRO - Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural
DAEE - Departamento de Águas e Energia Elétrica
DEA - di-etanol amina
DENATRAN - Departamento Nacional de Trânsito
DEPIN - Departamento Industrial
DICAT - Divisão de Catálise
DIREP - Divisão de Refinação e Petroquímica
DITER - Divisão de Tecnologia de Refinação
DNC - Departamento Nacional de Combustíveis
DOE - *Department of Energy*
EIA - Estudo de Impacto Ambiental
EPA - *Environmental Protection Agency*
EPC - *Engineering, Procurement, Construction*
ETDI - Estação de Tratamento de Despejos Industriais
EXIMBAMK - *Export and Import Bank of the United States*
FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo

FEEMA - Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado do Rio de Janeiro
FIESP - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
GLP - Gás Liquefeito de Petróleo
HRI - *Hydrocarbon Research Inc.*
IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis
IBP - Instituto Brasileiro do Petróleo
INETI - Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (Portugal)
INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
INOVA - Programa Tecnológico de Inovação em Combustíveis
INPI - Instituto Nacional de Propriedade Industrial
IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas
LUBNOR - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste
MDEA – metil-dietonalamina
MIT - *Massachusetts Institute of Technology*
MME - Ministério de Minas e Energia
MTBE - Éter Metil-Terc-Butílico
OCDE - Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
Pegaso - Programa de Excelência na Gestão Ambiental e Segurança Operacional
Petrobras - Petróleos Brasileiros S.A.
Petroquisa - Petrobras Química S.A.
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PND - Plano Nacional de Desenvolvimento
ppm - partes por milhão
PROALCOOL - Programa Nacional do Alcool
PROAMB - Programa Tecnológico de Meio Ambiente
PROCONVE - Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores
PROMOT - Programa de Controle da Poluição do Ar por Motociclos e Veículos Similares
PROTER - Programa de Tecnologias Estratégicas de Refino
QAV – Querosene de Aviação
RECAP – Refinaria de Capuava
REDUC - Refinaria Duque de Caxias
REFAP - Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP - Refinaria Gabriel Passos
RIMA - Relatório de Impacto Ambiental
RLAM - Refinaria Landulpho Alves de Mataripe
REMAN – Refinaria de Manaus
REPAR - Refinaria Presidente Vargas
REPLAN- Refinaria de Paulina
REVAP - Refinaria do Vale do Paraíba
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão
SEADE - Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados
SECAT - Setor de Catálise
SEGEN - Departamento de Serviços de Engenharia
SEPRES - Setor de Processos Especiais
SEPROJ - setor de projetos
SEREF - Setor de Processos de Refinação
SETPRO - Setor de Processos

SIX - Superintendência da Industrialização do Xisto
SMA - Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo
SSAT - Setor de Supervisão do Aperfeiçoamento Técnico
SUPEN - Superintendência de Engenharia Básica
tep - toneladas equivalentes de petróleo
UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro
UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas
UOP - *Universal Oil Products*
URE - Unidade de Recuperação de Enxofre
USP – Universidade de São Paulo
WPINDEX - *Derwent World Patent Index*

INTRODUÇÃO

O petróleo é o insumo energético mais utilizado no Brasil, respondendo em 2003 por 40,2% da oferta interna de energia no país (Ministério de Minas e Energia, 2004). O consumo deste insumo é viabilizado pela produção de derivados obtidos a partir de processos de refino de petróleo, desenvolvidos para se obter produtos com aplicações específicas, que vão desde combustíveis automotivos a matérias-primas da indústria petroquímica. O refino de petróleo é, portanto, parte essencial da indústria de petróleo, adequando o uso desta matéria prima às necessidades de diversos segmentos da economia através de esquemas de refino de petróleo, que consistem na organização dos diversos processos de transformação do petróleo bruto nos equipamentos de que são compostas as refinarias (“unidades de processo”). O desenvolvimento tecnológico desses processos ocorre através de atividades como o *design* de equipamentos, a pesquisa de novas rotas de processos e o licenciamento de tecnologias.

A característica do petróleo processado nas refinarias é um fator que influencia diretamente as características dos processos de refino utilizados, determinando a quantidade e qualidade dos derivados produzidos. Um exemplo dessa influência foi a necessidade de adaptação do parque de refino brasileiro para processar petróleos nacionais, que apresentam oferta crescente e possuem características diferentes dos principais petróleos importados.

Além do tipo de petróleo processado, as demandas quantitativas e qualitativas do mercado de derivados são um dos fatores determinantes dos esquemas de produção das refinarias. Mudanças nestas demandas exigem adaptações dos esquemas existentes (Buonfiglio, 1992). As demandas quantitativas são determinadas pela estrutura de consumo de derivados no país (inclusive a oferta de combustíveis alternativos); já as demandas qualitativas consistem em exigências quanto ao padrão de qualidade dos produtos, que afetam o desempenho dos derivados combustíveis nos motores e seus níveis de emissões de poluentes.

A regulação dos impactos ambientais das atividades de refino também influencia significativamente essa indústria, exigindo freqüentemente a adoção de novas técnicas para adequar produtos e processos aos padrões determinados pela legislação. Entende-se como impacto ambiental os efeitos negativos que a produção ou consumo de bens podem ter sobre o ambiente natural, causado pelo consumo e degradação de recursos escassos, como água, ar, solo e energia.

“Os desafios atuais da área de refino são, portanto, de duas naturezas: um associado ao tipo de petróleo que está sendo produzido e outro à legislação ambiental sobre os derivados e emissões das refinarias. Em ambos os casos, será necessária a introdução de novos processos ou novas condições de operação dos processos existentes nas unidades de refino, algumas delas com valores elevados de temperatura e pressão, com catalisadores diferentes ou mais seletivos e com concepções totalmente distintas das atuais” (Uller et al, 2003:4).

Os investimentos em tecnologias de refino menos agressivas ao meio ambiente possuem dois objetivos, que para serem atingidos envolvem a utilização de técnicas diferentes. O primeiro objetivo é diminuir os impactos ambientais locais das refinarias, utilizando técnicas para redução de efluentes sólidos, líquidos e gasosos, bem como para a racionalização do uso de insumos, principalmente água e energia. O segundo objetivo é implementar processos físico-químicos de refino que produzam combustíveis com menores teores de poluentes.¹ Em ambos os casos, melhorias incrementais e a introdução de novos equipamentos são necessários para a adaptação dos processos às novas exigências.

A análise do desenvolvimento tecnológico da indústria de petróleo mostra que esta indústria vem incorporando de maneira crescente a preocupação com o desenvolvimento de tecnologias limpas (La Rovere e Cantarino, 2003). Para Furtado e Müller (1994), a indústria de refino é tecnologicamente madura,² mas enfrenta importantes desafios, entre os quais o desenvolvimento de tecnologias de refino adequadas a demandas ambientais, como a produção de derivados mais leves e com menores teores de enxofre. A aplicação de recursos neste tipo de tecnologia pode ser entendida como uma reação a mudanças no meio contextual, introduzidas pela criação de regulamentos cuja finalidade é controlar processos produtivos e produtos, minimizando seus impactos negativos sobre o ambiente natural. Esses regulamentos são elaborados por organizações sociais, formalmente instituídas, que possuem o poder de tornar a regulamentação compulsória, de fiscalizar a adequação dos agentes econômicos às suas determinações e de aplicar sanções aos agentes que não adequarem produtos ou processos. A indústria de refino reage a estas mudanças realizando processos de busca e seleção de tecnologias

¹ As refinarias dos EUA fornecem aproximadamente 40% da energia consumida no país e toda a energia do setor de transportes: frente a isso, os poluentes gerados nas plantas de refino são pouco significativos, se comparados aos gerados pelo consumo de derivados (*Environmental Protection Agency*, 1995).

² A classificação por intensidade tecnológica da OCDE (2003) inclui a indústria de refino entre os setores de intensidade tecnológica média-baixa.

adequadas e economicamente viáveis, que permitam a adequação das refinarias aos padrões exigidos na regulação.

O refino de petróleo é particularmente problemático com relação a impactos ambientais. De acordo com Arafa (2001) entre 1990 e 1999, do total de gastos ambientais em todos os segmentos da indústria de petróleo nos EUA, 53% estavam relacionados às operações de refino de petróleo, totalizando US\$ 46,9 bilhões, sendo US\$ 17,9 bilhões gastos em capital e US\$ 29 bilhões em operações, manutenção e administração. Ainda nos EUA, entre 1972 e 1996, o *American Petroleum Institute* (1997) enumera mais de 120 regras federais incidentes sobre a indústria de refino, no âmbito dos atos regulatórios *Clean Water Act*, *Clean Air Act*, *Oil Pollution Act*, *Resource Conservation and Recovery Act*, *Safe Drinking Water Act*, *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act* e *Toxic Substances Control Act*. A implementação do *Clean Air Act* nos EUA, em 1990, fez com que os investimentos da indústria do petróleo relacionados à qualidade do ar passassem de cerca de US\$ 2,3 bilhões em 1990 para US\$ 4,5 bilhões em 1995, o que em grande parte estava relacionado à introdução de equipamentos nas refinarias para adequação dos derivados combustíveis (*American Petroleum Institute*, 1997). Além disso, Arafa (2001) observa que esse ato regulatório deslocou o foco dos investimentos ambientais da indústria de petróleo estadunidense, fazendo com que os investimentos em melhorias ambientais relacionadas a água caíssem de cerca de US\$ 2,7 bilhões, em 1990, para US\$ 1,9 bilhões em 1995.

Neste trabalho, será estudada a mudança técnica na indústria de refino de petróleo condicionada pela regulação ambiental, que leva à substituição de determinados processos e produtos por outros considerados mais limpos. A partir daí, busca-se relacionar a adoção de tecnologias ambientais³ na indústria de refino de petróleo com a regulação ambiental, esta entendida como um elemento do ambiente institucional que leva as refinarias a adotarem esse tipo de tecnologia.

O objetivo principal da dissertação é investigar como a regulação ambiental tem levado a indústria de refino de petróleo brasileira (Petrobras)⁴ a desenvolver e/ou adotar tecnologias “verdes”, analisando-se o caso particular da Refinaria de Paulínia (REPLAN). Serão verificadas as respostas da refinaria à regulação relacionada a impactos ambientais locais e à regulação de

³ Kemp e Arundel (1998) definem como inovações tecnológicas ambientais processos, técnicas, sistemas e produtos, novos ou modificados, que auxiliam na redução de danos ambientais.

⁴ A Petrobras detém atualmente cerca de 98% da capacidade de refino brasileira.

controle de emissões de veículos, que inclui a exigência de que os combustíveis produzidos nas refinarias contenham menor teor de poluentes.

A regulação de impactos locais, relacionada ao uso de recursos naturais- especialmente água- e à disposição e características dos resíduos dos processos produtivos, freqüentemente exige a adoção de novas técnicas como sistemas de reuso de água e métodos de tratamento de efluentes líquidos e gasosos.

A regulação que visa diminuir a poluição causada pelo uso de derivados combustíveis também requer modificações em processos produtivos, que vão desde a alteração das formulações desses derivados até a adoção de complexos processos físico-químicos de tratamento.

O estudo da relação entre o desenvolvimento tecnológico da indústria de refino de petróleo brasileira e sua relação com a variável ambiental é realizado a partir da análise do ambiente institucional atual, destacando-se a regulação brasileira e os programas tecnológicos desenvolvidos pela Petrobras nessa área.

O marco conceitual que dá base ao trabalho utiliza como referência autores da economia evolucionista ou neo-schumpeteriana, que segundo Kemp (1997) enfatizam a idéia de que ocorre uma co-evolução entre a utilização de determinadas tecnologias e o contexto sócio-econômico, destacando a importância de organizações sociais, como os órgãos de regulação, na direção e intensidade das mudanças técnicas. A temática ambiental, considerada como um elemento do contexto sócio-econômico, será abordada a partir da revisão de autores que analisam essa temática e sua incorporação na dinâmica inovativa em geral. De posse dessa revisão, verificar-se-á quais proposições teóricas se aplicam ao caso particular da REPLAN.

O estudo de caso na REPLAN foi realizado através de consultas à bibliografia especializada, dados estatísticos e entrevistas realizadas na refinaria e no Centro de Pesquisas da Petrobras, o CENPES (Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo M. de Mello). Essas entrevistas visaram descobrir como a temática ambiental vem sendo incorporada às decisões relacionadas ao desenvolvimento e adoção das tecnologias de refino.

A dissertação está dividida em três capítulos. O primeiro capítulo se inicia com uma revisão da literatura que trata de aspectos técnicos do refino de petróleo, descrevendo as principais características do petróleo e seus derivados (com destaque para o problema do refino de petróleos nacionais) e os principais processos de refino de petróleo. Essa revisão permite

compreender, de maneira geral e resumidamente, termos técnicos relacionados a processos de refino cuja utilização será essencial para a análise de especificidades do segmento, realizada nos capítulos seguintes. O capítulo inclui uma descrição da evolução da indústria de refino de petróleo no mundo e no Brasil, destacando as relações entre o desenvolvimento tecnológico dessa indústria e a evolução do contexto sócio econômico em que está inserida. A descrição da evolução da indústria de refino no Brasil dá destaque à evolução do aparato legal, ao contexto político e econômico e às principais instituições que influenciaram seu desenvolvimento, com destaque para a participação da Petrobras, empresa que desde a sua criação possui o monopólio das atividades de refino no Brasil e que, apesar da quebra do monopólio introduzida com a Lei nº 9.478/97 ainda concentra cerca de 98% da capacidade de refino nacional. O capítulo termina com um breve histórico do aprendizado tecnológico da Petrobras na área de refino, onde é descrita a trajetória do aparato institucional, incluindo recursos materiais e humanos, relacionados à capacitação tecnológica da empresa no segmento de refino de petróleo. São apresentados alguns dos resultados alcançados ao longo dessa trajetória, em termos de capacitação para a adoção e criação de novas técnicas. A descrição desse processo de aprendizado tecnológico, ao mostrar os diversos recursos que a Petrobras utiliza para efetuar mudanças técnicas, permite compreender melhor as especificidades do segmento e sua dinâmica tecnológica, além de mostrar claramente a natureza cumulativa do conhecimento adquirido. Esse conhecimento acumulado, como será mostrado no Capítulo III, é essencial no processo de adoção das novas tecnologias de que se trata nesse trabalho.

O segundo capítulo trata da relação entre a questão ambiental e o desenvolvimento tecnológico a partir da revisão de autores da economia evolucionista. Entende-se que essa linha de pensamento econômico dá sustentação teórica à parte seguinte do trabalho, que parte do pressuposto de que a adoção de tecnologias limpas pela REPLAN é influenciada pelas especificidades técnicas e institucionais que caracterizam o ambiente em que está inserida. A revisão das generalizações teóricas que relacionam dinâmica tecnológica e restrições ambientais (caracterizando as chamadas “inovações ambientais”) permitiu testar essas generalizações na análise do caso da REPLAN.

No segundo capítulo também são apresentadas as especificidades da indústria de refino de petróleo na área ambiental, descrevendo-se os problemas que são alvo da regulação ambiental, tanto os relacionados à poluição local como os relacionados ao uso de gasolina e óleo diesel. A

análise se restringirá à gasolina e o óleo diesel devido à participação expressiva desses combustíveis no consumo de derivados no Brasil (cerca de 65%, de acordo com dados do BEN-Balanco Energético Nacional- de 2004), sua participação como fonte geradora de emissões (vide quadros 2.5.e 2.6, do segundo capítulo), à existência de programas oficiais que exigem a melhoria de sua qualidade e à relevância do tema na carteira de investimentos da Petrobras.

A partir da descrição dos problemas regulados é descrito o arcabouço regulatório⁵ que controla problemas ambientais relacionados ao refino no Brasil e no Estado de São Paulo e o arcabouço que controla as atividades de refino de uma maneira geral. Entende-se como arcabouço regulatório as regras formalmente estabelecidas, bem como as instituições que formulam a legislação, fiscalizam a adequação das empresas e aplicam punições às infratoras das regras. Assim, é descrita a legislação relacionada ao controle dos processos produtivos das refinarias e às especificações de qualidade da gasolina e diesel, destacando as instituições encarregadas de elaborar e fazer cumprir essa legislação.

No terceiro capítulo são apresentadas as principais tecnologias utilizadas para melhorar o desempenho ambiental das refinarias em relação aos aspectos mencionados no segundo capítulo, descrevendo-se o “estado da arte” nessa área. A situação brasileira é descrita a partir da revisão da evolução dos trabalhos publicados pela Petrobras na área em seus Boletins Técnicos entre 1957 e 2003. São descritos os principais programas tecnológicos da Petrobras na área de refino e meio ambiente, e apresentadas as principais fontes de conhecimento tecnológico da Petrobras. No capítulo é relatado o resultado estudo de caso realizado na REPLAN e no CENPES, apresentando-se uma caracterização geral da refinaria e caracterizando os investimentos efetuados na REPLAN para minimizar impactos locais (considerando-se o período que vai de 1999 a 2002) e para melhorar a qualidade dos combustíveis (considerando-se o período que vai de 1999 até 2005), destacando-se os benefícios obtidos, os valores dos investimentos e as origens das técnicas adotadas.

⁵ No Anexo I da dissertação, estão compilados todos os atos legais ambientais relacionados à atividade das refinarias do Estado de São Paulo, a partir de dados da Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados (2002). No texto, são explicadas as leis que afetam de forma mais direta essas atividades.

CAPÍTULO I - O REFINO DE PETRÓLEO

1.1. O Petróleo

O petróleo extraído dos reservatórios, conhecido como óleo cru, é constituído de diversos tipos de hidrocarbonetos⁶ e contaminantes, destacando-se os compostos de enxofre, como sulfetos de hidrogênio, mercaptans e dissulfetos, metais como ferro, níquel e vanádio e compostos nitrogenados e oxigenados (Buonfiglio, 1992). O teor de contaminantes do óleo cru determina a quantidade e qualidade dos derivados obtidos nos processos de refino, e pode causar problemas como a desativação de catalisadores usados nos processos e o aumento do nível de gases ácidos liberados na queima de derivados obtidos de petróleos com alto teor de enxofre.⁷

O tipo de petróleo depende da sua rocha-reservatório, e pode ser classificado em marrom, amarelado, verde e preto. A variedade de compostos do petróleo (cerca de 3.000)⁸ e sua crescente importância como mercadoria levou à necessidade de definir parâmetros para estimar quantitativa e qualitativamente os produtos obtíveis pelos processos de refino. Para isso, o parâmetro mais importante é a Destilação Ponto de Ebulição Verdadeiro (PEV), processo em que o petróleo é destilado em diferentes temperaturas, a fim de obter a relação entre a temperatura e o volume destilado para cada tipo de petróleo. Outra medida utilizada é o Fator de Caracterização K, que permite diferenciar petróleos de base parafínica, intermediária e naftênica (Buonfiglio, 1992).

A medida mais conhecida de classificação do petróleo é o Grau API, do *American Petroleum Institute*, que classifica o petróleo em função da sua densidade. Petróleos de menor densidade são classificados como leves (acima de 30° API, cerca de 0,72 g/cm³); em posição intermediária, estão os petróleos médios (entre 21 e 30° API); os petróleos de maior densidade são classificados como pesados (abaixo de 21° API, cerca de 0,92 g/cm³). De maneira geral, um petróleo leve, de alto grau API, gera maiores quantidades de produtos mais valorizados (diesel e naftas) do que aquelas obtidas a partir de petróleos pesados, de baixo grau API. O Quadro 1.1 mostra as diferenças entre alguns tipos de petróleo produzidos no mundo.

⁶ Os hidrocarbonetos são moléculas de carbono e hidrogênio. Em geral, o petróleo possui de 11 a 14% de hidrogênio e 83 a 87% de carbono, sendo o restante constituído de contaminantes.

⁷ O petróleo pode ser classificado como doce, quando possui menos de 0,5% de enxofre em sua massa, e ácido, com teores mais elevados.

⁸ Os pontos de ebulição dos diversos compostos presentes no petróleo variam de 160° C a 1.100° C (Speight, 1999).

Quadro 1.1. Tipos de petróleo, segundo a origem, e classificação por grau API

Origem	Tipo de petróleo	°API
Bacia de Campos	Corvina	29,0
	Cabiúnas	25,1
	Marlim	19,0
Oriente Médio	Árabe Leve	35,0
	Dubai	32,0
África	Bonny Leve	36,0
América Latina	Mescia Venezuela	23,0
	Mayan	22,0

Fonte: Tolmasquim e Schaeffer (2000)

O petróleo também é classificado segundo seu preço de referência como *commodity*. A referência mundial de preços do barril⁹ é dada pelos óleos *WTI- West Texas Intermediate*, produzido nos EUA, com 38 a 40° API e 0,3% de enxofre, e *Brent*, produzido no Mar do Norte nos sistemas petrolíferos *Brent e Ninian*, com 39,4° API e 0,34% de enxofre (Bandeira, 2003).

1.1.1. O problema do refino do petróleo nacional

O aumento na produção de petróleos pesados da Bacia de Campos¹⁰ foi fundamental na definição dos rumos do desenvolvimento tecnológico do setor de refino brasileiro, pois esses petróleos demandam esquemas de refino¹¹ adequados para atender à crescente demanda por derivados leves e médios, exigindo o desenvolvimento de unidades que contornem os problemas do petróleo de Campos, que produz grande quantidade de derivados pesados (óleo combustível) e poucos derivados leves (gasolina e nafta) e médios (óleo diesel e querosene).¹²

O problema de adequação à demanda é agravado pela intensificação do uso industrial de gás natural,¹³ que deverá forçar uma menor produção de derivados pesados como o óleo combustível: a Petrobras planeja reduzir de 17% para 11% a participação desse derivado em sua

⁹ Um barril de petróleo (bbl) equivale a 158,9 litros (Speight, 1999).

¹⁰ A Bacia de Campos responde por 80 % da produção de petróleo brasileiro (Petro & Química, 2002)

¹¹ O esquema de refino é o encadeamento das várias unidades de processo nas refinarias, para obter derivados na qualidade e quantidade desejadas utilizando os diversos tipos de petróleo disponíveis (Uller *et al*, 2003).

¹² Os derivados de petróleo são classificados em função da complexidade das cadeias carbônicas de suas moléculas: são considerados leves o gás combustível, GLP, nafta e gasolina; médios, o querosene e o óleo diesel; pesados o óleo combustível, asfalto e coque, onde ocorre maior concentração de contaminantes.

¹³ Em 2003 o uso industrial do gás natural cresceu 5,4% em relação a 2002; já o uso industrial de óleo combustível caiu 14,4%, com produção 50% superior ao consumo (Ministério de Minas e Energia, 2004).

matriz de refino (Uller et al, 2003). O parque de refino brasileiro atual permite obter derivados leves a partir do petróleo de Campos; a produção de diesel, contudo, exige a adição de petróleo leve importado ao petróleo nacional.

Para Tolmasquim e Schaeffer (2000), para processar o petróleo de Campos é necessário um maior número de unidades de conversão que viabilizem a obtenção de produtos de maior valor agregado, com a utilização de tecnologias de transformação de frações de “fundo de barril”, isto é, frações pesadas. O investimento nestas unidades permitirá desenvolver capacitação tecnológica para converter os petróleos nacionais, diminuindo a importação de derivados e petróleo leve.¹⁴ Os autores também destacam a necessidade de investir em unidades de tratamento dos produtos, adequando sua qualidade a padrões nacionais e internacionais.

O petróleo de Campos também tem problemas como a alta acidez naftênica,¹⁵ que provoca corrosão de equipamentos, especialmente dos fornos usados nas unidades de destilação, e altos teores de água, compostos nitrogenados e metais que podem comprometer o desempenho dos catalisadores utilizados nos processos (Uller *et al*, 2003). Por exemplo, em unidades de craqueamento catalítico o processamento desse tipo de petróleo exigirá *revamps* (atualizações) nas unidades existentes e o uso de catalisadores mais resistentes a metais pesados e nitrogênio.

1.2. Os derivados de petróleo

Os derivados de petróleo podem ser energéticos, usados como combustíveis, e não energéticos, usados como matérias primas. Uma refinaria de petróleo pode produzir os seguintes derivados energéticos: gás combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), gasolina, querosene, óleo diesel, óleo combustível e coque.¹⁶ Os derivados com aplicações não energéticas incluem a nafta,¹⁷ gasóleos petroquímicos, solventes domésticos e industriais (aguarrás, querosene, etc.), parafinas (indústria alimentícia, ceras, cosméticos, etc.), lubrificantes básicos e asfalto.

¹⁴ Atualmente, a maior parte do petróleo importado no Brasil é nigeriano (Agência Nacional do Petróleo, 2003). O petróleo leve é adicionado ao petróleo pesado de Campos (previsão de 16º API a partir de 2004) para que este possa ser processado a 24,8º API nas refinarias (Uller *et al*, 2003).

¹⁵ Entre 1995 e 2003, o índice de acidez naftênica do petróleo brasileiro subiu 60% (Uller *et al*, 2003).

¹⁶ A composição do coque varia em função do petróleo que o origina e dos processos de refino e coqueamento. O coque de baixa pureza em geral é utilizado como combustível; utiliza-se o coque de alta pureza como redutor metalúrgico ou matéria prima de anodos usados na indústria de alumínio e dióxido de titânio. Maiores detalhes sobre a formação e aplicação de coque de petróleo estão em Sá (1978).

¹⁷ A nafta é utilizada como matéria-prima para a produção de hidrogênio, eteno, propeno, benzeno, tolueno e xilenos. Também gera gasolina e gás de síntese, usado na produção do gás canalizado doméstico (ANP, 2003).

Para Gary e Handwerk (1994), os derivados mais lucrativos produzidos nas refinarias são os que possuem pontos de ebulição entre 0 e 345° C, como gasolina, diesel, combustíveis de aviação e óleos combustíveis leves. A obtenção desses derivados a partir de petróleos densos, com ponto de ebulição acima de 566° C, exige adaptações nas refinarias para a conversão de derivados pesados em derivados leves e médios.

As demandas qualitativas relacionadas à produção de derivados estão expressas em especificações determinadas para permitir o uso eficiente dos combustíveis nos motores disponíveis no mercado e atender a requisitos de qualidade ambiental. Tais especificações diferem nos diferentes mercados (Quadro 1.3), mas a tendência geral é da busca por combustíveis com menor teor de poluentes, especialmente enxofre.

Quadro 1.2. Especificações de combustíveis, países selecionados.

Anos/Países	Estados Unidos		Japão		Brasil			China	Índia	Africa do Sul
	2002	2005	2000	2004	2000	2005	2009	2000	2000	2000
Gasolina										
Enxofre ppm	150	50	100	50	1000	400	80	1000	1000	1000
Benzeno %	1	1	1	1	-			2,5	5	-
Aromáticos %	42	35	-	-	-	40		40	-	-
Olefinas %	18	18	-	-	-	-	-	35	-	-
Oxigênio m/m	2,7	2,7	*	*	**	-	-	2,7	2,5	-
Diesel										
Nºcetano min	51	51	50	50	42			45	48	45
Enxofre ppm	350	50	500	50	2000	500	50	10000	2500	3000

*MTBE¹⁸ 7% **contém álcool

Fonte: Adaptado de Uller et al (2003)

Além de derivados energéticos e não energéticos, os processos de refino geram subprodutos como o gás de refinaria, uma mistura de gases, principalmente hidrocarbonetos gasosos e alguns compostos sulfurosos, utilizados como matéria-prima da indústria petroquímica e para a produção de gasolina de alta octanagem, hidrogênio e na síntese orgânica de álcoois (Agência

¹⁸ Éter Metil-Terc-Butílico, promotor de octanagem da gasolina. Segundo a CETESB (Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental) e a Associação Brasileira de Energia Automotiva, o MTBE emite menor volume de óxidos de nitrogênio, mas aumenta o desgaste dos motores e gera subprodutos agressivos à saúde humana. A alternativa usada no Brasil é o etanol, mas uma crise de abastecimento em 1993 levou à implantação de unidades de MTBE em diversas refinarias da Petrobras. A ANP proibiu a adição de MTBE na gasolina nacional em 1999, e atualmente a produção das refinarias é toda exportada (Santos, 2002).

Nacional do Petróleo, 2003). Outro sub-produto gerado é o enxofre elementar, obtido a partir da recuperação de gases ácidos gerados nos processos de refino.

1.3. Os processos de refino de petróleo

Neste item serão descritos os principais processos de refino, descrevendo características que permitam a compreensão geral destes processos, como a carga utilizada e os produtos obtidos. Estas informações estão em Agência Nacional do Petróleo (2003), Buonfiglio (1992), Dauzacker et al (2002), Dauzacker e Palombo (2003), Duarte (2003), *Environmental Protection Agency* (1995), *Energy Information Administration* (2005), Fleshman (1997), Gary e Handwerk (1994), Johnson e Niccum (1997), Kennedy (1997), Lerner (1997), Lima et al (1998), Speight (1999), Sullivan (1997), Tedesco e Vibranovski (1980), Tolmasquim e Schaeffer (2000) e Uller et al (2003).

As refinarias constituem um sistema operações interligadas, e apesar das unidades de processo serem semelhantes, esses sistemas são próprios de cada refinaria. Os equipamentos são produzidos sob medida para as condições de processo em que serão utilizados.¹⁹ O projeto básico sempre sofre alterações relacionadas às suas condições de operação, que dependem de inovações nos processos, modificações no perfil da demanda, tipo de petróleo utilizado e normas técnicas vigentes. O investimento em capital fixo de uma refinaria é praticamente ininterrupto, devido às constantes ampliações e modificações nos processos (Macedo e Silva, 1985).

De acordo com Speight (1999), o objetivo do refino do petróleo é formar produtos com conteúdos de hidrogênio e carbono diferentes daqueles presentes na corrente original, ou diminuir o ponto de ebulição das frações utilizadas como carga. Para Uller et al (2003), as refinarias podem visar a produção de combustíveis e matérias-primas petroquímicas ou a produção de lubrificantes básicos e parafinas. No Brasil, a produção de lubrificantes e parafinas ocorre dentro de conjuntos independentes da REDUC (Refinaria Duque de Caxias) e RLAM (Refinaria Landulpho Alves) e na LUBNOR (Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste).

Antes de passar pela destilação, primeira etapa do refino, o petróleo passa por um pré-tratamento, conhecido como dessalgação, para remover sais originados do poço ou adquiridos

¹⁹ As características particulares dos equipamentos exigem a capacitação dos fornecedores para o projeto de produtos, indo além da mera capacidade de produzir imitativamente produtos seriados (Macedo e Silva, 1985).

durante o transporte, que formam emulsões e originam compostos corrosivos dos equipamentos. O pré-tratamento varia em função do tipo de sal e das propriedades do petróleo, mas de maneira geral são utilizados o aquecimento do petróleo sob pressão, adição de agentes químicos, aplicação de campos de alta voltagem e vaporização do petróleo. Após a dessalgação, o petróleo é aquecido em uma unidade conhecida como torre de *pré-flash*.

As refinarias utilizam três grandes grupos de processos, classificados em processos de separação, processos de conversão e processos de tratamento, além de processos auxiliares.

1.3.1 Processos de separação

Os processos de separação são processos físicos para fracionar o petróleo ou retirar compostos de uma fração, sem alterar as propriedades químicas do petróleo processado.

Após a dessalgação e pré-aquecimento,²⁰ o petróleo que abastece a refinaria vai para a torre de destilação atmosférica, onde é aquecido. A torre possui bandejas separadas (16 a 28 bandejas para destilar petróleo, 30 a 100 para destilar gases liquefeitos), onde componentes de diferentes pontos de ebulição são condensados a diferentes temperaturas, obtendo-se assim diferentes frações. As frações mais leves condensam e são coletadas no topo da torre; as frações mais pesadas que não vaporizaram são separadas posteriormente na destilação a vácuo. A destilação atmosférica gera gasóleo, GLP e gases, nafta (gasolina) leve e pesada, querosene, diesel, coque, óleo lubrificante básico, betume asfáltico e resíduo atmosférico. Também produz gás combustível de refinaria, principalmente metano e etano, que são gases leves, não condensáveis e ácidos, que após tratamento são usados como combustíveis na refinaria.

A destilação a vácuo separa frações de correntes que, na destilação atmosférica, teriam de ser aquecidas até uma temperatura de craqueamento²¹ (350° C), o que não é desejável para obter produtos com propriedades afetadas pela alta temperatura, como óleos lubrificantes. Nas torres de vácuo, a pressão é inferior à pressão atmosférica;²² assim, a carga atinge o ponto de ebulição a

²⁰ Para pré-aquecer o petróleo é comum o uso de trocadores de calor, feixes de tubos arranjados dentro de uma célula por onde passam correntes frias de petróleo, em direção oposta a outra célula por onde passam correntes quentes de destilados, que transferem o calor para o petróleo frio, gerando uma significativa economia de energia para a refinaria (Speight, 1999).

²¹ A destilação com craqueamento forma coque, que pode obstruir as tubulações. Este processo pode ser utilizado para obter resíduo craqueado, como piche (Speight, 1999).

²² A pressão é diminuída por equipamentos como ejetores a vapor e condensadores barométricos, ou bombas de vácuo e condensadores de superfície (que reduzem a contaminação da água por óleo, mas têm custo mais alto).

uma temperatura inferior à verificada no aquecimento sob pressão atmosférica. Na destilação a vácuo são obtidos lubrificantes leves, médios e pesados, gasóleo de vácuo, resíduo de vácuo (utilizado como asfalto, enviado para coqueamento ou misturado ao gasóleo para obter óleo combustível pesado) e gases combustíveis.

A destilação atmosférica e a vácuo geram um resíduo conhecido como betume asfáltico ou asfalto do petróleo, utilizado como cimento asfáltico para pavimentação e asfalto diluído de petróleo para uso industrial.

A desasfaltação a propano utiliza solventes para extrair asfaltenos e resinas do resíduo de vácuo, que segue para unidades de craqueamento catalítico e gera nafta, GLP e resíduo asfáltico.

A extração de aromáticos utiliza solventes para retirar compostos aromáticos de naftas provenientes de unidades de reforma catalítica. Os aromáticos obtidos são usados como insumos petroquímicos, e os não aromáticos são enviados ao *pool* de gasolina.

A adsorção de n-parafinas (normal parafinas) visa retirar compostos parafínicos do querosene, que elevam o ponto de congelamento do combustível,²³ usando peneiras moleculares que filtram o querosene gasoso e capturam as n-parafinas, usadas na indústria petroquímica para a fabricação de alquilbenzeno linear, matéria-prima de detergentes biodegradáveis.

1.3.2 Processos de conversão

Os processos de conversão²⁴ são de natureza química, e visam alterar as características moleculares de frações de baixo valor (gasóleo, resíduos de vácuo e atmosférico) para obter frações mais valorizadas (GLP, nafta, querosenes e diesel). Em geral as reações ocorrem sob altas temperaturas e pressões, e são aceleradas e direcionadas por catalisadores.

O craqueamento térmico quebra as moléculas de hidrocarbonetos formando moléculas de menor peso molecular, sob temperaturas acima de 350° C e altas pressões. A carga do processo são gasóleos pesados e resíduos de destilação a vácuo. É um processo obsoleto, superado pelo craqueamento catalítico, que gera gasolina de maior octanagem e menor volume de óleo combustível e gases leves. Todavia, o craqueamento térmico originou outros processos térmicos,

²³ Este processo é importante para atender às especificações requeridas para a produção de querosene de aviação.

²⁴ Para Tolmasquim e Schaeffer (2000), a capacidade de conversão (craqueamento, hidrocrackeamento, alquilação, reforma e coqueamento retardado) serve, com limitações, como indicador de complexidade tecnológica de refinarias.

como a viscorredução e os diversos tipos de coqueamento, e ainda representa cerca de 7,4% da capacidade de refino mundial em relação à capacidade mundial de destilação de petróleo cru.

A viscorredução é um processo de severidade²⁵ média, que reduz a viscosidade de cargas pesadas (resíduos de vácuo e atmosférico), gerando GLP, gases, nafta, diesel e óleo combustível.

O coqueamento é um processo que converte resíduos não destiláveis (resíduo de vácuo, gasóleos pesados e resíduos do craqueamento catalítico) em produtos de menor ponto de ebulição, como gás combustível, GLP, nafta, gasóleo leve (incorporado ao diesel após hidrotreatamento) e gasóleo pesado (carga de unidades de craqueamento catalítico). É um processo bastante rentável, gerando frações valorizadas a partir de resíduos com pouco valor comercial e minimizando a produção de óleo combustível. O coque de petróleo gerado é utilizado como combustível industrial, fonte de carbono para a manufatura de fósforo elementar e grafite, anodos para a produção de alumínio e eletrodos para a produção de aço.

O processo de coqueamento mais antigo e utilizado é o coqueamento retardado, um processo semi-contínuo. As variações desse processo são o coqueamento fluido, um processo contínuo que utiliza técnicas de sólidos fluidizados, e o *flexicoking*, similar ao coqueamento fluido, mas que permite a gaseificação do excesso de coque em gás combustível de refinaria.

O craqueamento catalítico é um processo de quebra de moléculas similar ao craqueamento térmico, mas que utiliza catalisadores que direcionam as reações para a obtenção dos produtos desejados. É um processo que aceita uma ampla variedade de cargas, como gasóleo atmosférico e de vácuo, gasóleos de coqueamento e de craqueamento térmico, óleos solventes desasfaltados, extratos de lubrificantes e resíduos de hidrocraqueamento. Pode gerar coque, gás combustível, GLP, gasolina, gasóleo leve gasóleo pesado. As condições de operação da unidade, como a temperatura e o uso do catalisador, podem ser ajustadas para maximizar a produção do produto desejado. O principal objetivo do processo é gerar nafta de alta octanagem (50 a 65% do volume da carga processada) e GLP (25% a 40% da carga). Nas unidades de craqueamento catalítico mais modernas as reações ocorrem em leito fluido, com catalisadores cada vez mais ativos, seletivos e resistentes, em conversores que suportam condições mais severas e melhoram a ação do catalisador. Os primeiros catalisadores para craqueamento eram compostos de sílica e alumina, sendo progressivamente substituídos por zeólitas ou por peneiras moleculares.

²⁵ A severidade de um processo está relacionada à temperatura e ao tempo de residência de uma carga a uma dada pressão (Speight, 1999).

A reforma catalítica é um processo de conversão que tem a finalidade de retirar hidrogênio dos hidrocarbonetos. Utiliza como carga nafta e gasolina de baixa octanagem, obtidas a partir da destilação direta, e em geral hidrotratadas. Gera gasolina de alta octanagem e aromáticos leves para a indústria petroquímica. Também gera, em menores quantidades, gás liquefeito, gás combustível, gás ácido e uma corrente rica em hidrogênio.

No hidrocraqueamento catalítico ocorre a quebra das moléculas de hidrocarbonetos pesados junto a reações de hidrogenação (como a transformação de hidrocarbonetos aromáticos em compostos naftênicos), sob a ação de catalisadores. O hidrocraqueamento é classificado como um processo de hidrogenação destrutivo, promovendo a quebra das ligações entre os átomos de carbono da fração processada e a saturação dos fragmentos com hidrogênio, gerando correntes de menor peso molecular. É um processo complementar ao craqueamento catalítico, utilizando cargas que não são convertíveis por esse processo, como gasóleos de craqueamento e coqueamento. As reações ocorrem em temperaturas superiores a 350° C, sob altas pressões. Em geral, a carga (destilados médios, óleo combustível residual e crus reduzidos) é hidrotratada, para remover compostos de enxofre e amônia que prejudicam a ação do catalisador. O hidrocraqueamento catalítico pode utilizar diversos tipos de cargas, além de maximizar a geração do produto desejado. As reações de craqueamento são orientadas por catalisadores zeolíticos, enquanto as reações de hidrogenação utilizam catalisadores de platina, óxido de tungstênio ou níquel. As unidades de hidrocraqueamento são altamente intensivas em capital, pois utilizam grandes quantidades de hidrogênio, além de equipamentos especiais para suportar as altas pressões e temperaturas de operação. Uma variação deste processo é o hidrocraqueamento catalítico brando, que opera em condições menos severas.

A alcoilação catalítica ou alquilação é um processo usado para produzir gasolina de alta octanagem a partir da combinação de olefinas (geradas em unidades de craqueamento catalítico e coqueamento) com parafinas. O processo gera também nafta pesada, propano e n-butano de alta pureza. O processo é muito usado na produção de gasolina de aviação, pois produz uma gasolina de queima limpa, com baixos teores de enxofre e sem compostos aromáticos e olefinicos.

A isomerização é um processo catalítico que converte n-butanos em iso-butanos, que passam por um processo de alquilação para serem convertidos em hidrocarbonetos com ponto de ebulição na faixa da gasolina. Também é utilizado para aumentar a octanagem da gasolina. Este

processo ganhou importância devido à proibição do uso de chumbo como promotor de octanagem da gasolina e à necessidade de se reduzir o teor de benzeno desse combustível.

A polimerização é um processo catalítico em que se aumenta o peso molecular de uma determinada substância. O processo é usado para converter propano e butano oriundos do craqueamento em gasolina de alta octanagem.

1.3.3 Processos de tratamento

Os processos de tratamento visam eliminar as impurezas presentes nas cargas e produtos finais, como compostos de enxofre e nitrogênio que geram corrosão de equipamentos e formam compostos poluentes na queima dos combustíveis.

O tratamento cáustico consiste na lavagem cáustica de frações leves de petróleo como gás combustível, GLP e naftas, eliminando compostos ácidos de enxofre, cianetos e fenóis.

No tratamento *merox* a lavagem cáustica remove os compostos de enxofre e permite regenerar a soda cáustica consumida. Também pode transformar os compostos de enxofre em dissulfetos menos prejudiciais, em um processo conhecido como adoçamento *merox*. O processo é usado no tratamento de GLP, nafta, gasolina, querosene, óleo combustível, e de gás natural, de refinaria e sintético, junto a processos convencionais de tratamento.

O tratamento *Bender* é um processo de adoçamento em que se conjugam lavagens cáusticas e a ação de campos elétricos de alta voltagem, visando transformar mercaptans em dissulfetos, compostos ácidos menos corrosivos.

O tratamento DEA (di-etanol amina) visa remover H₂S e CO₂ de frações gasosas do petróleo (gás natural, gás combustível e GLP). Permite a regeneração da DEA usada no processo, produzindo um gás ácido rico em enxofre, que é enviado para unidades de recuperação de enxofre (UREs) que geram enxofre elementar.

Entre os processos de tratamento, destacam-se os processos de hidrogenação para melhorar a qualidade dos combustíveis. Considera-se que quanto maior o conteúdo de hidrogênio de um produto de petróleo, melhor será sua qualidade. Os processos de tratamento com hidrogênio são processos de hidrogenação não-destrutivos, em que a qualidade dos produtos é melhorada sem se alterar significativamente seu ponto de ebulição. As maiores diferenças entre os processos destrutivos (hidrocraqueamento) e não-destrutivos são o tempo no qual a matéria

prima permanece na temperatura de reação e seu grau de decomposição, mais branda nos processos não-destrutivos.

O hidrotratamento é usado na remoção de impurezas presentes em correntes intermediárias e produtos finais, que podem desativar catalisadores de processos e comprometer a qualidade dos produtos. De maneira geral, visa saturar olefinas e/ou reduzir o conteúdo de enxofre e nitrogênio de produtos finais e intermediários. Nos processo de tratamento com hidrogênio ocorrem reações de hidrodessulfurização (mais comumente utilizada), hidrogenitrificação, saturação de olefinas e saturação de aromáticos,²⁶ orientadas por catalisadores. A vida útil dos catalisadores de hidrotratamento varia de um a quatro anos, período em que o catalisador é contaminado por elementos como ferro, silício e carbono, originados da corrosão de equipamentos, reações no catalisador e contaminantes presentes nas cargas. As unidades de hidrotratamento, para tratar correntes mais pesadas, exigem maiores investimentos, por exigirem pressões de operação mais altas.

1.3.4. Processos auxiliares

Os processos auxiliares têm como finalidade fornecer insumos para a operação dos processos de refino, tratar os rejeitos destes processos, obter produtos especiais e efetuar a estocagem e movimentação dos produtos. Incluem-se aí a produção de hidrogênio, a recuperação de gases, a recuperação de enxofre e as utilidades, como fornecimento de vapor em diferentes níveis de pressão, água, energia elétrica em diferentes níveis de tensão, ar comprimido, distribuição de gás e óleo combustível, tratamento de efluentes e tochas. Estes serviços são oferecidos pelas unidades periféricas, como dutos, linhas de abastecimento, centrais termelétricas, unidades de vapor, estocagem de produtos, sistemas de transferência de produtos, unidades de tratamento de efluentes e resíduos e sistemas de segurança.

A generalização do uso de hidrogênio nas refinarias fez com que sua produção, antes uma operação especial, passasse a ser essencial na maioria das refinarias. Inicialmente, o hidrogênio era utilizado para o hidrotratamento de frações leves, como a nafta utilizada em unidades de craqueamento catalítico. A fixação de especificações que exigem maior qualidade de derivados, a crescente utilização de petróleos pesados e a queda na demanda por derivados pesados levou ao

²⁶ A saturação de aromáticos permite aumentar o número de cetanos do diesel, melhorando o desempenho do motor com menores emissões.

desenvolvimento de tecnologias para hidrotratar e hidrocraquear cargas cada vez mais pesadas, aumentando sobremaneira a demanda por hidrogênio. Inicialmente, o hidrogênio era gerado em processos de reforma catalítica, como um subproduto da produção de compostos aromáticos de alta octanagem usados na composição da gasolina. Contudo, a limitação do teor de aromáticos e o aumento do teor de oxigenados na composição da gasolina, exigidos pela regulação ambiental, diminuíram as possibilidades de obter hidrogênio por essa rota. Estas limitações levaram ao uso de processos de reforma catalítica a vapor, onde hidrocarbonetos leves como o metano²⁷ são utilizados para formar hidrogênio. Outro processo utilizado é a oxidação parcial de hidrocarbonetos a altas temperaturas, que permite gerar hidrogênio a partir de correntes mais pesadas, com custos de capital superiores aos do processo de reforma a vapor, devido à necessidade de uma planta de oxigênio.

As unidades de recuperação de gases podem recuperar hidrocarbonetos leves das várias correntes de gases geradas em unidades de destilação, coqueamento, craqueamento catalítico, reforma e hidrocraqueamento, produzindo gases dessulfurizados como etano e metano, utilizados como gás combustível ou matéria prima para a produção de hidrogênio.

Os processos de tratamento de gases ácidos, principalmente ácido sulfídrico e dióxido de carbono, são realizados em função dos tipos e da concentração de contaminantes, além do grau de remoção desejado. Em geral são utilizados processos de adsorção, absorção, oxidação térmica e oxidação catalítica. Até meados da década de 70, os gases ácidos eram queimados como combustível na refinaria. A regulação ambiental limitando a poluição do ar levou ao desenvolvimento de métodos de remoção destes gases e de recuperação de enxofre elementar.

A recuperação de enxofre dos gases ácidos, através da ação de solventes e adsorventes, retira enxofre elementar ou ácido sulfúrico para comercialização. Até a década de 1970, a recuperação de enxofre era realizada por razões puramente econômicas, recuperando-se de 90 a 93% do enxofre. A regulação ambiental estadunidense, a partir dos anos 70, passou a exigir a recuperação de 99% de enxofre, o que levou a modificações no processo, que passou a ser feito em dois estágios. O processo começa em uma unidade *Claus*, seguindo para uma unidade de processo *SCOT*. O processo *Claus* original foi criado em 1885, e sofreu várias modificações,

²⁷ As melhores matérias-primas para a produção de hidrogênio são hidrocarbonetos leves e com baixo teor de enxofre, como gás natural, mais comumente usado, gás de refinaria, GLP e nafta leve.

utilizando-se atualmente um processo catalítico. O processo *SCOT*, de propriedade da *Shell*, é utilizado quando é necessária a recuperação de mais de 99% do enxofre do gás sulfídrico.

O controle de emissões de particulados, que separam as partículas maiores antes da saída pelas chaminés, pode ser feito por diferentes tipos de equipamento. Em geral são utilizados ciclones (coletores mecânicos de partículas sólidas), filtros, precipitadores eletrostáticos (que aplicam cargas elétricas em partículas de correntes de gases, movendo-as para coletores) e lavadores de gases, onde gases são lavados por um *spray* de partículas líquidas.

A operação final da indústria de refino é a mistura (*blending*) de produtos, em proporções compatíveis com as especificações dos combustíveis. As correntes que normalmente compõe o *pool* de óleo diesel são querosene, diesel leve e pesado da destilação atmosférica, gasóleo leve e médio de coqueamento retardado, gasóleo leve da destilação a vácuo e óleo leve de reciclo do craqueamento catalítico fluido. A gasolina é formada por nafta de destilação direta, de craqueamento catalítico fluido e de correntes oriundas de unidades de reforma, alquilação e isomerização. Devido ao grande número de variáveis envolvidas, a maior parte das refinarias utiliza controles computadorizados para efetuar a mistura de correntes, utilizando informações como o estoque de produtos e as propriedades físicas das correntes, que permitem formular modelos de programação que otimizam as operações de mistura, a partir das demandas quantitativas e qualitativas pelos produtos gerados, minimizando custos e maximizando lucros.

Cabe aqui registrar a importância do controle computadorizado de processos para as refinarias. Esse controle é constituído de sistemas de aquisição de dados, tratados por sistemas que informam os operadores sobre as condições operacionais. Também existem sistemas que atuam diretamente no processo, ajustando variáveis conforme as condições de operação (por exemplo, em caso de um acidente), e também atuando nos elementos finais de controle, por exemplo, no comando seqüencial de equipamentos como válvulas. A maior complexidade destes métodos de instrumentação exige o domínio de tecnologias de informação, além de um profundo conhecimento das variáveis envolvidas na operação e nos processos de uma refinaria.

O quadro 1.3. descreve os processos de refino de petróleo abordados nessa seção, mostrando as cargas normalmente utilizadas nos processos, os produtos gerados (que podem ser produtos finais ou cargas intermediárias). O gráfico 1.1 é um fluxograma que descreve de forma simplificada o esquema típico de uma refinaria.

Quadro 1.3. Processos de refino de petróleo, cargas e produtos gerados.

Processos de separação.

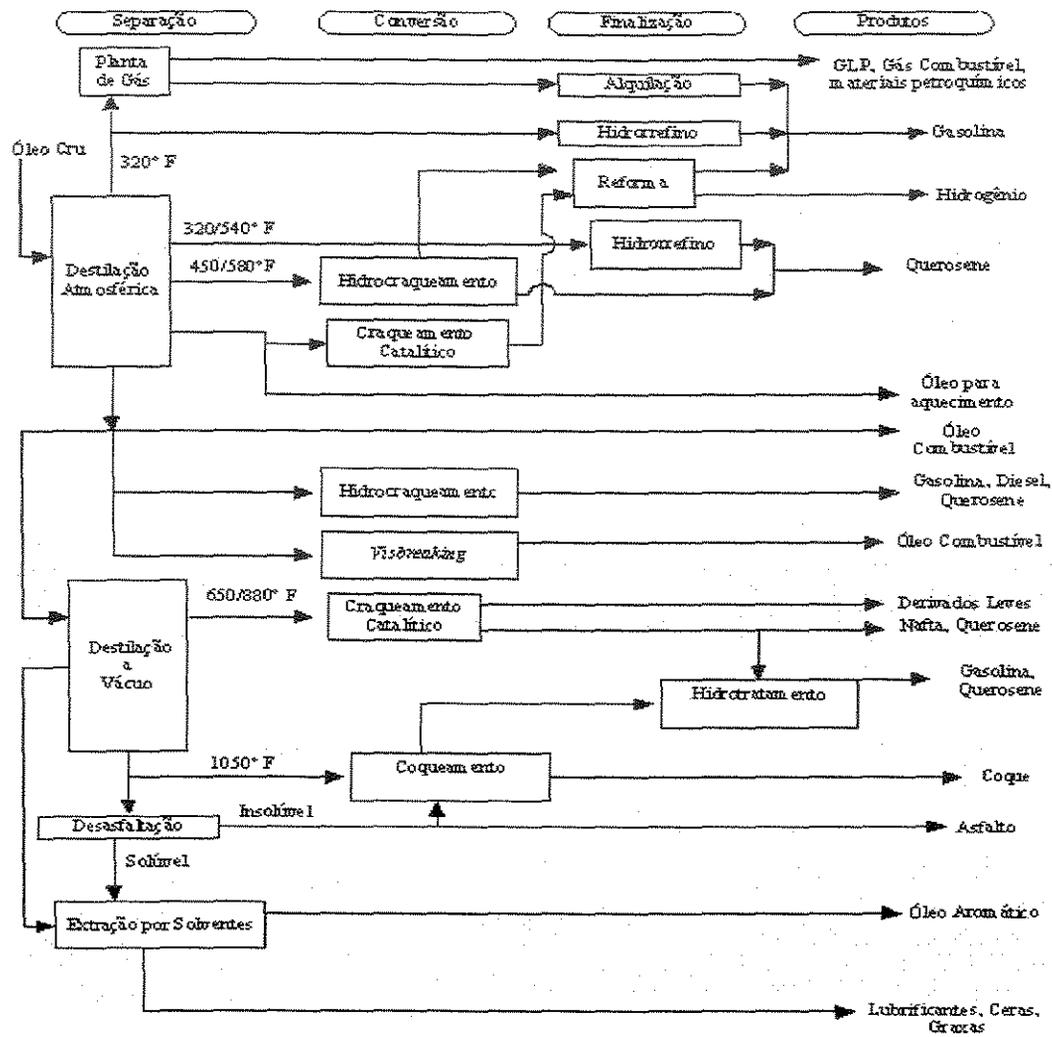
	Cargas	Produtos
Destilação Atmosférica.	Petróleo dessalgado.	Gasóleo, GLP, nafta leve e pesada, querosene, diesel, lubrificantes básicos, betume asfáltico, resíduo atmosférico, gás combustível de refinaria.
Destilação a vácuo	Resíduo de destilação atmosférica.	Lubrificantes, gasóleo de vácuo, resíduo de vácuo, gases combustíveis, betume asfáltico.
Desasfaltação a propano.	Resíduo de vácuo.	Resíduo desasfaltado.
Extração de aromáticos.	Nafta da reforma catalítica.	Compostos aromáticos e não aromáticos.
Adsorção de n-parafinas.	Querosene	Querosene desparafinado, n-parafinas.
Processos de conversão.		
Craqueamento térmico	Gasóleo pesado e resíduo de vácuo.	Gás combustível, naftas, gasóleo leve.
Viscorredução.	Resíduos atmosférico e de vácuo.	GLP, gases, nafta, diesel, óleo combustível.
Coqueamento.	Resíduo de vácuo, gasóleos pesados, resíduos de craqueamento catalítico.	Coque, gás combustível, GLP, naftas, gasolina, gasóleo leve e pesado.
Craqueamento catalítico.	Gasóleos atmosférico, de vácuo, de coqueamento, e de craqueamento térmico, óleos desasfaltados, extratos de lubrificantes, resíduos de hidrocraqueamento.	Coque, gás combustível, GLP, naftas, gasolina, gasóleo leve, gasóleo pesado.
Reforma catalítica.	Nafta de baixa octanagem da destilação direta.	Gasolina de alta octanagem, aromáticos leves, gases combustíveis.
Hidrocraqueamento catalítico.	Gasóleos de coqueamento e craqueamento.	Gasolina, nafta, gasóleo leve, gás de refinaria.
Alquilação.	Olefinas e parafinas.	Gasolina de alta octanagem, nafta pesada, propano e n-butano.

(continua)

Quadro 1.3. (cont.)

Isomerização.	N-butanos.	Iso-butanos, gasolina de alta octanagem.
Polimerização.	Propano e butano.	Gasolina de alta octanagem.
Processos de tratamento.		
Tratamento cáustico.	Gás combustível, GLP, naftas.	Frações dessulfurizadas.
Tratamento <i>Merox</i>	GLP, nafta, gasolina, querosene e óleo combustível.	Frações dessulfurizadas.
Tratamento <i>Bender</i> .	Frações contaminadas por mercaptans.	Frações contendo dissulfetos.
Tratamento DEA.	Frações gasosas (GLP, gás combustível).	Frações livres de CO ₂ e H ₂ S.
Hidrotratamento.	Frações intermediárias e produtos finais.	Frações dessulfurizadas, denitrificadas e com olefinas e aromáticos saturados.
Processos auxiliares.		
Geração de hidrogênio.	Hidrocarbonetos leves.	Hidrogênio puro.
Recuperação de gases, tratamento de gases ácidos.	Correntes gasosas de várias unidades.	Gases dessulfurizados.
Recuperação de enxofre.	Correntes gasosas de várias unidades.	Gases dessulfurizados, enxofre elementar.
<i>Blending</i> .	Diversas frações geradas.	Lubrificantes, gasolinas, querosenes, óleos combustíveis, óleos diesel.

Gráfico 1.1. Esquema simplificado dos principais processos em uma refinaria



Fonte: Adaptado de Speight (1999).

1.4. A evolução tecnológica da indústria de refino de petróleo no mundo

No final do século XVIII a necessidade de obter produtos para iluminação levou à descoberta de diversas novas fontes alternativas ao carvão, como gás e destilados de petróleo. O primeiro produto refinado do petróleo foi o querosene, inventado em 1827 por Abraham Gesner, um físico inglês que fundou em 1853 a *Asphalt and Kerosene Gas Company* (Forbes, 1967).

Nos Estados Unidos, a indústria de refino se desenvolveu e rumou para a dianteira mundial com o desenvolvimento em meados do século XIX da produção de petróleo, um recurso

abundante no país e que se tornou a principal fonte de insumos da indústria de química orgânica estadunidense, diferentemente da indústria européia, baseada na utilização de carvão (Quintella, 1993; Landau e Rosenberg, 1992).

Apesar de existirem registros sobre a destilação de petróleo na Rússia em 1735, a primeira refinaria foi construída em 1859 em *Titusville*, junto ao primeiro poço de petróleo da *Pennsylvania Rock Oil Company of New York*, fundada em 1854 para explorar as recentes técnicas de produção de querosene (Nelson, 1958; Buonfiglio, 1992).²⁸ Técnicas de destilação para produzir álcool de vinho e batata já existiam desde o final do século XVIII, e foram adaptadas para destilar petróleo. Nas primeiras refinarias utilizava-se a destilação por bateladas, gerando principalmente querosene e óleo combustível; o querosene era freqüentemente contaminado pela nafta²⁹ gerada no início da destilação ou pelo óleo pesado destilado nos estágios finais, problema solucionado com sua re-destilação (Speight, 1999). O diesel obtido na destilação era usado em caldeiras e na produção de gás, substituindo o carvão (Buonfiglio, 1992). A destilação foi melhorada com a introdução dos primeiros processos contínuos, introduzidos a partir de 1880. Esses destiladores utilizavam destiladores ligados verticalmente (baterias), aquecidos por fornos separados, mais quentes nas partes mais baixas. Pela ação da gravidade, os produtos mais pesados eram transferidos para os fornos mais quentes, retirando-se em cada forno a fração correspondente à temperatura de ebulição. Por volta de 1900 foi desenvolvido um processo de condensação seletiva que permitia um fracionamento mais preciso.

De acordo com Freeman (1982), os processos de refino de petróleo nos Estados Unidos se desenvolveram em larga medida apoiados em tecnologias de processos químicos desenvolvidas desde o séc. XIX na Alemanha, onde os primeiros laboratórios *in house* de P&D foram criados nas empresas *Bayer*, *Hoeschst* e *BASF*.

O processo *Haber-Bosch*, fundamental para o desenvolvimento da ciência da catálise e de suas aplicações industriais, foi desenvolvido por Fritz Harber, na *Technische Hochschule de Karlsruhe*, e aperfeiçoado por Carl Bosch na *BASF*, cujos conhecimentos em química e mecânica o habilitaram a desenvolver um laboratório especializado em equipamentos de alta

²⁸ Nesse período são publicados nos Estados Unidos manuais de refino, como o *The Manufacture of Photogenic or Hydro-Carbon Oils*, de Thomas Antisell (1860), e *A Pratical Treatise on Coal, Petroleum and other distilled Oils*, de Abraham Gesner (1861) (Forbes, 1967).

²⁹ A inexistência de demanda para gasolina na época tornava a nafta um produto indesejado, freqüentemente dispensada em rios próximos às refinarias, pois quando misturada à querosene, tornava o produto altamente inflamável. Posteriormente, a nafta passou a ser destilada para produzir solvente de borracha e benzina. (Speight, 1999; Buonfiglio, 1992).

pressão para plantas de larga escala (Landau e Rosenberg, 1992).³⁰ O processo *Haber-Bosch* baseava-se na reação de hidrogênio e nitrogênio atmosférico (N₂) a altas temperaturas e pressões (600° C e 200 atm), sob a ação de um catalisador, visando produzir amônia (Quintella, 1993), e foi decisivo para fornecer fertilizantes e explosivos à Alemanha durante a I Guerra Mundial,³¹ garantindo aos alemães a liderança tecnológica em processos de alta severidade na época.³² Em 1913, as plantas operavam sob pressões superiores a 200 atm; na mesma época, engenheiros americanos tinham problemas com o processo de refino *Burton* a 5 atm, e até os anos 30 os Estados Unidos importavam válvulas e compressores para plantas de craqueamento catalítico de 30 atm.

Para Landau e Rosenberg (1992), diversos fatores contribuíram para o desenvolvimento da indústria química de larga escala nos Estados Unidos, como o corte de fornecimento de químicos orgânicos alemães durante a I Guerra Mundial, o surgimento de empresas especializadas no desenvolvimento de processos, a construção de grandes plantas com ganhos de escala e a difusão do motor a explosão. A importância da pesquisa na indústria química estadunidense³³ nesse período levou no início do século à criação do curso de Engenharia Química no MIT (*Massachusetts Institute of Technology*), uma disciplina voltada a aplicações industriais e que visava formar profissionais com competências de químico e engenheiro, capaz de desenvolver equipamentos de processamento e melhorar os processos com critérios econômicos e visando aumentar a escala de produção.

As inovações na indústria química orgânica são altamente dependentes de descobertas científicas. Os experimentos de laboratório são transferidos para plantas industriais através de projetos de engenharia desenvolvidos junto aos testes laboratoriais; na fase de desenvolvimento, cabe a engenheiros de manufatura realizar melhorias incrementais. Assim, o desenvolvimento dessas indústrias depende da pesquisa básica e aplicada e de ciclos de *learning by doing*, desenvolvidos desde a operação de plantas-piloto até a operação de plantas comerciais. A importância dos ciclos de aprendizado para ampliar a escala de produção se deve ao fato de que

³⁰ Este trabalho rendeu a *Haber* o prêmio Nobel de química em 1918. Bosch recebeu um Nobel de química em 1931, dividido com *Friedrich Bergius*, pelo desenvolvimento de processos químicos sob altas pressões.

³¹ O processo *Haber-Bosch* foi criado para fixar nitrogênio artificialmente, uma vez que a Alemanha não tinha fontes naturais de nitrogênio fixado.

³² Em 1919, os Aliados realizaram inspeções detalhadas nas plantas *Haber-Bosch* alemãs; contudo, somente após anos de estudos sua utilização foi possível. A empresa britânica *Brunner and Mond* só foi capaz de imitar o processo da BASF após sete anos de pesquisas (Quintella, 1993).

³³ Entre 1899 e 1946 mais de 25% dos laboratórios de pesquisa industrial dos Estados Unidos pertenciam à indústria química (Landau e Rosenberg, 1992).

“... grandes plantas incorporam, tipicamente, um grande número de melhorias tecnológicas baseadas na experiência acumulada e na noção de um melhor design da planta, conhecimentos que só são acumulados pela exposição prolongada aos problemas de plantas menores. A construção de plantas maiores deve utilizar avanços no design de plantas, na manufatura de equipamentos e na operação de processos” (Landau e Rosenberg, 1992: 93).

O advento da produção em série de automóveis, no início do século XX, sinalizava uma enorme ampliação do mercado de gasolina, levando as companhias de petróleo a adaptarem suas plantas de refino para a produção em massa deste combustível. Os primeiros esforços visavam melhorar a destilação do petróleo, e entre 1914 e 1927 permitiram elevar de 18% para 36% a porcentagem de gasolina obtida no processo.³⁴

Inicialmente, a estrutura da indústria de refino estadunidense era relativamente desconcentrada, levando a um excesso de capacidade em seu parque de refino no início da década de 1870, o que causou o fechamento de diversas refinarias. Com a crise, a *Excelsior Oil*, companhia fundada em 1863 por John Rockefeller e rebatizada em 1868 como *Standard Oil Company*, comprou diversas refinarias e uniu-se a várias empresas de petróleo estaduais (companhias “*Standard*”) surgindo então o truste que segundo Penrose (1968) refinou e comercializou mais de 85% do petróleo dos Estados Unidos em 1904. A queda das margens de lucro do refino, que criou a necessidade de operar em larga escala e integrar atividades desde a produção de petróleo até à comercialização de derivados, reforçou a concentração. Esse período foi marcado pela transformação do caráter quase artesanal da indústria de refino, que se tornou uma indústria dependente da produção em escala e de inovações com base científica.³⁵

No início do século, observa-se uma desconcentração na indústria de petróleo, iniciando-se a produção de petróleo em diversos países da Europa, América Latina e Oriente. Surgiram as primeiras empresas européias de petróleo como a *Royal Dutch Shell*, em 1907, e a *Anglo Persian Oil Company* (futura *British Petroleum*), em 1909. Além disso, em 1911 a legislação antitruste estadunidense fez com que a *Standard Oil Company* fosse desmembrada em várias empresas regionais, como a *Standard Oil of New Jersey* (futura *Exxon*) *Standard Oil of California* (que se tornaria a *Chevron*) e *Standard Oil of New York* (que viria a ser a *Mobil*). Esta desconcentração,

³⁴ Por exemplo, o processo de destilação a vácuo, desenvolvido entre 1925 e 1930 (Carvalho e Sala, 2001).

³⁵ A primeira empresa a competir com a indústria de petróleo dos EUA foi a russa *Nobel Brothers Naphta Company*, dos irmãos suíços Nobel, que por volta de 1876 introduziu inovações como oleodutos, navios tanque e ferrovias para transporte de petróleo, além de inovações na produção e refino. Um estudo do desenvolvimento de companhias de petróleo de outros países europeus está em Penrose (1968).

contudo, foi bastante relativa: o acordo de *Achnacarry*, celebrado em 1928 entre as grandes empresas de petróleo, criou o cartel que ficaria conhecido como as sete irmãs,³⁶ que por muito tempo controlou o preço mundial do petróleo e de seus derivados; até meados da década de 50, os Estados Unidos dominavam todos os segmentos da indústria de petróleo mundial.

Também no início do século ganharam importância companhias de processo e de construção de plantas, especialistas no *design* e no desenvolvimento de processos e equipamentos para a indústria química, como a UOP (*Universal Oil Products*) e a *Kellog* (Freeman, 1982).

Nos Estados Unidos, a demanda por derivados era diferente da européia,³⁷ conduzindo a esforços tecnológicos que visavam maximizar a produção de gasolina automotiva³⁸ e reduzir a produção de querosene iluminante, recentemente substituído pela iluminação elétrica (Freeman, 1982). O atendimento a esse perfil de demanda levou à criação do primeiro processo de craqueamento térmico³⁹ comercialmente viável, que começou a operar em 1913 na *Standard Oil of Indiana*. Denominado de processo *Burton*, foi criado por W. Burton, PHD em química pela Universidade Johns Hopkins, recrutado em 1909 pela *Standard Oil of Indiana* para chefiar um laboratório (Polli, 2004). Burton, superintendente da refinaria *Whiting* (*Standard Oil of Indiana*) desenvolveu o processo em plantas piloto na refinaria entre 1909 e 1910, auxiliado por mais dois PHDs. A primeira patente do processo *Burton* foi publicada em 1912, e em 1921 já existiam mais de 800 unidades deste processo em operação (Nelson, 1958). O processo de craqueamento térmico permitiu um aumento substancial na porcentagem de gasolina obtida a partir do petróleo processado, com o rendimento médio subindo de 20% em 1900 para 60% em 1935 (Duarte, 2003). De acordo com Achilladelis (1975), o processo *Burton* se originou de diversas descobertas científicas. Em 1855, Benjamin Silliman Jr., professor da Universidade de *Yale*, descobriu que frações pesadas de petróleo, quando aquecidas, eram quebradas em produtos mais leves. Em 1889 os cientistas ingleses *James Dewar* e *Boverton Redwood* descobriram que o aumento da pressão durante o aquecimento do gásóleo gerava maior quantidade de gasolina.

³⁶ *Standard Oil of New Jersey, Anglo Persian Oil, Royal Dutch Shell, Mobil Oil, Gulf, Texaco e Standard Oil of California.*

³⁷ Na Europa, a maior demanda era por óleo diesel e óleo combustível (Buonfiglio, 1992).

³⁸ Popularizados nos EUA pela produção em massa criada por Henry Ford. Em 1919, foram produzidos 1.683.919 veículos nos EUA. Para se ter uma idéia da magnitude destes números, em 1999 no Brasil foram produzidos 1.356.714 veículos (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, 2004; Buonfiglio, 1992).

³⁹ Rumores de que o processo foi descoberto acidentalmente contam que em 1861 um operador de destiladora deixou a carga na unidade por um tempo superior ao programado, superaquecendo-a e obtendo um destilado mais leve. Rumores à parte, a produção de correntes voláteis a partir da destilação com craqueamento de madeira e carvão já era conhecida antes do surgimento da indústria de petróleo (Speight, 1999).

As exigências da *Standard Oil Company* para licenciar as patentes do processo *Burton* estimularam o desenvolvimento de processos alternativos, criando-se entre 1920 e 1921 cinco novos processos de craqueamento, destacando-se os processos contínuos “Tubo e Tanque” e *Dubbs* (Freeman, 1982). O caráter contínuo⁴⁰ desses processos proporcionava vantagens operacionais sobre o processo *Burton*, realizado por bateladas e que exigia o interrompimento da produção para a retirada do carbono acumulado nos reatores.

O processo *Dubbs* foi desenvolvido pela UOP, uma empresa de desenvolvimento de processos atuante até hoje. A UOP foi fundada em 1913, com o nome de *Standard Asphalt and Rubber Company*; em 1914 a empresa adquiriu as patentes de Jesse A. Dubbs, formando-se então a *National Hydrocarbon Company*, que em 1915 se tornou a UOP. Entre as patentes adquiridas incluía-se um processo de separação de óleo cru e água salgada sob altas temperaturas e pressões, semelhante ao processo *Burton*, o que levou a UOP a processar a *Standard Oil of Indiana* por violação de patente. Para ganhar a causa, a UOP deveria desenvolver um processo de produção de gasolina a partir de óleo pesado, criando para isso um grupo de pesquisa liderado por Carbon Petroleum Dubbs, filho do já mencionado Jesse A. Dubbs. As pesquisas conduziram à criação do processo *Dubbs*, o primeiro processo contínuo de craqueamento. A primeira planta piloto do processo foi construída em 1917, quando a UOP passou a atuar como licenciadora de processos, oferecendo todo o conhecimento relacionado à operação do processo e a proteção legal da patente. A primeira planta *Dubbs* foi licenciada para a *Shell* e entrou em operação em 1923, após a solução de problemas no design de equipamentos que geraram inovações essenciais para o desenvolvimento de processos de alta severidade e em larga escala, como bombas,⁴¹ técnicas de soldagem elétrica e produção de aços especiais.⁴² O processo *Dubbs* substituiu completamente o processo *Burton* nos anos do entre-guerras, e só foi superado pelos processos catalíticos desenvolvidos durante a II Guerra Mundial.

O processo de “Tubo e Tanque” foi desenvolvido pela *Standard Development Company*, departamento especializado em P&D da *Standard Oil of New Jersey* criado em 1919. O processo

⁴⁰ O processo contínuo proporciona maiores economias de escala, permitindo um aumento de capacidade com diminuição dos custos relativos de trabalho, capital, controle e logística (Polli, 2004).

⁴¹ A invenção de uma bomba adequada para operar sob alta pressão e temperatura, desenvolvida pela *Shell* e pela UOP, permitiu um ganho de capacidade da ordem de 40% (Freeman, 1982).

⁴² Para Landau e Rosenberg (1992), indústrias de processos incorporam freqüentemente tecnologias de outras indústrias, como novos materiais, componentes eletrônicos, equipamentos e instrumentação, exigindo que as empresas químicas desenvolvam competências que vão além dos campos tradicionais da química.

foi desenvolvido em 1921, mas suas principais vantagens apareceram após melhorias como o redesenho de trocadores de calor e o desenvolvimento de bombas especiais (Freeman, 1982).

Na década de 20, os aumentos de produtividade alcançados com os processos de craqueamento térmico começaram a se esgotar,⁴³ intensificando-se as pesquisas em processos catalíticos, entre os quais se destaca o processo de craqueamento catalítico inventado por Eugene Jules Houdry, um engenheiro francês que associou-se à *Socony Vacuum Oil Company*, criando nos Estados Unidos a *Houdry Process Corporation*. Em 1932 a empresa selou um acordo de cooperação com a *Sun Oil*, que passou a deter um terço da *Houdry*, aumentando substancialmente o volume de recursos para a pesquisa. Em 1936 a *Sun Oil* e a *Socony Vacuum* introduziram de maneira exitosa o processo, após gastos de desenvolvimento de cerca de US\$ 11 milhões (Freeman, 1982). A principal dificuldade do processo era a regeneração do catalisador, problema que foi resolvido com a introdução de um turbocompressor baseado em um *design* suíço.

As exigências financeiras da *Houdry Corporation* para licenciar o processo, as limitações decorrentes da sua operação semicontínua em leito fixo⁴⁴ e o *know-how* que a *Standard Oil of New Jersey* adquirira através de acordos de cooperação técnica firmados com a *IG Farben*⁴⁵ nos anos 20 estimularam essa empresa a desenvolver processos próprios. Em 1929 a *Standard Oil of New Jersey* firmou um acordo com a *IG Farben* que incluía a compra dos direitos das patentes da empresa alemã, na área de processos catalíticos de hidrogenação de carvão, por US\$ 35 milhões, visando desenvolver um processo de craqueamento catalítico contínuo em leito fluido. Foi criado um grupo de pesquisa formado por engenheiros do MIT em Baton Rouge, responsável por avanços como processos de refino com hidrogênio, coqueamento e craqueamento catalítico fluido. Também foi significativo para o desenvolvimento de processos de craqueamento catalítico a formação em 1938 do grupo *Catalytic Research Associates*, formado inicialmente pela *Standard Oil of New Jersey*, *Standard Oil of Indiana*, *Kellog*, *IG Farben*, *Shell*, *Anglo-Iranian*, *Texaco* e *UOP*. Em um dos maiores programas de P&D anteriores ao Projeto *Manhattan*, o grupo chegou em 1942 a um processo de craqueamento catalítico fluido bem sucedido, em cujos direitos de *royalties* e patentes tiveram maior participação a *Standard Oil Company of Jersey*,

⁴³ As desvantagens do craqueamento térmico incluíam a elevada produção de coque, gás combustível e naftas com altos teores de olefinas e diolefinas. O processo tornou-se obsoleto por volta de 1943 (Duarte, 2003).

⁴⁴ De acordo com Duarte (2003), entre os problemas do processo estavam a rápida perda de atividade do catalisador e sua lenta regeneração, exigindo a operação alternada de vários reatores para garantir a continuidade do processo.

⁴⁵ A *IG Farben* ("grupo de interesses da indústria das tintas") foi criada em 1925 pela união das maiores empresas químicas alemãs, como Bayer, BASF e Hoechst, e diversas empresas menores.

UOP e *Kellog* (Freeman, 1982). O desenvolvimento do leito fluidizado, fundamental para o processo, teve participação decisiva do Departamento de Engenharia Química do MIT, trabalhando em conjunto com a *Standard Oil Company of Jersey* (Polli, 2004). O craqueamento catalítico fluido permitia operar em escalas superiores às do processo *Houdry*, e por esse motivo seu desenvolvimento também se deveu à necessidade de fornecer grandes quantidades de gasolina para a aviação militar durante a II Guerra Mundial. De acordo com Duarte (2003) essa necessidade levou o governo americano a criar a Recomendação 41, que estimulou a criação do *Catalytic Research Associates*.

De acordo com Hemler e Tajbl (1997), após a inauguração da primeira unidade comercial de craqueamento catalítico fluido em maio de 1942, as melhorias concentraram-se no *design* de equipamentos. Na metade da década de 1960 os melhoramentos passaram a se concentrar no campo da catálise, com a introdução de catalisadores zeolíticos no processo, superiores aos antigos catalisadores à base de sílica-alumina.

O desenvolvimento dos processos de craqueamento mostra claramente que a indústria de refino rumava para a produção em escalas cada vez maiores, com custos de desenvolvimento crescentes. O processo *Dubbs* custou US\$ seis milhões, e suas primeiras unidades processavam 500 bpd (barris de petróleo por dia) em 1923; em 1931, já existiam unidades *Dubbs* processando 4.000 bpd. A maior unidade de processo *Houdry*, que custou US\$ 11 milhões para ser desenvolvida, tinha capacidade de 20.000 bpd; em 1956, uma unidade de craqueamento catalítico fluido, processo cujo desenvolvimento custou US\$ 15 milhões, processava 100.000 bpd. O aumento de escala e a produção contínua permitiram ganhos significativos em custos de capital, supervisão do trabalho, manutenção, operação e energia (Freeman, 1982) (Quadro 1.4).

Quadro 1.4. Comparação da produtividade dos processos *Burton* e craqueamento fluido

Insumo	Consumo de insumos (por 100 galões de gasolina produzida)		
	Processo Burton (88,5 bpd)	Processo fluido da década de 40 (12.750 bpd)	Processo fluido atual (36.000 bpd)
Matéria prima (galões)	396	238	170
Capital (US\$ de 1939)	3,6	0,82	0,52
Custo do trabalho (horas-homem)	1,61	0,09	0,02
Energia (milhões de BTUs)	8,4	3,2	1,1

Fonte: Enos (1962) *apud* Freeman (1992)

A necessidade de obter maiores rendimentos das frações residuais da destilação levou ao desenvolvimento de unidades de coqueamento retardado, por volta de 1928. Os processos de coqueamento passaram por melhoramentos como o desenvolvimento de unidades de coqueamento fluido, em meados da década de 50, e de *flexicoking*, nas décadas de 60 e 70 (Feintuch e Negin, 1997; Speight, 1999).

Durante a década de 30 também foram desenvolvidos processos de polimerização, um dos primeiros processos catalíticos da indústria de refino, e processos de reforma térmica, visando aumentar a produção e suplementar o craqueamento térmico com o aumento da octanagem da gasolina, (Sheckler e Shah, 1997; Speight, 1999). Também foi desenvolvido o processo de alquilação, para produzir gasolina de aviação a partir de olefinas obtidas no craqueamento catalítico e no coqueamento, colocado em operação pela primeira vez na refinaria da Exxon em Baytown, no final de 1930 (Sheckler e Shah, 1997; Lerner, 1997). Em 1941 entrou em operação a primeira unidade de processo de isomerização catalítica de n-parafinas, criada para aumentar a oferta de isobutanos utilizados na alquilação de hidrocarbonetos olefinicos (Cusher, 1997).

Os processos de hidrogenação foram desenvolvidos pela *I.G. Farben* em 1927, para converter lignito, um tipo de carvão mineral, em gasolina. No começo de 1930, a *Esso Research and Engineering Company* trouxe o processo para os Estados Unidos, para converter frações pesadas de petróleo em frações destiláveis (Gary e Handwerk, 1994). De acordo com Reno (1997), a primeira planta comercial de hidrorrefino nos Estados Unidos começou a operar na refinaria da *Standard Oil of Louisiana* em Baton Rouge, em 1930. O processo só se tornaria economicamente viável por volta dos anos 50, devido à diminuição dos preços do hidrogênio, ocasionada pela oferta de hidrogênio produzido na reforma de naftas. A primeira planta moderna de hidrocraqueamento foi colocada em operação em 1959, na *Standard Oil of Califórnia*, com capacidade para converter 1.000 barris de óleo combustível por dia em gasolina e querosene de aviação. A partir daí, o uso do hidrocraqueamento se difundiu nos EUA, com sua capacidade subindo de 3.000 barris por dia em 1961 para 120.000 em 1966, e 980.000 em 1985.

A primeira unidade a utilizar o processo de hidrodessulfurização teve seu *design* licenciado pela UOP, e começou a operar em 1967 na refinaria de *Idemitsu Kosan*, no Japão, para produzir óleo combustível com baixo teor de enxofre, cuja demanda era crescente devido ao estabelecimento de leis mais severas de controle da poluição industrial. A adoção desse tipo de

unidade também era atraente devido aos maiores preços do óleo combustível leve e à perspectiva de utilização de petróleos mais pesados e com maiores teores de impurezas, o que tornou o domínio das tecnologias de hidrotreatamento estratégico para as refinarias (Thompson, 1997).

Para Furtado e Müller (1994), as crises do petróleo de 1973 e 1979 e as exigências de ordem ambiental levaram a grandes transformações na indústria mundial de refino. O incentivo ao uso de carvão, gás natural e energia nuclear diminuiu o consumo de óleo combustível, obrigando as refinarias a maximizar a produção de derivados leves e médios. A retração no consumo de derivados devido às altas do petróleo levou ao fechamento de diversas refinarias. O endurecimento das normas ambientais, condenando a adição de chumbo à gasolina e restringindo o teor de enxofre no diesel contribuiu para a diminuição da margem de lucro do refino, levando ao fechamento das refinarias tradicionais, produtoras de derivados pesados. A nova estrutura de refino passou a visar a qualidade dos derivados, exigindo que as refinarias realizassem investimentos em unidades de hidrorefino para garantir margens de lucro positivas.

De acordo com Tolmasquim e Schaeffer (2000), atualmente o maior e mais sofisticado parque de refino do mundo é o estadunidense. Entre os fatores que explicam esta liderança incluem-se o tamanho do mercado americano, a legislação ambiental rigorosa, a tradição da indústria no país, o volume de recursos investidos em desenvolvimento tecnológico, a competição entre os refinadores e a rede de transporte de derivados desenvolvida. A tendência de aumento dos investimentos das refinarias estadunidenses em unidades que melhoram a qualidade dos produtos e geram derivados de maior valor agregado é apontada pelos autores como uma tendência mundial, essencial para refinarias que visam mercados externos. Outra tendência apontada são as fusões de empresas de refino, visando o aumento de escala e a diminuição de custos gerenciais, além da otimização da produção gerada pelo gerenciamento integrado de diversas refinarias.

1.5. Evolução histórica da indústria de refino de petróleo no Brasil

1.5.1. Nacionalização da indústria de petróleo: o período anterior ao monopólio

As atividades de processamento de petróleo no Brasil datam do século XIX, existindo registros de que em 1884 foi concedido ao inglês John Grant o direito de explorar e beneficiar minerais às margens do Rio Maraú (Bahia), em uma fábrica que funcionou até 1893 (Telles,

1986). A fábrica produzia “petróleo nacional inexplorativo”, chamado de brasolina, óleos lubrificantes, velas de parafina, sabão e ácido sulfúrico.⁴⁶ Cerca de 400 operários trabalharam na montagem da fábrica, que consumiu cerca de 3.500 toneladas de equipamento, entre caldeiras com potência de 25 a 50 CV , uma resfriadeira com capacidade de produzir 4 toneladas de gelo por dia e 12 alambiques de 14 mil litros.

A primeira refinaria moderna construída no Brasil, em 1934, foi a Destilaria Riograndense S.A., instalada em Uruguaina, Rio Grande do Sul, com materiais usados importados da Argentina. A refinaria tinha capacidade de processar 150 bpd e utilizava um processo de destilação por bateladas, produzindo gasolina, querosene, diesel e óleo combustível. Em 1935 uma lei argentina proibiu o transporte de petróleo em seu território, paralisando as atividades da refinaria até 1936, quando empresários do Rio Grande do Sul, Argentina e Uruguai construíram uma refinaria em Rio Grande. A refinaria tinha capacidade de 1.000 bpd em unidades de destilação descontínua que produziam gasolina, solventes, querosene, diesel, óleo combustível, lubrificantes e asfalto. Havia também um parque de armazenamento de petróleo para atender a Destilaria Riograndense. Em 1937, as duas refinarias formaram o Grupo Ipiranga (Perroni, 1964; Fantine, 2003), construindo-se uma refinaria em Rio Grande, para atender os mercados do Rio Grande do Sul e países vizinhos. A nacionalização das atividades de refino em 1938 obrigou os investidores estrangeiros a se retirarem do negócio (Fantine, 2003). Em 1936 as Indústrias Matarazzo de Energia construíram na cidade de São Caetano do Sul (São Paulo) uma refinaria com capacidade de 500 bpd (Perroni, 1964).

A construção destas pequenas refinarias, voltadas ao atendimento de mercados locais, não permitiu desenvolver uma capacidade de refino que atendesse à demanda brasileira. Em 1940, a demanda estava em 32.000 bpd, e o país contava com capacidade de refinar 1.657 bpd (Macedo e Silva, 1985). Diversos fatores atrasaram o desenvolvimento da indústria de refino de petróleo no Brasil nesse período, como a baixa disponibilidade de tecnologias, dominadas pelas empresas tradicionais do exterior, a reduzida produção de petróleo no Brasil e a cartelização dos segmentos de refino, transporte e distribuição, o que tornava pouco interessante às multinacionais abrirem refinarias no Brasil. Na época, o investimento em refinarias por capitais nacionais era de alto risco, pois além dos cartéis havia grande incerteza quanto à oferta de petróleo durante a II Guerra Mundial (Fantine, 2003; Carvalho e Sala, 2001). Também atrasaram o desenvolvimento do

⁴⁶ A fonte desta informação foi publicada em “O Auxiliador da Indústria Nacional”, de 1886 (Telles, 1986).

parque de refino nacional as pressões das companhias de petróleo estadunidenses sobre o *Eximbank*,⁴⁷ dificultando a concessão de empréstimos para exportar equipamentos, e a falta de apoio do CNP (Conselho Nacional do Petróleo) (Macedo e Silva, 1985).

A intervenção do Governo Brasileiro na área de refino de petróleo começou com o Decreto nº 395, de 1938, que criava o CNP.⁴⁸ O Decreto definia o refino como uma atividade de utilidade pública, que só poderia ser exercida por brasileiros natos, seguindo instruções do governo em itens como localização, capacidade de produção, derivados produzidos, estoques de hidrocarbonetos e, quando conveniente, os preços máximos e mínimos dos derivados. As incumbências do CNP incluíam autorizar as atividades financeiras das refinarias, fiscalizar sua contabilidade e, para isso, organizar normas contábeis a serem adotadas (Cohn, 1968).

O interesse do CNP em unificar a tributação sobre combustíveis, realizada nas esferas federal, estadual e municipal, levou em 1940 ao lançamento do Decreto nº 2.615, que criava um imposto único federal sobre combustíveis, cuja receita seria aplicada no Fundo Rodoviário dos Estados e Municípios, voltado à conservação e ampliação de rodovias. A tributação sobre combustíveis produzidos no Brasil correspondia a 75% da incidente sobre o combustível importado, criando-se assim um incentivo fiscal para o desenvolvimento da indústria brasileira de refino de petróleo (Cohn, 1968).

Em 1942 foi construída pelo CNP uma refinaria experimental em Aratu (Bahia), com capacidade de 150 bpd, que produziu derivados até 1944, quando entrou em operação a refinaria experimental de Candeias. O primeiro relatório oficial do CNP, referente ao ano de 1944, apresenta dados insuficientes sobre a operação da unidade de Aratu, uma vez que se ignoravam as perdas nos processos e os custos de operação, revelando as carências do CNP em equipamentos e recursos humanos (Cohn, 1968).

Em 1945 o CNP lançou sua Resolução nº 1, que estabelecia condições para capitais nacionais instalarem e explorarem refinarias no Brasil e publicava uma chamada de propostas para conceder autorizações para a construção de refinarias de 10.000 bpd no Distrito Federal e no Estado de São Paulo. O CNP exigia dos proponentes a indicação do local da construção, a apresentação do anteprojeto (detalhado em 60 dias), o pagamento ao Tesouro Nacional de uma quantia fixa por barril de capacidade projetada, o início das obras 30 dias após a aprovação do

⁴⁷ *Export and Import Bank of the United States*

⁴⁸ Este órgão funcionou até 1990, quando foi substituído pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

projeto e sua conclusão em dois anos, a prova de fornecimento de petróleo assegurado por cinco anos, entre outras condições. O resultado foi divulgado em 1946 na Resolução CNP nº 2 e classificou 3 propostas (Cohn, 1968).

Foram aprovadas as propostas de grupos que criaram a “Refinaria e Exploração de Petróleo União S.A.”, em São Paulo, e “Refinaria de Petróleo do Distrito Federal S.A.”, em 1946. A construção da Refinaria do Distrito Federal foi transferida para a Enseada de Manguinhos (Decreto Lei nº 9.893/46), pois o CNP entendia que essa área era mais adequada para a refinaria.

A intenção do CNP, ao conceder essas autorizações era utilizar parte dos recursos gerados no refino para a pesquisa de jazidas de petróleo pelo CNP, o que explica a urgência dada na Resolução nº 2 à instalação dessas empresas. O primeiro presidente do CNP, General Horta Barbosa, “*Por muitos anos defenderia a tese segundo a qual a atividade de refino seria a chave para o financiamento das atividades de pesquisa e produção, onde se concentravam os riscos da indústria petrolífera*” (Carvalho, 1977: 24). As refinarias deveriam pagar ao CNP 9% do valor do petróleo processado, 50% de seu lucro líquido e a quantia necessária para a distribuição de 10% dos dividendos. A Resolução determinava que a contribuição perdurasse até que o Brasil fosse auto-suficiente em petróleo, e previa a distribuição dos resultados das pesquisas aos contribuintes em partes proporcionais à parcela paga.

Apesar das exigências da Resolução nº 2 a construção dessas refinarias⁴⁹ só foi iniciada quatro anos após a concessão da licença, em 1950, com financiamento do Banco do Brasil para a aquisição de equipamentos importados. Para Cohn (1968), foram dadas diversas vantagens para os grupos detentores das concessões, como a prorrogação dos prazos estabelecidos nos contratos de concessão.⁵⁰ Segundo Barreto (2000), em 1950 o CNP abriu nova concorrência pública, que aprovou os projetos de Capuava e Manguinhos, além do projeto de construção de uma refinaria em Manaus, de 5.000 bpd, apresentado pelo grupo I.B. Sabbá, e um projeto do grupo Ipiranga, de 10.000 bpd, concebido inicialmente para São Paulo, mas qualificado para instalação em Rio Grande, onde o grupo Ipiranga operava uma refinaria de 1.500 bpd.

A construção da Refinaria União de Capuava (RECAP) foi iniciada em 1950, com projeto da *Hydrocarbon Research Inc.* (HRI, dos Estados Unidos). O processo de craqueamento térmico

⁴⁹ Uma com capacidade de 20.000 bpd (refinaria de Capuava), e outra com capacidade de 10.000 bpd (refinaria de Manguinhos).

⁵⁰ Vale lembrar que, na época, o Sr. Corrêa de Castro, diretamente ligado ao grupo Soares Sampaio-Corrêa de Castro, que constituiu a Refinaria de Capuava, foi nomeado Ministro da Fazenda (Carvalho, 1977).

foi licenciado pela *Socony Mobil*, também estadunidense.⁵¹ A montagem da refinaria foi feita pela *Chicago Bridge and Iron*. As obras de construção civil foram dirigidas por técnicos da CNP, sob supervisão de um engenheiro da HRI. Ao CNP coube o treinamento do pessoal de operação, manutenção, segurança industrial e inspeção (Barreto, 2000).

A primeira refinaria estatal do Brasil, a Refinaria Landulpho Alves-Mataripe (RLAM),⁵² foi construída pelo CNP em São Francisco do Conde (Bahia), junto à foz do Rio Mataripe e próxima a Lobato, região onde se iniciou a produção de petróleo brasileiro em 1939. A construção foi autorizada pelo Decreto Lei nº 9.881/46, que criava a Refinaria Nacional de Petróleo S/A, projetada para refinar 2.500 bpd⁵³ de petróleo em unidades de destilação e craqueamento térmico, maximizando a produção de gasolina (Barreto, 2000). O projeto foi contratado com a *W. Kellogg Company*, ficando a cargo de sua subsidiária *Kellogg Pan American Corporation* a supervisão dos trabalhos de montagem e construção, regida por um contrato do tipo *turn key*⁵⁴ (Macedo e Silva, 1985). O contrato de montagem e construção, inicialmente firmado com a Companhia Brasileira de Engenharia, foi rescindido devido a dificuldades da empresa em seguir os padrões de montagem e construção dos equipamentos, fabricados sob medida nos EUA. Com a rescisão do contrato, os trabalhos de construção e montagem da refinaria ficaram a cargo de engenheiros do CNP e operários locais (Barreto, 2000).

Na construção da RLAM, iniciada em 1949 e finalizada em 1950, já havia a preocupação de utilizar equipamentos nacionais. A concorrência para a construção do parque de tanques foi realizada entre firmas nacionais, e coube à firma Sanson Vasconcellos (SANVAS) construir trinta tanques com chapas da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN).⁵⁵ Apesar desses esforços, o índice de nacionalização na construção da refinaria de Mataripe não passou de 5% (Macedo e Silva, 1985).

⁵¹ Este processo, denominado *Thermofor Catalytic Cracking* (TCC) era na época o mais avançado de sua categoria (Barreto, 2000).

⁵² Landulpho Alves, Interventor da Bahia na época do Estado Novo, desde 1938 tentava obter do governo a construção de uma refinaria no Estado.

⁵³ De acordo com Barreto (2000) inicialmente planejava-se uma capacidade de 10.000 bpd, mas os campos petrolíferos da Bahia só garantiam um suprimento regular de 2.500 bpd, impossibilitando a produção de lubrificantes, produto para o qual o petróleo baiano, de natureza parafínica, é uma excelente matéria-prima.

⁵⁴ Nos contratos *turn key*, o fornecedor se compromete a entregar instalações e equipamentos em plenas condições de funcionamento, bastando ao comprador “virar a chave” para iniciar as operações.

⁵⁵ A *Kellogg Pan American Corporation*, a princípio, se opôs a esta compra, pois as chapas da CSN tinham 4 pés de largura, e as normas do API exigiam chapas com largura de 6 pés (Macedo e Silva, 1985).

Uma das grandes dificuldades do CNP na implantação da indústria de petróleo no Brasil foi a escassez de recursos humanos. 80 % dos engenheiros formados no país eram engenheiros civis, e só 20% estavam nas áreas elétrica, mecânica e química, fundamentais para a indústria nascente. Frente a isso, o CNP instituiu, em 1952, o Curso de Refinação de Petróleo, ministrado por integrantes de universidades e indústrias de países desenvolvidos. O curso durava 18 meses, e fornecia fundamentos de engenharia química e de processamento de petróleo, visando formar administradores e operadores para as refinarias brasileiras (Leitão, 1985).

A II Guerra Mundial⁵⁶ também atrapalhou os trabalhos do CNP, dificultando a importação de materiais para seus trabalhos de campo. Em 1943, o CNP encomendou mais de US\$ 1 milhão em equipamentos dos EUA, dos quais foram entregues, até 1944, material equivalente a US\$ 325 mil. Além disso, durante a guerra o Governo Vargas deu prioridade ao desenvolvimento da indústria do aço (Carvalho, 1977; Cohn, 1968).

Durante o Governo Dutra, iniciado em 1945, foi lançado o Plano SALTE,⁵⁷ em 1949. Entre outras medidas, o plano previa ampliar a capacidade de refino brasileira para 45.000 bpd, com a construção da Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (RPBC) e a ampliação da RLAM, então em construção (Carvalho, 1977). A construção da RPBC foi iniciada pelo CNP em 1953, e inaugurada em 1955, já adicionada ao capital da Petrobras.

Em 1953 a RLAM foi ampliada de 2.500 para 5.000 bpd, incorporando uma nova unidade de destilação combinada com craqueamento térmico e uma unidade de polimerização catalítica, a primeira a utilizar um processo catalítico no Brasil. O projeto foi executado pela *W. Kellogg Company*, que colaborou com esforços de nacionalização de equipamentos, cuja participação na obra deveria ser de 20%. A participação da *Kellogg* incluía a colaboração com a recém criada Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base (ABDIB), composta por seis firmas paulistas produtoras de equipamentos industriais (Macedo e Silva, 1985).

1.5.2. A fase de monopólio estatal: a criação da Petrobras

No período que vai de 1950 a 1953, ocorreu um rápido crescimento do consumo de derivados de petróleo no Brasil, que passou de 32.280 bpd em 1940 para 96.560 bpd em 1950. As

⁵⁶ A guerra levou o CNP a criar um setor de racionamento em 1944 (Cohn, 1968).

⁵⁷ Este plano foi concebido durante o governo de Eurico Gaspar Dutra (1946-1950); a sigla simbolizava as áreas priorizadas pelo plano: saúde, alimentação, transportes e energia.

importações triplicaram, e em função da variação de preços do petróleo o gasto de divisas com estas importações mais do que quadruplicaram (Cohn, 1968). Tais condições tornaram urgente a definição de uma política que garantisse o abastecimento nacional de derivados de petróleo. O CNP, dependente de créditos orçamentários⁵⁸ cuja distribuição estava sujeita a um processo político, não atendia mais às necessidades da economia em expansão.

Para Macedo e Silva (1985), entre os fatores que levaram à constituição da Petrobras incluem-se as dificuldades burocráticas do CNP,⁵⁹ que limitavam a autonomia administrativa de unidades industriais, como as grandes refinarias que estavam sendo construídas.

“O CNP não era um órgão talhado para a atividade industrial, fosse a pesquisa e produção, fosse a administração de uma refinaria (ainda que de pequeno porte, como Mataripe). Como havia Cubatão, e a iniciativa privada não se animava a ocupar o setor de exploração e produção, tornava-se urgente definir nova configuração institucional que adequasse o aparelho de Estado às suas responsabilidades crescentes. Para muitos, a solução era ultrapassar de vez os marcos da administração direta. Era a empresa estatal.” (Macedo e Silva, 1985: 21).

Cohn (1968) também destaca a inadequação do CNP para a execução de atividades industriais, dizendo que *“O Conselho Nacional do Petróleo revelava-se, assim, falho nas atividades cotidianas, afetas ao setor técnico e à administração corrente. Sua importância era melhor demonstrada na tomada das grandes decisões, para as quais, na realidade, ele havia sido concebido, mais do que para a ação rotineira.”* (Cohn, 1968: 61).

Para Fantine (2003) a expectativa de instituição do monopólio estatal estimulou a construção das refinarias privadas autorizadas, uma vez que as concessões seriam canceladas caso estas não estivessem em operação antes de 1954.⁶⁰ Nesse ano iniciaram suas operações a Refinaria União em Capuava, com capacidade para 20.000 bpd,⁶¹ e a Refinaria de Manguinhos, de 10.000 bpd. Em 1956 foi inaugurada pelo grupo I.B. Sabbá em Manaus uma refinaria com capacidade de 5.000 bpd. A refinaria Ipiranga foi ampliada em 1953.

⁵⁸ O Plano SALTE destinava 140 milhões de cruzeiros para a construção da refinaria de Cubatão no Orçamento de 1952, mas o Governo solicitou uma dotação de somente 50 milhões (Cohn, 1968).

⁵⁹ O processo político que levou à criação da Petrobras (“Campanha do Petróleo”) e as dificuldades do CNP antes e depois da criação da estatal estão expostos em Carvalho (1977) e Cohn (1968).

⁶⁰ A reserva de mercado para os produtores nacionais também estimulou os investimentos privados. Sem esse mecanismo, as multinacionais que dominavam a distribuição poderiam praticar *dumping* no mercado de derivados. As refinarias Ipiranga e de Manaus eram viáveis até então devido a condições vantajosas de fornecimento de matéria prima e do acesso a mercados regionais (Fantine, 2003).

⁶¹ Em 1955, a otimização dos processos da refinaria elevou a capacidade para 31.000 bpd, o que causou conflitos com a Petrobras, pois a autorização fixara a capacidade em 20.000 bpd (Barreto, 2000).

O monopólio estatal no setor de petróleo foi instituído durante o segundo Governo de Getúlio Vargas, pela Lei nº 2004/53, que criava a Petrobras, a quem cabia a execução do monopólio. A estatal deveria atuar na pesquisa, exploração, produção, processamento e importação de petróleo, garantindo o abastecimento interno de derivados. A criação da estatal coincidia com a aceleração da industrialização e a expansão populacional rumo ao interior do Brasil, o que criava uma forte demanda por derivados.⁶² Assim, a Petrobras investiu inicialmente na infra-estrutura de abastecimento de derivados, construindo novas refinarias e realizando melhorias na rede de transporte (como a instalação de terminais) (Petro & Química, 2003).

A criação da Petrobras foi concluída em 10 de maio de 1954, quando esta assumiu todos os bens e serviços antes administrados pelo CNP, que permaneceu como órgão de orientação e fiscalização. O Decreto nº 40.845/57 estabelecia prazos e condições para que fossem encaminhados ao CNP os planos de atividades da Petrobras (Menezello, 2000).

Os ativos transferidos para a Petrobras incluíam os campos de petróleo da Bahia, reservas de 15 milhões de barris, bens da Comissão de Industrialização do Xisto, a RLAM, a RPBC, uma fábrica de fertilizantes (em construção em Cubatão) e vinte navios petroleiros (Petro & Química, 2003). A área de refino correspondia a 41% do total de bens incorporados à Petrobras.

No primeiro ano de sua existência a Petrobras se deparou com a necessidade de obter apoio político e obter divisas para importar equipamentos essenciais. O apoio do novo governo veio em 1955, com a garantia de que 80% das divisas em moeda forte economizadas em decorrência das atividades da Petrobras e das refinarias particulares seriam destinadas à estatal. Assegurados esses recursos, a Petrobras acelerou seu programa de treinamento de técnicos, enviando funcionários para treinamento no exterior e colaborando com o curso de refinação de petróleo do CNP (Carvalho, 1977).

A construção da Refinaria Presidente Bernardes em Cubatão foi iniciada pelo CNP em 1953 e concluída pela Petrobras em 1955. A construção da refinaria de 45.000 bpd, composta de uma unidade de destilação, uma de craqueamento térmico e uma de polimerização catalítica,⁶³ consumiu 69% dos recursos para investimentos da Petrobras na época (Martins, 1977; Barreto,

⁶² Iniciado por Vargas, esse movimento ganhou força nos anos JK, com uma estratégia de desenvolvimento fortemente apoiada na indústria automobilística, o que além de acarretar maior consumo de derivados combustíveis gerava uma forte demanda da indústria de componentes por insumos petroquímicos.

⁶³ O processo de polimerização era o mais avançado da época, utilizando um catalisador de ácido fosfórico concentrado (Martins, 1977).

2000).⁶⁴ A *Hydrocarbon Research Inc.* foi encarregada do projeto, realizando a compra, inspeção e expedição de materiais, obras complementares, supervisão da construção e o início das operações (Barreto, 2000). Dois terços dos equipamentos fundamentais para os processos e quase todos os tanques, tubulações e bombas foram importados de fornecedores europeus, pois além do Brasil possuir divisas na França havia escassez de aço nos EUA devido à Guerra da Coréia. A participação de equipamentos nacionais na construção da refinaria chegou a 10%. Os tanques de armazenagem foram encomendados à SANVAS, e foram construídos com chapas de aço francesas; a *Mannesmann* forneceu os primeiros tubos de aço sem costura fabricados no Brasil. A participação da indústria nacional foi estimulada pela criação de uma Comissão de Industrialização com o objetivo de projetar equipamentos nacionais, que tomou medidas como a organização de visitas de empresários da indústria para-petroleira a campos de exploração baianos e à RLAM para verificar quais equipamentos poderiam ser fabricados no Brasil. A RPBC foi ampliada em 1960, tendo sua capacidade elevada de 45.000 para 90.000 bpd.

Durante o governo de Juscelino Kubitschek (1956-1961) verifica-se uma forte expansão das atividades da Petrobras, junto ao aumento dos conflitos com o CNP. O prestígio decorrente da expansão das atividades da Petrobras e sua possibilidade de gerar recursos internamente encorajava a estatal a tomar diversas decisões, como a localização de novas refinarias, sem consultar o CNP, que se via “...a reboque da empresa que deveria seguir suas diretrizes e ser por ele controlada” (Carvalho, 1977:106). A crise levou ao afastamento dos presidentes dos dois órgãos, revelando a falta de controle do CNP, dotado de escassos recursos orçamentários e técnicos, sobre a Petrobras e sobre a própria formulação da política de petróleo. A Petrobras superou a crise e legitimou sua atuação com resultados como o aumento da capacidade de refino de 2.743 mil m³ em 1955 para 13.604 mil m³ em 1961. Em parte, esses bons resultados se deveram à queda dos preços internacionais do petróleo, o que estabilizou as despesas da empresa com a importação de petróleo e derivados e permitiu acumular recursos oriundos do refino do petróleo importado, altamente lucrativo na época. Além disso, a reserva de mercado, o crescimento da demanda, o monopólio da importação de derivados, investimentos na formação de recursos humanos, pesquisa tecnológica e transporte e estocagem permitiram um crescimento expressivo do setor de refino na década de 60 (Fantine, 2003).

⁶⁴ Na construção da refinaria de Cubatão foram importados diversos equipamentos e processos inadequados às necessidades nacionais, o que exigiu que a Petrobras realizasse trabalhos de adaptação para viabilizar sua utilização (Fantine, 2003).

A ampliação da RLAM foi finalizada em 1959, quando a refinaria passou a contar com capacidade de 42.000 bpd. As antigas instalações foram ampliadas para 20.000 bpd, e foram instaladas uma nova unidade de destilação de 22.000 bpd, uma unidade de craqueamento catalítico fluido e uma unidade produtora de óleos lubrificantes e parafinas, equipada com unidades de destilação a vácuo, desasfaltação, desoleificação e desparafinação (Perroni, 1964; Martins, 1977). Para a ampliação da RLAM foram realizadas pela ABDIB, desde 1955, análises de equipamentos brasileiros e estudos para adaptar especificações de construção às possibilidades da indústria nacional, em colaboração com projetistas e engenheiros americanos. Essas medidas possibilitaram fabricar nacionalmente tanques aparafusados de campo, válvulas e aparelhos mais sofisticados como uma torre de processamento e um trocador de calor (Barreto, 2000).

Em 1959 começaram as obras da refinaria Duque de Caxias (REDUC), inaugurada em 1961, com 90.000 bpd de capacidade em unidades de destilação a vácuo e craqueamento catalítico fluido. A REDUC foi ampliada em 1965, atingindo a capacidade de 150.000 bpd (Perroni, 1964).

O período em que João Goulart assumiu a presidência da República (1961-1964) é apontado por Carvalho (1977) como de desgaste da autoridade administrativa estatal, com reflexos na administração da Petrobras. O aumento do poder dos sindicatos dentro da Petrobras criou diversos conflitos dentro da empresa, levando à saída de diversos profissionais e greves que exigiam a incorporação das refinarias privadas ao monopólio estatal do petróleo. A Refinaria de Capuava,⁶⁵ em especial, era considerada pelos nacionalistas uma organização ilegítima desde sua inauguração. O impasse culminou com o Decreto 53.701/64, que determinava a encampação das refinarias particulares pela Petrobras; este Decreto foi revogado pelo Decreto 56.750/65.

Apesar da instabilidade política, nesse período foram iniciadas obras de mais duas refinarias da Petrobras. Em 1963 começou a construção da Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP)⁶⁶ em Canoas, no Rio Grande do Sul, visando abastecer o mercado do Sul do país, em franco crescimento devido à industrialização, à mecanização agrícola e ao aumento da frota de veículos (Martins, 1977). A REFAP foi inaugurada em 1968, junto à Refinaria Gabriel Passos (REGAP), que teve suas obras iniciadas em 1962 em Betim, Minas Gerais, e que visava abastecer Minas Gerais e Goiás. Estas refinarias se tornaram pólos regionais de desenvolvimento industrial.

⁶⁵ O ponto de vista da direção da refinaria sobre esse episódio está em Barreto (2000). Os conflitos ocorridos na Petrobras entre 1961 e 1964 estão descritos em Carvalho (1977).

⁶⁶ A REDUC e a REFAP foram projetadas por um consórcio ítalo-brasileiro.

No período de governos militares que sucedeu o golpe de 1964, a centralização do poder político fortaleceu o controle administrativo nas estatais (Carvalho, 1977). Nesse período, a Petrobras expandiu suas atividades, acompanhando o ritmo de crescimento do país durante o período do “Milagre Econômico”, integrando atividades a jusante como a instalação de postos de revenda, em 1964, e entrando na petroquímica, com a criação da subsidiária Petroquisa (Petrobras Química S.A.) em 1968. Nesse período foi construída a maior parte da capacidade de refino brasileira.

Em 1971 a Petrobras incorporou a Refinaria de Manaus (REMAN). Foi inaugurada, em 1972, a Refinaria do Planalto Paulista (REPLAN) em Paulínia (SP), e em 1974 a Petrobras incorporou a RECAP. Em 1977 foi inaugurada a Refinaria Presidente Vargas (REPAR), na cidade paranaense de Araucária. Na década de 70 também foi iniciada a construção da Refinaria do Vale do Paraíba (REVAP), em São José dos Campos (SP), concluída em 1980. Durante o período também ocorreram ampliações nas refinarias REPLAN, RLAM e REDUC.

Nos anos 70, a primeira crise do petróleo de 1973 elevou o preço do barril de US\$ 3 para US\$ 12, levando o governo brasileiro a priorizar a diminuição da dependência do petróleo externo. Tal prioridade se materializou no II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento) de 1974,⁶⁷ em medidas que visavam diversificar a matriz energética. Buscou-se principalmente aumentar a geração de energia hidroelétrica, investindo-se adicionalmente na exploração e produção doméstica de petróleo, na ampliação da capacidade de refino e em projetos de geração de energia nuclear, de carvão e de xisto. Em 1975 foi implementado o Proalcool (Programa Nacional do Alcool), operacionalizado inicialmente com a adição de 22% de álcool anidro à gasolina, não gerando resultados significativos neste período. Também foram realizados investimentos na infra-estrutura de transportes, visando diversificar os modais disponíveis, destacando-se as hidrovias e ferrovias (Pinto, 2004). Estas medidas não contiveram o crescimento do consumo de derivados, devido a fatores como a queda no preço real do petróleo entre 1974 e 1978, os fracos resultados obtidos com os programas de transportes e a pouca participação da indústria automobilística no Proalcool (Fonseca e Melo, 1981). Neste período o consumo de diesel começou a superar o de gasolina, o que pode ser explicado pela predominância do

⁶⁷ A conjuntura de crise internacional favoreceu os investimentos em bens de capital, especialmente de geração hidroelétrica, devido ao aumento da liquidez e à diminuição das taxas de juros internacionais, o que possibilitou colocar a economia brasileira “em marcha forçada” (Pinto, 2004).

transporte rodoviário de cargas pesadas no Brasil e pelo consumo do maquinário agrícola e das ferrovias (Barbieri, 2002).⁶⁸

A segunda crise do petróleo de 1979 elevou o preço do barril a US\$ 40, fato que somado à diminuição da liquidez internacional, levou o governo a implementar uma nova fase do Proalcool, visando a substituição efetiva da gasolina pelo álcool hidratado. Para isso foi essencial o engajamento dos fabricantes de veículos, formalizado no acordo firmado entre o governo e a ANFAVEA (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores), que se comprometeu a produzir 900 mil veículos a álcool entre 1980 e 1982 (Fonseca e Melo, 1981). A nova fase do Proalcool forçou uma redução significativa do consumo de gasolina. Já o consumo de óleo diesel continuou aumentando, mesmo com as baixas taxas de crescimento verificadas durante a década de 80. O Quadro 1.5. mostra a evolução da produção e consumo dos principais derivados no Brasil a partir de 1970.

Quadro 1.5. Evolução da produção nas refinarias e consumo de derivados selecionados, Brasil, 1970-2003

Óleo Diesel	1970	1975	1979	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Produção	5.675	10.664	15.248	16.732	17.103	21.058	22.487	26.188	29.323
Consumo	5.393	10.081	14.799	15.701	17.084	20.944	25.206	29.505	30.812
Óleo Combustível									
Produção	8.399	14.323	17.201	16.461	11.898	12.212	12.027	16.947	15.839
Consumo	6.600	12.689	16.792	16.120	8.820	9.709	11.129	9.500	7.225
GLP									
Produção	984	1.839	2.534	2.711	3.172	3.478	3.811	4.253	4.841
Consumo	1.367	2.016	2.847	3.044	4.106	5.688	6.484	7.855	6.990
Nafta									
Produção	69	1.725	2.915	3.042	5.445	6.227	5.197	7.853	6.887
Consumo	6	1.023	1.730	1.564	4.019	4.958	5.973	8.102	6.626
Querosene									
Produção	1.307	1.910	2.631	2.725	3.270	2.740	2.743	3.245	3.300
Consumo	1.138	1.766	2.348	2.190	2.133	2.190	2.524	3.242	2.356
Gasolina									
Produção	7.360	11.211	10.682	8.586	8.956	8.968	11.432	14.471	13.704
Consumo	7.446	11.268	10.478	8.860	6.099	7.485	11.106	13.319	12.396

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2004).

Unidade: 10³ tep (toneladas equivalentes de petróleo)⁶⁹

⁶⁸ O diesel é um combustível que possui poder calorífico bastante superior ao da gasolina, sendo de difícil substituição para uso em veículos pesados.

A expressiva parcela de recursos comprometidos pela Petrobras na construção e ampliação das refinarias durante os anos 70 pode ser verificada no Quadro 1.6. O quadro também permite verificar a prioridade dada ao segmento de exploração e produção no final da década.

Quadro 1.6. Perfil dos investimentos efetuados, em %, Petrobras, 1965-1979

Ano	Exploração e Produção	Refino	Transporte	Comercialização	Petroquímica	Subsidiárias e coligadas	Div.*
1965	48,3	20,8	19,6	0,6	6,9	-	3,8
1970	39,5	27,7	17,3	3	4,9	2,4	5,2
1971	24,2	42,8	19,3	2,1	1,5	6,2	3,9
1972	30	29,1	21,7	2,4	0,4	6,2	10,2
1973	29,5	25,3	21,8	3	5,7	5,2	9,5
1974	27	38,8	20	3,7	5,8	0,5	4,2
1975	27,1	32,7	23,4	1,8	10	1,6	3,4
1976	32,5	25,7	17,9	1,2	15,2	1,3	6,2
1977	32	16,4	19,5	0,7	26,3	1,8	3,3
1978	39,9	13,3	14,9	1	24,3	1,5	5,1
1979	50,9	14,4	9,4	1	14,7	1,6	6

*Diversos: Aperfeiçoamento de pessoal, pesquisas tecnológicas, obras equipamentos e instalações da Administração Central

Fonte: Relatórios da Petrobras *apud* Contreras (1994) (adaptado).

Somada à crise do petróleo em 1979, a recessão da economia mundial caracterizou os anos 80 como um período de sobrecapacidade no refino mundial, deslocando os investimentos das empresas petroleiras para as atividades de exploração e produção. Deixaram de ser construídas novas refinarias (fechando-se as de menor porte) e os investimentos em refino passaram a visar o aumento da rentabilidade das unidades existentes, obras de ampliação, otimização energética e de processos e produção de derivados de maior valor agregado.

Nos anos 70 consolidou-se a primazia do óleo diesel como o derivado mais consumido no país. Como as refinarias brasileiras maximizavam a produção de derivados leves, e não foram adaptadas para atender ao novo perfil de demanda, no começo da década de 80 foram modificadas as especificações do diesel nacional, abandonando-se as especificações

⁶⁹ Unidade que relaciona o poder calorífico de uma determinada fonte de energia com o poder calorífico de um petróleo de referência com poder calorífico de 10.000 kcal/kg (Ministério de Minas e Energia, 2004).

internacionais que estabeleciam ponto de fulgor superior a 60. Isto possibilitou incorporar frações leves e pesadas ao diesel, comprometendo sua qualidade e gerando efeitos como menor lubrificação nas bombas injetoras de combustível nos veículos, queima mais lenta e maior emissão de poluentes (Buonfiglio, 1992).

A última refinaria construída pela Petrobras, em 1980, foi a REVAP, localizada em São José dos Campos (São Paulo), com capacidade de 188.680 bpd. Na construção utilizaram-se 87% de equipamentos nacionais; comparada aos 5% utilizados na RLAM, essa cifra revela a evolução do aprendizado da indústria brasileira na área. A REVAP foi a primeira refinaria brasileira a utilizar unidades de hidrodessulfurização. O projeto básico de processo e das unidades foi feito pela empresa italiana *Snamprogetti*; o detalhamento das unidades de processo, utilidades e unidades auxiliares foram desenvolvidos pela Snamprojetos, e a unidade de geração de hidrogênio foi projetada e detalhada pela CBC Indústrias Pesadas S.A., a partir de um projeto da empresa de processos dinamarquesa *Haldor Topsoe*. A unidade de craqueamento catalítico foi projetada pela *Pulman-Kellog*, e a de tratamento *Merox* pela UOP. O detalhamento da captação, adução e despejo de efluentes foi desenvolvido pela Planidro S.A. (Petro & Química, 1979).

Após a inauguração da REVAP, os investimentos da Petrobras se concentraram na adaptação das refinarias para processar petróleos nacionais, cuja produção passou de 15.080 mil m³ em 1982 para 48.832 mil m³ em 1997, crescendo em média 8,1% ao ano (Tolmasquim e Schaeffer, 2000; Nogueira, 2002). Os investimentos permitiram adequar a produção de derivados à demanda sem comprometer sua qualidade através do aumento da capacidade de conversão do parque de refino.⁷⁰

Também foram realizados investimentos em adaptações nas refinarias com o lançamento em 1986 da Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) nº 18/1986, que instituiu o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), e exigia que a Petrobras reduzisse os teores de poluentes dos combustíveis produzidos.

O quadro 1.7. mostra que a partir da década de 80 não foram realizados investimentos significativos na ampliação da capacidade de refino, que permaneceu praticamente estagnada até

⁷⁰ Em 1986 foi instalada na RPBC a primeira unidade de coqueamento retardado do Brasil, visando maximizar a produção de diesel.

1995,⁷¹ quando retomou um crescimento significativo, ainda que a um ritmo menor ao verificado na década de 70. O crescimento entre 1995 e 2000 foi propiciado principalmente pelas expansões da RLAM e da REPLAN, finalizadas em dezembro de 1997 (Petrobras, 1998).

Quadro 1.7. Capacidade instalada nominal de refino, em m³ por dia de operação e crescimento quinquenal da capacidade, Brasil, 1970-2003

Anos	Capacidade (m ³ /d)	Período	Crescimento (%)
1970	87.930	1970-75	89,6
1975	166.700		
1980	233.100	1975-80	39,8
1985	240.100	1980-85	3
1990	241.040	1985-90	0,4
1995	247.880	1990-95	2,8
2000	311.841	1995-2000	25
2003	324.600	2000-2003	4

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2003) e Ministério de Minas e Energia (2004)

1.5.3. O fim do monopólio da Petrobras

Na década de 90, observa-se uma tendência à liberalização de diversos setores da economia brasileira, materializada em ações do governo como a abertura de mercados brasileiros a produtos importados e o estabelecimento do Programa Nacional de Desestatização (Lei nº 8.031/90). Tais ações visavam aumentar a eficiência econômica de setores protegidos ou controlados pelo Estado, que deveria regular as atividades econômicas das empresas privadas.

Nesse contexto foi criada a Emenda Constitucional nº 9, em 1995, que flexibilizou o monopólio da Petrobras possibilitando ao Poder Público conceder a empresas privadas o direito de atuar nas atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo, gás natural e derivados, introduzindo a possibilidade de competição nesse mercado. A Lei nº 9.478/97 regulamentou a quebra do monopólio, estabelecendo regras institucionais como as condições das concessões e criando a ANP (Agência Nacional do Petróleo),⁷² a quem cabe autorizar e fiscalizar as atividades de refino (Furtado, 2003).

⁷¹ Essa estagnação deve-se ao fato de que a capacidade de refino construída na década de 70 atendia quase totalmente a demanda da década de 80. Esta situação muda a partir de 1990, quando a produção de GLP (que nunca superou o consumo) e de óleo diesel tornam-se insuficientes para atender às necessidades de consumo nacionais.

⁷² A Lei 11.097/2005, que regulamenta o uso do biodiesel como combustível, transformou a ANP na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, mantendo a sigla anterior.

A abertura do mercado foi realizada de forma gradual, o que foi assegurado pelos artigos 69 a 74 da Lei nº 9.478/97, que permitem à ANP criar subsídios às refinarias privadas e controlar preços e importações.⁷³ Ao conceder esses subsídios e visando sua redução, a ANP exige um plano de investimentos para modernização tecnológica e expansão de produtividade das refinarias, periodicamente avaliados pela agência.

A entrada de formuladores e *traders* autorizados pela ANP no mercado de derivados também aumentou a concorrência nesse mercado. Os formuladores podem adquirir correntes no exterior para produzir derivados e comercializar produtos, com exceção da gasolina C (com adição de álcool anidro); os *traders* podem importar derivados, adquirir gasolina A (sem adição de álcool anidro) e diesel de refinarias, centrais petroquímicas e formuladores e comercializar determinados produtos, com exceção da gasolina C (Considera, 2002).

Para Fantine (2003) a intenção dos legisladores com o fim do monopólio no refino foi atrair investimentos privados para a expansão do parque de refino e instituir a competição no setor, com ganhos de qualidade e preços. Esses objetivos não se concretizaram, frustrando-se a expectativa de investimentos em novas refinarias. Tampouco a proteção dada pela ANP aos refinadores nacionais, até a abertura do mercado de derivados em 2001, criou condições para a modernização do parque de refino.

Entre os problemas apresentados para o setor de refino nacional após 1995 incluem-se a elevação de custos decorrentes da adequação a regras ambientais, o esgotamento da folga da capacidade de refino (com crescentes importações de diesel e GLP), o aumento da produção de petróleos nacionais pesados e a queda na demanda por óleo combustível (Fantine, 2003).

Outro problema é o uso da política nacional de preços de derivados como instrumento anti-inflacionário, com reajustes de preços abaixo da variação dos preços internacionais do petróleo (Furtado e Müller, 1993). Tal situação diminui a capacidade de investimento do setor, pode desestimular novos investimentos em refinarias privadas⁷⁴ e levar as existentes a reduzirem ou adaptarem seus processos produtivos. Por exemplo, as elevações nos preços internacionais do petróleo em 2004 fizeram com que a refinaria Ipiranga, que importa petróleo da Argentina, cortasse 40% de sua produção (Valor Econômico, 31/5/2004). Frente a isso, a Ipiranga modificou algumas unidades para produzir materiais especiais para a indústria química e nafta petroquímica,

⁷³ As importações de derivados só foram liberadas integralmente em dezembro de 2001 (Fantine, 2003).

⁷⁴ Como é uma empresa de petróleo integrada verticalmente, a Petrobras sofre menos com essa política, que penaliza as refinarias privadas cuja receita depende em muito maior proporção da comercialização de derivados.

cujos preços acompanham as cotações internacionais do petróleo. Na ocasião, a refinaria de Manguinhos também modificou a composição de sua oferta de produtos, aumentando a produção de solventes e querosene de aviação (Gazeta Mercantil, 18/5/2004).

Atualmente, a maior parte da capacidade de refino do Brasil continua concentrada na Petrobras, que detém cerca de 98% da capacidade de refino nacional em suas 11 refinarias no Brasil.⁷⁵ A empresa também opera duas refinarias na Bolívia e três na Argentina, que juntas têm capacidade para processar cerca de 155.000 bpd.

Quadro 1.8. Capacidade operacional de refino segundo refinarias e localização, Brasil, 2003

Refinarias (Unidade da Federação)	Capacidade (m ³ /dia de operação)
Ipiranga (RS)	2.700
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR, CE)	1.000
Manguinhos (RJ)	2.200
Refinaria de Capuava (RECAP, SP)	8.500
Refinaria Duque de Caxias (REDUC, RJ)	43.850
Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP, RS)	30.000
Refinaria Gabriel Passos (REGAP, MG)	24.000
Refinaria de Manaus (REMAN, AM)	7.300
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR, PR)	30.000
Refinaria de Paulínia (REPLAN, SP)	58.000
Refinaria Henrique Lage (REVAP, SP)	40.000
Refinaria Landulpho Alves (RLAM, BA)	50.050
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC, SP)	27.000
Total	324.600

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (2004)

De acordo com a empresa de consultoria *Booz, Allen and Hamilton*, o parque de refino brasileiro precisa de investimentos para modificar o perfil de produção das refinarias e expandir a capacidade de refino (Nogueira, 2002). O estudo prevê um déficit de 35 milhões de m³ no consumo de derivados em 2010, o que exigirá investimentos da ordem de US\$ 13,5 bilhões a US\$ 15 bilhões de dólares. Desse montante, estima-se que 40% deverão ser direcionados para o atendimento das especificações de qualidade, segurança operacional e meio ambiente; 17% ao aumento da capacidade de conversão, e o restante em investimentos em expansão do parque de

⁷⁵ Em 2001, 30% da REFAP foi cedida à Repsol-YPF, em troca da participação acionária da Petrobras na empresa Eg3, que possui na Argentina mais de 700 postos de abastecimento e a Refinaria de *Bahia Blanca*.

refino. Os investimentos previstos pela Petrobras em seu parque de refino, segundo seu plano estratégico 2003-2007, estão descritos no Quadro 1.8.

Quadro 1.9. Principais investimentos em refino previstos pela Petrobras, em US\$ milhões, 2003-2007.

Refinaria	Tipo de empreendimento	Investimento
REDUC	Novas HDT (hidrotratamento), CR (coqueamento retardado), HCC (hidrocraqueamento) e <i>revamps</i>	1.371
REGAP	Novas HDTs	93
REFAP	Novas FCC (craqueamento catalítico fluido), HDT e CR	336
RLAM	<i>Revamps</i>	120
REPAR	Nova HDT e unidade de produção de propeno	55
REVAP	Nova HDT, propeno e melhorias	23
REPLAN	Novas HDT, CR e ALQ (alquilação)	316
RPBC	Novas HDT e melhorias	17
RECAP	Propeno e melhorias	-
Total		2.331

Fonte: Adaptado de Petrobras, *apud* Duque (2003)

A capacidade de Hidrotratamento de combustíveis do parque de refino da Petrobras, em relação à sua capacidade de destilação, estava em 13% em 2003 (Palombo, 2005). Este índice está abaixo do estadunidense (73%), e mesmo de países latino-americanos como Venezuela (30%) e Argentina (24%); a Petrobras planeja, segundo Palombo (2005), atingir um índice de 51% em 2010, ampliando sua capacidade de HDT de 243 mil bpd (2003) para 1021 mil bpd em 2010. Dentro da carteira de projetos chamada carteira do diesel, a Petrobras planeja investir US\$ 1,5 bilhão em unidades na RLAM, REGAP, REDUC, REVAP, REPLAN, RECAP, REPAR E REFAP. Atualmente, a empresa conta com seis unidades, sendo duas na REPLAN, e uma na REDUC, REGAP, REPAR e REFAP (em construção, com partida prevista para agosto de 2005).

1.5.4. O processo de aprendizado tecnológico da Petrobras no refino de petróleo

O desenvolvimento tecnológico da indústria de refino de petróleo tem uma dinâmica similar à verificada em outras indústrias de processos de larga escala, fortemente apoiadas em descobertas científicas e no desenvolvimento experimental. As tecnologias de processos são concebidas em bancadas de laboratório, passam por testes em unidades piloto e são finalizadas nas unidades comerciais (Maeshiro, 1987). As unidades piloto otimizam os processos concebidos em

laboratório, fornecendo dados para a construção das unidades comerciais. O projeto de uma unidade piloto utiliza dados de bancada e informações de artigos e patentes, e sua operação permite verificar a viabilidade do processo e detectar problemas que podem ser insolúveis na escala comercial. A escala das unidades piloto é variável, e depende de fatores como a qualificação dos engenheiros, o suprimento de matérias-primas e o financiamento disponível. Os dados obtidos na operação das unidades piloto são utilizados no projeto de *scale up*, a partir do qual são geradas as unidades comerciais. Em geral, o processo de *scale up* envolve modificações no projeto original, não sendo raro que uma unidade comercial seja completamente diferente do projeto piloto. A operação inicial das unidades comerciais está sempre sujeita a problemas decorrentes do *scale up*, para cuja solução é fundamental a participação das equipes que desenvolveram a tecnologia nas fases de unidade-piloto, engenharia básica e de detalhe. Para Oliveira (1978), o número e o tamanho das unidades experimentais depende da facilidade de extrapolação dos dados obtidos durante o desenvolvimento dos processos, realizados em unidades experimentais dos seguintes tipos:

- unidades de bancada, onde se estudam os fundamentos dos processos, como a influência das variáveis operacionais sobre as reações (cinética da reação). Nestas unidades é estudado o componente principal do processo, em geral o reator. As unidades de bancada geram algumas dezenas ou centenas de gramas do produto por hora, em condições ideais;
- unidades-piloto, cujo objetivo é fornecer dados para o projeto básico e o estudo de viabilidade técnico-econômica da escala industrial. Além do reator, nestas unidades são testadas outras fases do processo, como o acabamento e reciclo de produtos. Produz amostras do produto em quantidades suficientes para avaliação comercial, e é utilizada para prestar assistência técnica às unidades operacionais. As unidades-piloto têm escala de produção de 10 a 50 vezes maior que a unidade de bancada, e operam em condições mais próximas às existentes nas unidades industriais;
- unidades protótipo ou semicomerciais, possuem uma escala intermediária entre a unidade piloto e industrial e são utilizadas para testar processos e reduzir o risco do *scale up*. Nessas unidades são analisados materiais de construção, aplicações de equipamentos, instrumentação e controle em linha. Fornece produtos na escala requerida para testes comerciais, além de ser uma “unidade de demonstração” para comercializar o processo. A produção dessas unidades é de 10 a 100 vezes maior do que na unidade piloto.

As equipes de engenharia básica sistematizam informações técnicas e científicas em projetos de processamento, possibilitando a transferência e a absorção de tecnologia de fontes externas (licenciamento, cópia de manuais) ou gerada intramuros (operação de unidades, pesquisa tecnológica). Às equipes de engenharia básica cabe avaliar e selecionar processos, unidades auxiliares e sistemas de utilidades. A partir do projeto básico, são realizados os projetos de engenharia de detalhamento, que norteiam a construção das unidades industriais, especialmente nas áreas mecânica e elétrica (Santos, 1980; Leitão, 2004). Para Soares (1992), a engenharia básica, através do “engenheiramento da tecnologia” estabelece a ligação entre a pesquisa e o processo produtivo, traduzindo conhecimentos gerados em laboratório em documentos de projeto elaborados segundo normas de engenharia, como os balanços material e energético, projetos analíticos, térmicos e mecânicos, sistemas de controle, seleção de materiais, fluxograma de processo, planta de arranjo, entre outros. As vantagens trazidas pela capacitação em engenharia básica incluem a economia no pagamento de *royalties*, capacitação em serviços de assistência técnica às unidades operacionais, adequação dos projetos à realidade brasileira, entrada de fornecedores de projetos de detalhamento (beneficiados por dados de projetos básicos de equipamentos) e maior capacidade na adaptação de tecnologia. (Portinho, 1984).

O desenvolvimento tecnológico da indústria de refino brasileira começou com a utilização da tecnologia importada nas primeiras refinarias, dando início a um processo de aprendizado pela operação (*learning by doing*) que permitiu a compreensão das diversas variáveis dos processos. A tecnologia utilizada nas primeiras refinarias, construídas em regime *turn key*, era adquirida em pacotes que incluíam o projeto básico e detalhado, a supervisão da construção, a partida das unidades e sua operação inicial, sem a transferência de informações relacionadas ao projeto básico e de detalhamento dos equipamentos. As equipes de engenharia de processo e de produto começaram a “desempacotar” a tecnologia importada a partir do aprendizado adquirido no acompanhamento das operações das refinarias. O desempacotamento da tecnologia importada permitiu reproduzir procedimentos como montagem industrial, construção de equipamentos e pequenas adaptações de processos às condições brasileiras de mercado e matéria-prima. O desenvolvimento de atividades de pesquisa aplicada em laboratórios, investigando os fundamentos dos fenômenos físico-químicos dos processos, permitiu criar conhecimentos que permitiram desenvolver adaptações de maior vulto na tecnologia importada, através da cooperação com equipes de engenharia básica. Essas etapas do processo de aprendizado não são

estanques, coexistindo durante todo o processo; contudo, os estágios mais avançados do aprendizado só são desenvolvidos com a consolidação das etapas que exigem menor capacitação (Leitão, 1985; Leitão, 2004).⁷⁶

O curso de refinação de petróleo criado em 1952 pelo CNP era coordenado pelo Setor de Supervisão do Aperfeiçoamento Técnico (SSAT), e visava formar operadores de processos e especialistas em projetos de processamento. Em 1955 foi criado o CENAP (Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo), órgão da recém criada Petrobras, para onde passaram as atividades do SSAT. Em 1957 o CENAP foi desmembrado em seis setores, cabendo ao CENAP-4 desenvolver as atividades do curso de refinação e do setor de análises e pesquisas. O CENAP-4 passou a prestar serviços técnicos para as unidades da Petrobras, inicialmente avaliando petróleos para definir esquemas de refino e a qualidade dos derivados obtidos. Para desenvolver projetos aplicáveis nas unidades industriais o CENAP-4 adquiriu uma unidade-piloto de craqueamento catalítico em 1960 e uma de reforma catalítica em 1962. Estes equipamentos, junto a uma unidade-piloto de destilação já existente na época do CNP, possibilitaram às equipes de operação e projeto a aquisição de *know how* de operação de unidades-piloto, desenvolvendo projetos como a ampliação em 20% da produção de GLP na unidade de craqueamento catalítico da REDUC (e adaptando o processo à demanda brasileira) e o início da produção de aromáticos na RPBC, viabilizado pelo *know how* adquirido com a operação da unidade piloto de reforma catalítica. Em 1962 adicionou-se ao setor de análises e pesquisas um setor de refinação e petroquímica (Carneiro, 1977; Leitão, 1984a; Leitão, 1986).

Em 1966 a Petrobras instituiu um órgão voltado exclusivamente à atividades de P&D. As atividades do CENAP relacionadas a ensino foram transferidas para o Serviço de Pessoal, e o setor de Pesquisas transformou-se no CENPES, órgão inicialmente ligado ao Departamento Industrial (DEPIN) e que em 1967 passou a estar diretamente subordinado à presidência da Petrobras (Amaral e Erber, 1995).

Em 1968 foi criada a DIREP (Divisão de Refinação e Petroquímica), para onde passaram as atividades do CENPES relacionadas ao refino de petróleo. Essa divisão acrescentou aos serviços técnicos prestados pelo CENAP atividades de pesquisa aplicada, como projetos de unidades-piloto de hidrogenação catalítica em leito fixo e coqueamento retardado, destilação de óleos pesados e estudos de fabricação e avaliação de catalisadores. Em 1972 uma nova

⁷⁶ Uma análise do processo de aprendizado tecnológico a partir da importação de tecnologias está em Lall (1980).

reestruturação do CENPES transformou a DIREP na DITER (Divisão de Tecnologia de Refinação), que passou a desempenhar atividades de pesquisa, treinamento e planejamento interno, dedicando uma boa parcela de seus recursos ao projeto das novas instalações e laboratórios a serem construídos na Ilha do Fundão, ao lado da UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Na DITER foram montados laboratórios especiais para pesquisas em unidades de bancada, divididas em um setor de catálise (SECAT), onde eram investigadas informações básicas, e um setor de processos (SETPRO), dedicado ao estudo de processos industriais e à operação de unidades-piloto. As atividades dos dois setores eram integradas pela DITER, que desenvolvia projetos de pesquisa com a participação de especialistas nas bancadas e na operação de unidades-piloto, mostrando o objetivo de integrar de forma seqüencial as pesquisas de bancada, testes em unidades-piloto e formulação de dados básicos para projetos de processamento. O objetivo de gerar conhecimento básico com aplicações tecnológicas aparecia também no perfil dos profissionais recrutados para trabalhar no CENPES, que mesclava egressos de cursos de especialização em engenharia de processamento da Petrobras com mestres e doutores de outras áreas (Carneiro, 1977; Leitão, 1984a; Leitão, 1984b; Leitão, 1985).

Nos anos de 1972 e 1973 as atividades do CENPES estavam centradas nos projetos das novas instalações, em atividades como o projeto e especificação de equipamentos, compra e montagem de unidades-piloto e projetos de unidades de bancada. Estas atividades utilizaram de 50 a 60% do pessoal de nível superior nesse período (Carneiro, 1977; Leitão, 1984a).

Em 1973, o CENPES foi transferido da Praia Vermelha para a Ilha do Fundão, ampliando-se significativamente seus recursos; as novas instalações, com plano diretor elaborado pela empresa estadunidense *Arthur D. Little* tinham área útil 300% maior, com um prédio destinado às unidades-piloto e 300 funcionários, 100 a mais do que na Praia Vermelha. Foram instaladas duas unidades-piloto de preparação de carga, uma de coqueamento retardado e outra de hidrogenação catalítica, trazidas da Praia Vermelha e modificadas; a essas se acrescentaram uma unidade-piloto de reforma catalítica, outra de hidrogenação catalítica e uma de craqueamento catalítico. Também foram desenvolvidos projetos de instalações auxiliares como salas de cromatografia, posteriormente utilizadas por outras áreas do CENPES. Em 1974 foi criado um setor de projetos (SEPROJ), ao qual cabia desenvolver projetos de unidades-piloto e adquirir dados de processos para modelagem computadorizada, possibilitando desenvolver projetos de pesquisa e desenvolvimento de processos completos. Em 1976 foram criadas no CENPES

Superintendências de Pesquisa, extinguindo-se o SEPROJ e dividindo-se o setor de processos no SEREF (Setor de Processos de Refinação) e SEPRES (Setor de Processos Especiais). No SEREF estudavam-se processos catalíticos de craqueamento, reforma e hidrogenação; já o SEPRES focava as áreas de lubrificantes, processos para gerar novos produtos como resíduos aromáticos, coques especiais e óleos isolantes e fontes de energia complementares (álcool de mandioca e xisto).⁷⁷ Entre 1976 e 1980, o CENPES deixou de elaborar seus Planos Globais de Pesquisa (PGPs) dando ênfase a trabalhos de curto prazo, voltados à solução de problemas operacionais das refinarias. Em 1978, o SECAT foi desligado da DITER e transformado em uma Divisão de Catálise (DICAT) (Carneiro, 1977; Leitão, 1984a; Leitão, 1984b; Leitão, 1985).

A Superintendência de Engenharia Básica (SUPEN) do CENPES foi criada em 1976, com a função de desenvolver e avaliar projetos tecnológicos e projetar unidades industriais, fornecendo projetos básicos às empresas de engenharia de detalhe, construção e fornecedores, além de prestar serviços para a operação das refinarias. A SUPEN foi inicialmente composta de uma divisão de avaliação de processos, uma de projetos de processamento e outra de projetos mecânicos. Essas divisões executaram o projeto básico de uma planta de gasolina natural, deram assistência às empresas nacionais encarregadas do detalhamento de uma unidade de destilação atmosférica na REFAP e avaliaram e selecionaram projetos em áreas como hidrocrackeamento catalítico (Carneiro, 1977; Leitão, 1984a). Fora do CENPES, as atividades de engenharia de implantação e montagem das unidades industriais se concentram no Departamento de Serviços de Engenharia (SEGEN), criado em 1973 para supervisionar a contratação e execução de projetos de investimento (Furtado e Müller, 1993).

Diversos fatores atrasaram a capacitação tecnológica da Petrobras na área de refino. Nos anos 60 e 70, o principal objetivo da estatal era a construção e operação do parque de refino, considerando o domínio das tecnologias importadas um problema secundário; as equipes de pesquisa eram solicitadas para resolver problemas operacionais e realizar pequenas adaptações em processos que não comprometessem a produção das unidades. As pesquisas de longo prazo, para as quais havia pouca demanda na empresa, eram colocadas em segundo plano. A ênfase nas atividades operacionais ficava evidente na dificuldade de obter a cooperação de técnicos das refinarias nas atividades de pesquisa, uma vez que esses profissionais eram considerados

⁷⁷ De acordo com Leitão (1984a), a área de energias alternativas teve forte crescimento na época devido a solicitações de órgãos do governo e da própria empresa.

essenciais para manter a operação das unidades. Outro problema foi a carência de um departamento de engenharia básica, só constituído em 1976. A criação desse departamento após a construção do parque de refino dificultou a ligação da pesquisa básica com a área industrial, limitando sua atuação conjunta e a aquisição de conhecimentos mais aprofundados sobre equipamentos e processos importados (Leitão, 1984a; Leitão, 1985).

Os principais progressos obtidos no início das atividades do CENPES incluem a capacitação das empresas nacionais na montagem de refinarias e sua participação em projetos de engenharia de detalhamento com empresas estrangeiras. Também foi significativa a capacitação nacional na fabricação de equipamentos, com a ressalva de que na maior parte dos casos os equipamentos eram cópias de similares importados. Os projetos de engenharia básica ainda eram adquiridos no exterior, e seu desenvolvimento era acompanhado por empresas nacionais de forma esporádica, dependendo das condições de barganha colocadas nos contratos (Leitão, 1985).⁷⁸

De acordo com Soares (1992), a tecnologia importada foi desempacotada pelas equipes de engenharia básica da SUPEN em atividades de engenharia reversa, transferência de tecnologia, projetos de equipamentos, otimização de processos e otimização energética. Os quadros 1.10. a 1.12. listam alguns dos principais projetos desenvolvidos a capacitação adquirida pelas equipes da SUPEN em um total de 97 projetos conduzidos entre 1976 e 1990 na área de refino.

Quadro 1.10. Exemplos de capacitação adquirida pelo CENPES/SUPEN através do desempacotamento de tecnologias

Tecnologia	Ano
Processamento de Gás Natural	1977
Destilação Atmosférica	1978
Destilação a Vácuo	1978
Dessalgadora de Petróleo	1979
Coqueamento Retardado	1982
Desasfaltação a Propano	1983
Dessulfuração	1984
Recuperação de Enxofre	1984
Extração de Aromáticos com Furfural	1985
Desparafinação de Óleo Lubrificante	1986

(continua)

⁷⁸ A transferência de tecnologia para a Petrobras ocorria de maneira informal até 1968, quando foi assinado um contrato com a *Chevron* que incluía cláusulas de confidencialidade. O CENPES passou a incluir cláusulas de reciprocidade em contratos de compra de tecnologia, como no caso dos projetos de refinarias fornecidos pela ENI (*Ente Nazionale Idrocarburi*), que deveria também ceder assistência técnica e treinamento para técnicos da Petrobras (Leitão, 1985).

Quadro 1.10 (cont.)

Desoleificação de Parafina	1986
Hidrotratamento de Querosene de Aviação	1986
Geração de Hidrogênio	1987

Fonte: Soares (1992)

Quadro 1.11. Programas de transferência de tecnologia.

Tecnologia	Empresa	Ano
Amônia	Kellog	1977
Remoção de CO ₂ de Gás de Síntese	Eickmeyer	1977
Uréia	Mitsui/Toyo	1978
Eteno	TECHNIP/KTI	1978
Ácido Nítrico	Grande Paroisse	1978
Craqueamento Catalítico Fluido	Kellog	1981
Coqueamento Retardado (Forno/Tambor)	Kellog	1987
Hidrocraqueamento	IFP (<i>Institut Français du Pétrole</i>)	1988
Forno Reformador de Geração de Hidrogênio	KTI (<i>Kinetics Technology International</i>)	1989

Fonte: Soares (1992)

Quadro 1.12. Exemplos de capacitação em disciplinas de engenharia por meio de programas de transferência de tecnologia.

Disciplina	Empresa	Ano
Projeto Analítico de Torres	Kellog	1977
	TECHNIP	1978
Projeto Analítico de Vasos	Kellog	1977
	TECHNIP	1978
Projeto de Sistemas	Kellog	1977
	TECHNIP	1978
Projeto Térmico de Trocadores de Calor	Kellog	1977
	TECHNIP	1978
Projeto Térmico de Fornos	Kellog	1977
	TECHNIP	1978
Projeto Mecânico de Vasos de Pressão	Kellog	1977
	TECHNIP	1978
Seleção de Materiais	Kellog	1977
Estimativa de Custos	TECHNIP	1978
Controle Avançado de Processo	TECHNIP	1989
Projeto Mecânico de Fornos	KTI	1990

Fonte: Soares (1992)

Entre 1979 e 1982 intensificaram-se os trabalhos do SEPRES na área de energias alternativas e foi realizada uma reestruturação para direcionar recursos internos às atividades laboratoriais do SEREF. Em 1982 o CENPES foi reestruturado para que a área de exploração e produção tivesse maior prioridade. Uma das medidas foi extinguir a SECAT, que voltou a ser uma divisão da DITER. Na época, a DITER contava com quinze unidades-piloto, um sistema de aquisição de dados, doze laboratórios e vinte unidades de bancada. Para Leitão (1984a) a ênfase dada às atividades do CENPES em E&P e mudanças na demanda por derivados trouxeram a necessidade de um conhecimento mais profundo dos processos de refino, adequando-os às novas condições, aumentando a demanda das refinarias por trabalhos de pesquisa tecnológica.

“A crise, portanto, apesar de sua influência negativa, acarretando redução de recursos, deficiência de infra-estrutura e afetando, até mesmo, a motivação, de forma geral teve importantes aspectos positivos, possibilitando o surgimento de uma demanda clara, firme e definida de conhecimentos tecnológicos, fundamental e indispensável não só para maior afirmação da atividade de pesquisa no desenvolvimento tecnológico, como também para a consolidação do processo de aprendizado tecnológico na área de refinação de petróleo, conforme modelo analisado neste trabalho” (Leitão, 1985: 212).

Para a adoção de tecnologias que permitissem a adaptação das refinarias foi criado no início dos anos 80 o programa Fundo de Barril, que visava reduzir a produção de frações como óleo combustível e aumentar a produção de diesel. Para isso foram adotadas tecnologias como unidades de coqueamento retardado e catalisadores especiais⁷⁹ (Petro e Química, 2002c).

Em 1994 a Petrobras implantou o PROTER (Programa de Tecnologias Estratégicas de Refino), para desenvolver tecnologias de craqueamento de resíduos, coqueamento, redução dos custos de produção de hidrogênio, hidrorrefino e rotas não convencionais de refino, como o biorrefino (Chang, 1999). Este programa foi uma resposta da Petrobras a mudanças como o fornecimento crescente de petróleos pesados nacionais, a intensificação no uso de gás natural, a diminuição da rentabilidade do refino e o aumento do rigor nas especificações de qualidade dos derivados. Os projetos do PROTER são desenvolvidos através da colaboração entre o CENPES e as refinarias. Entre os resultados mais expressivos do programa estão a patente do *design* de equipamentos para craqueamento fluido de resíduo atmosférico, o desenvolvimento do catalisador utilizado nestas unidades, o desenvolvimento do sistema de ciclones para unidades de

⁷⁹ Em 1989, a Petrobras formou uma *joint venture* com a *Akzo Nobel* e criou a Fábrica Carioca de Catalisadores, que em 1994 produzia 90% dos catalisadores de craqueamento catalítico consumidos nas refinarias nacionais.

craqueamento catalítico fluido PASS (*Petrobras Advanced Separation System*), a otimização dos *risers* de craqueamento catalítico fluido, o desenvolvimento de simuladores de craqueamento catalítico fluido, patentes de processos de craqueamento térmico brando com hidrotreatamento, processos de hidrorrefino e coqueamento retardado e redução de 10% nos custos de produção de hidrogênio. No âmbito do PROTER também são desenvolvidas pesquisas junto a universidades, centros de pesquisas e empresas, como a Unicamp (projeto de hidropirólise para conversão de resíduos e fluidodinâmica computacional), USP (modelos de simulação de reformadores), UFRJ (biotecnologia e modelagem cinética de hidrorrefino), IPT⁸⁰ (gaseificação), Coppe (sistema preditor de corrosão), Universidade *Western*, no Canadá (modelagem de riser), Instituto Francês de Petróleo (hidrocraqueamento) e *GKSS Forschungszentrum* (permeação por membranas para recuperação de hidrogênio de gases de refinaria) (Petro e Química, 2002b).

Com a quebra do monopólio da Petrobras, foi criado o CTPETRO (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural), que para Furtado (2003) representou a mudança mais importante no ambiente institucional de inovação do setor de petróleo no novo modelo. A criação do CTPETRO levou à descentralização do financiamento das atividades de P&D, que passou a ser realizada parcialmente com recursos do CTPETRO, permitindo maior participação das universidades nas atividades de pesquisa, participação de Comitês de Coordenação no planejamento e coordenação da pesquisa (modelo de gestão compartilhado) e participação das novas operadoras como usuárias do conhecimento gerado. O novo modelo levou ao aumento dos recursos da Petrobras aplicados em universidades e instituições de pesquisa, sem, contudo, aumentar substancialmente a participação da indústria para-petroleira.⁸¹

Foi no segmento de refino de petróleo que se concentraram as primeiras atividades tecnológicas da Petrobras, focadas em otimizar a instalação e operação de tecnologias importadas. Para isso, além do conhecimento incluído nos “pacotes” tecnológicos, a Petrobras teve de gerar conhecimentos internamente, para efetuar a seleção adequada de tecnologias, adaptá-las às condições brasileiras e dar suporte à operação das unidades. Tudo isso levou à institucionalização e articulação de diversas atividades tecnológicas, como programas de formação de recursos humanos, departamentos voltados a áreas específicas de pesquisa, atividades de engenharia básica e aquisição de conhecimentos de fontes externas, como

⁸⁰ Instituto de Pesquisas Tecnológicas.

⁸¹ Uma análise dos resultados dos editais lançados pelo CTPetro pode ser vista em Pereira *et al* (2000) e Pereira *et al* (2003).

empresas, universidades e instituições de pesquisa. A Petrobras também atuou como facilitadora do desenvolvimento tecnológico da indústria para-petroleira nacional, buscando desde o início das suas operações capacitar fornecedores de equipamentos brasileiros.

O aprendizado tecnológico da Petrobras ao longo de 50 anos de instalação e operação de refinarias permitiu à empresa desenvolver algumas tecnologias próprias e capacitar-se para selecionar e instalar tecnologias de fontes externas. Tal capacitação permite que a empresa obtenha maiores benefícios em contratos de licenciamento, especialmente aqueles envolvendo tecnologias licenciadas por empresas especializadas em processos desenvolvidos “sob medida” em projetos nos quais a participação da empresa que adquire a tecnologia é fundamental, desde as fases de projeto básico até a montagem e construção. Um exemplo desse processo foi o desenvolvimento dos projetos das unidades de hidrotreatamento instaladas recentemente pela Petrobras, das quais tratar-se-á com maiores detalhes no Capítulo 3.

CAPÍTULO II - A INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO E A REGULAÇÃO AMBIENTAL

Nesta seção, será discutida a influência da regulação ambiental sobre a mudança técnica na indústria de refino de petróleo, no sentido de adequar processos e produtos a padrões considerados menos agressivos ao meio ambiente. Considera-se que a adequação da indústria aos padrões colocados pela regulação cria a necessidade de adotar tecnologias ambientais que Kemp (1997) define como técnicas, processos e produtos que conservam ou recuperam qualidades ambientais, como ar e água limpos.

A revisão da literatura mostra que a inclusão da variável ambiental como um fator decisivo na definição de processos produtivos e especificações de produtos de diversas indústrias é um fenômeno relativamente recente, e que vem ganhando importância cada vez maior. Essa importância pode ser percebida pela adoção de leis e instituições que visam induzir as empresas a adotarem técnicas de menor impacto ambiental e oferecerem produtos menos poluentes.

A regulação ambiental é tratada nesse trabalho como um elemento do ambiente institucional em que as empresas de refino de petróleo estão inseridas e que interfere em suas estratégias de busca de tecnologias. Entende-se o ambiente institucional de um sistema de ciência e tecnologia como o conjunto de componentes que afeta o comportamento e o rendimento do sistema, que por sua vez também influencia o ambiente. Esses componentes incluem o ambiente operativo, diretamente ligado ao sistema (organizações, grupos de interesse e clientes), e o ambiente contextual (sistemas econômico, físico-ecológico, educativo e político) (Sagasti, 1986).

O estudo da influência da regulação ambiental sobre a mudança técnica utilizará como referência teórica autores da economia evolucionista, devido ao tratamento sistêmico dado por estes autores à questão da inovação tecnológica, que permite incorporar à análise variáveis contextuais como a regulação ambiental, entendida como um elemento do ambiente institucional.

A literatura especializada identifica o atendimento à regulação ambiental como um dos fatores principais que atualmente exigem a adoção de novas técnicas na indústria de refino de petróleo, que tem adotado como diretriz estratégica a adequação (e mesmo antecipação) a possíveis restrições de ordem ambiental.

Tais restrições são decisivas na dinâmica tecnológica da indústria de refino de petróleo, devido a especificidades contextuais como a percepção da sociedade sobre os impactos dessa

indústria, a natureza e o conhecimento científico dos seus problemas ambientais e a regulação bastante restritiva. A relação desses elementos contextuais com a dinâmica inovativa é o tema das sessões seguintes, que buscam explicar a relação entre a adoção de inovações ambientais na indústria brasileira de refino e a regulação ambiental incidente sobre essa atividade.

2.1. A incorporação da questão ambiental nos processos produtivos

A idéia, cada vez mais difundida no meio científico, de que a produção e o consumo crescente de bens podem levar ao esgotamento dos recursos naturais estimulou o aparecimento de segmentos da sociedade que se organizam para direcionar a produção de bens a padrões que a ciência reconhece como menos agressivos ao ambiente. Para Herrera (1974), as idéias de Malthus, Ricardo e Stuart-Mill de que a escassez de recursos naturais levaria a um rendimento decrescente do esforço econômico e ao retardamento e eventual parada do crescimento voltaram às discussões sobre desenvolvimento, reforçadas pelas evidências de crescimento exponencial da população e do consumo e pela crescente contaminação ambiental. Estas considerações reforçam a idéia de que existe a necessidade de incluir o chamado “passivo ambiental” entre as variáveis consideradas no planejamento.

De acordo com Kemp (1997), até períodos recentes os problemas relacionados à poluição, apesar de indesejáveis, eram vistos como efeitos relativamente pouco importantes da mudança técnica. A intensificação dos problemas de poluição, o aumento da cobrança por melhores *performances* ambientais e a percepção de que a tecnologia é a causa e a solução destes problemas criou demandas pelo desenvolvimento de tecnologias de processos e produtos para solucionar problemas ambientais percebidos pela sociedade.

Para Freeman (1992) os efeitos negativos da tecnologia levaram a pressões crescentes por tecnologias poupadoras de recursos (especialmente energia) e de combate à poluição, cujo desenvolvimento depende da interação entre mudanças institucionais e o avanço técnico. Para Romeiro e Salles Filho (1997), a questão ambiental assumiu atualmente uma abrangência inédita, e apesar das muitas questões controversas, é um problema socialmente legitimado, em franco processo de institucionalização.

A instituição de políticas públicas que visam reduzir os efeitos negativos da produção industrial sinaliza o aumento da importância da questão ambiental⁸² atualmente. No Brasil, a Constituição Federal de 1988 inclui um capítulo dedicado ao meio ambiente, colocando entre os deveres do poder público “... *controlar a produção, a comercialização e o emprego de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco para a vida, a qualidade de vida e o meio ambiente*” (Constituição Federal de 1988:146).

As políticas públicas de controle ambiental determinam padrões aceitáveis para processos e produtos e utilizam instrumentos econômicos e de comando e controle para que esses padrões sejam seguidos, e têm como característica marcante a controvérsia relacionada às suas motivações e efeitos. As tomadas de decisão em matéria ambiental, segundo o modelo de universo controvertido de Godard descrito por Corazza (2001), ocorrem em meio a permanentes conflitos, onde estão presentes diversas interpretações sobre as causas dos problemas ambientais, incertezas sobre a eficácia das soluções propostas e interesses econômicos conflitantes. Esse modelo pressupõe a co-evolução entre objetivos de proteção ambiental, organização da sociedade e desenvolvimento tecnológico, reconhecendo as limitações de percepção dos agentes sobre o impacto das atividades, a desigualdade na expressão de suas preferências, a instabilidade do conhecimento científico em temas controversos, a diversidade de interesses e visões de mundo, o caráter de construção científica e social dos problemas ambientais, a incerteza relacionada ao desenvolvimento tecnológico e a importância das soluções negociadas em diversas instâncias decisórias.

Para Romeiro e Salles Filho (1997), a tomada de decisões sob restrição ambiental ocorre em um universo controvertido, em que predomina a construção científica e social dos problemas a partir da percepção dos agentes. As teorias científicas, que representam visões de mundo e de futuro, competem entre si, formando comunidades epistêmicas que defendem seus pontos de vista. Esses pontos de vista podem direcionar a ação do poder público, que para solucionar os problemas percebidos, utiliza instrumentos econômicos e políticas de comando e controle, que influenciam significativamente o quadro institucional e econômico em que as empresas estão inseridas. Assim, o poder público institui convenções construídas a partir da articulação entre as representações científicas do meio ambiente, a seleção de tecnologias e a estruturação dos

⁸² A história do movimento ambientalista está em McCormick (1992).

espaços econômicos do mercado, originando regimes de regulação e mecanismos de estímulo econômico que modificam as agendas dos agentes econômicos na busca por inovações.

2.1.2. Inovação tecnológica e meio ambiente: a contribuição evolucionista

De acordo com Mulder et al (1999), a literatura econômica evolucionista considera a tecnologia como um sistema inserido em um contexto particular, o que permite compreender a influência de fatores como regulação existente na adoção de determinadas tecnologias. Assim, a mudança técnica está ligada a mudanças institucionais e sociais, como novas filosofias regulatórias e pressões de ambientalistas. Por exemplo, empresas que durante os anos 70 e 80 utilizavam predominantemente tecnologias de controle da poluição passaram a utilizar, no final dos anos 80, técnicas preventivas e de reuso de materiais, devido a políticas governamentais que visavam induzir a adoção de ações preventivas e instrumentos de gestão ambiental, substituindo as técnicas de remediação. Assim, sob a ótica evolucionista, a variável ambiental é “... *um novo elemento decisivo na evolução dos ambientes seletivos que vêm condicionando as rotinas de busca das firmas*” (Romeiro e Salles Filho, 1997: 119).

Os conceitos de busca, rotina e seleção são utilizados por Nelson e Winter (1982) para explicar o comportamento inovativo das empresas, determinando sua capacidade de adaptação a mudanças no ambiente institucional. As rotinas consistem em capacitações e regras de decisão particulares, que se modificam ao longo do tempo tanto por iniciativas deliberadas como por eventos externos. Os processos de busca podem causar modificações nestas rotinas, e ocorrem devido a modificações no ambiente em que as empresas estão inseridas, como a regulação de processos produtivos⁸³ ou a introdução de produtos “verdes” no mercado. A busca termina com a seleção de uma determinada tecnologia que modificará o processo produtivo, e determinará o sucesso ou fracasso na adaptação às novas condições institucionais. A analogia com a teoria biológica de Lamarck⁸⁴ pode ser colocada nos seguintes termos: no ambiente em constante modificação, “sobrevivem” e “crescem”, em uma “população” de empresas aquelas que possuem maior habilidade para se adaptar às mudanças. Os processos de busca são determinados pela

⁸³ Os autores mencionam o impacto do *Clean Air Act*, mecanismo de controle da qualidade de ar criado na Califórnia nos anos 60, sobre o desenvolvimento tecnológico das indústrias automobilística e geradora de energia.

⁸⁴ Jean Baptiste Pierre Antoine de Monet Lamarck (1744-1829) publicou em 1809 sua teoria de evolução na obra “Fisiologia Zoológica”, que de maneira simplificada considera que os seres vivos realizam esforços (ou buscas) de adaptação (ativa e passiva) às condições de um meio natural seletivo, e que estas adaptações se tornam hereditárias.

“carga genética” das empresas, que são as rotinas que definem suas características competitivas, como a capacidade inovativa; estas características, como a carga genética dos seres vivos, persistem nas empresas ao longo do tempo e determinam, junto ao ambiente, o seu comportamento. A evolução das empresas consiste na busca de novas rotinas, isto é, na adaptação a mudanças de longo prazo, que se somam às rotinas utilizadas até a adaptação. Como no mundo natural, o sucesso destas buscas depende de processos passivos e de atividades deliberadas das empresas.

Para Romeiro e Salles Filho (1997), as pressões que levam à adoção de inovações ambientais variam entre países, atividades econômicas, tipos de tecnologia e produtos. Essas pressões decorrem do grau de percepção do problema, da criação de instituições formais reguladoras dos impactos ambientais das atividades produtivas, das especificidades dos problemas e dos avanços na identificação de soluções. Considerando esses fatores, a regulação pode atuar sobre os ambientes seletivos em que ocorrem os processos de busca instituindo regras e convenções, medidas coercitivas (taxas, multas) e órgãos de regulação e fiscalização, além de gerar oportunidades a partir da legitimação das mudanças propostas, o que pode ser alcançado através da informação e sensibilização dos consumidores.

A inclusão da variável ambiental no ambiente seletivo em que ocorre a busca por inovações cria trajetórias tecnológicas particulares, em que se busca a adequação à regulação ambiental ou a exploração de oportunidades tecnológicas. Inicialmente, a variável ambiental é introduzida na dinâmica inovativa através de medidas coercitivas, que tendem a aumentar os custos de produção; em um segundo momento, a adoção espontânea de inovações ambientais pode ocorrer para se explorar oportunidades de negócios. Assim, além das medidas coercitivas, o aproveitamento de oportunidades tecnológicas também explica o desenvolvimento e a adoção de tecnologias ambientais.

Apesar da influência da opinião dos consumidores sobre a adoção de tecnologias ambientais, Romeiro e Salles Filho (1997) reconhecem que não existe uma “solução de mercado” para os problemas ambientais, e que a intervenção do Estado nessa área é sempre necessária, definindo problemas ambientais, formulando mecanismos de controle e lançando mão de instrumentos que estimulem a geração e uso de tecnologias menos impactantes.

A interpretação da economia convencional sobre a questão ambiental considera os problemas ambientais como externalidades ou falhas de mercado, passíveis de correção pela

intervenção estatal. Para Kemp e Soete (1990), na perspectiva evolucionista as externalidades não são consideradas definitivas e passíveis de categorização, por estarem relacionadas a contextos históricos particulares e específicos. Os problemas ambientais são, em larga medida, aspectos relacionados à mudança econômica, que gera novas estruturas econômicas que produzem externalidades continuamente. Tais externalidades não são tratadas de maneira adequada pelas leis e políticas prevaletentes, tornando necessária sua modificação ou a instituição de novos mecanismos. Assim, sob a ótica evolucionista, o problema das externalidades, bem como sua solução, são historicamente determinados.

“Inseticidas persistentes não eram um problema oitenta anos atrás. Esterco de cavalo poluía as cidades, mas as emissões de automóveis não. O problema canônico da “externalidade” da teoria evolucionista é a geração, pelas novas tecnologias, de custos e benefícios que as antigas estruturas institucionais ignoram.” (Nelson e Winter, 1982: 368)

Para Kemp e Soete (1990), as externalidades produzidas pela mudança técnica que causam impactos negativos no ambiente natural tornam necessário rearranjar continuamente os custos e benefícios da mudança, através de adaptações e experimentações em instituições reguladoras, o que se torna uma tarefa mais complexa à medida em que são descobertos “novos” efeitos negativos do crescimento de longo prazo.

Para os autores, o desenvolvimento e difusão de tecnologias ambientais depende em larga medida do apoio do governo, através de políticas de financiamento da P&D na área, uso de mecanismos de controle e criação de instrumentos econômicos de estímulo à adoção de tecnologias ambientais, superando obstáculos ao desenvolvimento dessas tecnologias, como a incerteza sobre a demanda, a atomização dos mercados e a falta de poder de mercado dos fornecedores. No caso da REPLAN, percebe-se que o principal estímulo à adoção de tecnologias ambientais na área de refino foi a legislação cada vez mais restritiva (relacionada tanto a impactos locais como à qualidade dos combustíveis), e que fatores relacionados ao mercado das tecnologias ambientais de refino têm pouca relevância no caso da Petrobras, que adota tecnologias para operação em larga escala em suas refinarias, um mercado garantido tanto para as tecnologias desenvolvidas *in house* como para as tecnologias adquiridas de fornecedores externos.

A adoção⁸⁵ de inovações ambientais tem motivações bastante diferentes das verificadas na adoção de tecnologias tradicionais, que na maioria das vezes visa aumentar o faturamento da empresa. As inovações ambientais em geral dependem da regulação do governo e representam um aumento de custos. Eventualmente, a adoção desse tipo de inovação pode ser compensada pelo melhor aproveitamento de matérias-primas e energia (especialmente em grandes escalas de produção), melhorias na qualidade do produto e promoção da imagem da empresa junto ao público.

Entre as alternativas disponíveis, a escolha de uma tecnologia ambiental depende do seu preço e desempenho, do conhecimento do usuário sobre suas características e do risco percebido sobre sua adoção. Também é importante o conhecimento disponível na empresa, o que torna a adoção da tecnologia muitas vezes dependente de pesquisa e treinamento. Nesse sentido, o conhecimento acumulado pela Petrobras na área de tratamento de combustíveis por processos de hidrogenação foi fundamental na adoção das unidades utilizadas para produzir combustíveis mais limpos.

Kemp e Arundel (1998) propõem uma classificação de inovações ambientais que utiliza como critérios as principais finalidades ou maneiras de utilização da inovação, definindo seis categorias de tecnologias ambientais:

1. Tecnologias de controle de poluição, que previnem a emissão direta de emissões danosas ao ar, água ou solo. Envolvem tipicamente tecnologias *end of pipe* ou *add on*, adicionadas ao processo produtivo, como filtros.⁸⁶
2. Tecnologias de gerenciamento de resíduos, que incluem o manejo, tratamento e disposição final de resíduos, pelo próprio produtor ou por firmas especializadas.⁸⁷
3. Tecnologias limpas, de caráter preventivo, que envolvem mudanças na produção integradas ao processo, reduzindo os resíduos gerados.
4. Tecnologias de reciclagem, que possibilitam minimizar a geração de resíduos reutilizando materiais aproveitáveis nesses resíduos.

⁸⁵ No caso do desenvolvimento da inovação ambiental, Kemp (1997) considera fatores determinantes as oportunidades tecnológicas disponíveis, o custo de desenvolvimento da tecnologia, os benefícios vindos de sua comercialização e as condições de apropriabilidade da tecnologia.

⁸⁶ Para Kemp (1990), tecnologias do tipo *end of pipe* são padronizadas e mais facilmente incorporáveis a diversos processos produtivos; contudo, a longo prazo tornam-se ineficientes e geram custos elevados, além de focarem problemas específicos, tratando inadequadamente problemas como o uso de materiais e energia.

⁸⁷ Frequentemente tecnologias de monitoramento e medição da condição do ambiente e informação sobre poluentes são incluídas entre as tecnologias ambientais.

5. Tecnologias de geração de produtos limpos, que geram menores impactos ambientais durante o ciclo de vida do produto (desenho, produção, uso e descarte).
6. Tecnologias limpadoras, incluem técnicas de remediação como purificadores de ar e tratamento de solos contaminados.

A partir dessas categorias, Kemp e Arundel (1998) desenvolvem uma tipologia de inovações ambientais, com ênfase aos fatores que motivaram sua criação (Quadro 2.1), e descrevem as principais respostas das empresas a pressões pela adoção de inovações ambientais (Quadro 2.2), auxiliando assim a identificação de fatores que afetam a criação e desenvolvimento das inovações ambientais e permitindo concluir que a regulação é um fator da maior importância para a adoção dessas inovações.

Quadro 2.1. Tipologia de inovações ambientais

Desenvolvida em resposta a:	Método de uso	
	<i>End of pipe</i>	Tecnologia limpa
Regulação	Controle de poluição; reciclagem; tratamento de resíduos; remediação.	Tecnologias mais limpas; reciclagem; tratamento de resíduos; produtos limpos.
Outros objetivos ⁸⁸	Nenhuma	Tecnologias mais limpas; reciclagem; produtos limpos.

Fonte: Kemp e Arundel (1998)

Quadro 2.2. Respostas tecnológicas a pressões “verdes”

Estratégia	Resposta
Indiferente: a firma não considera problemas ambientais/ contesta evidências.	Sem resposta.
Defensiva: postura reativa, questões ambientais são vistas como ameaças.	Pequenas mudanças em produtos e processos.
Ofensiva: a empresa vê questões ambientais como oportunidades.	Desenvolvimento de novos produtos.
Inovativa: a P&D ambiental é considerada uma atividade estratégica.	Desenvolvimento de alternativas radicais

Fonte: Adaptado de Kemp e Arundel (1998)

Aplicando-se a tipologia descrita no Quadro 2.1. ao caso do refino de petróleo na REPLAN, verifica-se que para a diminuição dos impactos locais são adotadas tecnologias *end of*

⁸⁸ De acordo com os autores, as tecnologias ambientais podem ser desenvolvidas sem o objetivo primordial de auxiliar a conservação ambiental, gerando efeitos ambientalmente benéficos (*side-effects*). Dão o exemplo das calculadoras fotovoltaicas, desenvolvidas para nunca ficarem sem energia, mas que têm efeitos benéficos como a redução do descarte de baterias.

pipe e de gerenciamento de resíduos, através de melhorias incrementais e aquisição e desenvolvimento de tecnologias. Já os processos adotados para melhorar a qualidade dos combustíveis podem ser considerados tecnologias de geração de produtos limpos. As respostas tecnológicas (Quadro 2.2.) da REPLAN podem ser enquadradas como defensivas, cuja adoção é condicionada pela regulação relacionada a impactos locais e à qualidade de combustíveis; e inovativas, que geram patentes de propriedade da empresa. As estratégias indiferentes não se aplicam a uma empresa com a capacidade de investimento da Petrobras, que vem buscando efetivamente internalizar a questão ambiental em suas rotinas. As estratégias defensivas incluem melhorias incrementais nas refinarias e o desenvolvimento de combustíveis mais limpos através de contratos de licenciamento de tecnologias inéditas no país. Estratégias inovativas podem ser verificadas na produção de patentes de tecnologias ambientais pela empresa e pela adoção e adaptação de processos que utilizam tecnologias de ponta, gerando processos cuja propriedade é da Petrobras.

A análise da dinâmica de desenvolvimento e adoção de inovações ambientais no caso da indústria de refino de petróleo será realizada nas sessões seguintes, a partir da descrição dos principais problemas ambientais gerenciados pela regulação e identificados na literatura. Esses problemas são específicos dessa indústria, e a adoção de técnicas para solucioná-los depende, além de especificidades técnicas, do regime de regulação colocado pelo governo para o setor.

2.2. Características dos problemas ambientais gerenciados pela regulação brasileira na área de refino

A regulação ambiental incidente sobre as atividades de refino de petróleo no Brasil visa minimizar dois tipos de problemas. O primeiro tipo de problemas relaciona-se aos impactos dessas atividades sobre os recursos naturais da região onde estão localizadas as refinarias, que podem ser comprometidos diretamente pelos processos produtivos da refinaria, que utilizam elevada quantidade de água e emitem grandes volumes de resíduos sólidos, líquidos e gasosos. A limitação no consumo de recursos e o controle mais rigoroso das emissões exige freqüentemente a adoção de novas técnicas nas refinarias, não sendo incomum que o órgão ambiental competente exija a melhor técnica disponível no mercado.

O segundo tipo de problemas está relacionado às emissões decorrentes do consumo de derivados, especialmente aquelas geradas por veículos movidos a gasolina e óleo diesel, que dependem, ainda que não de forma direta, da melhoria da qualidade dos combustíveis produzidos nas refinarias. Para gerenciar o problema das emissões automotivas, os órgãos reguladores estabelecem limites máximos de emissões, o que exige a adaptação dos motores e dos derivados oferecidos no mercado. A necessidade de integrar esforços dos fabricantes de veículos e refinadores para diminuir as emissões veiculares faz com que os limites sejam fixados em negociações entre os diversos agentes envolvidos (fabricantes de veículos, refinadores e órgãos reguladores), visando conciliar viabilidade econômica, defesa do interesse do consumidor e diminuição de emissões, além de permitir a adaptação gradual dos fabricantes e a compatibilidade entre as tecnologias de motores e combustíveis.

2.2.1. Problemas ambientais locais

De acordo com Gary e Handwerk (1994), os principais problemas ambientais locais das refinarias são o alto consumo de água (cerca de 1 m^3 de água por m^3 de petróleo processado),⁸⁹ a geração de águas residuais e resíduos sólidos, o lançamento de gases e o barulho das instalações.

A água utilizada nas refinarias tem diversas aplicações, que visam garantir a segurança e a continuidade das operações de refino, destacando-se as seguintes (Santos, 2000):

- **Água de resfriamento:** utilizada como fluido de troca térmica nos trocadores de calor, aquecendo ou resfriando as correntes utilizadas nos processos. No sistema aberto de água de resfriamento, a água captada pela refinaria é tratada e enviada a uma torre de resfriamento, onde há uma bacia de onde a água fria é bombeada para os trocadores de calor. Esse processo é contínuo, o que torna necessário o *blow down* (purga de fundo) constante na bacia de água fria; parte dessa água, bastante salina, é encaminhada para o sistema de efluentes e reposta pelo sistema de captação. No sistema fechado de água para resfriamento são resfriados fluidos de processo; a água aquecida por esses fluidos é resfriada no trocador de calor do sistema aberto ou por um fluido refrigerante como o *freon*. No sistema fechado não ocorre perda de água, que é reposta apenas para suprir perdas eventuais, como vazamentos. Finalmente, o sistema sem recirculação utiliza

⁸⁹ De acordo com informações da REPLAN, na refinaria essa relação está em $0,67\text{ m}^3$ por m^3 de petróleo processado.

grandes quantidades de água bruta, aspergidas diretamente nos sistemas para resfriá-los. As águas desse sistema também são utilizadas para combate a eventuais incêndios.⁹⁰

- Água de serviço: utilizada para diversos fins, como lavagem de equipamentos e testes hidrostáticos utilizados na inspeção e testes de equipamentos. Após o uso, a água é enviada para o sistema de efluentes.
- Água de Processo: entra em contato direto com matérias primas ou produtos nos processos, como a água para dessalgação do petróleo bruto ou para o preparo de soluções de produtos químicos.
- Água para a geração de vapor: o vapor é utilizado para aquecimentos, na atomização⁹¹ de combustíveis em fornos e caldeiras, sopragem de fuligem nesses equipamentos, destilação e retificação de produtos e acionamento de turbinas.

As principais fontes de águas residuais nas refinarias são vazamentos, dessalgação do petróleo cru, vapores condensados em operações de retificação de catalisadores, vazamentos dos destiladores atmosféricos e de vácuo, descoqueamento de tanques de coque, água de resfriamento, tratamento de subprodutos, tratamento ácido de destilados, despressurização de água quente, perdas na abertura ou fechamento de equipamentos, drenagem de tanques, purga de torres de resfriamento, águas pluviais e lavagem de equipamentos (Gary e Handwerk, 1994; Santos, 2000; Speight, 1999). Os principais contaminantes identificados por Santos (2000) nesses efluentes são óleos e graxas, fenóis, sulfetos e mercaptans, amônia, cianetos e metais pesados.

Os principais efluentes sólidos das refinarias incluem resíduos de catalisadores, que apresentam metais pesados e compostos cancerígenos no coque depositado em sua superfície,⁹² e o coque gerado no coqueamento, cuja combustão gera dióxido de enxofre (Speight, 1999).

Um estudo da *Environmental Protection Agency* (1995) constatou que as refinarias estadunidenses lançam 75% de seus resíduos no ar, 24% na água e 1% no solo. Os principais gases poluentes emitidos pelas refinarias são compostos orgânicos voláteis (VOCs), monóxido de carbono (CO), óxidos de enxofre e nitrogênio (SO_x, NO_x), amônia (NH₃), gás sulfídrico (H₂S) e particulados. As emissões gasosas são provenientes de combustão de gases em aquecedores e

⁹⁰ De acordo com a norma NBR 7505-4, para o combate a incêndios a refinaria deve dispor de um reservatório com capacidade para seis horas de combate à ocorrência de maior demanda de água.

⁹¹ A atomização é utilizada para aproximar combustíveis líquidos de estados gasosos, aumentando sua superfície e melhorando a sua mistura com oxigênio, o que otimiza sua combustão.

⁹² No Rio de Janeiro, a Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEEMA) determinou que o destino final do catalisador desativado depende de ensaios que classifiquem o resíduo (classe I, II ou III), seguido de tratamento, sem o qual não se pode descartar o material (Afonso *et al*, 2003).

fornalhas, da regeneração do catalisador de craqueamento catalítico fluido (CO, material particulado e VOCs) e emissões fugitivas⁹³ de hidrocarbonetos (*Environmental Protection Agency*, 1995; Speight, 1999).

A poluição sonora gerada pelas refinarias se origina de máquinas rotativas como ventiladores de resfriamento, turbinas, compressores e motores, e também pela vazão acelerada de fluidos por válvulas, bocais e dutos.

O quadro 2.3 lista os principais poluentes identificados pela *Environmental Protection Agency* (1995) nas refinarias americanas e seus efeitos nocivos à saúde humana e ao ambiente. O quadro 2.4 lista os poluentes gerados em maior quantidade nas diversas operações de refino.

Quadro 2.3. Características dos poluentes com maior volume de emissão nas refinarias americanas e problemas associados

Substância	Fontes	Problemas ambientais
Amônia	Componentes nitrogenados do petróleo, destilação, craqueamento, tratamentos, destilação a vácuo, emissões fugitivas.	Combinada a íons sulfatados na atmosfera, volta ao solo e águas de superfície.
Tolueno	Componente do petróleo presente em várias operações.	Bastante volátil, contribui para formar ozônio em baixas altitudes.
Xilenos	Idem	Idem
Metil-etil-cetonas	Solventes usados na produção de lubrificantes	Combina-se com substâncias em baixas altitudes formando poluentes.
Propileno	Craqueamentos catalítico e térmico, coqueamento.	Formação de ozônio em baixas altitudes. Em altas quantidades inibe o crescimento de plantas.
Benzeno	Componente do petróleo presente em várias operações.	Formação de ozônio em baixas altitudes da atmosfera.

Fonte: Adaptado de *Environmental Protection Agency* (1995)

Quadro 2.4. Operações de refino e principais efluentes gerados

Processo	Efluentes gasosos	Efluentes líquidos	Efluentes residuais
Dessalgação do petróleo	Gases de aquecedores (CO, SOx, NOx, hidrocarbonetos e particulados), emissões fugitivas.	Petróleo, H2S, NH3, fenóis, sólidos suspensos e dissolvidos.	Lama de óleo cru (ferrugem de aço, barro, óleo emulsionado, cera, metais).

(continua)

⁹³ As emissões fugitivas podem ocorrer em diversos equipamentos (válvulas, tanques, bombas), sendo em geral pequenas, mas que em seu conjunto podem representar uma das maiores fontes de emissões das refinarias.

Quadro 2.4. (cont.)

Destilação atmosférica	Gases de aquecedores, emissões fugitivas.	Petróleo, H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspensos, cloretos, mercaptans, fenóis.	Pouco ou nenhum resíduo.
Destilação a vácuo	Idem ao anterior, mais hidrocarbonetos do ejetor de vapor.	Idem ao anterior.	Idem ao anterior.
Craqueamento térmico	Gases de aquecedores, vazamentos e emissões fugitivas.	Petróleo, H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspensos.	Idem ao anterior.
Coqueamento	Idem ao anterior, mais emissões de hidrocarbonetos e material particulado na retirada de coque acumulado.	Petróleo, H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspensos.	Pó de coque (partículas de carbono e hidrocarbonetos).
Craqueamento catalítico	Idem ao Craqueamento Térmico, mais emissões da regeneração de catalisadores (CO, SO _x , NO _x e particulados).	Petróleo, H ₂ S, NH ₃ , sólidos suspensos, fenóis, cianetos.	Catalisadores gastos, resíduos de catalisadores (silicatos de alumínio e metais).
Hidrocrackeamento catalítico	Idem ao anterior.	H ₂ S, sólidos suspensos.	Idem ao anterior.
Hidrotratamento e Hidroprocessamento	Idem ao anterior.	H ₂ S, NH ₃ , fenóis, sólidos suspensos.	Idem ao anterior.
Reforma catalítica	Idem ao anterior.	Petróleo, sólidos suspensos.	Idem ao anterior.
Alquilação	Gases de aquecedores, emissões fugitivas.	Sólidos suspensos e dissolvidos, H ₂ S, ácido sulfúrico gasto.	Lama neutralizada de alquilação (ácido sulfúrico ou fluoreto de cálcio, hidrocarbonetos).
Isomerização	Idem ao anterior.	Cloretos suspensos, lavagem cáustica, H ₂ S e NH ₃	Lama de cloreto de cálcio de gás de HCl.
Polimerização	H ₂ s da lavagem cáustica.	H ₂ S, NH ₃ , lavagem cáustica, mercaptans e amônia.	Catalisador gasto contendo ácido fosfórico.
Extração de solventes	Solventes fugitivos.	Petróleo e solventes	Pouco ou nenhum resíduo.

(continua)

Quadro 2.4. (cont.)

Desasfaltação a propano	Gases de aquecedores, vazamentos de propano.	Óleo e propano.	Pouco ou nenhum resíduo.
Tratamento Merox	Emissões fugitivas (hidrocarbonetos e dissulfetos).	Pouco ou nenhum resíduo.	Solução cáustica gasta, mistura de óleo e dissulfetos.
Tratamento de águas residuais	Emissões fugitivas (H ₂ S, NH ₃ e hidrocarbonetos).	Pouco ou nenhum resíduo.	Lama do separador API (fenóis, metais e óleo), lama de precipitação química (coagulantes, óleo), lama do tratamento biológico (metais, óleo, sólidos suspensos).
Tratamento de gases e recuperação de enxofre	SO _x , NO _x e H ₂ S de emissões fugitivas.	H ₂ S, NH ₃ , aminas.	Catalisador gasto.
Mistura (<i>Blending</i>)	Emissões fugitivas de hidrocarbonetos.	Pouco ou nenhum resíduo.	Pouco ou nenhum resíduo.
Limpeza do trocador de calor	Emissões fugitivas de hidrocarbonetos.	Água oleosa.	Lama (óleo, metais e sólidos suspensos).
Tanques de armazenamento	Emissões fugitivas de hidrocarbonetos.	Água contaminada com o produto armazenado.	Lama do fundo do tanque (ferrugem de aço, areia, óleo, graxa, metais).
Drenagem e <i>Flare</i>	Gases de combustão dos <i>flares</i> (CO, SO _x , NO _x e hidrocarbonetos), emissões fugitivas.	Pouco ou nenhum resíduo.	Pouco ou nenhum resíduo.

Fonte: Adaptado de *Environmental Protection Agency* (1995)

2.2.2. Emissões automotivas e qualidade de combustíveis

Nesse item, serão analisadas os problemas ambientais decorrentes do consumo de óleo diesel e gasolina. A escolha desses dois combustíveis, em primeiro lugar, deve-se à expressiva participação dos mesmos no consumo total de derivados de petróleo, da ordem de 50,3% em 2003 (Ministério de Minas e Energia, 2004), contribuindo significativamente para o total de emissões de derivados.⁹⁴ Em segundo lugar, a melhoria da qualidade desses dois derivados é

⁹⁴ Muitos dos gases responsáveis pela poluição de grandes centros urbanos são emitidos principalmente por veículos. Por exemplo, na Região Metropolitana de São Paulo, os veículos respondem por quase 100% das emissões de CO, HC e NO_x (Szwarcfiter, 2004).

identificada por especialistas como um dos grandes desafios tecnológicos atualmente colocados para o refino, sendo alvo de programas que exigem elevados investimentos da Petrobras, equivalendo a 38% (o equivalente a US\$ 3,26 bilhões) do total de investimentos da Petrobras previstos para o segmento de refino entre 2004 e 2010 (Palombo, 2005).

As emissões dos veículos a gasolina originam-se do escapamento, cárter, carburador e tanque de combustível. Já nos veículos a diesel as emissões se concentram no escapamento (Azuaga, 2000).⁹⁵ Serão abordadas nas sessões seguintes as emissões de gases de escapamento (CO, HC, aldeídos, NO_x, material particulado e SO_x), geradas pela queima incompleta dos combustíveis e diretamente dependentes de sua qualidade.

A qualidade dos combustíveis é determinada em suas especificações, que consistem no “... conjunto de propriedades químicas e físicas que garantam a possibilidade do produto ser usado adequadamente em equipamentos similares” (Buonfiglio, 1992: 8). Assim, as especificações dos combustíveis são determinadas em função das características dos motores, e adequadas para garantir desempenho satisfatório em aspectos como economia de combustível, durabilidade do motor e nível de emissões de poluentes. A adequação das especificações dos combustíveis com relação ao seu teor de poluentes garante a queima mais eficiente do combustível e a efetividade de dispositivos de controle de emissões, e está diretamente ligada ao nível de poluição gerada pelos veículos.

Os principais poluentes diretamente emitidos por veículos a diesel e gasolina são o monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos, óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), material particulado (partículas em suspensão, fumaça, partículas inaláveis) e aldeídos (resultantes da combustão incompleta de hidrocarbonetos e do uso de oxigenados). Esses poluentes causam problemas ambientais globais, como o agravamento do efeito estufa causado pelas emissões de CO₂; regionais, como as chuvas ácidas decorrentes da emissão de SO_x e NO_x; e locais, representados pelo aumento da concentração de poluentes como monóxido de carbono, dióxido de enxofre, hidrocarbonetos, óxidos de nitrogênio e materiais particulados. Essas emissões também geram os poluentes secundários a partir de dois ou mais poluentes, como o

⁹⁵ A Resolução CONAMA n° 004/88 determinou que veículos a diesel deveriam ser equipados com dispositivos de recirculação de gases do cárter, anulando esse tipo de emissão a partir de 01/07/1989. Posteriormente, a Resolução CONAMA n° 8/93 dispensava dessa exigência motores diesel turboalimentados fabricados até 31/12/95, desde que o fabricante apresentasse justificativa técnica.

ozônio (O₃) formado em baixas altitudes por reações fotoquímicas de hidrocarbonetos (principalmente aromáticos, como o benzeno) e NO_x (Szwarcfiter, 2004).

2.2.2.1. Emissões de motores a diesel

De acordo com Braun et al (2003) os motores a diesel emitem principalmente materiais particulados, monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio e enxofre e diversos tipos de hidrocarbonetos (destacando-se os policíclicos aromáticos), cuja emissão pode ser reduzida com o uso de filtros e catalisadores.⁹⁶ O quadro 2.5. estima a participação dos veículos a diesel na geração de poluentes na Região Metropolitana de Campinas em 2004.

Quadro 2.5. Contribuição relativa das emissões de motores a diesel para a poluição do ar na Região Metropolitana de Campinas, 2004

Fonte	Poluentes (%)			
	CO	HC	NO _x	SO _x
Escapamento	24,21	16,74	78,25	7,62

Fonte: Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental (2005)

A composição média do material particulado é 70% em massa de carbono, 20% de oxigênio, 3% de enxofre, 1,5% de hidrogênio, 1% de nitrogênio e 1% de elementos traços. Essas concentrações podem variar em função da qualidade do diesel, da performance do motor e da maneira como este é operado.

Os óxidos de nitrogênio presentes no material particulado originam-se dos compostos nitrogenados do diesel, principalmente dos óxidos de nitrogênio formados a partir da fixação do nitrogênio atmosférico durante o processo de combustão.

O diesel contém em geral uma porcentagem de enxofre que varia de 0,15 a 0,3% de sua massa. Cerca de 98% do enxofre contido no diesel é convertido em SO₂ e o restante em ácido sulfúrico, contribuindo para acrescentar sulfatos ao material particulado (Braun et al, 2003).

⁹⁶ Os catalisadores de escapamento promovem reações que convertem grande parte dos gases poluentes em substâncias não nocivas como água, anidrido carbônico e nitrogênio. A eficiência desses equipamentos exige o uso de óleo diesel com baixo teor de enxofre, de um modo geral menor que 50 ppm (Szwarcfiter, 2004).

Os HPAs (hidrocarbonetos policíclicos aromáticos)⁹⁷ resistem ao processo de combustão do óleo diesel e são emitidos para a atmosfera onde sofrem reações de nitrção e oxidação na atmosfera, gerando compostos tóxicos.

2.2.2.2. Emissões de motores a gasolina

Os motores a gasolina⁹⁸ emitem principalmente monóxido de carbono, hidrocarbonetos (especialmente os aromáticos, como benzeno) e NOx. Como no caso do diesel, concentrações elevadas de enxofre inviabilizam o uso de catalisadores nos veículos. Devido à sua combustão em temperaturas mais baixas, a gasolina gera menos material particulado do que o diesel, que também emite hidrocarbonetos mais pesados. Entretanto, emite maiores quantidades de CO, aldeídos, e hidrocarbonetos (Szwarcfiter, 2004; Braun et al, 2003).

Quadro 2.6. Contribuição relativa das emissões de motores a gasolina para a poluição do ar na Região Metropolitana de Campinas, 2004

Fonte	Poluentes (%)			
	CO	HC	NOx	SOx
Escapamento	38,37	17,14	9,75	4,46
Cárter e Evaporativa	-	27,65	-	-

Fonte: Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental (2005)

Os hidrocarbonetos aromáticos presentes na gasolina contribuem para elevar sua octanagem, mas prejudicam a queima eficiente do combustível, aumentando a quantidade de poluentes gerados; particularmente, o benzeno é considerado preocupante, por ser um composto cancerígeno com baixo ponto de ebulição, sujeito a gerar emissões evaporativas. A adição de oxigenados à gasolina como promotor de octanagem (no caso brasileiro, 22% de álcool anidro) contribui para reduzir o conteúdo de aromáticos e as emissões. Além disso, os aromáticos têm temperaturas de combustão superiores às dos oxigenados, e por isso geram maiores emissões de NOx (Azuaga, 2000).

⁹⁷ Em geral, os HPAs são formados durante a combustão incompleta de materiais que contêm carbono.

⁹⁸ A introdução de catalisadores para converter os gases de escapamento dos veículos à gasolina só foi possível com a retirada do chumbo tetraetila, utilizado como promotor de octanagem até 1991. Para isso, a Petrobras iniciou em 1989 um plano para a descontinuação do uso de aditivos a base de chumbo na gasolina, baseado na otimização da operação das unidades de craqueamento catalítico, utilização de catalisadores mais seletivos para melhorar a octanagem da nafta, retirada de frações de baixa octanagem do *pool* de gasolina e adição de maiores proporções de álcool anidro à gasolina.

2.3. Regulação ambiental e refino de petróleo

Nessa seção, será feita uma revisão da regulação incidente sobre a indústria de refino no Brasil e no Estado de São Paulo, à qual a REPLAN têm de adequar suas operações. A regulação é aqui considerada um fator determinante da adoção de tecnologias ambientais por essa indústria. A regulação ambiental exige das empresas do ramo a adequação de processos produtivos aos padrões aceitáveis pelos órgãos reguladores e a produção de derivados em conformidade com as especificações de qualidade determinadas pela ANP.

A primeira parte da revisão descreve o aparato regulatório geral das atividades industriais, analisando-se as especificidades da indústria de refino, regulada adicionalmente pela legislação das atividades petroleiras; em seguida, passa-se à regulação relativa à qualidade dos combustíveis, descrevendo-se o processo regulatório e as especificações atuais da gasolina e óleo diesel.

Para Costa (2000), além da legislação ambiental, uma série de outros fatores originados na sociedade e no mercado leva à necessidade de adequar produtos e processos para minimizar eventuais impactos, como acordos comerciais internacionais, certificação ambiental e cumprimento de cláusulas ambientais em contratos de financiamento com órgãos de fomento. Apesar da influência desses fatores, o autor considera o atendimento à legislação a fase inicial e mais importante para se alcançar padrões de excelência ambiental.

A influência da regulação na dinâmica inovativa de uma indústria é uma questão controversa, existindo várias dificuldades teóricas e metodológicas para relacionar a regulação com a direção e intensidade do processo inovativo, também influenciadas por fatores como a regulação da competição, apropriabilidade, regulação financeira, legislação trabalhista, política de subsídios, etc. (Mahdi et al, 2002).

Autores que consideram a regulação uma barreira à inovação argumentam que a regulação ambiental pode desviar recursos das atividades inovativas para a adequação aos padrões colocados, aumentar o risco percebido nas atividades de P&D e causar concentração industrial, por afetar igualmente empresas com diferentes capacidades de investimento, muitas vezes insuficientes para adequar seus processos produtivos às exigências legais. Mahdi et al (2002) contra-argumentam que o desempenho inovativo não depende apenas dos investimentos realizados, sendo influenciado por diversos outros fatores, e que a incerteza trazida pela

regulação é temporária, podendo desacelerar, mas não necessariamente reverter a decisão de inovar; por fim, uma eventual concentração na estrutura da indústria não é necessariamente prejudicial ao desempenho inovativo, uma vez que muitas vezes são realizadas fusões com o objetivo de aprimorar esse desempenho.

Outros autores consideram que a regulação pode direcionar a atividade inovativa para finalidades economicamente e socialmente desejáveis, ao mesmo tempo em que cria novas oportunidades para as empresas. Esses autores argumentam que países que adotam regulações mais restritivas podem adquirir vantagens competitivas ao desenvolver antecipadamente inovações ambientais (*first mover advantages*). Outras vantagens são o estímulo à pesquisa em áreas pouco desenvolvidas e a redução da incerteza trazida pela definição de padrões. As críticas a esses argumentos colocam que a maioria das empresas ainda vê a regulação como uma barreira, e não existem evidências de que regimes de regulação mais restritivos levem à aquisição de vantagens competitivas.

A diferença fundamental entre os autores “anti-regulação” e “favoráveis à regulação” é que os primeiros destacam os efeitos negativos da regulação sobre a taxa de inovação, enquanto os segundos focam os efeitos positivos da regulação no direcionamento da atividade inovativa. Estudos empíricos analisados por Mahdi et al (2002) demonstram que a regulação inicialmente reduz a intensidade das atividades inovativas, mas não deixam claro por quanto tempo ocorre essa redução. Outro grupo de estudos analisado pelos autores relaciona a regulação com a direção da inovação, e se caracterizam mais pela análise de fatos pontuais do que de dados estatísticos mais gerais, sendo uma área pouco pesquisada, em que é marcante a falta de evidências empíricas sistemáticas.

De acordo com Kemp (1997) a regulação ambiental pode estimular a difusão de tecnologias existentes, o desenvolvimento de inovações incrementais, a reformulação ou substituição de produtos e o desenvolvimento de novos processos. As respostas mais comuns das empresas à regulação são as inovações incrementais e a difusão de tecnologia já existente, na forma de soluções *end of pipe* e na substituição não inovativa de substâncias existentes; já o desenvolvimento de inovações radicais é uma resposta à regulação que ocorre mais raramente. O autor considera que a regulação frequentemente modifica ou acelera processos de mudança, e traz ganhos para as empresas quando as ações de adequação ambiental trazem também uma maior conservação de energia e materiais.

2.3.1. Regulação dos impactos locais das refinarias no Brasil e no Estado de São Paulo

As atividades de refino de petróleo são reguladas pela legislação ambiental incidente sobre todas as atividades industriais, e adicionalmente pelo órgão regulador do setor de petróleo e gás, a ANP. Silva e Tavares (2003) definem o regulamento técnico como um documento emitido por uma autoridade governamental que define procedimentos obrigatórios normalmente relacionados a metrologia, segurança industrial, meio ambiente e saúde. Esses regulamentos nortearam os projetos das refinarias do Brasil, elaborados a partir do conjunto das normas nacionais (ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas) e de associações dos EUA (ANSI, ASME, ASTM etc.),⁹⁹ complementadas por normas dos próprios agentes econômicos.

As instituições de regulação ambiental das atividades industriais no Brasil utilizam diversos mecanismos de controle, destacando-se o licenciamento ambiental, a fixação de limites de emissões de poluentes e o controle do uso da água. O licenciamento ambiental é elaborado em função das características de cada empreendimento, que determinam as restrições que condicionarão a obtenção das licenças. Já a fixação de limites de emissões é aplicável em diversas indústrias que geram poluentes similares. Esses limites, denominados padrões de emissão, especificam o nível máximo de emissão de determinados poluentes na fonte. Os poluentes controlados são definidos em função de sua ocorrência mais ou menos comum, dos recursos disponíveis para sua medição e análise e da magnitude dos problemas que causam; em geral os poluentes definidos são o dióxido de enxofre, material particulado, monóxido de carbono, ozônio e dióxido de nitrogênio (Szwarcfiter, 2004).

Na regulação do uso da água, recurso vital para as refinarias, destaca-se a instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos pela Lei nº 9.433/97. Essa lei regulamenta o arcabouço institucional de proteção dos recursos hídricos brasileiros, prevendo que o direito de uso de água para atividades que demandam grandes quantidades do recurso deverá ser objeto de outorga concedida pelo órgão competente, que autorizará a utilização de uma quantidade determinada de água ou o lançamento de um certo volume de efluentes. No Estado de São Paulo, a água é captada pelas refinarias mediante outorga do DAEE (Departamento de Águas e Energia Elétrica),

⁹⁹ Respectivamente: *American National Standards Institute*, *American Society of Mechanical Engineers* e *American Society for Testing and Materials*

regulamentada pela Portaria DAEE 717/96. A captação e o lançamento de efluentes nos corpos d'água dependem dessa autorização, que tem validade máxima de 5 anos e pode ser cancelada caso torne-se danosa ao bem público e/ou em caso de descumprimento da legislação.

A Lei nº 9.433/97 também prevê a cobrança aos outorgados pelo uso da água, efetuada pelos Comitês de Bacias Hidrográficas,¹⁰⁰ encarregados da gestão regional de recursos hídricos, a quem cabe definir valores, horizonte temporal, formas de cobrança e uso dos recursos arrecadados. Esse instrumento se diferencia de políticas de comando e controle, como multas e outras sanções, e pode ser caracterizado como um instrumento econômico de gestão ambiental, baseado no princípio do poluidor/usuário pagador, que se apóia em uma mistura de regulamentos e incentivos econômicos (Motta et al, 1996).

O CONAMA, em sua Resolução nº 357/05, estabelece condições e padrões de lançamentos de efluentes, determinando a carga máxima de contaminantes permitida nos efluentes industriais. Segundo a resolução, o órgão ambiental competente pode acrescentar padrões mais restritivos em função de condições locais (em norma específica ou no próprio contrato de licenciamento) e exigir a utilização da melhor tecnologia disponível.

As emissões de efluentes gasosos de fontes fixas são regulamentadas pela Resolução CONAMA nº 008/90, que estabelece limites máximos para processos de combustão externa, considerados pela Resolução as maiores fontes fixas de poluentes. São afetadas empresas que usam caldeiras, geradores de vapor e energia elétrica, fornos, estufas e secadores para a geração e uso de energia térmica, incineradores e gaseificadores.

O instrumento de gestão mais importante para o controle das atividades industriais é o licenciamento ambiental, pois estabelece limites de uso de recursos em função das características específicas dos empreendimentos. As atividades de refino de petróleo estão entre as atividades potencialmente poluidoras¹⁰¹ listadas na Resolução CONAMA nº 001/86, para cuja instalação é exigido o licenciamento ambiental, um processo conduzido pelas agências estaduais de meio ambiente,¹⁰² criado pela Lei 6.938/81 e regulamentado pelo Decreto nº 99.274/83. O CONAMA

¹⁰⁰ Por exemplo, o Comitê responsável pela Bacia do rio Paraíba do Sul definiu uma taxa de R\$ 0,008/m³ para empresas que devolverem efluentes tratados ao rio, e de R\$ 0,02/m³ para as empresas que não fizerem nenhum tratamento (Petro e Química, 2002).

¹⁰¹ As refinarias estão no item XII do artigo 2, que inclui todas as atividades petroquímicas (Duarte, 2003).

¹⁰² No Estado de São Paulo, o Decreto Estadual nº 47.397/02 define, em seu anexo IX, atividades (que não incluem o refino de petróleo) que podem ser licenciadas por órgãos municipais conveniados à Secretaria Estadual de Meio Ambiente, desde que o município possua um Conselho Municipal de Meio Ambiente, disponha de profissionais habilitados e tenha legislação ambiental específica em vigor.

define o licenciamento ambiental na Resolução nº 237/97, como todo “... *procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas aplicáveis ao caso*”. Para iniciar suas operações, o projeto de construção ou ampliação de uma refinaria passa inicialmente pelo licenciamento prévio, que atesta a viabilidade do empreendimento e define os padrões para sua instalação, exigindo das empresas informações toxicológicas e de segurança de insumos e produtos, planta de localização e de *layout* interno, descrição do projeto e alternativas e análise de acidentes em instalações semelhantes. A implantação do empreendimento em conformidade com os padrões determinados no licenciamento prévio é autorizada pela licença de instalação, para a qual são exigidos documentos com a análise do risco da operação, montagem e pré-operação, a descrição e especificação dos métodos e técnicas utilizados, a análise de vulnerabilidade, a avaliação demográfica e social do espaço vulnerável e uma análise de conseqüências de acidentes. Por fim, o funcionamento da atividade é autorizado pela licença de operação, para cuja concessão exige-se a apresentação de um plano de ação emergencial, um plano de integração com autoridades públicas e empresas locais, a realização de campanhas de divulgação do plano de emergência e a realização de exercícios simulados de emergência (Menezello, 2000; Duarte, 2003). Antes destes procedimentos são exigidos Estudos de Impactos Ambientais (EIA); após o início das operações, exigem-se Relatórios de Impactos Ambientais (RIMA).

Adicionalmente, a Resolução CONAMA nº 306/02 estabeleceu procedimentos para auditorias ambientais em plataformas e instalações de apoio, instalações portuárias e refinarias. A Resolução determina que as auditorias devem ser realizadas a cada dois anos, quando devem ser entregues ao órgão ambiental competente (no caso da REPLAN, a CETESB) um relatório de auditoria ambiental e um plano de ação. A Resolução CONAMA nº 306/02 é suplementar à Resolução CONAMA nº 265/00, editada logo após acidentes ambientais de grande porte ocorridos em instalações da Petrobras, mas que não estabelecia os requisitos mínimos de auditoria.¹⁰³

¹⁰³ Esses acidentes foram o vazamento de petróleo de dutos da REDUC na Baía de Guanabara e o vazamento de petróleo de dutos da REPAR no Rio Birigui (Rovere e Cantarino, 2003).

Em todos os documentos exigidos para o licenciamento, o componente tecnológico é fundamental, pois a inclusão de equipamentos de controle de poluição pode viabilizar um projeto; além disso, o relatório que a empresa a ser licenciada elabora utiliza termos técnicos que requerem uma base científica para sua elaboração, conforme descrito por Neto e Alves (1997) para o caso da ampliação da Refinaria de Capuava:

“A visão conjunta dos empreendimentos possibilitou, em análise comparativa com a situação atual, o levantamento de não-conformidades que pudessem prejudicar a aprovação do licenciamento. Com isso, foram encontradas as soluções tecnológicas que seriam incorporadas ao programa de investimentos, como forma de assegurar ganhos ambientais em todas as áreas de abordagem. Por serem projetos em fase conceitual, diversas projeções de estimativas de emissões foram realizadas utilizando-se bases experimentais e, em alguns casos, cálculos teóricos, cuja interpretação foi consolidada em balanços de resultados comparativos entre a situação atual e futura.” (Neto e Alves, 1997: 139).

No Estado de São Paulo, a Lei nº 997/76, que dispõe sobre o controle da poluição do meio ambiente, já exigia a licença de atividades potencialmente poluidoras bem como o registro das empresas junto ao órgão estadual de meio ambiente. Essa Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 8.468/76, que apresenta as definições técnicas de poluição e define a CETESB¹⁰⁴ como órgão estadual de controle ambiental, encarregado de definir os padrões de poluição da água, solo e ar, as atividades passíveis de licenciamento ambiental e os procedimentos para a obtenção das licenças, bem como as sanções aplicáveis.

O Decreto nº 47.397/02 classifica as atividades passíveis de licenciamento no estado de São Paulo e cria taxas e prazos de validade diferenciados (máximo de 5 anos). As atividades são classificadas segundo um fator de complexidade W, que varia de 1 a 5. Este fator, além de definir o tempo de licença concedido, também determina o valor a ser cobrado, diretamente proporcional ao fator W e à área do empreendimento. O refino de petróleo inclui-se entre as atividades com fator W igual a 5, com prazo de licença de 2 anos, para a qual é pago um valor sobre o qual incide o máximo multiplicador.

¹⁰⁴ A CETESB foi criada pelo Decreto nº 50.079/68, como Centro Tecnológico de Saneamento Básico, incorporando a Superintendência de Saneamento Ambiental (SUSAM) e vinculada à Secretaria da Saúde, que absorvera a Comissão Intermunicipal de Controle da Poluição das Águas e do Ar (CICPAA), criada em 1960 para atuar na região do ABC da Grande São Paulo.

O Decreto nº 48.523/04,¹⁰⁵ do Estado de São Paulo, define áreas saturadas ou em vias de saturação da qualidade do ar, exigindo que a adição de emissões por novos empreendimentos ou ampliação dos existentes nessas áreas seja compensada com a redução das emissões existentes. O Decreto estabelece que em áreas em vias de saturação, empreendimentos que adicionem emissões de mais de 30 toneladas por ano compensem essas emissões em 100%; já para as áreas saturadas, essa compensação deve ser de 110%.

A legislação específica para as atividades da indústria de petróleo está baseada na Lei nº 9.478/97, que define a política geral do setor após o fim do monopólio da Petrobras, e coloca entre os objetivos da política energética nacional a proteção do meio ambiente e a conservação de energia. A lei cria e regulamenta a ANP, uma autarquia¹⁰⁶ vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que regula as atividades relacionadas a petróleo e gás natural no Brasil.¹⁰⁷ As regras da ANP são publicadas em Portarias, cujo cumprimento é garantido pela ANP através da fiscalização de atividades produtivas e produtos e da aplicação das sanções administrativas previstas na legislação (Menezello, 2000).

Para o exercício de suas funções a ANP possui Superintendências de Processos Organizacionais, que atuam em diversas áreas da indústria do petróleo. A regulamentação e fiscalização da indústria de refino estão a cargo da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural. O controle de qualidade de derivados e gás natural está a cargo da Superintendência de Qualidade de Produtos, que determina as especificações destes produtos bem como os métodos de análise a serem utilizados (Menezello, 2000).

De acordo com Menezello (2000), na Lei nº 9.847/99, que regulamenta as atividades relativas ao abastecimento de combustíveis, o refino é considerado uma atividade econômica de interesse público, o que implica em uma fiscalização e regulação mais severa, com sanções administrativas e pecuniárias que incluem multas, apreensão de bens, cancelamento de registro

¹⁰⁵ Esse Decreto, elaborado sem consulta pública, entrou em vigor em setembro de 2004; no mesmo mês, pressões da FIESP (Federação das Indústrias do Estado de São Paulo) levaram a Secretaria de Meio Ambiente do Estado (SMA) a proceder à revisão do Decreto, para o que foi iniciado um processo de consulta pública que conta com a participação de 25 entidades, entre sindicatos e empresas.

¹⁰⁶ Entidade da Administração Indireta criada por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita próprios, para executar atividades típicas da Administração Pública que requeiram, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada.

¹⁰⁷ De acordo com Suslick (2001), a criação das agências reguladoras representa a passagem de um Estado provedor para um Estado regulador, que no caso do segmento de petróleo implicou na criação de um sistema regulatório que envolve aspectos jurídicos, institucionais, técnicos e econômicos.

junto à ANP, suspensão do funcionamento da instalação e revogação da autorização¹⁰⁸ para o exercício da atividade.

A construção, ampliação e operação de refinarias e unidades de processamento de gás natural é regulamentada pela Portaria ANP n° 28/99, que exige a adequação dos projetos a critérios de segurança e preservação ambiental, ao sistema brasileiro de certificação e prevê a revisão periódica das autorizações. Anexo a esta Portaria, o Regulamento Técnico ANP n° 01/99 define as normas para os pedidos de autorização, onde deverão estar descritas as atividades a serem desenvolvidas (Bandeira, 2003). Também é obrigatória a comunicação à ANP de acidentes operacionais e da liberação acidental de poluentes, conforme procedimentos contidos na Portaria ANP n° 14/2000 (Menezello, 2000).

Nas refinarias, a necessidade de adoção de novas tecnologias é criada tanto pelas regras estabelecidas para a indústria em geral como pelas regras estabelecidas no licenciamento ambiental. Um exemplo de regra geral que modificou processos produtivos foi a Resolução CONAMA n° 20/86, que estabeleceu uma concentração máxima de 5 mg/l de amônia no efluente lançado nos rios, o que exigiu adaptações no sistema de tratamento por lodos ativados na REPLAN. Essa resolução foi alterada posteriormente pela Resolução CONAMA 357/05, que estabeleceu um limite de 20 mg/l. De acordo com Furtado (2005) a Resolução CONAMA 357/05 tornou mais complexo o controle dos efluentes das empresas, exigindo por exemplo análises ecotoxicológicas do comportamento dos efluentes nos corpos receptores. Dos 598 parâmetros de qualidade listados na resolução, há 39 novos parâmetros, 11 parâmetros mais restritivos e 11 removidos da Resolução CONAMA n° 20/86.

As regras do licenciamento são estabelecidas em função das características particulares dos empreendimentos, e dependem de entendimentos entre a refinaria e a agência de controle. Na REPLAN, esses entendimentos são estabelecidos em termos de ajustamento de conduta, em que a CETESB exige a adequação de problemas, estabelecendo um prazo para a sua solução, que freqüentemente envolve a adoção de novas tecnologias; tal foi o caso da instalação de um terceiro estágio de ciclones em uma de suas unidades de craqueamento catalítico, cuja instalação deveu-se à assinatura de um termo de ajustamento de conduta da REPLAN com a CETESB. Além disso, a renovação das licenças exige a melhoria contínua da *performance* ambiental dos

¹⁰⁸ A autorização é definida como o ato administrativo que possibilita o exercício de uma atividade regulada pelo Poder Público (Menezello, 2000).

empreendimentos, exigindo que para as renovações das licenças as refinarias busquem as melhores técnicas disponíveis.

2.3.2. Regulação da qualidade dos combustíveis

Para Considera et al (2002), o estabelecimento das especificações de combustíveis visa adequar suas características aos veículos comercializados no país,¹⁰⁹ de forma a garantir bom desempenho, durabilidade e volumes de emissões automotivas adequados à legislação. Para os autores, o atendimento dessas demandas representa uma apropriação de benefícios pela sociedade, mas as restrições de oferta que podem ser acarretadas especificações podem ter o efeito de aumentar os preços para os consumidores.¹¹⁰ Assim, cabe aos formuladores das especificações comparar “... os benefícios advindos da imposição de determinados padrões técnicos com os custos decorrentes do aumento dos preços dos produtos, procedendo a escolha da ação a ser implementada. Esse procedimento deve ser feito cuidadosamente, pois a imposição de padrões de qualidade excessivos podem acarretar custos adicionais e, portanto, desnecessários à sociedade.” (Considera et al, 2002: 23)

A formulação de novas especificações para os derivados deve ser colocada de forma gradual, o que vem sendo feito no Brasil para permitir a adaptação das empresas (Considera et al, 2002). Na indústria de refino, a produção de combustíveis com novas especificações exige adaptações como a modificação de processos e novas formulações de derivados, o que além de inversões financeiras exige tempo para o ajuste de condições operacionais. Por exemplo, para a Petrobras produzir gasolina com o teor de enxofre exigido a partir de 2009 (2,5% do tolerado em 1994) serão necessários cerca de quatro anos entre a fixação da especificação e a operação da planta que colocará o produto no mercado. Esse tempo será necessário para as diversas etapas do projeto de adaptação, como a aprovação da carteira de investimentos e a seleção de tecnologias (Dauzacker e Palombo, 2003).

¹⁰⁹ A ANFAVEA manifestou interesse no diesel metropolitano, de baixo teor de enxofre, apresentando um estudo em que veículos com sistemas de pós-tratamento de emissões poderiam sofrer danos se abastecidos com diesel de teor de enxofre superior a 50 ppm (Câmara Técnica de Energia, 2002).

¹¹⁰ O diesel S 500 da Petrobras, de menor teor de enxofre, foi lançado com um preço 1,9% superior ao diesel Interior, mais poluente. Segundo o Diretor de Abastecimento da estatal, Paulo Roberto Costa, a diferença visa compensar os US\$ 750 milhões investidos no desenvolvimento do produto (O Globo *On-line*, 03/05/2005). Para evitar distorções no mercado, como quedas nas vendas e fraudes nas regiões onde de comercialização do diesel S 500, os preços dos outros tipos de diesel (Metropolitano e Interior) foram aumentados em R\$ 0,05 (O Estado de S.Paulo, 04/05/2005).

“Políticas públicas, como a regulação da especificação técnica de um produto, representam mudanças no ambiente sócio-econômico que provocam, geralmente, a necessidade de adaptação por parte dos agentes econômicos. O processo de adaptação envolve custos decorrentes do redimensionamento dos ativos, além do tempo necessário à adequação à nova conformação institucional. Coerentemente, os formuladores de políticas públicas têm demonstrado preferência pelo uso de uma estratégia gradualista ao aplicarem tais políticas, tornando o processo de adaptação mais gerenciável” (Considera et al, 2002:23).

A primeira lei brasileira elaborada com vistas à redução das emissões veiculares foi lançada em 1976 pelo CONTRAN (Conselho Nacional de Trânsito) em sua Resolução nº 507, que estabelecia o controle das emissões de gases e vapores do cárter dos veículos. No mesmo ano foi promulgada no Estado de São Paulo a Lei nº 997, que estabelecia limites à emissão de fumaça por veículos a diesel em circulação e determinava que os veículos novos comercializados no Estado deveriam estar em conformidade com limites de emissão de CO, HC e NOx a serem definidos (Szwarcfiter, 2004).

Em 1977, a Resolução nº 510 do CONTRAN definiu padrões para emissões de veículos diesel em todo o Brasil. Posteriormente, o controle das emissões dos veículos a diesel passou à SEMA (Secretaria Especial de Meio Ambiente),¹¹¹ que atuava articulada à CETESB, a quem cabiam as atividades operacionais e técnicas da fiscalização e que inaugurou em 1980 seu primeiro laboratório de testes de emissões.

Em 1981 foi lançada a Norma NBR 6601, disciplinando a análise dos gases de escapamento de veículos leves a gasolina, elaborada a partir de discussões entre representantes da ABNT, INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial), CETESB e ANFAVEA. Nesse mesmo ano foi criado o CONAMA, órgão que entre outras funções ficou encarregado de estabelecer normas e padrões de controle de emissões.

Em 1984 a CETESB elaborou uma proposta de controle de emissões veiculares com base nos problemas da Região Metropolitana de São Paulo. Para avaliar a proposta, o Governo Federal criou um Grupo de Trabalho formado pela SEMA, CETESB, STI (Secretaria de Tecnologia Industrial), ANFAVEA, CNP e GEIPOT (Empresa Brasileira de Planejamento dos Transportes). Após alterações no texto original, a proposta foi aceita pelos integrantes do grupo de trabalho. No mesmo ano o CONAMA lançou a Resolução nº 10/84, determinando que sua Secretaria

¹¹¹ A Lei nº 7.804/89 substituiu a SEMA pelo IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis).

Executiva promovesse estudos sobre o assunto e apresentasse uma proposta de resolução contendo medidas para o controle da poluição por veículos automotores.

Em 1985 a CETESB encaminhou ao CONAMA a proposta de um programa de controle de emissões para veículos novos, visando reduzir as emissões na Região Metropolitana de São Paulo. Essa proposta gerou a Resolução CONAMA nº 18/86, que instituiu o PROCONVE (Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores), inspirado nas políticas implementadas nos Estados Unidos e elaborado através da colaboração entre a ANFAVEA, a CETESB, o INMETRO, o DNC (Departamento Nacional de Combustíveis), a Petrobrás, o DENATRAN (Departamento Nacional de Trânsito) e o IBAMA. Cabe ao PROCONVE analisar parâmetros de engenharia do veículo relacionados à emissão de poluentes e definir testes para quantificar as emissões. Os métodos utilizados nesses testes são definidos em Portarias do CONAMA e efetuados em laboratórios da CETESB, que possui um convênio com o IBAMA para atuar no programa. Também cabe ao PROCONVE definir combustíveis de referência utilizados nos testes, que representam os combustíveis comerciais que serão utilizados nos veículos em circulação, e “... *promover a melhoria das características técnicas dos combustíveis líquidos, postos à disposição da frota nacional de veículos automotores, visando a redução de emissões poluidoras à atmosfera*”.

Os limites de emissões definidos no âmbito do PROCONVE são estabelecidos em Resoluções do CONAMA. Inicialmente, Resolução CONAMA nº 18/86 estabeleceu limites às emissões de veículos leves novos comercializados no país, baseados em levantamentos da contribuição de diversas fontes para as emissões de poluentes realizados pela CETESB em 1981. A primeira fase do programa priorizou a redução das emissões de veículos leves, reconhecendo a necessidade de controle das emissões de veículos pesados, especialmente óxidos de enxofre e material particulado, a ser efetuado em uma fase posterior do programa. Avaliou-se na época que as emissões de motocicletas, motonetas e ciclomotores não precisavam de controle, devido à sua pequena contribuição no total de emissões. Atualmente, as emissões desse tipo de veículos são controladas no âmbito do Programa de Controle da Poluição do Ar por Motociclos e Veículos Similares (PROMOT), criado pela Resolução CONAMA nº 297/02 e atualizado pela Resolução CONAMA n.º 342/03.

Para os veículos leves foram estabelecidos limites às emissões de monóxido de carbono, hidrocarbonetos, óxidos de nitrogênio e monóxido de carbono em marcha lenta. Os limites

fixados deveriam ser atendidos a partir de 1988, e se tornariam gradualmente mais restritivos até 1997, permitindo a adaptação do setor produtivo. Para os veículos a Diesel, foram estabelecidos limites à emissão de fuligem¹¹² para ônibus urbanos a partir de 1987, e para os demais veículos a diesel partir de 1989. A Resolução também colocava que o IBAMA deveria realizar estudos para estabelecer limites às emissões de monóxido de carbono, hidrocarbonetos, óxidos de nitrogênio, aldeídos e outros compostos emitidos por veículos a diesel, devendo apresentar até o fim de 1988 um relatório com a proposta dos limites a serem exigidos em outras etapas do PROCONVE.

A Resolução CONAMA nº 18/86 determinava que os combustíveis utilizados nos testes deveriam estar em conformidade com a norma NBR-8989 (Veículos Rodoviários Leves - Gasolina para Ensaio) e com a Resolução 01/85, do CNP. Também estabelecia que o CNP deveria definir até o final de 1987 um programa para reduzir o teor de enxofre do diesel, de 1,3% para um máximo de 0,7%.

A Resolução CONAMA Nº 010/89 estabelecia limites às emissões de monóxido de carbono, hidrocarbonetos e óxido de nitrogênio por veículos com motor do ciclo Diesel. A Resolução determinava que o CNP deveria especificar em 0,5% o teor máximo de enxofre no Diesel a partir de 01 de janeiro de 1993, para garantir o atendimento dos limites de emissões colocados na Resolução, que incluía anexos contendo as especificações do óleo diesel.

A Lei n.º 8.723/93 reforçou o suporte legal do PROCONVE, reafirmando a Resolução CONAMA nº 18/86 e acrescentando limites de emissões de aldeídos para veículos a gasolina e de emissões de monóxido de carbono, hidrocarbonetos, óxidos de nitrogênio e partículas para veículos a diesel, que deveriam ser reduzidas por 80% dos veículos a diesel comercializados em 1996, chegando a 100% em 2002. No mesmo ano a Resolução CONAMA nº 08/93 estabelecia novos prazos e limites de emissão para veículos a diesel e recomendava as especificações do óleo diesel comercial A (1% de S), B (0,5% de S) e C (0,3% de S). A Resolução determinava que a redução das emissões deveria ocorrer de forma gradual em 4 períodos, iniciando-se em 01/03/1994 (Fase II) e indo até 01/01/2002 (Fase IV). Também recomendava que o DNC especificasse o óleo diesel comercial conforme especificação anexa à Resolução e que o IBAMA ou órgão credenciado coordenasse um grupo de trabalho formado por fabricantes de motores, DNC, Petrobras e CETESB para analisar a influência das novas especificações do diesel sobre as

¹¹² Definida pela Resolução como as partículas, incluindo aerossóis provenientes da combustão incompleta, presentes no gás de escape de motores do ciclo Diesel e que produzem obscurecimento, reflexão e/ou refração da luz.

emissões. Ao IBAMA também cabia definir as regiões que receberiam o diesel metropolitano (tipos B e C). Já os responsáveis pela especificação, produção e distribuição de combustíveis deveriam analisar a viabilidade de produzir um diesel com 0,05% de enxofre em peso.

A Resolução CONAMA nº 226/97 confirma os limites e datas estabelecidos na Resolução 08/93, e adicionalmente estabelece limites máximos à emissão de fuligem à plena carga, aprova as especificações do óleo diesel comercial (recomendando que o DNC as torne oficiais), e determina o cronograma de distribuição, bem como as regiões em que os diferentes tipos de diesel que deveriam ser comercializados, conforme cronograma descrito no Quadro 2.7.

Quadro 2.7. Programa de melhoria do óleo diesel: cronograma de implantação

Tipo de Diesel/Data	Out/1996	Out/1997	Jan/1998	Jan/2000
A (1,0% de S)	Demais regiões.	Demais regiões.	Extinto.	Extinto.
B (0,5% de S)	Porto Alegre, Curitiba, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Recife, Fortaleza.	-	Demais regiões.	Extinto.
C (0,3% de S)	São Paulo, Santos, Cubatão, Salvador, Aracaju.	Regiões anteriores, Porto Alegre, Curitiba, São José dos Campos, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Recife, Fortaleza, Belém.	Porto Alegre, Curitiba, São José dos Campos, Campinas, Belo Horizonte, Belém.	Demais regiões.
E (0,2% de S)	-	-	São Paulo, Santos, Cubatão, Rio de Janeiro, Salvador, Aracaju, Recife, Fortaleza.	Regiões anteriores, Porto Alegre, Curitiba, São José dos Campos, Campinas, Belo Horizonte, Belém

Fonte: Resolução CONAMA nº 226/97

Atualmente, a Resolução CONAMA nº 315/02 define os limites máximos de emissões¹¹³ para motores Diesel e Otto fabricados no Brasil, bem como os prazos para que os fabricantes coloquem os veículos no mercado. A Resolução estabelece reduções nas emissões a partir de

¹¹³ São regulamentadas as emissões de CO, hidrocarbonetos, NOx, aldeídos, material particulado e metano.

janeiro de 2007 e janeiro de 2009 para veículos leves de passageiros e comerciais, janeiro de 2004 para ônibus urbanos, janeiro de 2005 para micro-ônibus e 40% dos veículos pesados produzidos (exceto ônibus urbanos) e janeiro de 2009 para 100% dos veículos pesados produzidos e importados. De acordo com a Resolução, para a introdução de novas tecnologias de alimentação dos motores e de controle da poluição¹¹⁴ é necessária a redução dos teores de contaminantes nos combustíveis, cabendo à ANP garantir o fornecimento de combustíveis comerciais adequados para os novos motores, através da fixação legal de suas especificações.¹¹⁵

A Resolução CONAMA 321/2003 propôs novas especificações para o diesel comercial, bem como suas regiões de distribuição, em conformidade com a nova etapa do PROCONVE definida na Resolução 315/02. A Resolução define quatro tipos de diesel, cuja maior diferença são os teores de enxofre: o diesel tipo A (0,1% de S), B (0,2% de S), C (0,35% de S) e D (0,5% de S). Também é proposto um novo cronograma para a implantação do programa de melhoria do diesel.

A definição das especificações acompanha tendências internacionais e é elaborada em audiências públicas nas quais participam os diversos agentes econômicos interessados no conteúdo das Portarias, que negociam os padrões aceitáveis em reuniões que visam adequar as tecnologias de motores e combustíveis aos padrões de emissões determinados por lei. A ANP publica as especificações de qualidade dos combustíveis comerciais e para testes através em Resoluções.

A realização de audiências públicas¹¹⁶ prevista na Lei nº 9.478/97, é regulamentada pela Resolução ANP nº 5/04, que estabelece que a ANP deverá convocar e dirigir audiências públicas quando ocorrerem “... *iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo...*”. De acordo com a Resolução, a audiência pública é um instrumento de apoio ao processo decisório, e deve ser formulada para recolher informações úteis ao processo decisório, permitir que os agentes econômicos e consumidores encaminhem suas sugestões, identificar os aspectos relevantes do problema tratado da maneira mais ampla

¹¹⁴ Injeção eletrônica de combustível, recirculação de gases de escapamento, catalisadores de oxidação, catalisadores de NOx e filtros de partículas.

¹¹⁵ A ANP deve garantir também o fornecimento de combustíveis de referência para testes de homologação, certificação e desenvolvimento trinta e seis meses antes do início de sua comercialização.

¹¹⁶ O processo de audiência pública é tratado nos artigos 19, da Lei nº 9.478/97, 32, da Lei 9.784/99, e 22, do Decreto nº 2.455/98.

possível e dar publicidade, transparência e legitimidade às ações da ANP. A Portaria também determina que a audiência pública poderá ser precedida de consulta pública, aberta mediante aviso prévio de audiência e por meio do portal da ANP na *internet*.

“Verifica-se, então, que, a nível não governamental, o PROCONVE conta com uma estrutura institucional abrangente, formada pelos principais agentes interessados, o que lhe confere a necessária representatividade junto à sociedade. Além disso, pelo fato desses agentes estarem tecnologicamente nivelados com os seus congêneres, estabelecidos em países com maior tradição que o Brasil no controle de emissões, há um fluxo permanente de informações que possibilita a atualização rápida dos técnicos brasileiros sobre o assunto” (Mendes, 2004: 50).

A definição das Regiões Metropolitanas onde atualmente é comercializado o diesel metropolitano¹¹⁷ foi realizada em reuniões dos agentes interessados, participantes de uma Câmara Técnica de Energia constituída pelo CONAMA. As decisões desta Câmara, publicadas sob a forma de resoluções do CONAMA, foram o resultado de debates em grupos de trabalho que incluíam representantes do CONAMA, Petrobras, IBP (Instituto Brasileiro do Petróleo), refinarias privadas, IBAMA, ANFAVEA e ABIQUIM (Associação Brasileira da Indústria Química).

A evolução do PROCONVE, no sentido de exigir menores teores de poluentes nos combustíveis, foi acompanhada de medidas tomadas pela Petrobras com a finalidade de adotar tecnologias que adequassem seus produtos às novas normas. Essas medidas incluem investimentos em novas unidades, que utilizam tecnologias licenciadas e em cujos projetos verifica-se a participação ativa do pessoal da Petrobras, tanto do CENPES como das unidades que receberão os novos equipamentos. A Resolução CONAMA nº 18/86, que implantou o PROCONVE, previa que em fases posteriores do programa seria exigida a redução do teor de enxofre no diesel, o que levou a Petrobras a desenvolver uma carteira de projetos para a melhoria do diesel, que incluía pesquisas na área e a seleção e adoção de unidades de hidrotreatamento (HDT). As exigências do CONAMA levaram à adoção de HDTs de destilados médios em cinco refinarias da Petrobras. Em 1998 foram inauguradas unidades na RPBC e na REPLAN. Em 2004 foram inauguradas unidades na REDUC e REGAP. Em 2005 foi inaugurada uma segunda unidade de HDT na REPLAN. Os investimentos permitiram à Petrobras comercializar óleos

¹¹⁷ As especificações do diesel metropolitano bem como as regiões onde deve ser comercializado estão na Resolução CONAMA Nº 321/03.

diesel com teores de enxofre cada vez menores, como o diesel metropolitano e o diesel S500. Atualmente, A Petrobras dá seguimento à ampliação da capacidade de HDT em suas refinarias para produzir combustíveis que atendam os níveis de emissões tolerados pela Resolução CONAMA nº 315/02, que exigirá que a partir de 2009 os veículos novos a diesel sejam especificados para utilizar diesel com 50 ppm (0,005%) de enxofre (Brasil Energia, 2005). Da mesma maneira, a perspectiva de redução nos teores tolerados de enxofre na gasolina levou a Petrobras a criar uma carteira de projetos para implantar unidades de HDT de gasolina, atualmente em fase de projeto, que visa produzir gasolina com 50 ppm.

Verifica-se que o PROCONVE atingiu resultados significativos na redução de emissões. As emissões de veículos leves novos são em média 94% menores do que as verificadas nesses veículos no início do programa, em 1986 (Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental, 2005). Com relação aos veículos a diesel, os limites fixados pelo programa permitem prever que nas suas etapas finais essas emissões serão cerca de quatro vezes menores do que as emissões geradas por esses veículos quando do início do programa.

2.3.2.1. Especificações do óleo diesel

Os limites de emissão e os métodos de ensaio para motores a diesel no Brasil são elaborados com base na legislação européia (Dauzacker e Palombo, 2003). De acordo com Buonfiglio (1992), as principais tendências para as especificações do diesel relacionadas à qualidade ambiental são o teor de enxofre e de aromáticos (não regulamentado no Brasil). As especificações atuais para o teor de enxofre do óleo diesel comercializado no Brasil estão no quadro 2.8. De acordo com a Resolução ANP nº 12/05, essas especificações foram estabelecidas a partir de entendimentos da ANP com agentes econômicos do mercado, que estabeleceram sua adoção a partir de 2006.

Quadro 2.8. Especificações vigentes para óleos diesel, Brasil.

Características	Unidades	Limites		
		S500 (1)	Metropolitano (2)	Interior
Enxofre máx.	%	0,05%	0,2%	0,35%

Fonte: Resolução ANP nº 12/05.

(1), (2): Os municípios onde deverá ser comercializado o diesel S500 e Metropolitano estão listados no Anexo II.

Cabe acrescentar aqui que a Lei nº 11.097/05 introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira, estipulando um percentual de 5% desse combustível em todo o diesel comercializado no país. A lei determina um prazo de três anos para a adição de 2% (percentual intermediário) e de oito anos para a adição de 5%, e prevê que o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) pode alterar esses valores, em função da oferta de matérias-primas, capacidade de produção de biodiesel, da participação da agricultura familiar na oferta de matérias-primas, da redução de desigualdades regionais, o desempenho dos motores com a utilização do combustível e das políticas industriais e de inovação tecnológica.

2.3.2.2. Especificações da gasolina

A metodologia de testes dos motores a gasolina no Brasil (motores de ciclo *Otto*) bem como seus limites de emissões são determinados com base na legislação estadunidense. A gasolina brasileira tem o diferencial de apresentar alto conteúdo de oxigenados (álcool etílico anidro) em sua composição, da ordem de 20 a 25%; nos Estados Unidos, onde o limite de oxigênio na gasolina é de 2,7%, a proporção permitida seria de 8% (Dauzacker e Palombo, 2003). De acordo com Mendes (2004) a mistura do álcool etílico anidro é obrigatória na gasolina comercializada no País desde 1931, quando foi fixada uma proporção de 5%. Ao longo do tempo, essa proporção variou em função de políticas energéticas e da oferta de álcool no mercado.

O uso em larga escala de álcool combustível levou ao lançamento da Resolução CONAMA nº 003/89, que estabelecia limites para a emissão de aldeídos em motores do ciclo *Otto*, um poluente gerado em grandes volumes por veículos movidos a álcool, exigindo a adaptação dos motores *Otto* brasileiros. Atualmente, a Resolução ANP nº 5/05 determina as especificações do álcool etílico anidro combustível (AEAC), fabricado para ser misturado à gasolina A e formar gasolina C, e do álcool etílico hidratado combustível (AEHC), usado diretamente nos veículos.

As especificações da gasolina determinadas para atender à regulação controlam os teores de CO, HCs, SOx e NOx. A pressão de vapor da gasolina, que determina a volatilidade do combustível em componentes do veículo (tanque e cárter), também é controlada para diminuir as emissões evaporativas de HCs.

A regulação mais recente relacionada à gasolina automotiva comercializada no Brasil é a Resolução ANP nº 6/05. Os itens especificados para o atendimento das metas do PROCONVE estão no Quadro 2.9.

Quadro 2.9. Especificações vigentes para gasolinas automotivas, Brasil.

Características	Unidades	Limites	
		Gasolina A	Gasolina C
Enxofre, máx.	%	0,05	0,04
Aromáticos, máx.	% vol.	51,3	40
Olefinicos, máx.	% vol.	25,7	20

Fonte: Resolução ANP nº 6/05.

CAPÍTULO III - TECNOLOGIAS AMBIENTAIS NA INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO: O CASO DA REFINARIA DE PAULÍNIA (REPLAN)

3.1. “Estado da arte” de tecnologias de refino voltadas à melhoria ambiental de produtos e processos.

As técnicas produtivas adotadas pelas refinarias para atender à legislação ambiental envolvem o uso de tecnologias voltadas para reduzir os problemas locais gerados pelos seus processos produtivos e tecnologias com a finalidade de produzir combustíveis menos poluentes. Nessa sessão serão descritas algumas tecnologias de ponta que vem sendo desenvolvidas nestes dois campos de aplicação.

Antunes et al (2003) realizaram um levantamento de patentes na base de dados internacional *Derwent World Patent Index* (WPINDEX) referentes aos anos de 2001 e 2002. Os autores analisaram 213 patentes de petróleo, identificando quatro empresas líderes, com 26% das patentes levantadas. Essas empresas e o enfoque principal das patentes analisadas estão no quadro 3.1.

Quadro 3.1. Empresas líderes em patenteamento sobre refino de petróleo, 2001-2002, e áreas temáticas das patentes.

Número de patentes	Depositante	Enfoques principais
18	<i>China Petroleum & Chemical Corporation</i> (SINOPEC)	Hidrogenação para tratamento de óleo pesado, processamento de resíduos ácidos e básicos, hidrogenação de lubrificantes, regeneração de catalisador de hidrotratamento, hidrocraqueamento.
16	<i>Universal Oil Products</i> (UOP)	Hidrotratamento, isomerização, hidrocraqueamento, alquilação, craqueamento catalítico, catalisador promotor de octanagem.
11	<i>ESSO (EXXON MOBIL Research & Engineering Company)</i>	Redução de resíduos nas unidades, remoção de coque de unidades, síntese de derivados a partir de gás natural e de refinaria, peneiras moleculares, isomerização, hidrotratamento, hidrocraqueamento.
10	<i>Institut Français du Pétrole</i> (IFP)	Dessulfurização de petróleo, catalisadores de hidrodessulfurização, hidrogenação de aromáticos, hidrocraqueamento e dimerização, catalisador de desidrogenação de parafinas, hidrosisomerização catalítica de parafinas, hidrotratamento e hidrocraqueamento catalíticos para obtenção de óleo de alta viscosidade, hidrogenação seletiva para produção de gasolina com baixo teor de enxofre.

Fonte: Antunes et al (2003)

3.1.1. Tecnologias para a redução dos problemas ambientais locais das refinarias

As técnicas adotadas pelas refinarias para resolver problemas locais podem ser divididas em preventivas e remediadoras (*end-of-pipe*). No primeiro grupo estão as técnicas voltadas à prevenção de danos, o que pode ser mais vantajoso para a empresa devido aos custos envolvidos na remediação, multas e o impacto negativo na imagem da empresa. Já no segundo grupo estão as tecnologias utilizadas para remediar danos já causados (técnicas de separação de água/óleo, biorremediação de solos).

Percebe-se que as técnicas de gestão de resíduos adotadas pelas empresas têm passado de técnicas curativas para técnicas preventivas, indo na direção do desenvolvimento de processos mais limpos, reciclagem, prevenção da poluição e reuso de resíduos (Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial, 2003; Kemp e Arundel, 1998). De acordo com o Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (2003), as medidas preventivas, além de

benefícios ambientais, na maior parte dos casos trazem ganhos técnicos e econômicos, pois a maior eficiência na produção permite maior incorporação das matérias-primas nos produtos finais, o que significa menor consumo de matérias primas, menor produção de resíduos e maior eficiência energética.

“O problema da emissão de resíduos tem o seu contraponto na questão da melhoria de processos. Quanto mais eficiente for um processo, ou seja, quanto melhor ele utilizar matérias-primas, energia e subprodutos menos resíduos ele produzirá. Desse modo, há um espaço de concordância entre o estímulo econômico (processo mais rentável, menos custos com matérias-primas, energia e disposição dos resíduos) e melhor performance ambiental” (Polli, 2003: 10).

Para o Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (2003), as modificações em processos e equipamentos são as principais maneiras de prevenir a poluição gerada pelas refinarias de petróleo, mais do que a adoção de novas tecnologias produtivas. As modificações mencionadas são as seguintes:

- Troca de bombas convencionais por bombas “*sealless*”, com sistema de acoplamento magnético, menos sujeitas a vazamentos.
- Regeneração ou eliminação de argilas de filtração, através de sua lavagem com água, vapor ou nafta, ou envio para unidade de regeneração; a filtração também pode ser substituída pela hidrogenação dos compostos pesados.
- Redução dos resíduos acumulados no fundo dos tanques, com o uso de filtros e centrífugas para separar o óleo da água.
- Instalação de sistemas automáticos de limpeza de tanques de armazenagem.
- Maximização da remoção de sólidos na dessalinização de petróleo.
- Redução de sólidos dissolvidos em águas de resfriamento, através de tratamentos como osmose reversa, eletrodialise e troca iônica.
- Tratamento da água de resfriamento, com a adição de compostos inibidores de corrosão, controladores da atividade biológica e do PH.
- Redução do teor de catalisador de craqueamento catalítico nas lamas oleosas, através de sistemas de remoção como campos elétricos de alta voltagem e ciclones. Os ciclones são equipamentos que coletam o material particulado presente nos efluentes gasosos das unidades de craqueamento catalítico.

- Controle da quantidade de partículas finas de catalisadores de craqueamento catalítico, através de métodos para recolher e reciclar as partículas.
- Controle de efluentes gerados na limpeza de trocadores de calor, através da separação física dos sólidos gerados e adição de antifloculantes.
- Controle de poluentes orgânicos nas águas residuais treinando operadores e utilizando técnicas de limpeza com vapor e jatos de água de alta pressão.
- Recuperação do óleo das águas oleosas, utilizando filtros, prensas, filtros de vácuo rotativos, centrífugas de rolo, centrífugas de disco, agitadores, secadores térmicos e combinações de centrífuga e secador.
- Renovação ou eliminação da canalização subterrânea.
- Instalação de redes para separar águas residuais.
- Utilização de desengordurantes menos tóxicos e/ou biodegradáveis.
- Substituição de compostos coagulantes convencionais de tratamento de efluentes (sulfato de alumínio e de compostos de ferro) por polielectrólitos (polímeros orgânicos solúveis em água).
- Utilização de águas pluviais nos sistemas de resfriamento.
- Utilização de varredores automáticos de pavimentos para reduzir a lama produzida.
- Eliminação do uso de cromatos como anti-corrosivos, substituindo-os por substâncias menos tóxicas, especialmente fosfatos.
- Utilização de catalisadores de alta qualidade e maior vida útil.
- Tratamento térmico de lamas, para reduzir seu volume e toxicidade antes da incineração.
- Utilização de lamas na produção de coque, misturando-as à água de resfriamento de coque, com o gasóleo utilizado como combustível nas unidades de produção.
- Dessulfurização de águas ácidas utilizando metil dietonalamina (MDEA), enviando-se o H₂S obtido para unidades de recuperação de enxofre.
- Recuperação de metais nobres de catalisadores e reciclagem de catalisadores de sílica-alumina para uso como matéria prima na indústria cimenteira.
- Reciclagem e recuperação de produtos cáusticos utilizados para a remoção de H₂S e fenóis das correntes.
- Reciclagem de amostras de laboratórios.

- Reciclagem de resíduos asfálticos, liquefazendo-o com vapor.

De acordo com a *Environmental Protection Agency* (1995) a prevenção da poluição nas refinarias pode ser prevenida de diversas maneiras, que incluem a redução no uso de insumos, modificações de processos para reuso de produtos, melhores práticas gerenciais e substituição de insumos químicos tóxicos. As melhorias apontadas para diminuir os impactos locais das refinarias estão no Quadro 3.2.

Quadro 3.2. Problemas ambientais das refinarias e medidas de melhoria.

Problemas	Medidas de melhoria
Emissões de compostos voláteis de tanques.	Instalação de vedadores secundários.
Vazamentos.	Programas de detecção instrumentalizada de vazamentos e de manutenção.
Lamas de filtração contaminadas.	Lavagem com vapor, água e nafta, secagem.
Precipitação de sólidos em tanques.	Uso de filtros e centrífugas.
Sólidos no petróleo após a dessalgação.	Utilização de equipamentos que geram menos agitação no petróleo.
Água de resfriamento contaminada.	Tratamento por osmose reversa ou eletrodialise.
Eliminação de compostos orgânicos voláteis.	Unidades de recuperação de vapor ou destruição dos compostos em <i>flares</i> .
Lama com resíduos de catalisadores de craqueamento catalítico fluido.	Uso de campo elétrico para capturar partículas; instalação de ciclones no reator, modificação da unidade de FCC para o uso de restos de catalisadores.
Sólidos gerados na limpeza de trocadores de calor.	Instalação de barreiras de concreto em volta dos drenos, cobertura dos drenos com tela.
Surfactantes nas águas residuais, originados de polímeros orgânicos de limpeza.	Treinamento dos operadores, lavagem com água a alta pressão ou vapor.
Excesso de lamas desoleificadas com componentes tóxicos	Tratamento térmico, vaporizando água e componentes voláteis; vapores não condensáveis enviados para tratamento e utilizados como gás combustível ou queimados em <i>flares</i> .
Emissões de compostos orgânicos voláteis em reservatórios abertos.	Substituição por tanques de estocagem fechados, melhoria do planejamento de operações diminuindo o número de tanques.
Lamas oleosas originadas de processos combinados.	Separação das diversas águas residuais.
Sólidos nos canos de despejo (especialmente partículas de solo), que se depositam nos separadores API.	Uso de aspirador de partículas em áreas pavimentadas, pavimentação de áreas adjacentes.
Óleo em lamas oleosas.	Maior recuperação com filtros, centrífugas e secadores melhorados, combinações de centrífugas e secadores.
Contaminação de águas residuais por benzeno.	Identificação das fontes de benzeno, tratando a água com benzeno onde esta é gerada.
Materiais cáusticos gastos.	Mudanças de processos na refinaria para que os materiais gastos sejam comercializáveis, reciclagem dos materiais após tratamento.
Excesso de partículas de coqueamento e catalisadores de craqueamento catalítico fluido.	Coleta das partículas através de varredura a seco para reciclagem, uso de partículas de coque como combustível. A coleta também pode ser feita por mangueiras ou dutos de vácuo.

Fonte: *Environmental Protection Agency* (1995)

De acordo com Mariano (2001) nas refinarias existem sistemas separados para os diversos tipos de efluentes gerados, existindo sistemas de esgotamento para águas oleosas, de processo, de chuva, de refrigeração e esgotos sanitários. Essa separação permite que cada tipo de efluente receba um tratamento diferenciado. Os tipos de tratamento do efluente são classificados como primários, secundários e terciários. O tratamento primário é realizado com o uso de separadores gravitacionais (separadores API). No tratamento secundário são usados processos de neutralização, coagulação química seguida de sedimentação, filtração e flotação. O tratamento terciário pode ser químico, físico ou biológico, e inclui o uso de lodos ativados, lagoas aeradas, filtros biológicos, lagoas de estabilização, torres de oxidação, filtração, adsorção em carvão ativo e osmose reversa.

As águas oleosas contaminadas por compostos ácidos são neutralizadas antes de irem para os separadores, e seus compostos sulfurosos são encaminhados para unidades de recuperação de enxofre. O óleo retirado nos separadores é reprocessado, e a água é utilizada em processos de dessalgação e purificada em tanques de flotação. O resíduo oleoso e não reprocessado é incinerado.

De acordo com Santos (2000) nas unidades de tratamento de águas ácidas são separadas as fases gasosas e líquidas do efluente, encaminhando-se a fase gasosa para sistemas de gás residual ou para unidades de recuperação de enxofre. A água retificada no processo, no caso da RLAM, estudado por Santos (2000) é encaminhada para a dessalgação do petróleo, lavagem de gases da unidade de craqueamento catalítico fluido e reposição de água de resfriamento.

As águas contaminadas por óleo e materiais cáusticos, oriundas de processos de remoção de enxofre de cargas de processos, são tratadas inicialmente com a separação do óleo, que é reaproveitado. A soda cáustica segue para a oxidação térmica e depois para a neutralização; os gases ácido residuais são queimados ou encaminhados para unidades de recuperação de enxofre.

Além dos processos convencionais, vale destacar aqui as pesquisas de novas rotas de processos biológicos de tratamento de efluentes. Para Ururahy et al (1998), os bioprocessos para o tratamento de efluentes como borras oleosas¹¹⁸ são vantajosos em relação aos processos convencionais por dispensarem a incineração dos resíduos, o que leva a um menor consumo de energia, menores emissões, diminuição de problemas com a disposição final dos resíduos e de

¹¹⁸ Emulsões basicamente compostas por óleo, água, sólidos grosseiros, agentes tensoativos e estabilizadores, geradas nas etapas de produção, refino e distribuição (Urrahy *et al*, 1998).

persistência de hidrocarbonetos.¹¹⁹ De acordo com os autores, as principais técnicas apontadas na literatura baseiam-se no uso de bactérias, leveduras e fungos filamentosos que degradam substâncias orgânicas em biorreatores, utilizando-as como fontes de carbono e energia. O artigo descreve um experimento realizado na REDUC, em um reator-piloto que utiliza bactérias, leveduras e fungos filamentosos para tratar resíduos de um tanque de estocagem da refinaria. Os autores concluem que o processo é satisfatório, apesar de não estar otimizado, necessitando de investigações adicionais para ser submetido à ampliação de escala.

Para Kensell e Quinlan (1997) padrões ambientais mais rígidos relacionados às emissões de enxofre nas refinarias e ao teor de enxofre dos combustíveis tornam o gerenciamento eficiente do enxofre essencial para o bom funcionamento das refinarias modernas. Nas refinarias, o enxofre é tratado em unidades de tratamento de amina, que removem H₂S de correntes de gás de reciclo em operações de hidrocessamento e recuperação de GLP. A amina é regenerada em uma ou mais unidades de regeneração. Removedores de acidez da água removem H₂S e NH₃ de correntes de águas ácidas, resultado de operações que usam gás na destilação ou onde jatos de água são usados para remover compostos corrosivos. O enxofre presente nos ácidos obtidos nas unidades de regeneração e nos removedores de acidez é removido por uma unidade de recuperação de enxofre *Claus*, que recupera de 92 a 96% do enxofre presente nestes compostos; o restante passa por outra unidade que recupera até 99,5% do enxofre dos compostos.

O processo *Claus* de recuperação de enxofre foi criado em 1883 pelo químico inglês Carl Friederich Claus, para recuperar o enxofre consumido no processo *Leblanc*. Esse processo foi modificado em 1936 pela I.G. Farben, que introduziu uma configuração para o processo similar à existente atualmente, composta de uma etapa térmica e uma etapa catalítica. Atualmente, das treze unidades *Claus* existentes no Brasil doze pertencem a refinarias da Petrobras, e uma pertence à Ultrafértil S.A. no Paraná (Marques Filho, 2004).

A perda de resíduos de catalisadores utilizados na unidade de craqueamento catalítico é diminuída com a utilização de ciclones de dois a três estágios. Também podem ser utilizados precipitadores eletrostáticos e aquecedores de resíduos para eliminar o resíduo dos gases gerados no regenerador.

¹¹⁹ Os autores também apontam as desvantagens das técnicas biológicas mais comumente utilizadas no tratamento de resíduos (compostagem, *landfarming* e biopilhas), como a demora dos processos, os riscos de contaminação de aquíferos por lixiviação, a sensibilidade a variações climáticas, as extensas áreas requeridas para o tratamento e a necessidade de monitoramento constante.

De acordo com Afonso et al (2003), o descarte de catalisadores utilizados em processos de refino como reforma e hidrotreatamento exige tratamento antes de seu descarte em aterros industriais para materiais perigosos. Esse tratamento consiste em uma pré-oxidação a alta temperatura, que elimina a matéria orgânica (CO e CO₂) e induz reações entre os componentes inorgânicos, que originam fases mistas insolúveis em água. Os autores destacam que esse procedimento consome alta quantidade de energia, e sugerem o desenvolvimento de técnicas de reciclagem desses materiais. Para Lima et al (1998), recentemente esses métodos vêm sendo substituídos pela regeneração de catalisadores com ácidos, realizada em menores temperaturas e com menor consumo energético.

O controle de ruídos é feito pelo isolamento do equipamento; aberturas apropriadas e silenciadores de exaustão são colocados em ventiladores, mecanismos de combustão e turbinas. Além disso, atualmente as refinarias são construídas em locais com áreas suficientemente grandes para não afetar as regiões circunvizinhas com o ruído de suas operações (Gary e Handwerk, 1994).

3.1.2. Tecnologias para melhorar a qualidade dos combustíveis

A qualidade dos combustíveis automotivos é um fator que influencia diretamente o nível de emissões de poluentes lançadas por veículos automotores. Devido a isso, um dos objetivos das políticas públicas elaboradas com a finalidade de reduzir a poluição gerada por veículos é induzir os refinadores e formuladores a produzir combustíveis de melhor qualidade, especialmente gasolina e diesel, que respondem pela maior parte das emissões das chamadas fontes móveis.

De acordo com Mendes (2004), além da redução das emissões diretas, a melhoria da qualidade dos combustíveis automotivos reduz a toxicidade e reatividade fotoquímica das emissões e viabiliza o uso de sistemas de controle de emissões como conversores catalíticos. Além disso, combustíveis de qualidade diferenciada podem ser comercializados em áreas mais poluídas (caso do diesel metropolitano), ou em épocas do ano em que aumenta a poluição.

Os contaminantes mais problemáticos presentes nos derivados são o enxofre e o nitrogênio. O enxofre pode ser retirado dos derivados através de processos de tratamento convencionais (lavagem cáustica, tratamentos Bender, Merox e DEA), que operam em condições brandas e removem apenas compostos sulfurados de baixas massas molares, presentes em frações leves (Uller et al, 2003). Para a remoção do enxofre de correntes médias e pesadas, são utilizados

processos de hidrogenação, que operam em altas temperaturas e pressões saturando as moléculas dos contaminantes. Esses processos também são a rota utilizada para a remoção dos contaminantes nitrogenados.

Atualmente, as técnicas de hidrogenação baseiam-se em conhecimentos de fenômenos físico-químicos, destacando-se o estudo de fenômenos catalíticos. “*A necessidade de desenvolver catalisadores que conduzam a dessulfurização e a denitrogenação profunda tem se tornado cada vez mais forte em vista de regulamentações ambientais recentes, limitando as emissões de enxofre e nitrogênio*” (Speight, 1999: 626).

As tecnologias para redução das emissões de motores diesel, para Braun et al (2003), incluem melhorias na qualidade dos óleos diesel e lubrificante, utilização de aditivos ou combustíveis mistos e melhorias nos motores, adicionando-se dispositivos como injeção eletrônica, mecanismos de recirculação de gases de exaustão, filtros para particulados, catalisadores de oxidação¹²⁰ e conversor catalítico para particulados. Para os autores, a possibilidade de reduzir a emissão de particulados através de modificações nos motores a diesel é bastante limitada. A utilização de combustíveis mistos (misturas de diesel com álcool etílico, óleo vegetal ou gás natural comprimido) também é insatisfatória, pois pode afetar a eficiência dos motores.

Analisando as opções tecnológicas disponíveis, os autores concluem que as medidas mais efetivas para reduzir as emissões de veículos a diesel combinam melhorias na qualidade do combustível e com sistemas de tratamento dos gases de exaustão e melhorias no processo de combustão. As melhorias na qualidade do diesel incluem a redução do teor de aromáticos, o aumento do número de cetanas e a redução do teor de enxofre.

A diminuição do teor de enxofre do diesel torna-se mais complexa à medida que são exigidos menores teores do contaminantes no combustível, o que traz a necessidade de remover compostos menos reativos com o uso de catalisadores diferenciados, em condições mais severas (Uller et al, 2003). Para Leite (2000) a produção de diesel com níveis de enxofre de 50 ppm exige catalisadores mais ativos, altas pressões de hidrogênio e maiores temperaturas¹²¹ (Quadro 3.3.).

¹²⁰ Na Europa, o uso de catalisadores de oxidação tornou-se obrigatório por lei em 1989; nos Estados Unidos, o uso compulsório foi estabelecido em 1993. Esses catalisadores diminuem as emissões de HC, CO e material particulado, mas não eliminam NOx, como os catalisadores utilizados em motores a gasolina (Braun *et alii*, 2003).

¹²¹ Para Leite (2000), aumentos expressivos na temperatura de reação não são viáveis, pois levam à rápida desativação do leito catalítico, afetam o equilíbrio termodinâmico na etapa de hidrogenação e exigem maior consumo de energia.

Quadro 3.3. Aumento da atividade catalítica e temperatura, no reator, necessários para diferentes níveis de remoção de enxofre

S (ppm)	Atividade catalítica	Aumento de temperatura
500	100	0
350	130	7
200	190	17
100	300	29
50	420	38

Fonte: Leite (2000)

A redução de enxofre da gasolina é obtida através da hidrodessulfurização da nafta produzida na unidade de craqueamento catalítico fluido. A nafta passa por tratamento cáustico, que converte mercaptans em dissulfetos. Os dissulfetos são removidos no processo de hidrodessulfurização, que também remove tiofenos. Um problema desse processo é promover a saturação de outros compostos insaturados presentes na gasolina, diminuindo sua octanagem¹²² (Uller et al, 2003). De acordo com Leite (2000a), também pode ser realizado o pré-tratamento da carga da unidade de craqueamento catalítico fluido, o que exige investimentos superiores aos necessários para tratar a nafta craqueada, mas apresenta maior flexibilidade, aumentando a conversão em produtos nobres e reduzindo o consumo de catalisador e as emissões de SO_x no regenerador. Para o autor, uma rota economicamente interessante é fazer um pré-tratamento mais brando e posteriormente hidrotratar a nafta pesada ou a nafta pesada e média juntas.

Santos (1989) realizou um levantamento da literatura sobre as opções para o aumento da octanagem da gasolina, que incluem a inclusão de frações de alta octanagem e mudanças em processos. Para a autora, o desenvolvimento destas opções surge como alternativa à adição de chumbo na gasolina, que além de envenenar os catalisadores do escapamento dos veículos, por si já é responsável por um volume considerável de emissões. *“Em contrapartida, essa redução progressiva do teor de chumbo na gasolina tem gerado um déficit de octanagem que tem que ser suprido por outras fontes. Assim, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para compensar esse déficit de octanagem, seja modernizando unidades obsoletas, seja adaptando-as a novos processos”* (Santos, 1989:119). As mudanças de processo mencionadas no artigo são a utilização

¹²² Entre os processos de HDT que visam solucionar esse problema incluem-se o *Mobil OctGain*, *UOP ISAL*, *IFP Prime G*, *Exxon Scantfining*, etc. (Leite, 2000).

de catalisadores específicos, aumento da severidade de processos e utilização de novos processos (licenciados pela UOP, IFP e BP- *British Petroleum*).

Para eliminar totalmente os aditivos à base de chumbo tetraetila da gasolina em 1989, a Petrobras otimizou as condições operacionais das unidades de craqueamento catalítico, utilizando catalisadores mais seletivos para melhorar a octanagem da nafta, retirou frações de nafta de destilação direta (de baixa octanagem) do *pool* de gasolina e passou a adicionar maior quantidade de álcool à gasolina (Mendes, 2004).

Além dos processos de hidrogenação, predominantes nas refinarias atuais, vêm sendo desenvolvidos processos alternativos de tratamento para a redução de enxofre nos combustíveis, como adsorção (processo *S Zorb*, da *ConocoPhillips*), oxidação e biorrefino, que além de dispensarem o uso de hidrogênio apresentam vantagens como baixo consumo de energia e menor geração de CO₂ (Leite, 2000).

Le Borgne e Quintero (2003) apresentam uma revisão geral dos principais processos biológicos utilizados no refino de petróleo. De acordo com os autores, as biotecnologias de refino utilizam biocatalisadores que podem ser utilizados em diversas condições de temperatura e pressão, possibilitando menores emissões e gastos com energia, comparativamente aos processos convencionais. Estima-se que a redução no uso de energia seja de 70 a 80%, diminuindo-se a emissão de CO₂. Estima-se também que os custos de capital para a implantação das unidades sejam equivalentes a dois terços dos necessários para a implantação de unidades de hidrodessulfurização convencionais, com custos de operação 15% menores.

Para os autores, esses processos ainda estão na fase de pesquisa e desenvolvimento, e dependem de avanços em diversos campos científicos, como engenharia genética, que pode possibilitar a obtenção de microorganismos adequados para transformar os diferentes compostos do petróleo, a engenharia de proteínas, que possibilita a obtenção de enzimas úteis no refino de petróleo, a biocatálise em meios não aquosos (como meios gasosos), a utilização de microorganismos extremofílicos,¹²³ obtidos a partir da adaptação de organismos convencionais e de culturas de organismos extremofílicos.

Barros et al (2003) fizeram um levantamento de artigos e patentes relacionados a processos de biodessulfurização publicados entre 1984 e 2001, constatando que a maior parte dos artigos foi publicada por universidades e instituições de pesquisa; dos artigos publicados por

¹²³ Organismos capazes de sobreviver em altas temperaturas e pressões, alto PH ou altas concentrações de sais.

empresas, a maior parte (27%) foi escrita por pesquisadores da *Enchira Biotechnology*, uma empresa de base tecnológica criada para explorar aplicações industriais de biotecnologia. Essa empresa também registrou a maior parte das patentes no período (83%). De acordo com Le Borgne e Quintero (2003) a base do processo de biodessulfurização da *Enchira Biotechnology* é o microorganismo *Rhodococcus erythropolis IGTS8*, isolado e patenteado pela empresa. No processo, o biocatalisador entra em contato com o combustível a ser tratado em uma solução aquosa, onde ocorrem as reações de biodessulfurização.

Para os autores, as dificuldades da *Enchira* na difusão das tecnologias de biodessulfurização evidenciam que esses processos ainda estão em uma fase pré-comercial. Diversas iniciativas foram tomadas pela empresa com o objetivo de colocar essa tecnologia no mercado. Em 1992 a *Enchira Biotechnology* uniu-se à *Petrolite Corp* para desenvolver um processo biotecnológico de dessulfurização, e as duas empresas anunciaram em 1995 a construção de uma planta piloto na *Petrolite* em *St. Louis*. Em 1998, a *Enchira Biotechnology* licenciou para a pequena empresa de petróleo *Petro Star* a utilização de sua tecnologia de biodessulfurização. No mesmo ano, a *Petro Star* recebeu um financiamento do *Department of Energy* (DOE) dos EUA, que equivalia a 79% do total do custo do projeto.

Para Le Borgne e Quintero (2003), a maioria dos trabalhos publicados sobre biodessulfurização se refere à caracterização e melhoria de biocatalisadores por métodos clássicos de microbiologia e engenharia genética. Para os autores, foram publicados poucos trabalhos sobre otimização de processos, *design* de biorreatores e análises de custos, fundamentais para o desenvolvimento de processos contínuos eficientes. O desenvolvimento de processos comerciais na área depende de melhorias que permitam a produção barata e abundante de biocatalisadores e biorreatores mais eficientes, o que exige a participação de especialistas em biotecnologia, bioquímica e engenharia de processos.

As pesquisas desenvolvidas pela *Enchira Biotechnology* para desenvolver tecnologias de biodessulfurização permitiram à empresa acumular conhecimentos importantes na área de engenharia genética, já que a empresa explorou por muito tempo a obtenção de microrganismos capazes de remover enxofre. Atualmente a empresa redirecionou seu foco para processos de recombinação de DNA *in-vitro* utilizados no desenvolvimento de proteínas para aplicações comerciais nas áreas farmacêutica e agrícola, o que indica dificuldades em comercializar os processos de biodessulfurização (Barros et al, 2003).

As grandes empresas de petróleo tiveram pequena participação nos artigos e patentes sobre biodessulfurização. Destaca-se um sistema que utiliza bactérias para remover enxofre de gás natural, desenvolvida pela *Shell International Oil Products* e pela *Paques Bio Systems*. As empresas anunciaram que o processo seria economicamente viável e que sua ampliação para escala comercial não deveria apresentar dificuldades.

3.2 Desenvolvimento tecnológico do refino de petróleo no Brasil e a questão ambiental

O desenvolvimento tecnológico do refino de petróleo no Brasil tem como ator principal a Petrobras, que desde sua fundação desenvolve sistematicamente pesquisas na área. Assim, os programas de desenvolvimento tecnológico da Petrobras serão considerados aqui como representativos das tendências de toda a indústria de refino brasileira.

“Existem no país diversos centros de pesquisa e universidades que trabalham em temas voltados para a área de refino, todavia a Petrobras é a empresa que além de ser responsável por cerca de 80% do refino no Brasil, conta com o maior número de técnicos em áreas tecnológicas diversificadas, recursos próprios e um centro de pesquisas (CENPES) que realiza o desenvolvimento completo de processos indo desde sua concepção em laboratório até o projeto de engenharia básica” (Uller et al, 2003:22).

Para Furtado e Mülller (1994), entre os fatores sistêmicos determinantes da competitividade da Petrobras, *“As pressões de natureza ambiental são externalidades de primeira ordem a influenciar a trajetória da empresa. Induzem a empresa a buscar maior eficiência, qualidade e segurança. A legislação existente no país em matéria ambiental é avançada e está sendo cada vez mais internalizada na empresa”* (Furtado e Mülller, 1994:22).

A leitura dos boletins técnicos da Petrobras, publicados pela empresa desde 1957 e disponíveis em *CD-ROM*, permitiu observar a evolução do tratamento dessa temática na Petrobras e concluir que a mesma vem ganhando importância em períodos recentes, freqüentemente em resposta a pressões regulatórias.

Nota-se que os primeiros trabalhos relacionados à temática ambiental tratam de problemas de higiene e segurança industrial. Um exemplo é o trabalho de Macchi (1962), em que é proposto um método matemático para estudar o comportamento das emissões (trajetórias das partículas) de gases nitrosos emitidos pela fábrica de fertilizantes da RPBC, permitindo verificar a influência

destes gases sobre os trabalhadores nas diversas fases de produção e a adequação da concentração desses gases aos padrões exigidos internacionalmente.

Em 1963 foi publicado um trabalho sobre o problema da disposição de águas residuais no processamento de xisto, preocupado especificamente com a poluição gerada nos cursos de água da região de São Mateus do Sul (Paraná) onde se planejava instalar uma usina de processamento de xisto. A equipe da Superintendência da Industrialização do Xisto (SIX) da Petrobras, responsável pelo projeto da usina, criou na ocasião um grupo de trabalho composto por técnicos da unidade denominado “Grupo de Estudos da Poluição de Cursos D’água” (GEPOL). O artigo de Sá et al (1963) *“Ressalta a importância do assunto e mostra quanto o problema de poluição é desconhecido e descuidado, principalmente no Brasil (...) Tratando-se de assunto pouco conhecido e de suma importância para um país em desenvolvimento, a divulgação do presente trabalho foi considerada oportuna e útil para os que se defrontam com problemas semelhantes”* (Sá et al, 1963:179). Para os autores, *“Existe no Brasil, de modo geral, grande indiferença e desinteresse pelos problemas de poluição de cursos d’água. Cidades e indústrias têm descarregado, em correntes d’água, esgotos não tratados ou inadequadamente tratados, não se importando com as conseqüências que daí decorram”*(Sá et al, 1963:182). Os autores apontam como razões para este problema os custos de estações de tratamento de água, a falta de fiscalização e o desconhecimento dos problemas de poluição: *“Não existe em nosso país nenhum trabalho ou estudo capaz de fornecer uma orientação segura à solução do problema. Nossas leis são falhas neste particular, uma vez que tratam do problema de maneira muito geral e vaga, sem fornecer os elementos essenciais necessários à sua solução”* (Sá et al, 1963:205).

Teixeira (1964) relata os trabalhos de uma mesa redonda¹²⁴ sobre poluição na Baía da Guanabara, realizada em junho de 1961, em um seminário de engenharia de segurança. A participação da Petrobras visava preparar a instalação da REDUC, documentando a poluição já existente no local (para evitar que a Petrobras fosse responsabilizada pela poluição gerada por outras empresas localizadas na área), e delineando ações de controle de poluição da refinaria, de uma fábrica de borracha sintética e de um terminal marítimo. No artigo é levantada a seguinte questão: *“... que destino dar aos resíduos industriais com o máximo de segurança para o homem e com o mínimo prejuízo de atividades econômicas?”* (Teixeira, 1964:499). Para isso,

¹²⁴ Desta mesa redonda participaram 9 técnicos de nível federal e estadual ligados aos problemas de poluição (das áreas de oceanografia, biologia, meteorologia e assuntos sanitários), técnicos do IBP, e funcionários da Petrobras.

recomendava-se um levantamento sobre os tipos e níveis de efluentes já existentes na área em questão, permitindo estimar as possibilidades de adição de efluentes pelas novas unidades: “*Que quantidade dos efluentes típicos da indústria do petróleo pode ser lançada à Guanabara nas proximidades do canal Iguazu, sem elevar a poluição já existente ao nível do malefício?*” (Teixeira, 1964:506).

Gonçalvés (1966) publicou um artigo motivado pelos problemas de poluição do Rio Cubatão, que para o autor criava “repercussões sociais” ao causar mortandade de peixes no rio e prejudicar as comunidades de pescadores, “... *gente pobre, que tira da pesca o sustento...*” (Gonçalvés, 1966:166). No artigo são definidos conceitos relacionados à poluição das águas, descrevendo-se os principais agentes poluidores, indicadores de qualidade da água, além da regulamentação brasileira na área (Decreto 50.877/61, sobre o lançamento de resíduos em águas interiores ou litorâneas do país, e Decreto do Estado de São Paulo 24.806/55, que descreve as características exigidas das águas receptoras de efluentes). Também são identificados os principais poluidores do Rio Cubatão (usina da *Light* na represa Billings, fábrica de papel Santista, fábrica de fertilizantes e RPBC). São apresentadas algumas soluções utilizadas na RPBC para contornar o problema, especificamente para o descarte da soda cáustica utilizada nos processos.

Brüning e Brüning (1974) em um trabalho de análise de derivados de petróleo por cromatografia descrevem diversos estudos realizados sobre compostos sulfurados no petróleo, destacando que “*A atualidade dos problemas de poluição, gerando a crescente necessidade de produtos com menor conteúdo de compostos sulfurados, vem também estimulando o interesse neste campo*” (Brüning e Brüning, 1974: 334).

Amaral e Padula (1980) descrevem os métodos de tratamento de águas contaminadas em uma fábrica de Amônia/Uréia/Enxofre, na época em construção ao lado da REPAR, que utilizaria como matéria prima frações residuais (óleo combustível), obtidas na unidade de desasfaltação da refinaria. No artigo são descritos os processos disponíveis para o tratamento dos efluentes da fábrica, sendo proposto um projeto básico de sistema de tratamento adequado aos padrões determinados pela Administração de Recursos Hídricos.¹²⁵ O artigo exemplifica a influência da regulação no desenvolvimento do projeto, e destaca o caráter pioneiro da iniciativa: “... *enquadrando os efluentes da fábrica nas especificações governamentais, a empresa não*

¹²⁵ Na época, a autarquia responsável pelo gerenciamento de recursos hídricos do Estado do Paraná.

contribuirá para maior degradação da Bacia do Rio Iguaçu. Há que se ressaltar que a remoção de nutrientes de efluentes industriais é uma iniciativa pioneira no Brasil e que, assim sendo, terá em sua implantação todos os ônus inerentes a esse pioneirismo” (Padula e Amaral, 1980:64).

França (1981) relata a experiência dos Estados Unidos no descarte de resíduos industriais em poços profundos especialmente construídos para esse fim, especialmente resíduos produzidos em áreas críticas como as banhadas por mananciais de cursos de água. Os poços mencionados são perfurados em uma profundidade superior à dos aquíferos locais, e em reservatórios contendo água inapropriada para uso humano (salaquíferos). O autor ressalta que *“Deve-se levar em conta que o objetivo principal e altamente desejável seria transformar o rejeito industrial em algum subproduto útil, torná-lo inofensivo ao meio-ambiente ou torná-lo passível de destruição natural como, por exemplo, por biodegradação (TAYLOR, 1980). Há, no entanto, rejeitos que são indestrutíveis ou não podem ser convertidos economicamente. Somente para estes rejeitos é indicado o sistema de injeção em poço profundo, desde que o método se revele seguro e o salaquífero apropriado para abrigá-lo”* (França, 1981:148). O autor comenta as possibilidades de aplicação do sistema no Brasil, descreve os problemas causados por resíduos industriais na Bacia do Rio Paraíba do Sul, Grande Salvador e Cubatão, além da poluição gerada pelo Proálcool, e conclui que *“O Brasil, recém-ingresso na fase de desenvolvimento industrial pleno, poderia desde agora viabilizar a instalação de unidades de injeção para os efluentes oriundos de seu parque industrial, que já demonstra claramente um potencial poluidor digno de controle”* (França, 1981:155).

Amaral e Padula (1982) analisam o estado da arte das técnicas de tratamento de rejeitos de refinarias de petróleo, descrevendo os principais efluentes produzidos nas diferentes unidades de processos e os métodos de tratamento utilizados pela Petrobras. Os autores destacam o desenvolvimento de tecnologias adequadas às condições brasileiras, no que diz respeito a tipos de efluentes produzidos e às condições climáticas das localidades onde se encontram as refinarias. Segundo os autores, *“O crescente avanço da poluição industrial no mundo vem preocupando não só governos e órgãos de controle ambiental como também as indústrias no que concerne à adoção de tecnologias menos agressivas ao meio ambiente. Outro fator importante é a utilização de sistemas de tratamento de efluentes tais que permitam que as atividades industriais causem ao ambiente natural o menor dano possível”* (Amaral e Padula, 1982:245).

Andrade (1983) descreve a execução de um projeto de desenvolvimento de uma unidade de flotação para tratamento da água contaminada por óleo em unidades da Petrobras, utilizando amostras de efluentes da REDUC. O artigo, baseado na dissertação de mestrado do autor (defendida na UFRJ) e na experiência da Petrobras na área, descreve a construção de uma unidade de bancada e a metodologia de trabalho usada para a obtenção de dados úteis à operação da unidade industrial. Os experimentos em laboratório e unidades piloto são considerados fundamentais para o bom desempenho das unidades industriais, permitindo determinar com segurança o tamanho das unidades, a expectativa de remoção de cargas poluentes e a quantidade de insumos a alocar. Para o autor, *“A expansão das atividades de refino de petróleo em nosso país tem gerado um esforço por parte da Petrobras no sentido de evitar a degradação do meio ambiente. Desta maneira, as refinarias têm implantado Unidades de Tratamento de Despejos Industriais, cuja sofisticação tem sido crescente, e já se conta com Sistemas de Flotação a Ar Dissolvido nas Refinarias do Paraná e São José dos Campos”* (Andrade, 1983:136).

Analisando a situação conjuntural da indústria de refino de petróleo, na época marcada pelo excesso de produção (especialmente de óleo combustível) e pela obsolescência de diversas refinarias que fecharam em vários países, Fantine (1984) destaca as recentes tendências relativas ao preço e qualidade dos petróleos, além dos aspectos relacionados ao meio ambiente: *“O crescimento das restrições com relação ao meio ambiente está a inviabilizar um sem número de refinarias, que passam a adquirir petróleos cada vez mais caros (menor teor de enxofre, por exemplo) e/ou a executar projetos em unidades de tratamento dos derivados, de cargas intermediárias ou de efluentes de chaminés e águas servidas. Por outro lado, o aumento do processamento de petróleos aumenta a carga de poluentes/dia colocados no meio ambiente”*(Fantine, 1984:133).

Em outro artigo sobre o tratamento de efluentes de refinarias, Magalhães et al (1984) afirmam que *“Nos dias de hoje, o raciocínio ecológico não representa apenas um braço filosófico ou uma maneira de demonstrar o lado bom de cada um; ele torna possível a sobrevivência de todos.”* (Magalhães et al:247). O autor descreve os principais efluentes gerados nas refinarias e os estudos realizados para obter microorganismos adaptados aos efluentes tóxicos do petróleo e que possam ser utilizados como biocatalisadores em sistemas de tratamento.

Amaral e Padula (1986) descrevem de forma geral os principais processos de tratamento de efluentes em refinarias de petróleo, descrevendo um projeto em implantação na Refinaria

Duque de Caxias, realizado com a finalidade de adequar a refinaria às exigências de órgãos ambientais locais. O sistema descrito é composto por uma série de lagoas aeradas, escolhida após testes com quatro alternativas de tratamento em uma unidade-piloto instalada na refinaria. O artigo, que descreve um processo de engenharia básica, fornece recomendações para a engenharia de detalhamento.

Ribeiro et al (1996) descrevem testes realizados pelo Setor de Meio Ambiente e Biotecnologia (SEBIO) em uma unidade-piloto em parceria com a empresa *White Martins*, visando analisar processos de tratamento (remoção de amônia e compostos orgânicos) de efluentes de refinarias com a aplicação de ozônio, tecnologia largamente empregada na desinfecção de água potável, e que torna o efluente mais suscetível de ser degradado pela ação microbiológica.

3.2.1. Programas tecnológicos da Petrobras na área de refino e meio ambiente

As técnicas adotadas pela Petrobras na área de refino são adaptadas ou desenvolvidas no CENPES, através de programas tecnológicos que incluem a identificação de necessidades dos órgãos operacionais, o acompanhamento e avaliação de inovações tecnológicas e estudos em laboratórios e plantas-piloto. Os programas tecnológicos do CENPES são carteiras de projetos de pesquisa, desenvolvimento e engenharia, executados junto a outros órgãos da empresa. As diretrizes que orientam as carteiras de projetos do CENPES são definidas por Comitês Tecnológicos formados por executivos das áreas de negócios e serviços da Petrobras. No caso do refino, as decisões são tomadas pelo COMAB (Comitê Tecnológico de Abastecimento), que se reúne duas vezes por ano. Essas diretrizes são avaliadas por Comitês Operacionais dos programas e áreas tecnológicas, formados por gerentes e especialistas das diversas áreas que se reúnem anualmente.

Os programas tecnológicos voltados à melhoria ambiental de processos e produtos das refinarias da Petrobras são o INOVA (Programa Tecnológico de Inovação em Combustíveis), PROAMB (Programa Tecnológico de Meio Ambiente) e PROTER (Programa de Tecnologias Estratégicas do Refino).

O INOVA, criado em 2000, desenvolve suas atividades de forma integrada à área de abastecimento da Petrobras, em uma carteira de projetos que visa desenvolver combustíveis

adequados a exigências ambientais e de mercados. São executados projetos de desenvolvimento de metodologias de avaliação de desempenho e emissões de combustíveis, formulação e aditivação para novos produtos, metodologias de avaliação do impacto ambiental dos combustíveis e monitoramento e inspeção da qualidade de produtos. Os principais desafios tecnológicos identificados pelo programa incluem a produção de combustíveis com baixos teores de aromáticos e enxofre, gasolina de alta octanagem, óleo diesel com alta qualidade de ignição, adequação dos combustíveis a novas tecnologias de motores, ajustes nos esquemas de refino para aumentar a produção e a flexibilidade na formulação do óleo diesel, formulação de gasolina que atenda a futuras restrições de aromáticos e olefinas e avaliação dos efeitos do óleo diesel de petróleo nacional sobre sistemas de injeção de alta pressão.

O PROAMB, criado em 1993, é um programa cujos produtos são utilizados em todas as áreas de negócios da Petrobras, por tratar de temas ligados a impactos ambientais comuns a todos os segmentos da indústria de petróleo. No período que vai de 1993 até o final de 1999, o foco do programa era o controle de emissões, remediação de áreas impactadas e tratamento de resíduos. Entre 2000 e 2003, o programa atuou no desenvolvimento de técnicas de suporte ao Pegaso (Programa de Excelência na Gestão Ambiental e Segurança Operacional da Petrobras), criado após acidentes ambientais de grande repercussão em órgãos da companhia.¹²⁶ O suporte do PROAMB ao Pegaso é focado no desenvolvimento de tecnologias para previsão, detecção e controle de acidentes, monitoramento ambiental e tratamento de resíduos e áreas impactadas. No âmbito do Pegaso, foi implantado na REGAP e na REFAP um sistema de biodisco para tratamento de resíduos e efluentes com altos índices de nitrogênio amoniacal, não removidos em lagoas de aeração e por sistemas de lodo ativado. Na REGAP, em cooperação com o CENPES, foram instaladas plantas-piloto de tratamento de efluentes industriais para reuso, visando avaliar e selecionar tecnologias de filtração como supermembranas e adsorção em carvão ativado, selecionadas em visitas técnicas a instalações no exterior (Petro e Química, 2004).

A partir de 2004, o foco do programa passou a ser o desenvolvimento de tecnologias preventivas, como avaliação de riscos e impactos sócio-ambientais, minimização de resíduos através da redução da geração e técnicas de reciclagem, minimização do consumo de água, utilização de matérias-primas e insumos de processo menos poluentes, processos biotecnológicos

¹²⁶ Os acidentes mencionados são o vazamento de óleo de um duto da REDUC na Baía de Guanabara em 2000, e o vazamento de um duto da REPAR em julho do mesmo ano. Maiores detalhes desses acidentes estão em Castro (2003).

e físico-químicos para tratamento de efluentes, resíduos e para remediação de áreas impactadas e bioindicadores da qualidade ambiental. Na carteira de projetos do PROAMB, os projetos com aplicação na área de refino visam a redução da geração de emissões atmosféricas, avaliação dos impactos de processos e produtos, minimização do consumo de água e da geração de efluentes hídricos de refinarias, prevenção e minimização de contaminantes em matérias-primas e correntes internas de processo, substituição de insumos de processo poluentes, tecnologias não-convencionais para tratamento de resíduos e áreas impactadas.

O PROTER foi criado em 1994, visando desenvolver tecnologias para o processamento de óleo pesado nacional, otimizando o parque de refino brasileiro através do aumento de sua capacidade de conversão. Apesar do foco no processamento de petróleos pesados, são desenvolvidas pesquisas no âmbito do programa relacionadas a novos processos de produção para combustíveis limpos, hidrotreatamento e hidroconversão de frações residuais e biorrefino (biodessulfurização, biodesnitrogenação, remoção de metais de petróleos e frações do refino). Os projetos do PROTER com resultados na melhoria ambiental de processos e produtos do refino incluem a redução de custos para obtenção de hidrogênio, a aplicação de novas tecnologias em hidrorrefino e o desenvolvimento de rotas não convencionais de refino. Exemplos são um projeto do programa junto à GKSS, um centro de pesquisa alemão, para desenvolver um processo de recuperação de hidrogênio que torna possível recuperar hidrogênio do gás de refinaria com baixos teores do elemento. Esse projeto incluiu a construção de uma planta piloto na REDUC. Também foi desenvolvida uma planta piloto de hidroconversão de resíduo de vácuo, no âmbito de um projeto realizado com o *National Institute of Research and Environment* (NIRE) do Japão, com a finalidade de processar o petróleo com alto teor de nitrogênio do campo de Marlim. Por fim, no PROTER são desenvolvidos processos de dessulfurização microbiológica de produtos de petróleo, em que são estudados microorganismos que agem como biocatalisadores na remoção de enxofre e nitrogênio de correntes do refino e produtos finais (Chang, 1999). No âmbito do Proter, a Petrobras desenvolve o Programa Tecnológico da Gasolina e o Programa Tecnológico do Diesel, que visam adequar as unidades operacionais da empresa a técnicas de melhoria de qualidade desses combustíveis. (Zamith, 1999).

No CENPES há um Centro de Pesquisa Industrial, onde existe um laboratório de processos de refino, que realiza projetos de engenharia básica, desenvolvimento e melhorias incrementais de processos. Além deste laboratório ligado diretamente às atividades de refino, o

CENPES desenvolve pesquisas em sete laboratórios que tratam de meio ambiente e biotecnologia, que atende a demandas do refino nas áreas de tratamento de efluentes hídricos, tratamento de resíduos e de solos e subsolos contaminados, toxicidade de produtos e efluentes, monitoramento e controle da qualidade do ar e biorrefino de petróleo e derivados. Existe também uma Divisão para pesquisa de catalisadores, que conta com 12 laboratórios. Por fim, a área tecnológica de produtos do CENPES realiza análises da especificação e de desempenho de vários combustíveis.

3.2.2. Fontes externas de conhecimento tecnológico na área de refino e meio ambiente da Petrobras

3.2.2.1. Universidades

A Petrobras desenvolve pesquisas junto a universidades desde a criação de seu centro de pesquisas, inicialmente instalado junto à Escola de Química da Praia Vermelha (atualmente Escola de química da UFRJ) e que depois foi transferido para a Ilha do Fundão, ao lado da UFRJ. A seguir, serão citados alguns exemplos de projetos da Petrobras com universidades.

Na área de biotecnologia, o CENPES desenvolve um projeto de caracterização bioquímica e genética de bactérias capazes de realizar processos de dessulfurização e denitrogenação de petróleo, pesquisas em parceria com o Laboratório de Genética Microbiana do Instituto de Microbiologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. A finalidade do projeto é criar um banco de estirpes com capacidade potencial de realizar biorrefino, além de seqüenciar os genes destes organismos (Ururahy et al, 1998). Exemplos de produtos nessa área são o desenvolvimento de metodologias para a determinação de compostos nitrogenados e seus metabólitos de biodesnitrogenação, e a criação de um Banco de Microrganismos do Biorrefino, que estão sendo estudados genética e bioquimicamente, sequenciando-se os genes específicos para a biodessulfurização encontrados nos microorganismos com vistas à produção de biocatalisadores eficientes e estáveis. Também junto à UFRJ, o CENPES desenvolve o projeto “Desenvolvimento de Sistema Catalítico para Redução de Emissões de NO_x e SO_x em UFCC”, que visa capacitar os quadros da Petrobras para avaliar os catalisadores existentes no mercado, verificando a sua efetividade no controle de emissões (Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 2002).

Na área de nanotecnologia, foram desenvolvidos no Instituto de Química da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) nanocatalisadores que reduzem a concentração de aromáticos em destilados leves como gasolina (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, 2002). A pesquisa, financiada em 2002 pelo CTPetro e desenvolvida em cooperação com a Petrobras, é desenvolvida em escala experimental e gerou uma patente.

Financiados pela Finep, o CENPES e a UFRJ desenvolvem o projeto “Desenvolvimento de Sistema Catalítico para Redução de Emissões de NOx e SOx em UFCC”, o que permite adquirir capacitação para avaliar os catalisadores existentes no mercado, verificando a sua efetividade no controle das emissões (Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 2002).

3.2.2.2. Empresas

De acordo com Uller et al (2003), a Petrobras desenvolve tecnologias de refino através de acordos nacionais e internacionais com fornecedores (AKZO, PACKINOX), empresas de tecnologia (UOP, KELLOG), institutos de pesquisa (IFP, INTEVEP, IMP, ICP),¹²⁷ e companhias petrolíferas (AGIP, SHELL, EXXON, ELF, CHEVRON).

No início de 2005, a Petrobras assinou um contrato, no valor de 25 milhões de euros, com a empresa francesa *Axens*, ligada ao Instituto Francês de Petróleo, para o licenciamento e execução do projeto básico de unidades de HDS de nafta craqueada para produção de gasolina com 50 ppm de enxofre (0,005%), utilizando o processo *Prime-G+* DA *Axens*. O projeto da Petrobras, parte da chamada carteira da gasolina, envolve gastos de US\$ 1,6 bilhão com a construção de dez unidades até 2009, com capacidade total de 50 milhões de litros por dia, na REDUC, REGAP, REVAP, RPBC, REPAR, REFAP e duas unidades na RLAM e REPLAN. Os investimentos incluem a construção de unidades de produção de hidrogênio, recuperação de enxofre, tratamento e disposição de água consumida, produção de vapor e energia. O contrato com a *Axens*, no valor de 25 milhões de euros, inclui o licenciamento da tecnologia e a execução do projeto básico com a participação de técnicos da Petrobras.

¹²⁷ Respectivamente: Instituto Francês de Petróleo (França), Instituto de Investigações Tecnológicas (Venezuela), Instituto Mexicano do Petróleo (México), Instituto de Catálise e Petroquímica (Espanha).

No âmbito do PROTER, existe um processo para desenvolvimento de catalisadores à base de minério natural de limonita para hidrocraqueamento de resíduo de vácuo, em parceria com o Instituto Nacional de Recursos e Meio Ambiente do Japão (NIRE) e o centro de P&D da empresa japonesa *Kobe Steel* (Leite, 2000).

Dentro do programa Planejamento Estratégico de Recurso Hídricos, a Petrobras contratou em 2002 uma empresa de consultoria externa para avaliar a capacidade de reutilização de efluentes da REPLAN (Gazeta Mercantil, 29/04/2002).

3.3. A Refinaria de Paulínia (REPLAN)

Nesta sessão será feita uma descrição da REPLAN, baseada em dados da ANP e Petrobras, informações obtidas na literatura e entrevistas na REPLAN e no CENPES.¹²⁸

3.3.1. Caracterização geral da REPLAN

A REPLAN, inaugurada em 1972, é a maior e mais moderna refinaria do país. Sua criação está diretamente ligada ao processo de desconcentração industrial ocorrido no Estado de São Paulo durante a década de 70, e fazia parte do Plano Rodoviário de Interiorização do Desenvolvimento realizado pelo Governador Laudo Natel (Negri, 1988). Inicialmente, operavam uma unidade de destilação atmosférica, uma de destilação a vácuo e uma unidade de craqueamento catalítico. Em 1974 entrou em operação uma segunda unidade de destilação atmosférica. Em 1984 a refinaria foi adaptada para processar petróleo com alto teor de compostos naftênicos. Uma segunda unidade de craqueamento catalítico começou a operar em 1992, e em 1996 entrou em operação uma unidade de produção de MTBE. Em 1999 começou a operar a primeira unidade de coqueamento retardado da refinaria, e a primeira unidade de hidrotratamento. Em 2004 foram inauguradas uma segunda unidade de coqueamento retardado e hidrotratamento.

¹²⁸ Os entrevistados na pesquisa de campo foram os seguintes funcionários, no CENPES: Dr. Fernando D. Santiago, Gerente de P&D da área de Hidrorrefino e Processos Especiais e Dr. Francesco Palombo, Coordenador do Programa de Inovação em Combustíveis. Na REPLAN foram entrevistados o consultor de meio ambiente, Dr. Jorge Mercante, e o Coordenador de Meio Ambiente da refinaria, Dr. Luis Tadeu Furlan.

A REPLAN gera 1.300 empregos diretos e indiretos, e possui os seguintes certificados de gestão ambiental, concedidos em junho de 2001: ISO 14001 e BS 8800, concedidos pelo BVQI (*Bureau Veritas Quality International*).

O petróleo que abastece a refinaria vem por dutos do Terminal da Petrobras em São Sebastião; os derivados são enviados para a distribuidoras também por dutos, em um sistema de controle automatizado. O controle da produção da refinaria é feito remotamente pelo SDCD (Sistema Digital de Controle Distribuído), uma rede de computadores que fornece informações sobre o comportamento das unidades em tempo real. As informações desse sistema como temperatura, vazão e pressão são analisadas por especialistas treinados em simuladores de refinarias no CCI (Centro de Controle Integrado). O programa de automação da refinaria foi desenvolvido em 1988 pelo CTI (Fundação Centro Tecnológico para Informática), atual Cenpra (Centro de Pesquisas Renato Archer). A implementação dos sistemas de controle digitais na refinaria foi concluída em 2002. Os quadros a seguir caracterizam de maneira geral a refinaria.

Quadro 3.4. Características das unidades de processo, REPLAN

Unidade	Processo	Capacidade
U-200	Destilação Atmosférica	27.200m ³ /d
U-200A	Destilação Atmosférica	30.000 m ³ /d
U-210	Destilação a Vácuo	27.200 m ³ /d
U-210A	Destilação a Vácuo	30.000 m ³ /d
U-220	Craqueamento Catalítico	7.500m ³ /d
U-220A	Craqueamento Catalítico	7.500m ³ /d
U-241	Geração de Hidrogênio	750.000 Nm ³ /d*
U-241 A	Geração de Hidrogênio	750.000 Nm ³ /d*
U-283	Hidrotratamento de Instáveis	5.000m ³ /d
U-283 A	Hidrotratamento de Instáveis	5.000 m ³ /d
U-683 B	Unidade de Retificação de Águas Ácidas	2.300 m ³ /d
U-910B	Recuperação de Enxofre	106 t/d
U-910 C	Recuperação de Enxofre	106 t/d
U-980	Coqueamento Retardado	5.000 m ³ /d
U-980 A	Coqueamento Retardado	5.000 m ³ /d

Fonte: REPLAN

* Metro cúbico normal (quantidade de gás que ocupa um metro cúbico a 0° C e a 1 atm).

Quadro 3.5. Produção de derivados, REPLAN e total nacional, 2003, em mil m³

Derivados	REPLAN	Total Nacional	% REPLAN
Total	17.635	94.097	18,7
Energéticos	15.601	79.187	19,7
Gasolina A	3.198	17.655	18,1
GLP	1.374	7.279	18,9
Óleo combustível	2.965	15.685	18,9
Óleo diesel	7.585	34.511	22
QAV*	332	3.792	8,7
Querosene Iluminante	147	193	76,3
Não Energéticos	2.034	14.910	13,6
Asfalto	121	1.135	10,6
Coque	702	1.781	39,3
Nafta	1.037	8.952	11,6
Outros não energéticos**	174	1.347	13

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (2005)

* Querosene de Aviação

** Diluentes, subprodutos, produtos intermediários, gasóleos para fins não energéticos, resíduos não energéticos, GLP não energético e outros produtos não energéticos.

Quadro 3.6. Volume de petróleo refinado*, por origem (nacional e importada), na REPLAN, em barris por dia, 2003

	Total Geral	Nacional	Importado
REPLAN	290.102	243.497	46.605
Total	1.612.749	1.253.835	343.437
% REPLAN	18	19	14

Fonte: Anuário ANP 2004

* Volume processado nas unidades de destilação atmosférica

A REPLAN possui outorga concedida pela ANA (Agência Nacional de Águas) para captar 1870 m³ de água por hora do Rio Jaguari (3.600 m³ em caso de incêndio). A autorização para lançar 950m³ por hora de esgoto industrial e 30 m³ por hora de esgoto doméstico no Rio Atibaia é concedida pelo DAEE.

Na refinaria existe um aterro próprio para resíduos de classe I,¹²⁹ e os resíduos de classe II e III são enviados para aterros de terceiros, licenciados pelo órgão ambiental e periodicamente auditados por técnicos da Petrobras.

¹²⁹ De acordo com a NBR-10004/87, os resíduos de classe I são aqueles com características de inflamabilidade, corrosividade, toxicidade, reatividade e patogenicidade; na classe II incluem-se resíduos não inertes, mas menos perigosos; a classe III compreende resíduos inertes.

3.3.2. Investimentos para minimizar impactos ambientais locais

Com relação aos investimentos para diminuição de impactos locais, destacam-se os realizados para racionalizar o uso de água, recurso vital para a refinaria, e para diminuir as emissões aéreas, uma cobrança freqüente dos órgãos ambientais locais. As tecnologias adotadas nesse sentido são, em sua maioria, do tipo *end of pipe*, em geral adquiridas de fontes externas à empresa, uma vez que não se incluem entre as tecnologias *core* da refinaria. Os valores envolvidos nos investimentos em melhorias ambientais locais entre 1999 e 2002 estão na casa dos R\$ 52 milhões.

Durante esse período foram tomadas medidas que reduziram a vazão de efluentes de 785 m³ por hora, em 1999, para 537 m³ por hora em 2002, com investimentos de cerca de R\$ 20 milhões. Essas medidas consistiram tanto na melhoria das instalações existentes como na instalação de novos equipamentos, principalmente na ETDI (Estação de Tratamento de Despejos Industriais). O quadro 3.7. lista as principais mudanças realizadas entre 1999 e 2002 relacionadas à conservação de recursos hídricos.

Quadro 3.7. Investimentos em conservação dos recursos hídricos, REPLAN, 1999-2002.

Investimento	Valor (R\$)	Resultados	Origem da tecnologia (empresa e país)
Nova subestação para ETDI.	1.716.000	Novos equipamentos elétricos, ampliação da capacidade.	Petrobras
Novo resfriador de salmoura.	192.000	Redução da temperatura da carga da ETDI.	Petrobras
Flotador para ETDI.	4.250.000	Redução da graxa e sólidos totais no efluente a ser tratado.	<i>Monosep</i> (EUA)
Ejetores nas bacias de aeração da ETDI.	990.000	Geram menos odores no sistema de lodo ativado do que os antigos aeradores de superfície.	<i>Körting Hannover AG</i> (Alemanha)
Interligação do canal de fuga da bacia de águas contaminadas para a bacia de aeração.	1.200.000	Evita o transbordamento da bacia de águas contaminadas com óleo para o sistema de águas pluviais.	Petrobras

(continua)

Quadro 3.7. (cont.)

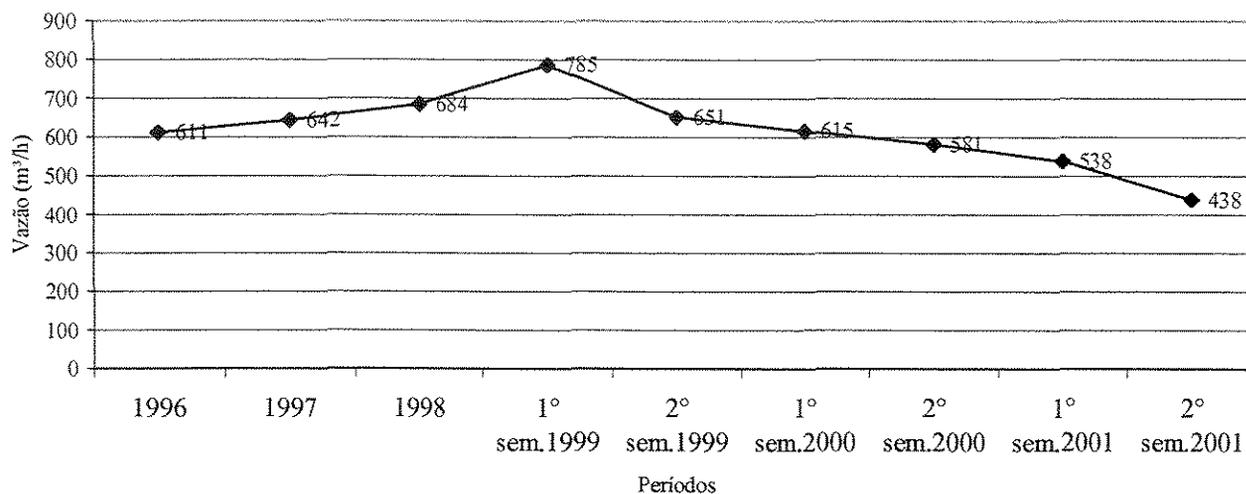
Adaptação de tanques de petróleo para recebimento de efluente das dessalgadoras e posterior tratamento.	3.200.000	Estabilização da vazão e redução do óleo no efluente a ser tratado; permitiu desativar a bacia de águas oleosas, responsável por 90% das emissões de HCs da REPLAN para a atmosfera.	Petrobras
Sistema de lodo ativado na ETDI.	4.800.000	Decompõe a amônia do efluente em nitrogênio gasoso.	<i>Veolia Water Systems</i> do Brasil
Impermeabilização da bacia secundária da ETDI com manta de polietileno de alta densidade.	580.000	Evita vazamentos para o solo e lençóis freáticos.	Petrobras
Ejetores na bacia secundária da ETDI.	753.000	Facilita o tratamento ao aumentar a aeração do efluente e reduzir sua temperatura.	Petrobras
Tratamento de água fenólica de tanques na unidade de águas ácidas.	295.000	Efluente em melhores condições para a ETDI.	Petrobras
Adequação do sistema de dosagem e preparação de barrilha e fosfato.	380.000	Melhorias na dosagem e preparação de nutrientes para os agentes de tratamento biológico, dando maior estabilidade ao processo.	Petrobras
Unidade de desidratação de lodo na estação de tratamento de águas.	1.544.000	Permite desidratar e remover o lodo gerado no tratamento da água captada do Rio Jaguari, evitando o assoreamento da ETDI e reaproveitando a água obtida.	Petrobras
Total	19.900.000		

Fonte: REPLAN

Além dos investimentos na ETDI, em meados de 1999 foram iniciados trabalhos de identificação das fontes de consumo de água e vapor e de geração de efluentes, com vistas a intensificar o gerenciamento das fontes e o reuso da água, permitindo reduzir em 350 m³/h a vazão do efluente, equivalente ao consumo de uma população de 42.000 habitantes (Furlan e Corrêa Júnior, 2003). As medidas tomadas, sucintamente descritas pelos autores, consistiram em medidas de aplicação imediata, envolvendo a modificação de procedimentos operacionais, medidas de médio prazo, envolvendo pequenas modificações ou manutenção corretiva e medidas de longo prazo, envolvendo modificações que exigem novos projetos e investimentos significativos.

O gráfico 3.1. mostra a evolução da vazão do total de efluentes na REPLAN entre 1996 e 2001.

Gráfico 3.1. Vazão do Efluente, REPLAN, 1996-2001



Fonte: Furlan e Corrêa Júnior (2003).

Para reduzir emissões aéreas foram investidos entre 1999 e 2002 cerca de R\$ 21 milhões. Os principais investimentos estão listados no quadro 3.8.

Quadro 3.8. Investimentos em conservação do ar, REPLAN, 1999-2002.

Investimento	Valor (R\$)	Resultados	Origem da tecnologia (empresa e país)
Incinerador de gás amoniacal das unidades de retificação de águas ácidas.	8.500.000	Gás amoniacal, antes queimado na tocha, é convertido em nitrogênio, evitando a emissão de óxidos de nitrogênio.	<i>John Zink</i> (EUA)
Estação de monitoramento da qualidade do ar.	580.000	Cedida à CETESB, possibilita adquirir dados <i>on-line</i> .	<i>Phillips Environmental Products</i> (EUA)
Estação meteorológica de superfície.	50.000	Levanta dados meteorológicos em tempo real, para estudos sobre dispersão atmosférica.	AG Solve (Brasil)
Equipamentos para monitoramento da qualidade do ar.	170.000	Permite monitorar a concentração de partículas totais em suspensão e de partículas inaláveis no ambiente de trabalho.	Energética (Brasil)
Terceiro estágio de ciclones em uma das unidades de craqueamento catalítico.	11.500.000	Redução de 40% das emissões de particulados da unidade.	<i>Marsulex</i> (Canadá)
Total	20.800.000		

Fonte: REPLAN

A tecnologia do terceiro estágio de ciclones da unidade de craqueamento catalítico foi adotada após a assinatura de um Termo de Ajustamento de Conduta com a CETESB, em que a empresa se comprometia a reduzir as emissões da UCC. Merece destaque também o início de operação, em 2005, de uma Unidade de Tratamento de Gás Residual (UTGR), que recebeu investimentos de R\$ 45 milhões. A unidade trata o gás originado da unidade de recuperação de enxofre, aumentando a recuperação do material,¹³⁰ que passou de 96% para 99,5%, diminuindo significativamente as emissões de gases ácidos nos queimadores de gases. A UTGR da REPLAN foi a primeira unidade desse tipo adotada na América Latina, fornecida pela empresa estadunidense CB&I TPA (*Chicago Bridge & Iron Company- The Professional Associates*). No âmbito do Pegaso, o incinerador de resíduos industriais da REPLAN foi automatizado com um

¹³⁰ O enxofre produzido, com 99% de pureza, é utilizado principalmente na vulcanização de borracha e no branqueamento do açúcar.

controle do tipo *Fail Safe*, que garante a interrupção do processo em caso de falhas, aumentando a segurança e diminuindo as emissões. A tecnologia utilizada é de propriedade da *Siemens*.

Uma tecnologia que está sendo implantada como piloto na REPLAN é o processo de volatilização com chama de plasma térmico para tratamento de borras oleosas, que permite recuperar o óleo presente nos resíduos sólidos. O processo ocorre sem a presença de oxigênio dentro do reator, reduzindo as emissões da queima (Petro e Química, 2004). A tecnologia foi fornecida pela empresa brasileira TSL Engenharia Ambiental.

Com relação à conservação do solo, foram aplicados cerca de R\$ 11 milhões de reais entre 1999 e 2002, em investimentos listados no quadro 3.9.

Quadro 3.9. Investimentos em conservação do solo, REPLAN, 1999-2002

Investimento	Valor (R\$)	Resultados	Origem da tecnologia (empresa e país)
Biotratamento da borra oleosa acumulada na mina de argila da refinaria (processo Terraferm)	9.964.000	Tratamento de borra oleosa descartada na mina de argila, terreno altamente impermeável, para posterior disposição em aterro.	Sapotec (Brasil)
Ampliação do aterro para resíduos Classe I.	750.000	Adição de duas células para disposição de resíduos Classe I.	Petrobras
Melhorias no pátio de armazenamento temporário de resíduos.	200.000	Possibilita o armazenamento temporário de "resíduos especiais", até o desenvolvimento de alternativas aprovadas pelo órgão ambiental para reutilização, tratamento ou disposição final.	Petrobras
Recuperação do sistema de esgoto oleoso.	600.000	Recuperação e melhorias na selagem dos dutos.	Petrobras
Total	11.514.000		

Fonte: REPLAN

No período estudado, foram identificadas vinte e uma mudanças técnicas adotadas com o objetivo de minimizar problemas locais, sendo doze desenvolvidas para a conservação de recursos hídricos (representando 38% do total investido, R\$ 19.900.000), cinco voltadas à redução da poluição do ar (40% do total investido) e quatro para a conservação do solo (22% dos investimentos). A Petrobras forneceu doze dessas tecnologias (representado 22% do total investido); quatro tecnologias foram fornecidas por empresas especializadas do Brasil (28,7% do

total investido) e cinco foram adquiridas de fornecedores do exterior (representando 49,3% dos investimentos realizados).

Com relação às mudanças realizadas para a conservação de recursos hídricos na REPLAN, verificou-se a participação predominante de tecnologias geradas na Petrobras, que gerou nove das doze técnicas adotadas, representando cerca de 50% do total de investimentos efetuados. As demais mudanças adotadas foram fornecidas por uma empresa multinacional sediada no Brasil, a *Veolia Water Systems* do Brasil (24% do total investido) e por duas empresas estrangeiras especializadas ((26% do total)), a *Körting Hannover AG*, empresa alemã fundada em 1871 e que entre suas especialidades inclui tecnologias ambientais e a *Monosep Corporation*, empresa dos EUA fundada em 1972 e especializada no tratamento de água utilizada na indústria de petróleo e gás.

Entre os investimentos para conservação do ar, não foram levantadas técnicas geradas pela Petrobras. Das cinco técnicas identificadas, duas foram fornecidas por empresas brasileiras especializadas em monitoramento da qualidade do ar (*AG Solve e Energética*), representando apenas 1% do total investido; os demais investimentos são das empresas estadunidenses especializadas em tecnologias ambientais *John Zink* e *Phillips Environmental Products* (44% do total investido) e da empresa canadense *Marsulex*, especializada em tecnologias para redução da poluição do ar (55% do total investido).

Das quatro técnicas adotadas para a conservação do solo, três foram fornecidas pela Petrobras (representando 13% do total investido) e uma pela empresa brasileira *Sapotec*, pertencente ao grupo alemão *Zechbau Corporation* (87% do total).

A REPLAN também desenvolve projetos na área ambiental junto a universidades. A refinaria financia parte do projeto “Investigação sobre a emissão e caracterização de HPA e alguns metais emitidos pela REPLAN, avaliação da contribuição desta fonte no estoque destas substâncias encontradas no Rio Atibaia”, coordenado pelo Prof. Wilson de F. Jardim, do Instituto de Química da Unicamp, no valor de R\$ 150.000.¹³¹ Também participa de um projeto coordenado pelos Profs. Roberto Nunhez e Gustavo Paim Valença, da Faculdade de Engenharia Química da Unicamp, de estudo da dispersão de substâncias que se degradam em água utilizando a fluidodinâmica computacional, que permitirá gerar um *software* preditivo desses fenômenos para aplicação no Rio Atibaia. Esse trabalho gerou uma patente depositada junto ao INPI (Instituto

¹³¹ O estudo conclui que as operações da refinaria têm pouca influência sobre o teor de particulados no ar da região.

Nacional de Propriedade Industrial) em 2004, com o título “Método para avaliar os perfis tridimensionais de velocidades e de concentração de múltiplos componentes dispersos em um escoamento fluido”.

Outras patentes de tecnologias ambientais desenvolvidas na REPLAN na refinaria incluem as patentes com os títulos “Processo de nitrificação contínuo de águas residuais”, depositada junto ao INPI em 1998, e “Processo para o descarte de solução absorvedora de dialcanolamina gasta em processo de purificação de fluidos”, depositada junto ao mesmo órgão em 2002.

Os investimentos em melhoria ambiental realizados na REPLAN são efetuados de maneira constante e visando a melhoria contínua, uma vez que problemas como a contaminação de áreas próximas à refinaria ainda persiste. Na relação de áreas contaminadas divulgada pela CETESB (2004), consta uma área contaminada da REPLAN, com remediação em andamento, cujas fontes de contaminação identificadas são o tratamento de efluentes, descarte e disposição de resíduos e acidentes. Os meios contaminados são o solo superficial e subsolo, bem como as águas superficiais e subterrâneas. Os contaminantes identificados são combustíveis líquidos, metais, solventes aromáticos, PAHs,¹³² exigindo ações de isolamento da área, monitoramento ambiental e remoção de contaminantes, utilizando-se, no processo de remediação, remoção de solo e resíduo, recuperação da fase livre e barreira física. Além disso, a escala de operações da refinaria exige cuidados diferenciados. Em uma estimativa das emissões de 41 empresas da Região Metropolitana de Campinas em 2004, realizada pela Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (2005), a REPLAN aparece como responsável por cerca de 93% das emissões de CO, 96% das emissões de HCs, 52% das emissões de NOx, 78% de SO2 e 28% do total de MP gerado por essas empresas.

3.3.3. Investimentos para melhorar a qualidade do diesel e gasolina

Dos investimentos para melhorar a qualidade ambiental de seus produtos destaca-se a entrada em operação, no segundo semestre de 1998, de uma unidade de hidrodessulfurização (HDS) de diesel, com capacidade de processar 5 mil m³ de carga por dia. Essa unidade foi construída através de um contrato do tipo EPC (*Engineering, Procurement, Construction*), a um custo de

¹³² Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos, mais resistentes que outros aromáticos à degradação microbiológica, persistem mais tempo no ambiente sendo fortemente absorvidos nos sedimentos.

US\$ 130 milhões (Agência Nacional do Petróleo, 1998b). Junto às unidades de geração de hidrogênio e de recuperação de enxofre, essenciais para a operação da HDS,¹³³ os investimentos chegaram a US\$ 200 milhões. Em 2004 foi inaugurada uma segunda unidade de HDS de diesel, a um custo de US\$ 175 milhões. As unidades de geração de hidrogênio utilizam tecnologia da Petrobras, e produzem hidrogênio a partir da reforma catalítica a vapor de gás natural (podendo também utilizar nafta).

A tecnologia das unidades de HDS da REPLAN é de propriedade da Petrobras, desenvolvida no CENPES, a partir do licenciamento de tecnologias do IFP (Instituto Francês do Petróleo), a partir de um programa específico para o desenvolvimento de unidades de HDT adaptadas a diversos tipos de petróleo, especialmente aqueles produzidos nas bacias brasileiras, que possuem alto teor de nitrogênio e características naftênicas. O desenvolvimento desta tecnologia envolveu testes em unidades de bancada e piloto com diversas correntes de crus de difícil refino, permitindo o conhecimento de diversas variáveis de operação, gerando dados necessários para o *design* e o *scale up* do processo. Paralelamente ao desenvolvimento das unidades, foram criadas redes neurais internas para a previsão de exigências relativas a quantidade e qualidade dos derivados e da performance dos processos, dando suporte ao projeto e à operação dos reatores de HDT da Petrobras. Para o desenvolvimento das HDT de destilados médios, foi fundamental a experiência da Petrobras na operação de outras plantas da empresa, como hidrodessulfurização de naftas, querosene de aviação e diesel e hidrotreatamento profundo de destilados médios. A tecnologia de hidroprocessamento da Petrobras é completada com um pacote de engenharia básica baseado em dados previamente desenvolvidos para cada serviço. São utilizadas técnicas informatizadas para executar cálculos como balanço de materiais e calor e outros cálculos de equipamentos, como o design de trocadores de calor e das principais válvulas de pressão, reduzindo custos de capital e custos de manutenção.

Apesar do domínio da tecnologia dos reatores e de sua operação a Petrobras importa todos os catalisadores usados no HDT de empresas como *Akzo Nobel*, *Criterium*, *Albermale* e *Axens*. Utiliza catalisadores de Cromo-Molibdênio, com vida útil de quatro anos, que são regenerados na empresa química brasileira Oxiteno, proprietária do processo de regeneração HDTR.

¹³³ Um dos desafios tecnológicos envolvidos no processo de hidrotreatamento consiste na diminuição dos custos de obtenção de hidrogênio, atualmente da ordem de US\$ 1.000 a US\$ 1.200 por tonelada.

Dentro da carteira da gasolina, está prevista a implantação na REPLAN de duas unidades de HDS com tecnologia *Prime-G+* da *Axens*, visando produzir gasolina com 50 ppm de enxofre (0,005%).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Essa dissertação procurou mostrar como a regulação ambiental, à medida em que modifica o ambiente institucional em que estão inseridas as refinarias de petróleo, cria demandas por técnicas que levam à redução da poluição gerada por processos e produtos desse segmento da indústria petrolífera. Para isso, foi realizado um estudo de caso específico na REPLAN, que permitiu verificar a adequação das generalizações teóricas que relacionam mudanças técnicas e restrições ambientais às informações recolhidas na refinaria e no CENPES.

A regulação ambiental é um fator da maior importância sobre a atividade de refino de petróleo, exigindo investimentos em duas áreas principais: a redução de impactos ambientais locais e a produção de combustíveis menos poluentes. No caso da REPLAN, verifica-se que as tecnologias utilizadas para diminuir os impactos locais, segundo a classificação de Kemp e Arundel (1998) incluem a adoção de tecnologias *end of pipe* e de gerenciamento de resíduos, melhorias incrementais e aquisição de tecnologias padronizadas. De acordo com Rothwell (1992), em geral a adoção desse tipo de tecnologia envolve a contratação de fornecedores de equipamentos externos à empresa regulada. No caso e período estudados, foram identificadas vinte e uma mudanças técnicas efetuadas com o objetivo de minimizar problemas locais, sendo doze desenvolvidas pela Petrobras e nove desenvolvidas por empresas especializadas. Apesar de representar apenas 22% do total investido, a participação da Petrobras nesses investimentos é relativamente alta (especialmente na área de recursos hídricos, com 50% dos investimentos), considerando que envolve áreas de atuação que não são estão no foco de negócios da empresa. Esse desempenho se deve à experiência acumulada nessa área dentro da REPLAN e à existência de um programa tecnológico específico, o PROAMB, que atende a demandas ambientais de todos os segmentos da indústria de petróleo em que a Petrobras atua.

A adoção de processos para melhorar a qualidade dos combustíveis pode ser classificada como uma tecnologia de geração de produtos limpos, e além dos altos investimentos requeridos,

exigiu uma intensa interação entre as equipes de pesquisa do CENPES e o pessoal da refinaria, uma vez que os processos e equipamentos são desenvolvidos sob medida para a REPLAN. Para Rothwell (1992), a solução de problemas ambientais através de modificações de processos freqüentemente envolve a adoção de processos radicalmente novos. Na REPLAN, verificou-se que a necessidade de melhorar a qualidade do diesel exigiu a adoção de uma tecnologia de ponta obtida em um contrato de licenciamento, e que a perspectiva de futuras exigências relacionadas à gasolina já levou à definição de uma carteira de projetos semelhante.

A diferença principal entre as técnicas adotadas para reduzir impactos locais e as técnicas adotadas para a produção de combustíveis com menor teor de poluentes reside no fato de que as tecnologias ambientais para processamento de petróleo estão entre as tecnologias *core* da REPLAN, nas quais existe uma grande carga de conhecimento acumulado, tanto na área de pesquisa como na área de operação. Ademais, o investimento requerido na adoção de unidades de melhoria da qualidade de derivados é significativamente maior do que os requeridos para a diminuição de impactos locais.

Entre os fatores apontados por Kemp e Soete (1990) que facilitam o desenvolvimento e difusão de tecnologias ambientais podemos destacar no caso da REPLAN o controle ambiental cada vez mais intenso, com o aperfeiçoamento e aumento do rigor das regras relacionadas a impactos locais e à qualidade dos combustíveis. Os autores também destacam o conhecimento acumulado nas empresas, fator fundamental para o sucesso na adoção de processos de tratamento de combustíveis pela Petrobras, que possuía experiência acumulada em processos de hidrogenação. Já as respostas tecnológicas a pressões “verdes” identificadas podem ser enquadradas como defensivas e inovativas. As estratégias defensivas incluem melhorias incrementais nas refinarias. Estratégias inovativas podem ser verificadas na geração de patentes de tecnologias ambientais pela empresa (por exemplo, nitrificação de águas residuais) e também na adaptação de processos de ponta adquiridos em contratos de licenciamento às condições operacionais das refinarias nacionais, gerando processos de propriedade da empresa, como o hidrotratamento de diesel.

A partir das opiniões colocadas na bibliografia utilizada e das informações coletadas na pesquisa de campo, foi possível verificar que a regulação ambiental é um fator que direciona boa parte dos investimentos e pesquisas realizados na indústria de refino de petróleo, que visa se adequar aos padrões estabelecidos mantendo sua viabilidade econômica. Conclui-se que a

regulação ambiental incidente sobre a REPLAN pode reduzir seus impactos locais e ir além, ao colocar para as refinarias o compromisso de contribuir para diminuir as emissões em todas as regiões consumidoras de derivados combustíveis, desenvolvendo processos para diminuir o teor de contaminantes destes produtos.

Assim, a regulação ambiental é um instrumento de política pública que influencia diretamente as decisões de investimentos das empresas e seus processos de busca e seleção de novas tecnologias. No caso da REPLAN, a busca de soluções tecnológicas para a melhora da *performance* ambiental de produtos e processos envolve a utilização de tecnologias maduras, a contratação de firmas de consultoria, o licenciamento de tecnologias e o desenvolvimento de tecnologias próprias, através da interação entre seu centro de pesquisas (CENPES) e a refinaria. A implementação destas técnicas envolve processos de aprendizado em que as melhorias incrementais são fundamentais, permitindo o ajuste de processos e equipamentos às condições particulares de operação da REPLAN.

Conclui-se que a regulação do setor de refino gera efeitos positivos, pois ainda que relações de causa e efeito globais (como por exemplo a relação entre queima de combustíveis e efeito estufa) não sejam objeto de consenso científico, é inegável que uma redução na emissão de efluentes decorrentes da produção e consumo de combustíveis terá um efeito positivo na dimensão local, o que se verifica na redução do consumo de água conseguida na REPLAN e nos resultados positivos do PROCONVE. Esta melhoria já justifica as restrições, além de promover o avanço tecnológico nacional na área de tecnologias limpas, cujo domínio é uma necessidade estratégica, haja vista a crescente participação dos Partidos Verdes nas decisões de política energética dos países desenvolvidos.

Todavia, a aplicação de grandes investimentos em tecnologias de minimização de impactos, motivados pela regulação, não elimina a necessidade de investir continuamente no desenvolvimento de soluções técnicas. Esse melhoramento contínuo é um dos objetivos da regulação, que exige o melhoramento contínuo de processos como condição para a renovação das licenças ambientais e que coloca padrões cada vez mais rígidos com relação ao teor de poluentes presentes nos derivados combustíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACHILLADELIS, B. *History of UOP*. From petroleum refining to petrochemicals. *Chemistry and Industry*, N. 8, London, p. 337-344, 19 abril 1975.
- AFONSO, J.C.; CORRÊA, R.M.A. *Recuperação de metais de catalisadores usados de hidrotratamento (NiMo e CoMo/Al₂O₃): Abertura com Agentes Inorgânicos*. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, n.1, v.41, p.75-85, jan./jun. 1998.
- AFONSO, J.C.; AGUIAR, R.M.; SILVA, G.C. O Problema do Descarte de Catalisadores Industriais de Hidrotratamento. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, n.3, v.46, p. 325-333, jul./dez.2003.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2003*. Rio de Janeiro: ANP, 2004. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/anuario_estat/anuario2003.exe>. Acesso em: 16/4/2004.
- _____. *Glossário do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural – 2003*. Rio de Janeiro: ANP, 2004. Disponível em:<[http://www.anp.gov.br/anuario2003/Glossario do Anuario 2003.pdf](http://www.anp.gov.br/anuario2003/Glossario_do_Anuario_2003.pdf)>Acesso em: 2/9/2004.
- AMARAL, S.P.; PADULA, R.C. Tratamento de Efluentes Líquidos de Uma Fábrica de Amônia/Uréia/Enxofre. *Boletim Técnico da Petrobras*. Rio de Janeiro v.23, n.1, p.59-65, jan/mar. 1980.
- _____. Tratamento de Despejos de Refinarias de Petróleo. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.25, n.4, p.245-257, out.dez.1982.
- _____. Lagoas Aeradas em Série: Aplicação em Refinarias. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.29, n.4, p. 315-319, out./dez. 1986.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Cumulative Impact of Environmental Regulations on the U.S. Petroleum Refining, Transportation and Marketing Industries*. Washington: API Committee on Refinery Environmental Control, 1997. 32 p.Disponível em:<<http://api-ep.api.org/filelibrary/Cumulative%20Impact%20of%20Environmental%20Regulation.doc>> Acesso em: 21/9/2004.
- AMORIM, R.S. Sumário executivo de apresentação na mesa redonda “Necessidade e potencial de reuso de água em indústrias específicas”.In: SEMINÁRIO ÁGUA NO BRASIL: IMPLICAÇÕES PARA PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO E TECNOLOGIA, 2001, Rio de Janeiro. Instituto das Américas.
- ANDRADE, H.L.B. Experiência sobre Projeto e Acompanhamento Operacional de Unidades de Flotação, a Ar Dissolvido, de Despejos Oleosos Industriais. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.26, n.2, p.136-144, abr.jun.1983.
- ANTUNES, A. *Mapeamento tecnológico*. Tendências internacionais da cadeia O&G. Exploração e Produção, refino e gás natural. Rio de Janeiro: Nota Técnica 03 do Projeto CTPETRO/Tendências, 2003. 205 p.Disponível em:<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT03_2003.zip>. Acesso em: 10/07/2005.

- ARAFA, H. U.S. *Petroleum Industry's Environmental Expenditures 1990-1999*. Washington, DC.: American Petroleum Institute, 2001. Disponível em:<<http://api-ec.api.org/filelibrary/FinalEES01.pdf>>Acesso em: 21/9/2004.
- ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário Estatístico da Indústria Automobilística Brasileira*. [S.l.]: Anfavea, 2003. 173 p. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/Index.html>>Acesso em: 26/4/2004.
- AZUAGA, D. *Danos ambientais causados por veículos leves no Brasil*. 167 f. Dissertação (Mestrado em ciências em planejamento energético) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 2000.
- BANDEIRA, F.P.M. *Considerações quanto à expansão da capacidade de refino de petróleo no Brasil, tendo em vista a ampliação das reservas nacionais de gás natural e a possibilidade de ocorrência de mudança tecnológica na área de refino*. Brasília: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, Novembro de 2003. 23 p. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/internet/diretoria/conleg/Estudos/2003_7597.pdf>. Acesso em: 30/5/2004.
- BARBIERI, J. A participação do petróleo na matriz energética brasileira. *Comciência*. [S.l: s.n.], Edição de Dezembro de 2002 / Janeiro de 2003. Disponível em:<<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet05.shtml>>. Acesso em: 4/5/2004.
- BARRETO, C. E. P. *A Saga do Petróleo Brasileiro*. A farra do boi. São Paulo: Nobel, 2000. 136 p.
- BARROS, G.M.; BOMTEMPO, J.V.; PASSOS, F.B. Prospecção da inovação: um estudo da difusão de processos de biodessulfurização na indústria do petróleo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2., 2003, Rio de Janeiro.
- BOMTEMPO, J.V.; ALMEIDA, E.L.F.; BICALHO, R.G. The Selection Environment for Gas to Liquids Technology and Technological Strategies: Challenging the Natural Trajectory. In: INTERNATIONAL J. A. SCHUMPETER SOCIETY CONFERENCE, 10., 2004, Milão. Disponível em:<http://www.schumpeter2004.unibocconi.it/download.php?download=download&id_pap=419>. Acesso em: 13/1/2005.
- BRASIL ENERGIA. Menos enxofre no ar. *Brasil Energia*, Rio de Janeiro, n.292, março de 2005.
- BRÜNING, W.; BRÜNING, I.M.R.A. Dissulfeto Benzílico- uma nova fase estacionária para compostos sulfurados, em cromatografia em fase gasosa. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.17, n.4, p. 333-338, out./dez. 1974.
- BUONFIGLIO, A. *Programas de ajuste da demanda de álcool e de derivados de petróleo*. 267 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas. 1992.
- CÂMARA TÉCNICA DE ENERGIA. *Súmula da 1a. Reunião do Grupo de Trabalho sobre definição de critérios de seleção de áreas para recebimento do diesel metropolitano*. São Paulo: Câmara técnica de energia, 29/11/2002. Disponível em:<<http://www.nma.gov.br/port/conama/reuniao/dir321/oleo001.doc>>. Acesso em: 22/9/2004.

- CARNEIRO, F. A Verdade Tecnológica na Petrobras. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.20, n.4, p. 367-377, out.dez.1977.
- CARVALHO, G. *Petrobras: do monopólio aos contratos de risco*. Rio de Janeiro: Forense Universitaria, 1977. 250 p.
- CARVALHO, E.F.; SALA, J.F. Política para ampliação do parque de refino nacional: uma proposta. In: SUSLICK, S. B. (Org.). *Regulação de Petróleo e Gás Natural*. Campinas: Komedi, 2001. p. 193-256.
- CASTRO, A. *Impactos Sociais da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo na Baixadas Litorâneas e Norte Fluminense*. Rio de Janeiro: Nota Técnica 13 do Projeto CTPETRO/Tendências, 2003. 48 p. Disponível em:<<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT13.zip>> Acesso em 11/07/2005.
- CHANG, T. Petrobras implements \$29 million refining-technology program. *Oil & Gas Journal*, Tulsa, v.97, n.12, p. 63-70, Mar 22 1999.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Relação de áreas contaminadas no Estado de São Paulo*. São Paulo: Cetesb, 2004. Disponível em:<[http://www.cetesb.sp.gov.br/Solo/areas contaminadas/areas cont alfab nov 04.zip](http://www.cetesb.sp.gov.br/Solo/areas%20contaminadas/areas%20cont%20alfab%20nov%2004.zip)>. Acesso em: 10/3/2004.
-
- _____. Relatório de qualidade do ar no Estado de São Paulo – 2004. São Paulo: Cetesb, 2005. 128 p. Disponível em:<<http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/relatorios/RelatorioAr2004.zip>>. Acesso em: 16/6/2005.
- COHN, G. *Petróleo e nacionalismo*. São Paulo: Difusão Européia do Livro, 1968. 213 p.
- CONSIDERA, C.M. et al. *Prováveis impactos na economia brasileira decorrentes da liberalização do mercado de derivados de petróleo e os possíveis entraves ao funcionamento competitivo desse mercado*. Documento de Trabalho nº 15. Brasília: Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda, 2002. 47 p. Disponível em:<<http://www.fazenda.gov.br/seae/documentos/doctrabalho/final.pdf>>. Acesso em: 22/9/2004.
- CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988. *Constituição da República Federativa do Brasil*. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 1996. 252 p.
- CONTRERAS, E.C.A. *Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil industrial*. Rio de Janeiro: Relume Dumará / ANPOCS, 1994. 243 p.
- COSTA, A. B. Desenvolvimento sustentável e regulação ambiental no setor petróleo: aspectos da legislação ambiental no Brasil. In: ENCONTRO DA ASSOCIAÇÃO DE ESTUDOS LATINO-AMERICANOS, 2000, Miami. Disponível em:<<http://136.142.158.105/Lasa2000/daCosta.PDF>>. Acesso em: 29/7/2004.
- CORAZZA, R.I. *Políticas públicas para tecnologias mais limpas: uma análise das contribuições da economia do meio ambiente*. 2001. 291f. Tese (Doutorado em Política Científica e Tecnológica). Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas. 2001.
- CUSHER, N.A. UOP Butamer Process. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p. 9.7-9.13.

- DAUZACKER, E.R. et al. Metodologia para Estimar a Hidrogenação de Aromáticos em Óleo Diesel. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.45, n.3, p. 256-269, jul./dez. 2002.
- DAUZACKER, E.R.; PALOMBO, F. Impacto das Futuras Especificações na Formulação da Gasolina Brasileira. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.46, n.3, p. 330-342, jul./dez. 2003.
- DOSI, G. Sources, procedures and microeconomic effects of innovation. *Journal of Economic Literature*, Nashville, v. 26, p.1120-1171, September 1988.
- DUARTE, M. Refino: Regulação e Gestão de Risco. Rio de Janeiro: Nota Técnica 08 do Projeto CTPETRO/Tendências, 2003. 70 p.
Disponível: <<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT08.zip>>. Acesso em: 8/4/2004.
- DUQUE, R.D. Principais investimentos 2003-2007. APRESENTAÇÃO À ONIP, Rio de Janeiro, 2003. Disponível: http://www.onip.org.br/arquivos/apresentacao_duque.pdf Acesso em 15/4/2004
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *International Energy Annual 2003*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/pet.html>>. Acesso em: 15/06/2005.
- ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Profile of the Petroleum Refining Industry*. Whashington: United States Environmental Protection Agency, Office of Compliance Sector Notebook Project, 1995. 131 p. Disponível em: <http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/petr_efs_n.pdf>. Acesso em: 10/8/2004.
- FANTINE, J. Ociosidade Potencial, Pleno Emprego e Obsolescência do Parque de Refino Mundial: Suas Conseqüências para o Brasil. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.27, n.2, p. 131-136, abr.jun. 1984.
- _____. *Refino Nacional, análise estratégica e tecnologia*. Rio de Janeiro: Nota Técnica 9 do Projeto CTPETRO/Tendências, Janeiro de 2003. 166p. Disponível em: <<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT09.zip>>. Acesso em: 11/07/2005.
- FEINTUCH, H.M.; NEGIN, K.M. FW Delayed-Coking Process. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p.12.25-12.82.
- FLESHMAN, J.D. FW Hydrogen Production. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p.6.21-6.52.
- FONSECA, E.G.; MELO, F.H. *Proálcool, energia e transportes*. São Paulo: Pioneira/FIPE, 1981.163 p.
- FORBES, R.J. Petroleum. In: SINGER, C.; HOLMYARD, E.J.; HALL, A.R. *A History of Technology*. Oxford: Clarendon, 1967. v. 5. p. 102-123
- FRANÇA, A.M.C. Descarte de Efluentes Industriais por Injeção em Poços Profundos. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.24, n.2, p.148-157, abr.jun.1981.
- FREEMAN, C. *The economics of industrial innovation*. London: Frances Printer, 1982. 250 p.
- _____. *The Economics of Hope: essays on technical change, economic growth and the environment*. London: Pinter Publishers, 1992. 249 p.

- _____. The greening of technology and models of innovation. *Technological forecasting and social change*, Amsterdam, v.53, n.1, p. 27-39, september 1996.
- FUNDAÇÃO DE AMPARO À PESQUISA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Nanocatalisador criado na UFRGS elimina compostos aromáticos do petróleo. Pesquisa FAPESP nº74. São Paulo: Fapesp, abril de 2002. p. 77.
- FUNDAÇÃO SISTEMA ESTADUAL DE ANÁLISE DE DADOS. Anuário Estatístico do Estado de São Paulo 2002. São Paulo: SEADE, 2003. Disponível em: <http://www.seade.gov.br/produtos/anuario/2002/anu_2002.zip>. Acesso em: 18/5/2005.
- FURLAN, L.T.; CORRÊA JÚNIOR, B. Redução do Consumo de Água e da Vazão de Efluentes através do Gerenciamento das Fontes e Reutilização de Águas - A Experiência da Refinaria de Paulínia. *Petro & Química*, São Paulo, n. 251, p. 72-78, 2003.
- FURTADO, A.T. Mudança Institucional e Inovação na Indústria Brasileira de Petróleo. In: COLÓQUIO INTERNACIONAL “ENERGIA, REFORMAS INSTITUCIONALES Y DESARROLLO EM AMÉRICA LATINA, México, D.F., 2003.
- FURTADO, A.T.; MÜLLER, N. *Competitividade da Indústria de Extração e Refino de Petróleo*. Campinas: IE/UNICAMP-IEI/UFRJ-FDC-FUNCEX, 1994, 92 p.
- FURTADO, M. Nova resolução e promessa de obras reanimam mercado de efluentes. *Química e Derivados Online*, São Paulo, n. 435, março de 2005. Disponível em: <<http://www.quimica.com.br/revista/qd424/efluentes1.htm>> Acesso em: 15/08/2005.
- GARY, J.H.; HANDWERK, G. E. *Petroleum refining: technology and economics*. New York: M. Dekker, 1994. 465 p.
- GAZETA DO POVO DO PARANÁ. Repar vai investir US\$ 1 bilhão em gasolina menos poluente. Curitiba, 30 ago. 2004.
- GAZETA DE VITÓRIA. Novo diesel obrigatório na Grande Vitória. Vitória, 2 jun.2004.
- GAZETA MERCANTIL. REPLAN- refinaria investe para produzir produtos com maior valor agregado. 30 jan. 2004.
- _____. Refinarias privadas reduzem produção. 18 mai. 2004.
- GONÇALVÉS, J. Notas sobre descarte de rejeitos industriais. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.9, n.1, p. 165-175, jan./mar. 1966.
- HEMLER, C.L.; TAJBL, D.G. UOP Fluid Catalytic Cracking Process. In: MEYERS, R.A. (Ed.), *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p. 3.55-3.78
- HENZ, H.F. et al. Vantagens da Integração Pesquisa, Engenharia e Fabricação de Catalisadores FCC na Petrobras. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.32, n.4, p.253-258, out./dez.1989.
- INSTITUTO NACIONAL DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA INDUSTRIAL. *Guia técnico sector da refinação do petróleo e petroquímica*. Lisboa: INETI, 2003. 78 p.
- JOHNSON, T.E.; NICCUM, P.K. The M.W. Kellogg Company Fluid Catalytic Cracking Process. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p. 3.29-3.54.

- KEMP, R. *Environmental Policy and Technical Change: a Comparison of the Technological Impact of Policy Instruments*. Cheltenham: Edward Elgar, 1997. 360 p.
- KEMP, R.; ARUNDEL, A. Survey Indicators for Environmental Innovation. Oslo: IDEA, 1998. (Paper series 8). Disponível em: <<http://www.step.no/old/Projectarea/IDEA/Idea8.pdf>>. Acesso em: 9/8/2004.
- KENNEDY, J.E. UOP Unionfining Technology. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p. 8.29-8.38
- KENSELL, W.W.; QUINLAN, M.P. The M.W. Kellog Company Refinery Sulfur Management. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p.11.3-11.14.
- KRAUSE, I.M.K. A Produção de combustíveis Líquidos Via Síntese de Fischer-Tropsch como Rota de Aproveitamento do Gás Natural. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.32, n.4, p. 227-237, out./dez. 1989.
- LALL, S. Developing countries as exporters of industrial technology. *Research Policy*, Amsterdam, v.9, n.1, p. 24-52, 1980.
- LANDAU, R.; ROSENBERG, N. Successful commercialization in the chemical process industry. In: ROSENBERG, N.; LANDAU, R.; MOWERY, D. (Eds.). *Technology and the Wealth of Nations*. Stanford: Stanford University Press, 1992. p. 73-119.
- LERNER, H. Exxon sulfuric acid alkylation technology. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997, p. 1.3-1.14.
- LE BORGNE, S.; QUINTERO, R. Biotechnological processes for the refining of petroleum. *Fuel Processing Technology*, n. 81, p. 155-169, 2003.
- LEITÃO, D.M. Uma inovação tecnológica num centro de P&D de país em desenvolvimento. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.27, n.3, p.242-246, jul-set 1984.
- _____. Dez anos de pesquisas tecnológicas sobre processos. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.27, n.1, p.50-73, jan.-mar 1984.
- _____. O processo de aprendizado tecnológico nos países em desenvolvimento: o caso da refinação de petróleo no Brasil. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.28, n.3, p.207-218, jul.-set. 1985.
- _____. CENPES: Vinte Anos de Atividades Tecnológicas. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.29, n.4, p.321-329, out-dez 1986.
- _____. *Recordações das lutas pela tecnologia na Petrobrás: Episódios que vivi*. [s.n.]. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <http://www.jornalexpress.com.br/noticias/detalhes.php?id_jornal=4761&id_noticia=2405>. Acesso em: 13/07/2005.
- LEITE, L.F. Os combustíveis e o refino no futuro. *TN Petróleo*, Rio de Janeiro, n.15, p. 68-76, 2000a.

- _____. Tecnologia Petrobras para Processamento de Óleo Pesado. *TN Petróleo*, Rio de Janeiro, n.14, p. 60-65, 2000.
- LIMA, T.S.; CAMPOS, P.C.; AFONSO, J.C. Solubilização de catalisadores desativados em meio contendo fluoreto-II: catalisadores de hidrotreatamento. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.41, n.3, p.169-178, jul./dez. 1998.
- MACEDO, I. (coord.). Estado da arte e tendências das tecnologias para energia. Brasília: Secretaria Técnica do Fundo Setorial de Energia/CGEE, 2003. 76 p. Disponível em:<http://www.cgee.org.br/arquivos/pro01_doc_ref.pdf>. Acesso em: 6/4/2004.
- MACEDO E SILVA, A.C. *Petrobras: A Consolidação do Monopólio Estatal e a Empresa Privada - (1953-1964)*. 1985. 201 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Unicamp, Campinas. 1985.
- MACCHI, A. Gases Nitrosos da Fábrica de Fertilizantes. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.5, n.3, p.93-104, jul./set. 1962.
- MAESHIRO, K. Importância do projeto de unidades piloto no desenvolvimento de tecnologias. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.30, n.1, p.73-78, jan/mar 1987.
- MAGALHÃES, F.C.M. et al. Tratamento Biológico de Efluentes de Refinaria. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.27, n.3, p.247-260, jul./set. 1984.
- MAHDI, S.; NIGHTINGALE, P.; BERKHOUT, F. *A Review of the Impact of Regulation on the Chemical Industry*. Final Report to the Royal Commission on Environmental Pollution. Sussex: Science and Technology Policy Research, 2002. Disponível: <<http://www.rcep.org.uk/pdf/chin-txt.pdf>>. Acesso em: 18/07/2005.
- MARIANO, J.B. *Impactos Ambientais do Refino de Petróleo*. 2001. 279 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 2001.
- MARQUES FILHO, J. *Estudo da Fase Térmica do Processo Claus utilizando Fluidodinâmica Computacional*. 2004. 76 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo. 2004.
- MARTINS, V.M. Evolução da Refinação na Petrobras. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.20, n.4, p. 291-306, out.dez.1977.
- MENDES, F.E. *Avaliação de Programas de Controle de Poluição Atmosférica por Veículos Leves no Brasil*. 2004. 179 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) - COPPE/UFRJ Rio de Janeiro. 2004.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Balanco energético nacional 2004: BEN 2004*. Brasília: MME, 2005. Disponível em:<<http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=1448&download>>. Acesso em: 17/2/2005
- _____. *Balanco energético nacional 2003: BEN 2003*. Brasília: MME, 2004.
- MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO. Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico nas Atividades de Refino. Brasília: Balanço Geral da União, 2002

- MULDER, P.; RESCHKE, C.; KEMP, R. Evolutionary Theorising on Technological Change and Sustainable Development. In: EUROPEAN MEETING ON APPLIED EVOLUTIONARY ECONOMICS, 1999, Grenoble. Disponível em: <<http://web.upmf-grenoble.fr/iepe/textes/Mulder.PDF>>. Acesso em: 10/07/2005
- NEGRI, B. As políticas de descentralização industrial e o processo de interiorização em São Paulo: 1970-85. In: TARTAGLIA, J.C. e OLIVEIRA, O.L. (Org). Modernização e desenvolvimento no interior de São Paulo. São Paulo: Editora da Unesp, 1988.p. 11-37.
- NELSON, W. L. *Petroleum refinery engineering*. Tokyo: McGraw-Hill Kogakusha, 1958. 900 p.
- NELSON, R.; WINTER, S. *An Evolutionary Theory of Economic Change*. Cambridge: Harvard University Press, 1982. 437 p.
- NETO, F.R.C.; ALVES, N.S. Licenciamento Ambiental para Modernização da Refinaria de Capuava. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.40, n.2, p.137-145, abr./dez.1997.
- NOGUEIRA, L.; LEITÃO, D.M. A catálise e a crise energética. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.24, n.3, p.201-208, jul/set. 1981.
- NOGUEIRA, L.A.H. Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos. In: SUSTENTABILIDADE NA GERAÇÃO E USO DE ENERGIA NO BRASIL: OS PRÓXIMOS VINTE ANOS, 2002, Campinas. Disponível em: <<http://libdigi.unicamp.br/document/?down=18>>. Acesso em: 11/10/2004.
- OIL & GAS JOURNAL. New low-sulfur diesel debuts in Brazil. *Oil & Gas Journal*, Tulsa, v.94, n.51, p.22, Dec 16 1996.
- OLIVEIRA, N.B. A Atividade Gerencial no Desenvolvimento de Processos da Indústria Química. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.21, n.3, p.271-276, jul/set. 1978.
- O ESTADO DE S.PAULO. Petrobras aumenta diesel no interior do Brasil. 04 mai. 2005.
- O GLOBO. Secretaria de Meio Ambiente Multa Refinaria de Manguinhos em 4 Milhões. 25 abr. 2003.
- _____. Manguinhos investirá US\$ 55 milhões em 2004. 3 dez. 2004.
- _____. Compras da Petrobras no Brasil chegam a 85% do total. 9 fev. 2004.
- ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. *OECD Science, technology and industry scoreboard*. Paris: OECD, 2003.
- PALOMBO, F. O Programa da Petrobras para Redução do Enxofre dos Combustíveis. In: SEMINÁRIO COMBUSTÍVEIS, LUBRIFICANTES E ADITIVOS: PANORAMA AUTOMOTIVO DO BRASIL, 2005, São Paulo, Associação Brasileira de Engenharia Automotiva. Disponível em: <http://www.aea.org.br/docs/seminarios2005/combustiveis/04_Palombo.pdf>. Acesso em: 08/06/2005.
- PAIS, V.M.M.; FONSÊCA, M.G. Perspectivas do refino na Petrobras para a década. *Boletín Técnico Arpel*, Montevideo, v.3, n.21, p.261-268, set./dez. 1992.
- PASSOS, C.N. et al. Processamento de querosene Basrah no tratamento Bender da Reduc Rio de Janeiro. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.46, n.3, p.334 –350, jul./dez. 2003.

- PENROSE, E.T. *The large international firm in developing countries: the international petroleum industry*. Westport: Greenwood, 1968. 311 p.
- PEREIRA, N. M. et. al. *Perfil dos projetos financiados pelo CTPETRO*: Edital 03/2000. Campinas: UNICAMP, 2002. (mimeo).
- _____. *Análise da Planificação e Implementação dos Editais CTPetro*. Campinas: UNICAMP, 2002. (mimeo).53 p.
- PERRONI, O.V. Refinação de Petróleo no Brasil. *Boletim Técnico da Petrobras*. Rio de Janeiro, número especial de comemoração do decênio de instalação da Petrobras, p.83-90, fev. 1964.
- PETROBRAS. Relatório Anual 1997. [S.l: s.n.], [1998?]. Disponível em:<http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/relat97/rel_ptg.zip>. Acesso em: 7/4/2005.
- PETRO & QUÍMICA. Revap: São Paulo ganha sua 4ª refinaria (a 10ª do Brasil) montada pela Petrobras. *Petro & Química*, São Paulo, n.14, p.24-72, out. 1979.
- _____. Reuso de água torna-se meta para indústrias. *Petro & Química*, São Paulo, n. 236, p.50-62, abr. 2002a.
- _____. A busca por um número ótimo. *Petro & Química*, São Paulo, n242, out. 2002b.
- _____. Petrobras comemora 25 anos da Bacia de Campos. *Petro & Química*, São Paulo, n. 240, ago. 2002c.
- _____. Aprender fazendo. *Petro & Química*, São Paulo, n.252, set. 2003.
- _____. Revolução no parque de refino nacional. *Petro & Química*, São Paulo, n. 260, mai. 2004.
- PINTO, M.A.C. O BNDES e o Sonho do Desenvolvimento: 30 Anos de Publicação do II PND. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v.11, n.14, p.51-79, dez. 2004.
- POLLI, M.F. *Incorporação da variável ambiental na dinâmica de inovação: oportunidades e restrições para a indústria química e o exemplo da substituição dos CFCs*. 2004. 139 f. Tese (Doutorado em Política Científica e Tecnológica) - Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas. 2004.
- PORFÍRIO, C.R. *Implantação de um controlador multimodelos em uma coluna depropanizadora industrial*. 2001. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica, USP, São Paulo. 2001.
- PORTINHO, S.O.M. Engenharia Básica nas áreas de refinação de petróleo e petroquímica. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.29, n.4, p.74-78, jan.-mar 1984.
- PORTO et al. Visão de Futuro do Setor de O&G do Brasil: Horizonte 2010. Rio de Janeiro: Nota Técnica 01 do Projeto CTPETRO/Tendências, 2002. Disponível:<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT01_2002.zip>. Acesso em: 19/06/2005.
- PUJADÓ, P.R. Linear Alkybenzene (LAB) Manufacture. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997, p. 1.53 -1.66

- QUEIROZ, A. Petrobras: Passado, Presente e Perspectivas. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.8, n.2, p.151-160, abr./jun. 1965.
- QUINTELLA, R. *The Strategic Management of Technology in the Chemical and Petrochemical Industries*. London: Pinter Publishers, 1993. 220 p.
- RANDALL, L. *The political economy of Brazilian oil*. London : Praeger, 1993. 315 p.
- RIBEIRO, C.M.S.; SANTIAGO, V.M.J.; RUSSO, C. Tratamento de Efluentes de Refinaria de Petróleo Via Oxidação por Ozônio. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.30, n.1, p.111-119, jan./dez. 1996.
- RENO, M. UOP Unicracking Process fot Hydrocracking. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p.7.41-7.49
- REPLAN. 2º Balanço Ambiental da Refinaria de Paulínia. 2ª edição. Paulínia, [2003?], 19 p.
- ROTHWELL, R. Industrial innovation and government environmental regulation: Some lessons from the past. *Technovation*, Oxford. v.12, n. 7, p. 447-458, 1992.
- LA ROVERE, E.L.; CANTARINO, A.A. *Tendências tecnológicas da indústria de O & G ditadas por condicionantes regulatórios ambientais*. Rio de Janeiro: Nota técnica 11 do Projeto CTPETRO/Tendências, 2003. 98 p. Disponível em:<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT11.zip>>. Acesso em: 17/3/2004
- SÁ, B.H. et al. Águas Residuais no Processamento do Xisto: Problemas de Rejeito. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.6, n.2, p.179-210, abr./jun. 1963.
- SÁ, O.M. Variáveis do processo para formação do coque de petróleo. *Anais da Associação Brasileira de Química*, Rio de Janeiro, v. 39, p. 35-42, 1978.
- SANTOS, A.S. A Participação Brasileira nos Movimentos Internacionais de Oposição ao MTBE. *Economia & Energia* Nº 31. [S.l:s.n.], Março-Abril 2002 Disponível em:<http://ecen.com/eee31/merc_alcool.htm>. Acesso em: 2/9/2004.
- SANTOS, J.S. *Análise Descritiva dos Efluentes Líquidos em uma Refinaria de Petróleo*. 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Escola Politécnica da UFBA, Salvador. 2000.
- SANTOS, M.A.E. Opções para Elevação da Octanagem do Pool de Gasolinas. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.32, n.3, p.119-136, jul./set. 1989.
- SANTOS, O.L. A Atividade de Engenharia Básica na Petrobras. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.23, n.2, p.67-70, jan. mar. 1980.
- SHECKLER, J.C.; SHAH, B.R. UOP HF alkylation technology. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997, p. 1.31-1.52.
- SOARES, I. A Tecnologia de Equipamentos no Projeto de Engenharia Básica e no desenvolvimento de Processos Industriais. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.35, n.1, p.65-82, jan./dez. 1992.
- SPEIGHT, J.G. *The chemistry and technology of petroleum*. New York: Marcel Dekker, 1999. 918 p.

- SULLIVAN, D.K. UOP Bensat Process. In: MEYERS, R.A. (Ed.). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997, p.9.3-9.6.
- SUSLICK, S. B., *A dinâmica da regulação no setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. In: SUSLICK, S. B. (Org.) *Regulação de Petróleo e Gás Natural*. Campinas: Komedi, 2001. p. 33-45.
- SZWARCFITER, L. *Opções para o aprimoramento do controle de emissões de poluentes atmosféricos por veículos leves no Brasil: uma avaliação do potencial de programas de inspeção e manutenção e de renovação acelerada da frota*. 2004. 261 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético.) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 2001.
- TEDESCO, V.J.; VIBRANOVSKI, S. Emprego de computadores de processo em refinarias. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.23, n.1, p.13-26, jan/mar 1980.
- TEIXEIRA, A.C.B. Poluição na Baía da Guanabara e Áreas Circunvizinhas. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.7, n.4, p.497-508, out./dez. 1964.
- TELLES, P.C.S. Antecedentes das Histórias do Petróleo e das Fontes Alternativas de Energia no Brasil. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.29, n.3, p.253-258, jul./set. 1986.
- THOMPSON, G.J. UOP RCD Uniofining Process. In: MEYERS, R.A. *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill, 1997. p. 8.39-8.48.
- TOLMASQUIM M. T.; SCHAEFFER, R. (coordenadores). *Liberação das importações de derivados de petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: COPE/UFRJ, 2000. 171 p.
- ULLER, A. et al. *Capacidade inovativa do setor refino*. Nota Técnica 7. Rio de Janeiro: Projeto CTPETRO/Tendências, 2003. 88 p. Disponível em: <<http://www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT07.zip>>. Acesso em: 27/04/2005.
- URURAHY, A.F.P.; PEREIRA Jr., N.; MARINS, M.D.M. Desempenho de um Biorreator do Tipo CSTR no Processo de Degradação de Borra Oleosa. *Boletim Técnico da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.41, n.3, p.125-132, jul./dez.1998.
- VALOR ECONÔMICO, 30/1/2004. REPLAN investirá US\$ 60 milhões até 2006

ANEXOS

Anexo I. Legislação Ambiental Federal e do Estado de São Paulo com influência sobre as atividades de refino, 2002.

Esfera de Poder e Legislação	Descrição
ESFERA FEDERAL	
Constituição Federal de 1988	
Título VIII: Da Ordem Social.	
Cap. VI: Do Meio Ambiente.	
Art. 225:	Disciplina a área do meio ambiente.
Título VII: Da Ordem Econômica e Financeira.	
Cap. I: Dos Princípios Gerais da Ordem Econômica.	
Art. 170:	Inclui a defesa do meio ambiente entre os princípios da ordem econômica.
Cap. II: Da Política Urbana.	
Art. 182, Parág. 2º:	Define a função social da propriedade urbana e, intrinsecamente, a proteção dos recursos naturais.
Legislação Ordinária	
Decreto nº 24.643 de 10/07/34	Código de Águas.
Decreto nº 10.755 de 22/11/77	Dispõe sobre o enquadramento dos corpos de água receptores na classificação prevista no Decreto 8.468/76.
Lei nº 6.766 de 19/12/79	Dispõe sobre o parcelamento do solo urbano.
Lei nº 6.803 de 02/07/80	Dispõe sobre as diretrizes básicas para o zoneamento industrial em áreas críticas de poluição.
Portaria Minterial nº 124 de 20/08/80	Baixa norma no tocante à prevenção de poluição hídrica (distância mínima de 200 metros das coleções hídricas ou cursos d'água próximos).
Lei nº 6.938 de 31/08/81	Dispõe sobre a política nacional do meio ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente e instrumentos da defesa ambiental.
Portaria Minterial nº 157 de 26/10/82	Estabelece normas para o lançamento de efluentes líquidos contendo substâncias não-degradáveis de alto grau de toxicidade e proíbe o lançamento de efluentes finais de indústrias que contenham substâncias cancerígenas. Art. 1º: Institui o cadastro de defesa ambiental. Art. 6º: O Sistema Nacional do Meio Ambiente passa a ter a seguinte estrutura:
	1. Órgão Superior: Conselho Superior do Meio Ambiente;
	2. Órgão Consultivo e Deliberativo: Conselho Nacional do Meio Ambiente - Conama;
	3. Órgão Central: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - Ibama;
	4. Órgãos Setoriais: órgãos ou entidades integrantes da Administração Federal Direta ou Indireta;

	5. Órgãos Seccionais: órgãos ou entidades estaduais responsáveis pelos programas, projetos, controle e fiscalização de atividades capazes de provocar a degradação ambiental;
	6. Órgãos Locais: órgãos ou entidades municipais, responsáveis pelo controle e fiscalização dessas atividades, nas suas respectivas jurisdições.
Medida Provisória 309/92 (Lei nº 8.490 de 19/11/92)	Transforma a Secretaria do Meio Ambiente em Ministério, com as seguintes áreas de competência: <ol style="list-style-type: none"> 1. Planejamento, coordenação, supervisão e controle das ações relativas ao meio ambiente; 2. Formulação e execução da política nacional do meio ambiente; 3. Preservação, conservação e uso racional dos recursos naturais renováveis; 4. Implementação de acordos internacionais na área ambiental.
Lei nº 9.433 de 08/01/97	<p>Capítulo I - Dos Fundamentos:</p> <p>Art. 1º - A Política Nacional de Recursos Hídricos baseia-se nos seguintes fundamentos:</p> <p>I - a água é um bem de domínio público;</p> <p>II - a água é um recurso natural limitado, dotado de valor econômico;</p> <p>III - em situações de escassez, o uso prioritário dos recursos hídricos é o consumo humano e a dessedentação de animais;</p> <p>IV - a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas;</p> <p>V - a bacia hidrográfica é a unidade territorial para implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e atuação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos;</p> <p>VI - a gestão dos recursos hídricos deve ser descentralizada e contar com a participação do Poder Público, dos usuários e das comunidades.</p>
Lei nº 9.605 de 12/02/98	Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas a meio ambiente, e dá outras providências.
Lei nº 9.985 de 18/07/00	Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza.

Resoluções e Deliberações

Resolução Conama nº 001 de 23/01/86	Estabelece critérios básicos e diretrizes gerais para o Rima.
Resolução Conama nº 006 de 24/01/86	Institui e aprova modelos para publicação de pedidos de licenciamento.
Resolução Conama nº 011 de 18/03/86	Altera e acrescenta incisos na Resolução nº 001/86 que institui o Rima.
Resolução Conama nº 020 de 18/06/86	Classifica as águas doces, salobras e salinas do Território Nacional em nove classes, segundo seus usos preponderantes.
Resolução Conama nº 009 de 03/12/87	Dispõe sobre Audiências Públicas.
Resolução Conama nº 001 de 23/09/96	Dispõe sobre procedimentos relativos a Estudo de Impacto Ambiental.
Resolução Conama nº 237 de 19/12/97	Dispõe sobre Licenciamento Ambiental.
Resolução Conama nº 256 de 30/06/99	Dispõe sobre a implantação, nos estados e municípios, de Planos de Controle da Poluição por Veículos em Uso - PCPV e Programas de Inspeção e Manutenção de Veículos em Uso - I/M

ESFERA ESTADUAL

Constituição Estadual

Título VI: Da Ordem Econômica.

Cap. IV: Do Meio Ambiente, dos Recursos Naturais e do Saneamento.

Seção I: Arts. 191 a 204: Do Meio Ambiente. Dentre estes, destacam-se:

Art.193: Mediante lei o Estado criará um sistema de administração da qualidade ambiental, integrará ações de órgãos públicos da administração direta e indireta, assegurando a participação da coletividade.

Legislação Ordinária

Lei nº 118 de 29/06/73	Autoriza a constituição de uma sociedade por ações, sob a denominação de Companhia Estadual de Tecnologia de Saneamento Básico e de Controle de Poluição das Águas e dá outras providências.
Decreto nº 5.993 de 16/04/75	Altera a denominação e as atribuições da Companhia Estadual de Tecnologia de Saneamento Básico e de Controle de Poluição das Águas - Cetesb para Companhia Estadual de Tecnologia de Saneamento Básico e de Defesa do Meio Ambiente - Cetesb.
Lei nº 997 de 31/05/76	Institui o sistema de controle da poluição do meio ambiente no Estado de São Paulo, cabendo à Cetesb cadastrar, licenciar e fiscalizar as fontes de poluição, fixar limites para as cargas poluidoras, monitorar a qualidade do meio ambiente e aplicar as normas.
Lei nº 4.963 de 14/03/86	Proíbe a instalação de indústrias químicas de produtos inflamáveis ou explosivos, bem como de usinas de concreto pré-misturado na Região Metropolitana de São Paulo.
Decreto nº 24.932 de 24/03/86	Cria a Secretaria Estadual do Meio Ambiente e institui o Sistema Estadual do Meio Ambiente.
Lei nº 5.597 de 06/02/87	Estabelece normas e diretrizes para o zoneamento industrial do Estado de São Paulo e dá outras providências.
Decreto nº 30.555 de 03/10/89	Reestrutura, reorganiza e regulamenta a Secretaria de Estado do Meio Ambiente.
Decreto nº 33.135 de 15/03/91	Dispõe sobre as atividades relativas a controle e proteção dos mananciais que passam a ser desenvolvidas pela Secretaria do Meio Ambiente.
Lei nº 7.663 de 30/12/91	Estabelece normas de orientação à Política de Recursos Hídricos, assim como ao Sistema Integrado de Gerenciamento de Recursos Hídricos.
Portaria nº 717/DAEE de 12/12/96	Normatização das Outorgas pelo uso de água.
Lei nº 9.509 de 20/03/97	Dispõe sobre a Política Estadual do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formação e aplicação.
Lei nº 10.020 de 03/07/98	Autoriza o Poder Executivo a participar da constituição de Fundações Agências de Bacias Hidrográficas dirigidas aos corpos de água superficiais e subterrâneos do domínio do Estado de São Paulo.

Resoluções e Deliberações

Resolução SMA nº 1 de 02/01/90	Dispõe sobre a apresentação de EIA-Rima de obra ou atividade, pública ou privada, que se encontre em andamento ou ainda não iniciada, mesmo que licenciada, autorizada ou aprovada por qualquer órgão ou entidade pública.
Deliberação Consema nº 15 de 21/06/90	Aprova normas de convocação e condução de Audiências Públicas.
Resolução SMA nº 19 de 09/10/91	Estabelece procedimentos para análise de EIA-Rima no âmbito da Secretaria do Meio Ambiente - SMA.
Deliberação Consema nº 50 de 16/11/92	Aprova normas de convocação e condução de Audiências Públicas.
Resolução SMA nº 42 de 29/12/94	Aprova os procedimentos para análise de Estudos de Impacto Ambiental (EIA e Rima), no Estado de São Paulo.
Resolução SMA nº 11 de 17/02/97	Dispõe sobre a realização de reunião técnica informativa, aberta à participação do público, no procedimento para a análise do Relatório Ambiental Preliminar (RAP) e demais estudos de impacto ambiental, conforme disposto na Resolução 42, de 29 de dezembro.

Fonte: Anuário Estatístico SEADE 2002 (Ministério do Meio Ambiente/Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama/Centro Nacional de Informação Ambiental; Secretaria de Estado do Meio Ambiente/Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental - Cetesb).**Nota:** Com relação à esfera municipal,

quase todas as Leis Orgânicas Municipais estabelecem normas de proteção ambiental que necessitam de legislação específica, por não serem auto-aplicáveis.

Anexo II. Municípios onde deverão ser comercializados os óleos diesel S500 e Metropolitano.

Municípios nos quais deverá ser comercializado o Óleo Diesel S500

Rio de Janeiro	
Belford Roxo	Nilópolis
Duque De Caxias	Niterói
Guapimirim	Nova Iguaçu
Itaboraí	Paracambi
Itaguaí	Queimados
Japeri	Rio De Janeiro
Magé	São Gonçalo
Mangaratiba	São João De Meriti
Maricá	Seropédica
Mesquita	Tanguá
São Paulo	
Arujá	Mairiporã
Barueri	Mauá
Biritibamirim	Mogi Das Cruzes
Caieiras	Osasco
Cajamar	Pirapora Do Bom Jesus
Carapicuíba	Poá
Cotia	Ribeirão Pires
Diadema	Rio Grande Da Serra
Embu	Salesópolis
Embu Guacu	Santa Isabel
Ferraz De Vasconcelos	Santana De Parnaíba
Francisco Morato	Santo André
Franco Da Rocha	São Bernardo Do Campo
Guararema	São Caetano Do Sul
Guarulhos	São Lourenço Da Serra
Itapecerica Da Serra	São Paulo
Itapevi	Suzano
Itaquaquecetuba	Taboão Da Serra
Jandira	Vargem Grande Paulista
Juquitiba	
Campinas	
Americana	Monte Mor
Artur Nogueira	Nova Odessa
Campinas	Paulínia
Cosmópolis	Pedreira
Engenheiro Coelho	Santa Bárbara D'oeste
Holambra	Santo Antonio De Posse
Hortolândia	Sumaré
Indaiatuba	Valinhos
Itatiba	Vinhedo
Jaguariúna	
Baixada Santista	
Bertioga	Peruíbe

Cubatão	Praia Grande
Guarujá	Santos
Itanhaém	São Vicente
Mongaguá	

Municípios Nos Quais Deverá Ser Comercializado O Óleo Diesel Metropolitano.

Belém	
Ananindeua	Marituba
Belém	Santa Bárbara do Pará
Benevides	
Fortaleza	
Aquiraz	Horizonte
Caucaia	Itaitinga
Chorozinho	Maracanaú
Euzébio	Maranguape
Fortaleza	Pacajus
Guaiúba	Pacatuba
Recife	
Abreu E Lima	Itapissuma
Araçoiaba	Jaboatão dos Guararapes
Cabo de Santo Agostinho	Moreno
Camaragibe	Olinda
Igarassu	Paulista
Ipojuca	Recife
Itamaracá	São Lourenço da Mata
Aracaju	
Aracaju	Nossa Senhora do Socorro
Barra dos Coqueiros	São Cristovão
Salvador	
Camaçari	Madre de Deus
Candeias	Salvador
Dias D'ávila	São Francisco do Conde
Itaparica	Simões Filho
Lauro de Freitas	Vera Cruz
Curitiba	
Adrianópolis	Doutor Ulysses
Agudos do Sul	Fazenda Rio Grande
Almirante Tamandaré	Itaperuçu
Araucária	Mandirituba
Balsa Nova	Pinhais
Bocaiúva Do Sul	Piraquara
Campina Grande Do Sul	Quatro Barras
Campo Largo	Quitandinha
Campo Magro	Rio Branco do Sul
Cerro Azul	São José dos Pinhais
Colombo	Tijucas do Sul
Contenda	Tunas do Paraná
Curitiba	
Porto Alegre	
Alvorada	Montenegro
Araricá	Nova Hartz
Arroio dos Ratos	Nova Santa Rita

Cachoeirinha	Novo Hamburgo
Campo Bom	Parobé
Canoas	Portão
Capela de Santana	Porto Alegre
Charqueadas	Santo Antônio da Patrulha
Dois Irmãos	São Jerônimo
Eldorado do Sul	São Leopoldo
Estância Velha	Sapiranga
Esteio	Sapucaia do Sul
Glorinha	Taquara
Gravataí	Triunfo
Guaíba	Viamão
Ivoti	
Vitória	
Cariacica	Vila Velha
Serra	Vitória
Viana	

Fonte: Resolução ANP nº 12/05