

SOMATICA EDUCAR
CURSOS A DISTÂNCIA

Autor: ELIDIANO NOGUEIRA LEAL
e-mail: elidiano9@gmail.com



REFINO DO PETRÓLEO E SUAS EVOLUÇÕES NO BRASIL

Resumo da Tese para obtenção do certificado de conclusão do curso Profissionalizante Logística para a Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

MANAUS – AM
2020

Porquanto, pela graça sois salvos, por meio da fé, e isto não vem de vós, é dom de Deus; não vem por intermédio das obras, a fim de que ninguém venha a se orgulhar por esse motivo. Pois somos criação de Deus, realizada em Cristo Jesus para vivermos em boas obras, as quais Deus preparou no passado para que nós as praticássemos hoje. A nova humanidade em Cristo.
BIBLIA SAGRADA EFESIO 2: 8/10

REFINO DO PETRÓLEO E SUAS EVOLUÇÕES NO BRASIL

Este trabalho tem por objetivo apresentar a evolução da indústria do refino de petróleo no Brasil desde suas origens, sua evolução ao longo dos anos, explicitando as mudanças no perfil de produção, na matéria prima processada e na complexidade das nossas refinarias. Busca, também, apresentar os próximos passos para o refino de petróleo nacional, seus desafios face a produção de petróleos pesados e ácidos, bem como os impactos provocados pela necessidade de produção de derivados com especificações cada vez mais restritivas e com menor impacto ambiental. Optou-se pelo hidro refino como o primeiro grande passo para os próximos anos concluindo-se que unidades para o hidrotreatamento de correntes intermediárias ou mesmo produto assumirão um papel fundamental nos futuros esquemas de refino. Outra vertente importante analisada foi a necessidade de aumento de conversão, ressaltando-se que o caminho hoje escolhido de implantação de Unidades de Coque amento Retardado se esgota no início da próxima década abrindo caminho para a tecnologia de hidro conversão de resíduo. Com relação à qualidade da gasolina e do óleo diesel.

Ementa do Trabalho

1 Introdução

1.1 – Objetivo do Trabalho

2 - Metodologia

3 - História do Refino no Brasil

3.1- Fases da indústria do refino no Brasil

3.2 – Fase inicial da indústria do refino no Brasil

3.3 – Gestão do CNP

3.4– Monopólio da Petrobras

4- História das Refinarias no Brasil

4.1 – A Refinaria Nacional de Petróleo: a RLAM

4.2 – A Primeira Refinaria de Porte: a RPBC

4.3– A Primeira Refinaria construída pela Petrobras: a REDU

4.4 – A Gigante REPLAN

4.5 – As mais recentes: REPAR e REVAP

4.6 – As Particulares: Ipiranga e Manguinhos

4.7 – A Especial: LUBNOR

5 – Conclusão

5.1 – Indicadores de Evolução do Refino Brasileiro

5.2 – Capacidade de Refino

5.3 – Petróleos Processados

5.4 – Preço para os petróleoos

5.5 – Especificação dos derivados

6 – Matéria Prima

6.1 – Acidez Naftênica

6.2 – Baixo Grau API

6.3 – Teor de Nitrogênio

6.4 – Premissas de qualidade de petróleo a serem adotadas

7– Mercado

7.1 – Premissas de mercado a serem adotadas

7.2 - O Impacto Ambiental

7.3 - Metodologia utilizada

7.4 - Exemplo da aplicação da metodologia

7.5 - Adequação do perfil de produção

8– Conclusões

9- Referências Bibliográficas

REFINO DO PETRÓLEO E SUAS EVOLUÇÕES NO BRASIL

1 - Introdução

Desde a descoberta do petróleo nos Estados Unidos, em escala comercial, na segunda metade do século XIX, o consumo de seus derivados tem crescido continuamente. O petróleo e seus derivados tornaram-se indispensáveis para o desenvolvimento econômico do planeta, servindo não apenas como fonte de energia, mas também como insumo para uma série de indústrias. Os derivados produzidos apresentavam baixo preço, abrindo uma perspectiva de crescimento econômico nunca experimentado, que se traduziu na necessidade de construção de diversas refinarias, inicialmente, nos Estados Unidos.

Neste contexto, dezenas de pequenas refinarias foram entrando em operação a cada ano. No ano de 1899, a participação dos derivados de petróleo na matriz energética americana era de 4,5%, enquanto o carvão atingia 89,1%. Cinquenta anos depois, o petróleo já havia superado o carvão (BUONFIGLIO, 1992). Este processo se estendeu a vários países alterando, irreversivelmente, a face do planeta, os hábitos das sociedades, enfim, abrindo um novo ciclo em nossa história. Acabou, desta forma, o reinado do carvão como fonte de energia, um reinado que durou quase trezentos anos, e que impulsionou a Revolução Industrial, criando condições de mover o mundo de forma mais rápida, tanto no que tange a movimentação de pessoas e produtos, como acelerando as descobertas e aplicações da tecnologia.

Os derivados de petróleo ocuparam este papel com inegáveis vantagens, embora ainda trazendo questões relacionadas aos impactos ambientais, menores que o do carvão, mas ainda extremamente significativas. Sua era, embora dê sinais de esgotamento, ainda está longe de acabar. São inúmeras as discussões entre aqueles que consideram que já se atingiu o pico de produção de petróleo (RIFKIN, 2003) e aqueles que acenam com petróleos alternativos como os ultrapassados do Canadá e da Venezuela, petróleos produzidos em condições inóspitas do Alasca e Sibéria ou a partir de poços marítimos com lâminas de água muito elevadas ou até mesmo abaixo da camada de sal (PETROBRAS, 2007a). Independentemente, porém, das diferentes previsões, teremos petróleos sendo processados em nossas refinarias por muito tempo ainda. Um argumento que comprova a afirmação acima é a disposição mundial de investimento em novas refinarias já que o tempo de retorno para este empreendimento é elevado, ultrapassando uma década. Depois de anos sem novas unidades de refino de porte significativo, dezenas de empreendimentos no mundo ratificam esse crescente interesse em se investir neste segmento.

A capacidade de refino mundial tem sido utilizada no seu limite, o que explica a elevação das margens de refino e o interesse em investimentos para o aumento de capacidade. Países como Índia e China, com elevadas taxas de crescimento apresentam projetos ambiciosos de elevação do refino de petróleo com a instalação de refinarias com capacidades de processamento e complexidades elevadas. Outros países produtores de petróleo também anunciam novas refinarias com o objetivo de exportar derivados, capturando assim a margem de refino, com a venda de produtos acabados. Mesmo países da União Europeia e os Estados Unidos, que apresentam severas restrições ambientais para a instalação de uma nova refinaria, já vêm sinalizando com propostas de empreendimentos significativos.

No caso brasileiro a tendência é semelhante e a PETROBRAS já anunciou para o início da próxima década a entrada em operação de três novas refinarias. Uma delas estará voltada para a produção de insumos petroquímicos utilizando petróleo Marlim com API 19,9, em parceria com a iniciativa privada; outra para a produção de derivados, notadamente óleo diesel, em parceria com a PDVSA, processando uma mistura do petróleo Marlim API 16,1 com um petróleo melhorado venezuelano de API semelhante, a ser instalada em Pernambuco; e a última voltada para a produção de óleo diesel gasolina premium para exportação. Esta refinaria é interessante porque viabiliza a exportação dos derivados e não do petróleo bruto.

1.1 Objetivo do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo avaliar a evolução da indústria de refino de petróleo no Brasil desde o seu início, mostrar sua situação atual e apresentar propostas para seu desenvolvimento diante de um cenário cada vez mais exigente no que tange a questões ambientais, qualidade de produtos, e eficiência dos processos. As refinarias, em função do necessário aumento de complexidade para viabilizar o processamento de petróleos mais pesados, produzindo derivados de maior valor agregado com qualidade compatível com mercados mais restritivos, demandarão mais energia.

Esta necessidade deverá ser contrabalançada por configuração mais eficiente, reduzindo a demanda energética específica dos processos, e, por consequência, as emissões. Estamos vivendo um desafio que resultará na entrada em operação, nos próximos dez anos, de diversas unidades de hidrotreatamento e conversão, o que resultará na necessidade de unidades de geração de hidrogênio, plantas de tratamento de águas residuais, além de unidades 20 para tratamento dos gases e recuperação de enxofre. Este impacto será apresentado comparando-se sua magnitude com o desenvolvimento histórico de nosso parque de refino.

2 – Metodologia

Este trabalho foi preparado a partir de uma ampla revisão bibliográfica do tema em questão, em entrevistas pessoais com engenheiros e técnicos de diversas refinarias e da Sede da PETROBRAS, busca em páginas da Internet, notadamente as da PETROBRAS, Ministério das Minas e Energia e Agência Nacional do Petróleo. A extensa bibliografia interna da PETROBRAS foi consultada tomando-se os devidos cuidados com relação à divulgação de informações estratégicas. Um ponto importante para a elaboração deste trabalho foi a própria experiência do autor na condução de estudos voltados para as modificações no parque de refino da PETROBRAS face ao atendimento das novas especificações de derivados, processamento de petróleo nacional pesado e adequação do perfil de produção às demandas do mercado brasileiro. É importante ressaltar que as projeções apresentadas no trabalho refletem a experiência e visão do próprio autor, existindo diferentes visões relacionadas com as possíveis opções para o futuro.

O Planejamento do Refino apresenta uma série de incertezas que exigem uma constante avaliação das premissas que compõem o cenário criado e que resulta na escolha das unidades de processo, suas capacidades, épocas de implantação e severidade. Os estudos de viabilidade técnico-econômicos utilizados na avaliação deste empreendimento são ferramentas extremamente valiosas já que os valores dos investimentos em questão ficam na casa de bilhão de dólares.

Torna-se fundamental aprofundar as discussões acerca deste importante tema, cada vez mais significativo com a conquista da autossuficiência na produção de petróleo. Este marco vai trazer para a PETROBRAS e para a própria sociedade nos próximos anos a discussão entre exportar petróleo ou implantar refinarias para viabilizar o processamento do nosso petróleo, exportando-se os derivados produzidos. Visando apresentar uma revisão e apresentação didática de conceitos importante ao refino de petróleo, no Apêndice I são apresentados quatro grandes grupos de processos: Físicos, Químicos, de Tratamento e Auxiliares. No primeiro grupo são apresentados os processos que têm como objetivo separar as frações do petróleo sem promover quaisquer modificações nas estruturas químicas dos compostos presentes. Aquela referentes aos processos químicos são as que promovem alteração nas características químicas das frações processadas, buscando a produção das que apresentam maior valor agregado. Diferente dos processos físicos, estes processos utilizam reações de quebra das cadeias de hidrocarbonetos, além de reagrupamento ou 22 reestruturações molecular. O terceiro grupo se refere às Unidades utilizadas para enquadrar os derivados nas especificações exigidas. Com esses processos se consegue promover um rearranjo das moléculas e/ou a remoção dos compostos de enxofre, nitrogênio e outros que causam instabilidade química, corrosão e danos ao Meio Ambiente.

O último grupo trata das Unidades Auxiliares como, por exemplo, as Unidades de Recuperação de Enxofre. No capítulo 3 busca-se apresentar a história do refino de petróleo no Brasil, história essa que se confunde com a da PETROBRAS em muitos

momentos. Optou-se pela divisão em quatro grandes períodos: fase inicial, gestão do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), monopólio PETROBRAS e abertura do mercado. Dentro destes períodos se apresentará a história das primeiras destilarias que operavam em batelada, e seu importante papel como desbravadoras, ou seja, um pouco desta epopeia que foi trazer o petróleo Ganso Azul do Peru para uma destilaria em Uruguaiana no Rio Grande do Sul. Outros importantes marcos que serão abordados dizem respeito a: - primeira refinaria construída pelo Conselho Nacional de Petróleo (CNP): a atual RLAM;

- Primeira refinaria de grande porte construída em Cubatão, a atual RPBC, as discussões sobre sua localização e configuração, além da sua entrada em operação pela recém-criada PETROBRAS;

- Primeira refinaria construída pela Petrobras: a REDUC; -

- A construção da gigante REPLAN, a Refinaria do Planalto;

- As mais recentes: REPAR e REVAP;

- Os particulares: Ipiranga e Mangueiras;

A LUBNOR, responsável pela produção de lubrificantes naftênicos. No capítulo 4 são apresentados conceitos tais como o índice de complexidade de Nelson, capacidade de conversão e hidro refino e analisadas diversas questões relacionadas à evolução do refino de petróleo no Brasil. É mostrada uma série histórica com o aumento expressivo da capacidade de refino e da complexidade do Parque ao longo dos anos.

Um destaque é devotado à análise da qualidade dos petróleos que foram processados até o crescimento da produção interna e como ela interferiu na adaptação de nossas refinarias, além das questões referentes às especificações dos derivados.

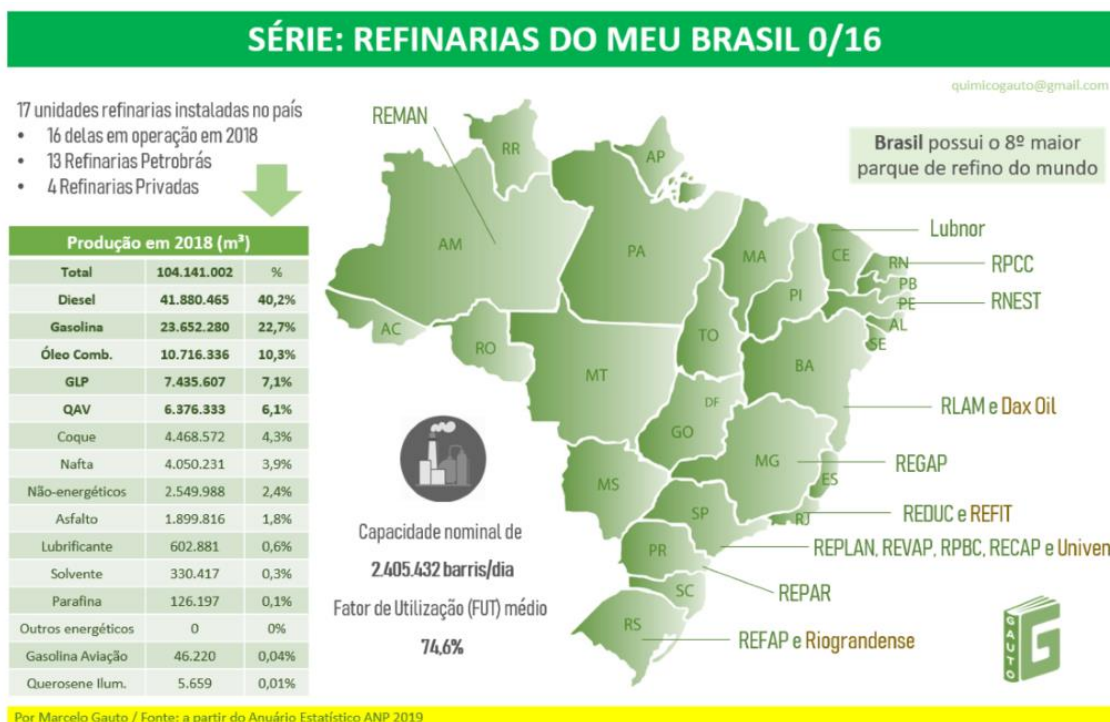
No capítulo 5 são apresentadas as bases para a definição do Refino futuro, contemplando os desafios a serem vencidos no que tange ao processamento do Petróleo Nacional, ao atendimento da demanda e qualidade dos derivados e ao impacto Ambiental nos próximos anos. Nesse capítulo cada uma destas questões será avaliada no que se refere às iniciativas em andamento e apresentadas as projeções do autor para a solução dos desafios a serem superados.

3 – História do Refino no Brasil

A história da Indústria do Refino do Brasil é extremamente rica, repleta de ações corajosas de pessoas que acreditavam na importância estratégica do refino de petróleo em nosso país. Muito se avançou desde os pioneiros que atuaram para a implantação das primeiras destilarias que processavam o petróleo em bateladas, e que iam buscar a matéria prima em pontos distantes, primeiramente no Peru, através de balsas, trens e os mais diversos meios de transporte.

3.1 Fases da indústria do refino no Brasil

A esta fase inicial do refino no Brasil se seguiram as seguintes: gestão Conselho Nacional de Petróleo (CNP), monopólio Petrobras e abertura do refino. Analisar esta história e acompanhar os principais passos deste desenvolvimento leva a um melhor entendimento da situação atual do nosso parque, suas deficiências e forças. Ao longo deste texto, poderemos verificar o papel fundamental da Petrobras no desenvolvimento do parque de refino nacional, tanto no que se refere à implantação de novas refinarias, como na aquisição de refinarias existentes e na sua modernização. Atualmente, a Petrobras dispõe de onze refinarias, conforme se observa na Figura.



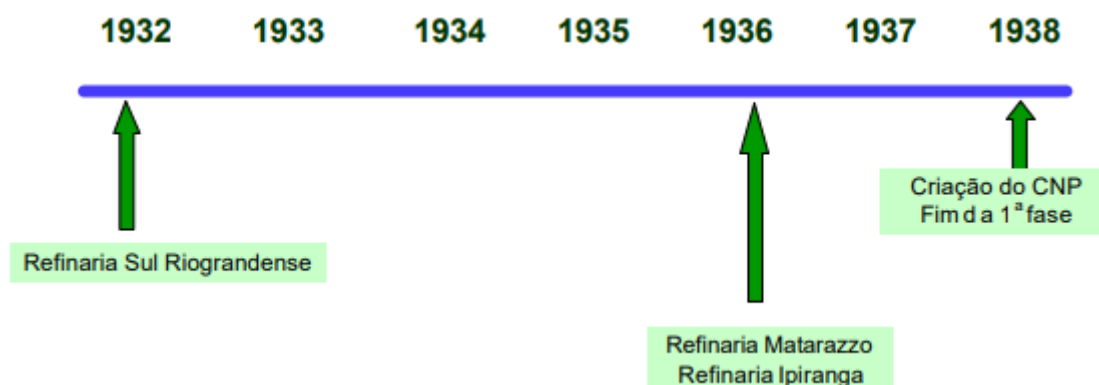
3.2 Fase inicial da indústria do refino no Brasil

As três primeiras décadas no século 20 não apresentaram nenhum investimento no refino de petróleo no Brasil. Todos os derivados de petróleo eram importados, atingindo-se consumos médios de 10 mbl/d (1 590 m³ /d) na década de 20, e 20 mbl/d (3 180 m³ /d) na década seguinte (MINADEO, 2002). O primeiro período (Fase Inicial) teve como fato marcante a entrada em operação de algumas “destilarias” de pequena capacidade no Rio Grande do Sul e em São Paulo na década de 30. Eram unidades extremamente simples que operavam em batelada (processo descontínuo)

A primeira delas foi construída em 1932 em Uruguaiana, Rio Grande do Sul, a partir de material usado adquirido da Argentina, de onde as instalações foram desmontadas, para reutilização no Brasil. A Destilaria Sul-rio-grandense tinha a capacidade de 150 bl/d (24 m³ /d) (ODDONE, 1965), e processava petróleo peruano, transportado por via marítima até Buenos Aires, sendo transferida de trem até Los Libres e de barcaça até a “destilaria”. Em 1935, a Argentina proibiu o tráfego de petróleo pelo país, a Sul-rio-grandense ficou parada até o ano seguinte, quando a Refinaria Ipiranga colocou em operação uma unidade de 1 mbl/d (159 m³ /d) que também operava em batelada na cidade do Rio Grande, e criou uma logística de suprimento de petróleo compatível com estas duas unidades. Também em 1936 entrou em operação a refinaria Matarazzo em São Caetano do Sul, São Paulo, com capacidade de processamento em batelada de 500 bl/d (80 m³ /d).

Esta destilaria era de propriedade do Grupo Matarazzo e tinha como objetivo atender basicamente as necessidades de derivados de petróleo deste grupo. Tanto esta unidade quanto a de Uruguaiana foram adquiridas pela Petrobras em 1974, sendo desativadas em função da obsolescência do seu processo de destilação. O processamento contínuo de petróleo mostrou-se muito mais rentável, fazendo com que os processos de destilação em batelada passassem, apenas, a fazer parte da história do refino no Brasil. A Refinaria Ipiranga em 1948 passou por um processo de modernização, viabilizando assim, a partir de processos contínuos, o aumento do processamento de petróleo para 6 mbl/d (954 m³ /d).

O esquema de refino incluía uma unidade de craqueamento térmico que não operou adequadamente e foi adaptada para o processamento de petróleo, elevando a capacidade de refino da Ipiranga para 9,5 mbl/d (1 510 m³ /d) (MARTINS, 1977). Na Bahia duas pequenas unidades operando em batelada, uma localizada em Aratu e a outra em Candeias produziam pequena quantidade de gasolina, óleo diesel e querosene de iluminação a partir de petróleos locais (MATTOS, 2000), mas que se destinavam, basicamente, ao consumo necessário para a produção de petróleo na região.



3.3 Gestão do CNP

A criação do CNP pelo Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938, foi o primeiro passo para a organização do negócio petróleo no Brasil, iniciando a segunda fase. No que tange ao refino, a legislação previa que as pequenas refinarias existentes seriam nacionalizadas (o que acabou não ocorrendo em função da pressão exercida pelos grupos privados), embora existissem condições para participação privada em novos empreendimentos por meio de concessões. Na concepção original, o CNP funcionaria como um órgão colegiado, composto pelos ministros das três Forças Armadas, da Fazenda e do Trabalho, Indústria e Comércio, além de representantes de sindicatos da indústria e do comércio, sendo seu presidente nomeado pela Presidência da República.

O primeiro presidente foi o general Horta Barbosa que esteve à frente do órgão no período de 1938 a 1943. Oficial nacionalista, sempre se posicionou firmemente para a construção da primeira refinaria estatal: a Refinaria Nacional de Petróleo. Em 1943, enfraquecido, o General Horta Barbosa pediu demissão, sendo nomeado outro militar, o general João Carlos Barreto, que iniciou uma transição no sentido de se construir bases mais liberais para o desenvolvimento do refino de petróleo no país. Foram, então, publicados editais prevendo concessões para a instalação de refinarias privadas no Rio de Janeiro e em São Paulo. Como resultado da concorrência efetuada pelo CNP, foi dada a concessão em 1945 para o Grupo Drault Ernany para a construção de uma refinaria de 10 mbl/d (1 590 m³ /d) no Rio de Janeiro (Refinaria de Mangueiras) e outra em 1946 com capacidade de 20 mbl/d (3 180 m³ /d) para o Grupo Soares Sampaio (Refinaria União). Ambas as refinarias, porém, só entraram em operação em 1954, ano da criação da Petrobras. Ou seja, nenhuma refinaria privada nova surgiu na fase de gestão do CNP. A nova refinaria foi a de Mataripe, criada por iniciativa governamental, com capacidade de 2,5 mbl/d (397 m³ /d) que entrou em operação em 1950, como apresentado no item

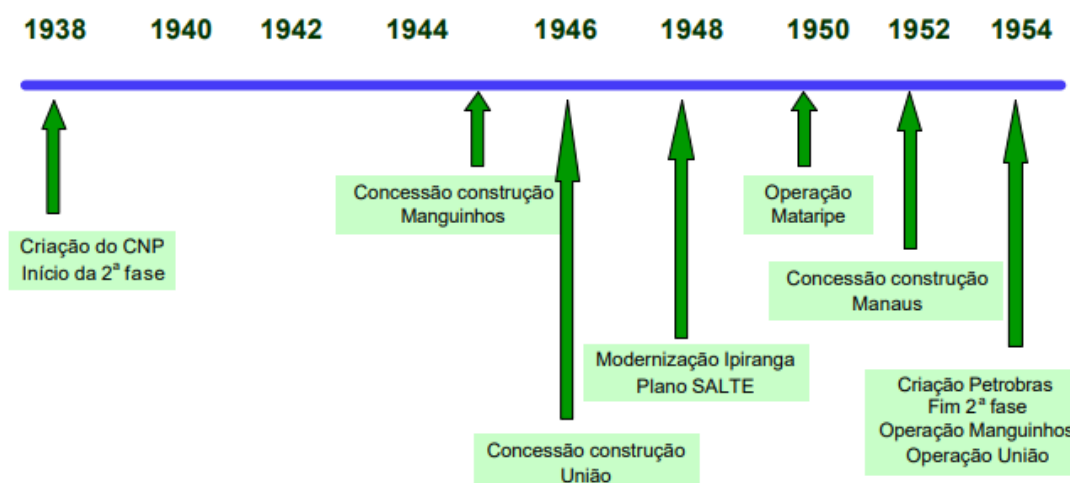
O CNP ainda deu uma concessão em 1952 ao Grupo Sabbá para a construção de uma refinaria de 5 mbl/d (795 m³ /d) em Manaus. Este projeto contou com um

financiamento do antigo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), atual BNDES. Apesar desta fase ter produzido resultados incipientes para o refino no Brasil, é interessante ressaltar que aí foram formados profissionais brasileiros que tiveram um papel fundamental na formação técnica inicial da Petrobras.

Nesta fase, também, temos o Plano SALTE (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia) apresentado ao Congresso através de uma mensagem do presidente Eurico Gaspar Dutra em maio de 1948, e que veio a ser executado no período de 1949 a 1953. Este plano foi elaborado por técnicos brasileiros e americanos, e contou com financiamento dos Estados Unidos. No que tange ao refino, o plano SALTE previa a aquisição e montagem de uma refinaria para a produção diária de 45 mbl/d (7 155 m³ /d), além da ampliação da capacidade da refinaria de Mataripe, e a aquisição de 15 petroleiros de 15.000 toneladas cada um, que viriam a constituir a Frota Nacional de Petroleiros (Fronape).

O Plano SALTE previa a construção da primeira refinaria nacional de grande porte para a época, o que provocou grandes polêmicas sobre a sua localização, culminando pela escolha de Cubatão, conforme abordado no item 3.2.2. Esta refinaria, porém, não entrou em operação sob a gestão do CNP já que com a criação da Petrobras em 1954, esta assumiu as obras viabilizando sua entrada em operação em 1955.

A Figura apresenta os principais fatos do período referente à gestão do CNP compreendido entre 1938 e 1954.



3.4 Monopólio da Petrobras

A terceira fase surgiu com a Lei 2.004. Esta lei foi sancionada em 3 de outubro de 1953, e estabelecia o monopólio da União Federal sobre as atividades integrantes da indústria do petróleo: - Pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros existentes no território nacional; - Refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; - Transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no país; - Transporte, por meio de dutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. Esta lei estabelecia, também, que a União poderia constituir a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, como empresa estatal de petróleo para execução deste monopólio.

No dia 12 de março de 1954, durante a 82ª Sessão Extraordinária do CNP, nascia a Petrobras. Em 2 de abril de 1954, o Governo Federal aprovava a decisão com o Decreto nº 35.308. Esta fase foi extremamente rica para o crescimento do refino de petróleo no país e apresentou como marco inicial a construção de uma refinaria com capacidade de 90 mbl/d (14 Concessão construção Mangueiros Criação do CNP Início da 2ª fase 1938 1940 1942 1944 1946 1948 1950 1952 1954 Modernização Ipiranga Plano SALTE Concessão construção União Criação Petrobras Fim 2ª fase Operação Mangueiros Operação União Concessão construção Manaus Operação Mataripe 29 310 m³ /d) em 1961, no Rio de Janeiro – a Refinaria Duque de Caxias, como abordado no item mostra a situação do Parque de Refino Brasileiro em 1965 (ODDONE, 1965).



4 HISTÓRIA DAS REFINARIAS NO BRASIL

De modo a se entender melhor a história do Refino no Brasil, vale acompanhar os passos trilhados em cada grande empreitada. As refinarias foram sendo implementadas, modificadas, adequadas à nossa realidade, enfim, tornando-se parte de um complexo Parque de Refino.

4.1 - A Refinaria Nacional de Petróleo – a RLAM

Com a descoberta do petróleo em terras baianas (a preciosa matéria-prima jorrou pela primeira vez em Lobato em 1939), o então recém criado Conselho Nacional de Petróleo, ligado à presidência da República, responsabilizou-se pela perfuração de novos poços em Lobato e no Recôncavo Baiano. Em 1941 foi descoberto o campo de Candeias e, em seguida, o de Itaparica.

Estes petróleos, altamente parafínicos com grande dificuldade de manuseio (devido ao elevado ponto de fluidez), influenciaram decisivamente na escolha da localização da refinaria em Mataripe a 6 km de Candeias, no Recôncavo Baiano, em 1946. A autorização para a construção da Refinaria de Mataripe, através do Decreto Federal nº 9.881, publicado no Diário Oficial da União de 17 de setembro de 1946, foi motivada pelo crescimento da economia brasileira, já que a demanda de derivados passou a apresentar um expressivo impacto nas importações. O investimento inicial aprovado foi de Cr\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de cruzeiros), sendo que 50% (cinquenta por cento) desse capital deveria ser subscrito pela União. Entre 1947 e 1948, a importação de gasolina aumentou em 200 mil toneladas; de óleos combustíveis em 419 mil toneladas; e de querosene em 54 mil toneladas.

A empresa norte-americana M. W. Kellogg venceu a concorrência para elaboração do projeto, construção, montagem e pré-operação da nova refinaria. Foram implementadas, inicialmente, unidades de destilação, reforma e craqueamento térmico (projeto 7665-1), com capacidade de processar 2,5 mbl/d (397 m³/d), e uma central termoelétrica (projeto 7665-2) composta de duas caldeiras. A adoção de um esquema de refino integrando a destilação e o craqueamento térmico tinha como objetivo reduzir o investimento total.

Desta forma, equipamentos como a torre de destilação e o forno eram únicos, sendo utilizados por ambos os processos.

As obras foram iniciadas em agosto de 1949, sendo que no dia 17 de setembro de 1950 foi processada a primeira carga de petróleo, entrando em operação a U -1, uma casa de força com duas caldeiras e demais utilidades. Uma represa nas proximidades de Mataripe garantia o suprimento de água doce e o Porto de Candeias facilitava o transporte marítimo dos derivados. A RLAM estava começando a sua história com o nome de Refinaria Nacional de Petróleo S.A., sendo a primeira refinaria construída sob a responsabilidade do CNP, produzindo gasolina, óleo diesel e óleo combustível. Em 1953, a Refinaria Nacional de Petróleo sofreu sua primeira ampliação, duplicando a sua capacidade de processamento de petróleo. O projeto também foi conduzido pela M. W. Kellogg. Foram construídas novas unidades de destilação, reforma e craqueamento térmico (projeto 5051-1) iguais à anteriores (projeto 7665-1) e uma unidade de polimerização catalítica de propenos (projeto-5051-3) com capacidade de carga de 93 m³/d. Esta foi a primeira unidade catalítica em terras brasileiras e tinha como objetivo o aumento da produção de gasolina usando propeno e butenos, de baixo valor

econômico na época, como carga. A central termoelétrica também foi ampliada (projeto 5051-2) com a adição de mais uma caldeira. Posteriormente, foi montada uma quarta caldeira a fim de permitir maior flexibilidade na geração de vapor.

O segundo conjunto de unidades de destilação, reforma e craqueamento térmico começou a funcionar em março de 1954. Já a unidade de polimerização catalítica iniciou sua operação em novembro desse mesmo ano, sendo desativada em 1968 assim como a segunda unidade de polimerização catalítica que havia iniciado sua atividade em 1959. Em 10 de maio de 1954, a Refinaria Nacional foi incorporada ao patrimônio da Petrobras. A partir de 14 de dezembro de 1957, por ato do Presidente da República, a Refinaria Nacional de Petróleo passou a ser denominada Refinaria Landulpho Alves, em homenagem ao Senador Landulpho.

Alves de Almeida, parlamentar baiano de participação ativa na aprovação da lei 2004, que criou o monopólio estatal do petróleo. No final desta década a refinaria passou por sua primeira grande ampliação. Entrou em operação em 1959 a U -4 (Destilação Atmosférica) com capacidade de processamento de 3 500 m³/d de petróleo e a U -5 (Destilação a Vácuo) com capacidade de 2 000 m³/d. Na sequência, em 1960, uma outra destilação a vácuo, com capacidade de 1 348 m³/d, junto com a ampliação da Unidade 1, que passou a ter a capacidade de processar 2 835 m³/d de petróleo e a primeira Unidade de Craqueamento Catalítico desta refinaria conferiram à RLAM condições de alcançar o patamar de atendimento de aproximadamente 10% do consumo nacional de derivados. Entrou em operação, também em 1960, o Conjunto de Unidades para a Produção de Lubrificantes e Parafinas, composto por unidades de desasfaltação, desaromatização (extração com fenol), desparafinação, destilação de parafinas (unidade já desativada) e percolação de óleos e parafinas.

Desta forma, a RLAM passou a ser a primeira refinaria brasileira capaz de produzir óleos básicos lubrificantes parafínicos e parafinas. Outro importante aspecto foi a utilização de petróleo nacional produzido na Bahia como matéria prima desta produção. Em 1962, o condensado de gás natural passou a ser fracionado na refinaria, que passou ainda a contar dois anos depois, com um fracionamento adicional de nafta. Em 1970, novo aumento de capacidade, com a entrada em operação de mais uma Unidade de Fracionamento de Líquido de Gás Natural. Neste período, a capacidade de refino foi também ampliada com a entrada em operação de uma Unidade de Produção de Asfalto a partir de petróleo pesado, além de outras modificações nas unidades U-1, U-2, e U-4.

Na década de 70, foi ampliada a Unidade de Craqueamento Catalítico, a qual passou por outras modificações para aumento de capacidade nas décadas seguintes, e foram implantadas uma nova Unidade de Desparafinação de Óleos Básicos, além das Unidades de Hidrogenação de Óleos Lubrificantes e Hidrogenação de Parafinas. A história de crescimento desta refinaria prosseguiu firme nos anos que se seguiram. Novas Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo foram implantadas em 1978, ampliações de Unidades existentes aconteceram nas décadas de 80 e 90, culminando com a implantação da U-32 (Destilação Atmosférica e a Vácuo) que entrou em operação

em 1997 com capacidade de 27 000 m³/d e alcançando atualmente o patamar de 30 000 m³/d. Com esta nova Unidade foram desativadas as antigas unidades U-1 e U-2, fazendo com que a capacidade total de processamento desta refinaria se situe hoje em 44 600 m³/d. Adicionalmente, a refinaria passou a contar em 2001 com a maior Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduo projetada pela PETROBRAS com capacidade de 10 000 m³/d, processando resíduo atmosférico e resultando em um expressivo aumento do grau de complexidade desta refinaria. No que tange a preocupações ambientais, a primeira Unidade de Recuperação de Enxofre desta refinaria entrou em operação em 2001, minimizando as emissões de SO_x para a atmosfera, a exemplo do que ocorreu com as demais refinarias. Os desafios, porém, continuam. A RLAM conta para os próximos anos com dois grandes empreendimentos, sendo um voltado para a produção de gasolina e outro para a produção de óleo diesel com teores de enxofre inferiores a 50 ppm.

4.2 A Primeira Refinaria de Grande Porte – a RPBC

A primeira refinaria de grande porte construída no Brasil foi concebida através do conjunto de projetos do Plano SALTE apresentado pelo presidente Dutra, tendo havido muita polêmica com relação à sua localização. Um aspecto interessante desta discussão começou no final dos anos 40 quando o engenheiro-coronel Arthur Levy, junto com outros engenheiros do CNP, passaram a analisar os terrenos da Baixada Santista. O objetivo era definir o melhor percurso para o futuro oleoduto Santos-São Paulo e encontrar o lugar apropriado para instalar a estação de bombeio. Este duto tinha uma importância estratégica, já que naquela época o transporte de combustíveis entre o Porto de Santos e a cidade de São Paulo já superava um milhão de toneladas anuais, o que resultava em custos crescentes devido à estrutura logística (ferroviária e rodoviária) necessária.

A construção deste oleoduto passou a fazer parte dos projetos contidos no Plano SALTE, sendo que a construção e operação foram outorgadas à Estrada de Ferro Santos-Jundiaí, pela autorização n.º 850, de 27 de agosto de 1948, do CNP. Esta concessão se devia ao fato de Santos Jundiaí já transportar 80% do volume de combustíveis líquidos recebidos pelo Porto de Santos (COUTO, 2003). A firma norte-americana Willian Brother Inc. (Tulsa/EUA) foi encarregada de preparar o projeto, sendo o engenheiro do CNP Leopoldo Miguez de Mello encarregado da compra do material necessário para a construção e o engenheiro-coronel Arthur Levy responsável pela presidência da Comissão de Construção do Oleoduto (COUTO, 2003). Em outubro de 1951, o primeiro oleoduto com 10 polegadas de diâmetro entrou em operação transportando produtos claros. Em setembro do ano seguinte o segundo com 18 polegadas passou a operar escoando óleo combustível e petróleo. Este conjunto de oleodutos foi o primeiro construído na América Latina, sendo adquirido pela PETROBRAS em 1974. Em paralelo com a decisão sobre o trajeto do oleoduto outra discussão ocupava a sociedade brasileira: onde deveria ser instalada a refinaria de grande porte, com capacidade

compatível com 80% do consumo brasileiro na época (os restantes 20% seriam supridos pelas refinarias particulares cuja concessão já havia sido expedida e pela RLAM, cuja ampliação também estava prevista no Plano SALTE).

A Lei No 650 de 13 de março de 1949 autorizou o CNP a adquirir projeto e equipamentos para esta refinaria, destacando-se que ela deveria ter capacidade de craqueamento, com o objetivo de aumentar a produção de derivados de maior valor agregado. Para o desenvolvimento do projeto e acompanhamento da obra foi selecionada a empresa norte-americana Pan American Hydrocarbon Research Inc. e para o fornecimento dos equipamentos, o consórcio francês Fives-Lille & Schneider & Cie. Após os estudos desenvolvidos por uma comissão técnica designada para definir entre quatro diferentes regiões (Rio de Janeiro, Santos, Recife e Belém), qual seria o melhor local para instalação da refinaria, o general João Carlos Barreto, presidente do Conselho Nacional do Petróleo, anunciou em 17 de agosto de 1949 que o Rio de Janeiro havia sido escolhido em função de fatores econômicos, políticos, técnicos e militares (COUTO, 2003, citando a Tribuna de Santos 1949).

A opção por Belém era cogitada em função da proximidade ao fornecedor de petróleo (Venezuela) e da expectativa de descoberta de petróleo na Região Amazônica. Rio de Janeiro e Santos, porém, eram opções mais interessantes em função da facilidade de mão de obra, da questão de segurança que fervilhava no pós-guerra (2ª Guerra Mundial), infraestrutura de transporte (portos, ferrovias e rodovias), assim como proximidade do mercado consumidor brasileiro. No entanto, a decisão unânime do CNP de aprovar o parecer da Comissão Técnica, que definia o Distrito Federal (ou adjacências) como o melhor local para a instalação da grande refinaria, não foi à frente, já que o presidente da República Eurico Gaspar Dutra se decidiu pela região de Santos. A Secretaria da Presidência divulgou a seguinte nota para a imprensa, da reunião realizada no dia 2 de setembro de 1949, no Palácio do Catete:

“O Sr. presidente da República reuniu o Conselho de Segurança Nacional, para decidir sobre a localização da refinaria de petróleo do Estado para 45 000 barris diários e apreciar a situação atual dos municípios anteriormente declarados bases militares. Quanto à primeira parte, foi indicado o porto de Santos para instalação da refinaria, de acordo com a deliberação da maioria dos presentes, incluída a manifestação favorável do Sr. presidente da República” (COUTO, 2003, citando a Tribuna de Santos 03/09/1949).

No dia 4 de outubro de 1949, o presidente do CNP, João Carlos Barreto, designou o coronel Arthur Levy e o engenheiro Paulo Mendes de Oliveira Castro para constituírem a Comissão encarregada de selecionar a área mais conveniente, em Santos, para a instalação da refinaria. A Comissão estava encarregada de analisar a natureza do subsolo, as possibilidades de acesso rodoviário e ferroviário, o fornecimento de energia elétrica, a propriedade dos terrenos, seu preço e condições de venda. Finalmente, em

dezembro de 1949, o Conselho Nacional de Petróleo anunciou, para todo o país, que o município de Cubatão era o local escolhido para sediar a refinaria. Outras áreas estudadas na região de Santos se mostraram precárias em função da natureza do subsolo, que exigiria um gasto elevado com fundações. E, assim, no dia 30 de dezembro, na sede do CNP no Rio de Janeiro, contando com a presença do prefeito de Cubatão, Armando Cunha, o general João Carlos Barreto assinou as primeiras escrituras de compra e venda dos terrenos, situados no sopé da Serra de Cubatão. A pedra fundamental, simbolizando o início das obras de construção, foi colocada no dia 4 de setembro de 1950, com a presença do presidente da República, general Eurico Gaspar Dutra. No dia 28 de junho de 1952, o presidente da República, Getúlio Vargas, visitou a cidade para inaugurar a torre C (Destilação), a primeira torre instalada.

conforme Figura

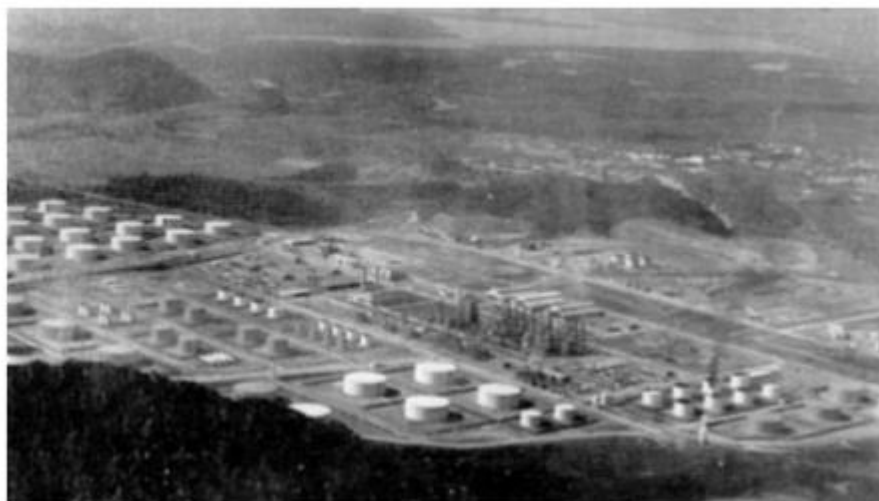


Figura 3.7 – Presidente Getúlio Vargas em visita a RPBC

No dia 21 de maio de 1954, a Refinaria de Cubatão foi incorporada oficialmente à PETROBRAS que assumiu a responsabilidade do término de sua construção. Nesta ocasião, a situação do refino no Brasil estava de acordo com a Tabela 3.3. Tabela 3.3 – Situação do Parque de Refino Brasileiro em 1954 Refinaria Capacidade (m³/d) Situação

Capuava 3 180 Particular (Iniciando operação) Manguinhos 1 590 Particular (Iniciando operação) Ipiranga 795 Particular (Em operação) Matarazzo 143 Particular (Em operação) Riograndense 64 Particular (Em operação) Manaus 795 Particular (Em construção) Mataripe 795 Petrobras (Em operação)

O prazo inicial previsto pelo presidente da Comissão da Refinaria de Cubatão, general Stenio de Albuquerque Lima, para que a Refinaria entrasse em operação no início de 1954 não foi cumprido. A refinaria só recebeu a primeira remessa de petróleo bruto em 7 de dezembro de 1954. Foram 16 000 toneladas de petróleo venezuelano bombeados pelo Oleoduto da Estrada de Ferro Santos-Jundiaí para os tanques da Refinaria. A refinaria só iniciou o processamento de petróleo em 30 de janeiro do ano seguinte, efetuando a primeira entrega de derivados às companhias distribuidoras em 17 de fevereiro de 1955. A inauguração oficial da refinaria se deu no dia 16 de abril de 1955, recebendo o nome do Presidente Arthur Bernardes em homenagem ao ex-presidente falecido alguns dias antes, em 23 de março de 1955, contando com a presença das mais importantes figuras políticas do país.



Em 1974, entrou em operação a primeira Unidade de Coque amento Retardado no Brasil com capacidade de 17 mbl/d (2 703 m³/d). Esta Unidade tem um importante papel na mudança do perfil de produção de uma refinaria, reduzindo expressivamente a produção de óleo combustível. Ainda hoje, a RPBC é uma das refinarias com menor percentual de produção deste derivado no Parque de Refino Brasileiro. Na década seguinte mais dois acréscimos: a Unidade de Alquilação para a produção de Gasolina de Aviação que entrou em operação em 1984 com capacidade de 3 mbl/d (477 m³/d), e a segunda Unidade de Coque amento Retardado que entrou em operação em 1986 com capacidade de processamento igual à da primeira. Esta Unidade foi projetada pela Petrobras a partir de um processo de transferência de tecnologia. Com o aumento da produção de petróleo nacional, tornou-se necessária a adaptação metalúrgica das

Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo da refinaria, viabilizando-se, deste modo, o processamento de petróleo Marlim a partir de 1992.

No ano seguinte iniciou -se a construção de uma Unidade de Hidrotratamento de Diesel projetada pela PETROBRAS. Esta Unidade entrou em operação em março de 1998, viabilizando-se a produção de óleo diesel com baixo teor de enxofre nesta refinaria. A RPBC encontra-se atualmente em fase de avaliação das suas instalações de modo a ser preparada para o processamento de petróleos ainda mais ácidos e pesados, produzindo derivados com qualidade compatível com os mercados mais exigentes.

4.3 A primeira refinaria construída pela Petrobras: a REDUC No dia 4 de abril de 1952 o CNP aprovou um Plano de Localização de Refinarias de Petróleo.

Neste plano estava prevista uma refinaria localizada na costa e que teria como área de influência os estados da Guanabara, posteriormente fundido ao Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Espírito Santo e sul de Minas Gerais. Fruto de um extenso estudo das alternativas, optou -se pela implantação da refinaria no município de Duque de Caxias, fronteiro ao do Rio de Janeiro em local relativamente isolado. A área disponível era compatível com uma refinaria de grande porte e ainda suficiente para um expressivo crescimento de indústrias nas circunvizinhanças deste empreendimento. Outros importantes aspectos que foram determinantes para esta escolha foram a proximidade com a Baía de Guanabara que facilitava a logística de transferência de petróleo e derivados, e a disponibilidade de água.

Em 1956, foi aberta uma concorrência pública para definir qual seria a empresa responsável pela construção da refinaria. O processo culminou com a escolha da empresa americana Foster Wheeler em 30 de abril de 1957. As obras foram realizadas no período de 1958 a 1961, sendo que a primeira de muitas estacas foi cravada no dia 23 de junho de 1959. Por estar localizada em área de manguezais, a necessidade de estaqueamento é enorme em qualquer obra realizada nesta refinaria. A refinaria foi inaugurada pelo Presidente da República Juscelino Kubitschek com a presença do Presidente da Petrobras Idílio Sardenberg em 20 de janeiro de 1961, entrando em operação efetivamente em 9 de setembro daquele ano, quando foi produzida a primeira batelada de derivados de petróleo na REDUC (REDUC, 2001). O primeiro período de operação da refinaria se caracterizou pela produção de combustíveis já que a configuração inicial consistia das unidades apresentadas na Tabela 3.7. Tabela 3.7 – Configuração inicial da Refinaria Duque de Caxias TAG Unidade Carga (m³/d) U-1210 Destilação Atmosférica e a Vácuo 14 310 U-1220 Reforma Catalítica 1 749 U-1240 Desasfaltação a Solvente 1 908 U-1270 Tratamento Cáustico de Gasolina 2 385 U-1280 Tratamento Cáustico de GLP 1 113

A capacidade de destilação foi rapidamente aumentada em função do aprendizado na operação da refinaria e do aproveitamento das folgas existentes no projeto, atingindo em 1963 o patamar de 110 mbl/d (17 490 m³/d) e 120 mbl/d (19 080 m³/d) no ano seguinte. Em 1964 entrou em operação a U -1250 (Unidade de Craqueamento

Catalítico) com a capacidade inicial de 30 mbl/d (4 770 m³/d). Na década seguinte a refinaria experimentou um outro significativo ciclo de crescimento que podemos chamar de etapa dos Lubrificantes e Parafinas. O primeiro Conjunto de Lubrificantes entrou em operação em 1973, sendo que o 2º Conjunto foi inaugurado pelo Presidente da Petrobras Araken de Oliveira em 1979, tornando o Brasil autossuficiente na produção de óleos básicos lubrificantes parafínicos. Os dois conjuntos são compostos das Unidades.

Projetadas inicialmente para produção de H₂ a partir de nafta e adaptadas para gás natural em 1984 e 1986, respectivamente. No caso da REDUC, em função do processamento de petróleos cujas características implicam na necessidade de remoção de uma expressiva parcela de compostos aromáticos com o objetivo de conferir qualidade adequada aos lubrificantes, o esquema de produção de lubrificantes e parafinas efetua a desaromatização logo após a separação dos cortes por destilação, inversamente ao que acontece na RLAM.



A capacidade inicial de produção de óleos básicos era de 250 000 m³/ano, passando após a implantação do 2º conjunto e de sucessivas ampliações ao patamar de 650 000 m³/ano de óleos básicos e 30 000 t/ano de parafinas. Com o aumento da produção de petróleo na Bacia de Campos gerando, por consequência, a necessidade de escoamento e processamento do gás natural associado, na década de oitenta foram instaladas duas Unidades de Processamento de Gás Natural na refinaria. Estas Plantas tinham como objetivo retirar produtos nobres do gás, como o GLP e a nafta, disponibilizando para consumo um gás natural processado rico em metano com qualidade praticamente constante, evitando variações de qualidade e riscos de condensação em pontos das tubulações de distribuição.

Em 1989 entrou em operação a primeira Unidade de Hidrotratamento projetada pela Petrobras. Esta Unidade tinha como objetivo produzir querosene de aviação a partir

de querosene oriundo de petróleo nacional, rico em compostos nitrogenados, que conferem instabilidade química aos derivados. Permitia, também, o processamento de óleo diesel promovendo expressiva redução no teor de enxofre deste derivado. A U - 2700 entrou em operação com capacidade de processar 5 000 m³/d de querosene ou 4 000 m³/d de óleo diesel.

Novas Unidades da REDUC após 1990 TAG Unidade Ano U-3100 Separação de Propeno Grau Polímero 1996 U-3200 Produção de MTBE 1997 U-3300 Recuperação de Enxofre 1998 U-2800 Hidrotratamento de Instáveis 2003 U-3400 Fracionamento de Líquidos 2004

A Unidade de Separação de Propeno, Grau Polímero, tem como objetivo a separação do Propeno da corrente C 3 produzida na Unidade de Craqueamento Catalítico. Este propeno é comercializado para a produção de polipropileno. A Unidade de Produção de metil-terc-butil éter (MTBE) promove a reação de metanol com o isobuteno produzido no FCC, gerando um “booster” de octanagem. A atual legislação brasileira não permite a adição de nenhum outro oxigenado que não seja o álcool etílico na gasolina, o que limita esta produção à exportação. O MTBE, porém, tem sofrido restrições com relação ao seu uso em vários países em função da ocorrência de contaminação do lençol freático com prejuízos para a saúde da população atingida. Está em estudo na Petrobras uma alternativa para a adaptação destas Unidades para a produção de iso-ctano, também considerado “booster” de octanagem. Depois de todos estes ciclos de crescimento, a REDUC se tornou uma refinaria complexa, sendo a mais complexa do Sistema Petrobras. Porém, sua necessidade de crescimento objetivando aproveitar novas oportunidades ainda não cessou. Está prevista para os próximos anos uma sequência de novas unidades que vão conferir ainda mais competitividade a esta refinaria. A Tabela 3.10 mostra a capacidade destas futuras unidades e a previsão de entrada em operação. Tabela 3.10 – Futuras Unidades da REDUC

Unidade	Ano	Capacidade (m ³ /d)
Coque amento Retardado	2008	5 000
Hidrotratamento de Nafta de Coque	2008	2 000
Hidrodessulfurização de Nafta Craqueada	2009	5 000
Hidrotratamento de Instáveis	2010	4 000
Hidro craqueamento catalítico	2013	5 500

Com este novo conjunto de Unidades, a REDUC estará preparada para o desafio de atender um mercado cada vez mais exigente, tanto no que se refere aos combustíveis quanto aos lubrificantes, oferecendo produtos com teores de enxofre inferiores a 50 Ppm, processando petróleos nacionais. Projetos da década de 60: REGAP e REFAP As concepções originais da REGAP e da REFAP foram idênticas, envolvendo uma Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo e uma Unidade de Craqueamento Catalítico, privilegiando a produção de gasolina a partir do processamento de petróleos importados leves com API superior a 33 (MARTINS, 1977). Ambas as refinarias tinham como objetivo atender o mercado regional, o que foi se tornando possível em função do aumento do número de refinarias instaladas no território nacional. A REGAP destinaria sua produção para Minas Gerais, Goiás e Brasília e a REFAP para o Sul do país. A localização final da REGAP no município de Betim, às margens da Rodovia Fernão Dias,

distante aproximadamente 25 km de Belo Horizonte, foi definida em função da facilidade do escoamento da produção. O nome, Gabriel Passos, teve como objetivo homenagear o político mineiro que foi ministro das Minas e Energias, grande defensor do monopólio estatal de petróleo, falecido em 1962. Esta refinaria entrou em operação em 30 de março de 1968, mas o oleoduto Rio-Belo Horizonte (ORBEL) permitiu já no ano anterior o recebimento de derivados da Refinaria Duque de Caxias.

Cada refinaria, porém, foi submetida a um diferente processo de evolução no seu esquema de refino, após uma etapa inicial de ajustes de capacidade, aproveitando-se as folgas existentes nos projetos. No final da década de setenta, a REGAP já processava 12 000 m³/d na Destilação e 2 600 m³/d no FCC, ao mesmo tempo a REFAP atingia patamares semelhantes. No início da década seguinte a REGAP recebeu um segundo conjunto de unidades, contando a partir daí com duas Destilações e duas Unidades de Craqueamento Catalítico. Além disso, recebeu à semelhança da REVAP, a mais nova das refinarias brasileiras, um conjunto de Unidades de Hidrotratamento passando a ter um conjunto de unidades como;

(m³/d) Partida Destilação Atmosférica e Vácuo II 10 000 12 000 1982

Craqueamento Catalítico II 3 000 3 800 1983

Hidrotratamento de Nafta Leve 1 800 1 800 1983

Hidrotratamento de Querosene 1 800 1 800 1983

Hidrotratamento de Óleo Diesel 2 600 2 600 1983

Adicionalmente, a REGAP passou a contar com uma Unidade de Coque amento Retardado no início da década de 90, melhorando expressivamente o seu perfil de produção de derivados. Em 2004, recebeu, também, a sua primeira Unidade de Hidrotratamento de Instáveis, passando a contar com um total de quatro unidades de hidrotratamento. Já a REFAP seguiu um caminho distinto, recebendo apenas uma nova Unidade de Destilação Atmosférica na década de 80. A grande expansão desta refinaria se deu no período 2002-2006 quando passou por um expressivo processo de modernização de suas instalações passando a contar com o conjunto de unidades apresentado na Tabela 3.13, sendo que todas estas unidades foram projetadas pela Petrobras. Tabela 3.13 – Projeto de Modernização da REFAP: 2002-2006

Unidade Carga inicial (m ³ /d)	Hidrotratamento de Instáveis	4 000
Craqueamento Catalítico	Resíduo	7 000
Coque amento Retardado		2 000

Ambas as refinarias estão sendo submetidas a um processo de adequação do seu esquema de refino para o atendimento às novas especificações de gasolina e óleo diesel, o que resultará num aumento de sua complexidade no final da década.

4.4 A gigante REPLAN A maior refinaria brasileira iniciou o processamento de petróleo em 2 de fevereiro de 1972, sendo inaugurada três meses depois.

A refinaria foi construída em mil dias, atingindo a meta traçada. A chamada refinaria do Planalto (REPLAN) teve sua localização fortemente influenciada pelos seguintes fatores: facilidade de escoamento da produção, boas condições de abastecimento de água e a existência de uma zona industrial na região. A princípio, o objetivo era localizar a refinaria próximo ao grande centro consumidor paulista, então abastecido pela RECAP e RPBC, mas por conta da disponibilidade de água optou-se pela localização entre dois rios, Jaguari e Atibaia, formadores do Rio Piracicaba. Outro fator importante foi a doação para a Petrobras de uma área com 950 hectares da antiga Fazenda São Francisco pela prefeitura do Município de Paulínia. A maior refinaria da Petrobras teve suas obras iniciadas em julho de 1969 chegando a empregar, no pico da obra, cerca de 10 mil trabalhadores. A capacidade inicial de processamento era de 126 mbl/d (20 034 m³/d) e o esquema de refino consistia a uma Destilação Atmosférica e a Vácuo e uma Unidade de Craqueamento.

Esta configuração é básica em um esquema de refino voltado para a produção de óleo diesel e gasolina com requisitos de qualidade menos rígidos, não contando com unidades de hidrotreatamento.



Catalítico Este trem de processamento foi replicado posteriormente com a entrada do 2º conjunto de Unidades fazendo com que a refinaria passasse a ocupar a posição de maior refinaria brasileira em termos de capacidade de processamento. Em 1974, quando entrou em operação a segunda Unidade de Destilação Atmosférica (a seção de vácuo só entrou em operação sete anos depois), o RAT foi destinado para a produção de óleo combustível que dispunha na ocasião de expressivo mercado. Esta unidade, assim como a

No final da década de 70, em função das dificuldades no fornecimento de petróleo provocadas pela guerra Irã-Iraque e o segundo choque do petróleo, a especificação de ponto de fulgor e destilação do óleo diesel foi alterada, com consequente aumento da faixa de destilação. Esta medida permitiu a utilização de frações mais leves e pesadas na

composição deste derivado que já apresentava naquela ocasião, elevado consumo. Verificou-se, então, que as unidades de destilação da REPLAN em campanha “máximo diesel”, atingiam a capacidade de 24 000 m³/d, alterando-se, mais uma vez, a capacidade de processamento desta refinaria. Adicionalmente, em 1981, entrou em operação a segunda Unidade de Destilação a Vácuo, ficando a configuração.

Com o aumento da produção de petróleo nacional e redução do mercado de óleo combustível tornou-se necessário dotar a refinaria de condições econômicas de operação. Foi promovido, então, um ajuste do seu esquema de refino com a entrada em operação da segunda Unidade de Craqueamento Catalítico cuja obra havia sido interrompida (esta Unidade entrou em operação em 1992), uma Unidade de Coque amento Retardado e uma Unidade de Hidrotratamento de Instáveis (entraram em operação em 1999). Os projetos básicos da HDT e da Unidade de Coque amento Retardado foram realizados pela Petrobras. Em 2004, este conjunto foi duplicado, passando a refinaria a contar com dois trens de processo completos: Destilação Atmosférica e a Vácuo, Craqueamento Catalítico, Coque amento Retardado e Hidrotratamento de Instáveis.



Atualmente, a Refinaria de Paulínia responde por cerca de 20% de todo o refino de petróleo no Brasil. Sua história de crescimento de capacidade de processamento e complexidade, porém, não para por aqui, já que se encontra em andamento uma série de empreendimentos que lhe conferirão maior capacidade de superar os desafios, e, conseqüentemente, melhores condições de rentabilidade.

4.5 As duas mais recentes refinarias foram concebidas com o objetivo de conferir à Petrobras uma capacidade de refino de 1 300 mbl/d (206 700 m³/d) até o final da década de 80.

A configuração inicial delas foi diferente da adotada na REPLAN, optando-se por esquemas de refino mais complexos do que os considerados até então. Enquanto a REPAR (Refinaria Presidente Getúlio Vargas), que entrou em operação em 1977, trazia uma Unidade de Desasfaltação a Propano, a REVAP contava com três Unidades de

Hidrotratamento processando, respectivamente, nafta, querosene e óleo diesel. Com relação à localização, a REPAR foi construída a 25 quilômetros de Curitiba, no município de Araucária. A refinaria ocupou uma área de 10 milhões de metros quadrados, com aproximadamente 20% de área construída, e o restante de áreas verdes naturais e conservadas (REPAR, 2006).

No que tange à Unidade de Destilação Atmosférica o mesmo processo resultou em um aumento de capacidade para 40 000 m³/d, sendo está atualmente a maior Unidade de Destilação no Brasil. A REVAP é hoje responsável pelo abastecimento de aproximadamente 15% do mercado brasileiro. Encontra-se, também, em franco processo de modernização, e contará no período 2008-2010 com as seguintes novas unidades: Separação de Propeno, HDS Nafta Craqueada, HDT Nafta de Coque, Reforma Catalítica, Coque amento Retardado e HDT Instáveis.

4.6 As Particulares: Ipiranga e Manguinhos

As duas refinarias particulares existentes hoje no Brasil foram concebidas antes da existência da Petrobras. Ambas apresentam uma pequena capacidade de processamento, o que gera dificuldades expressivas quanto à economicidade de sua operação. Além disso, suas configurações não sofreram expressivas modificações ao longo dos últimos anos, o que vai representar um grande desafio mantê-las em operação num cenário cada vez mais exigente no que tange à qualidade de produtos. Com relação à configuração inicial destas refinarias, podem-se destacar diferenças interessantes de configuração. A Refinaria de Manguinhos não apresenta Unidade de Destilação a Vácuo, o que obrigatoriamente implica na necessidade de processamento de petróleos leves.

A configuração é simples ainda dispendo de processos térmicos de conversão do resíduo atmosférico (Unidades de Craqueamento Térmico e Viscosredução). Em 1989, com a proibição da utilização do chumbo tetraetila como “booster” de octanagem, tornou-se necessária a implantação de uma Unidade de Reforma Catalítica, que entrou em operação em 1992. Esta refinaria foi adquirida pela Repsol -YPF após a quebra do monopólio estatal e necessita de investimentos para superar os desafios que se apresentam para a indústria do refino, principalmente, na questão de atendimento às especificações dos derivados e exigências ambientais. Suas unidades industriais encontram-se, atualmente, fora de operação, operando apenas a parte de transferência e estocagem para a comercialização de derivados, produzidos por misturas de frações de petróleo compradas no mercado nacional ou internacional. Já a refinaria da Ipiranga apresenta um esquema de refino semelhante aos originais das demais refinarias da Petrobras com Destilação Atmosférica e a Vácuo e Craqueamento Catalítico.

Capacidade atual em m³/d da Refinaria de Manguinhos (OIL&GAS, 2006) e Ipiranga (IPIRANGA, 2006) Processo Manguinhos Ipiranga Destilação Atmosférica 2 226 2 544 Destilação a Vácuo --- 795 Craqueamento Catalítico --- 550 Craqueamento Térmico 600 --- Viscosredução 1 000 --- HDT Nafta 477 --- Reforma Catalítica 477 ---

4.7 A Especial: LUBNOR

A concepção desta refinaria data do início da década de 60 quando se decidiu investir na implantação de uma fábrica de asfalto no Ceará. Em 24 de junho de 1966, foi inaugurada a Fábrica de Asfalto de Fortaleza (ASFOR). Inicialmente, a Unidade processava 450 m³/dia de petróleo pesado venezuelano. Esta refinaria não possui torre de Destilação Atmosférica, sendo o petróleo dessalgado enviado diretamente para a Torre de Vácuo. Ao longo dos anos, passou por várias ampliações, atingindo atualmente a capacidade de processamento de 1.100 m³/dia (LUBNOR, 2006).

Um importante aspecto que deve ser lembrado diz respeito à importante iniciativa de se substituir o petróleo importado por petróleos nacionais. O petróleo venezuelano Bachaquero deixou de ser processado nesta refinaria, passando-se a processar uma mistura de petróleos nacionais pesados como o Fazenda Alegre, Fazenda Belém e Jubarte. Outro aspecto importante foi a instalação de uma Unidade de Processamento de Gás Natural em 1987 e a entrada em operação em 1998 da primeira Unidade de Produção de Lubrificantes Naftênicos da Petrobras. Esta Unidade tem como objetivo hidro tratar determinadas faixas de gasóleos produzindo os lubrificantes básicos naftênicos.



Com esta iniciativa, a ASFOR passou a ser chamada LUBNOR (Lubrificantes do Nordeste).

5 – Conclusão

Conforme se pode observar, a configuração do Parque de Refino brasileiro foi sendo alterada significativamente ao longo dos anos em função da mudança dos cenários externos, tanto de qualidade dos produtos quanto da matéria prima processada. O capítulo 5 apresentará a evolução dos cenários e do Parque tanto no que se refere ao aumento da capacidade quanto à complexidade, permitindo deste modo uma

adequada. visualização da extensão destas alterações. A análise destes dados indica como os esquemas de refino sofrem mudanças ao longo do tempo.

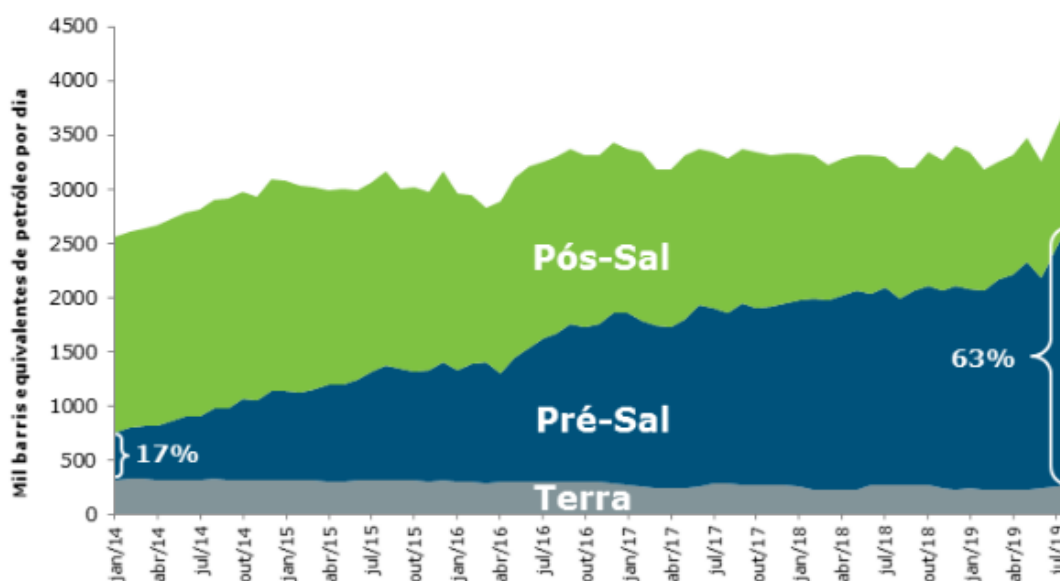
5.1 – Indicadores de Evolução do Refino Brasileiro.

A história do Parque de Refino Brasileiro se desenvolveu sob os cenários mais diversos: desde a inexistência de capacidade de refino à escassez de petróleo; desde especificações extremamente simplificadas até as atualmente adotadas para o querosene de aviação com dezenas de itens; desde a necessidade de importar todo o petróleo processado até a possibilidade de processar unicamente petróleo nacional. Sob cenário tão diversificado, a configuração dos esquemas de refino foi continuamente sendo alterada. Será apresentado neste capítulo como esta estrutura foi sendo modificada, assim como a evolução da capacidade de refino e do grau de complexidade das instalações adotando-se uma periodização de cinco anos desde 1935 até 2005. Será apresentada, também, a evolução das especificações dos derivados (gasolina e óleo diesel), assim como a mudança do perfil da matéria prima. Outro ponto importante que será abordado diz respeito à evolução da preocupação com as questões ambientais no projeto de novas Unidades e no equacionamento de problemas antigos.

5.2– Capacidade de Refino

A capacidade de refino brasileira, cujo marco inicial foi a Destilaria Riograndense, vem crescendo continuamente, se situando, em vários momentos de nossa história, em patamar superior ao mercado interno, fazendo com que existisse uma acentuada ociosidade no parque de refino. Atualmente, o Brasil está em mais um ciclo de déficit de refino, o que indica a necessidade de investimento em aumento de capacidade. apresenta uma relação entre capacidade de refino e o mercado brasileiro nas últimas décadas, ilustrando a questão. É importante ressaltar que não basta atingirmos um determinado patamar de refino, mas deve-se ter um perfil de produção adequado ao mercado que se desse.

Evolução da produção de petróleo e gás natural no Pré-Sal



Atualização – Outubro 2019
Fonte: Elaboração IBP com dados ANP



Ao longo do tempo, a concepção de refinarias de pequeno porte foi dando lugar à implantação de refinarias com elevada capacidade. Em função disto, o acréscimo de cada nova refinaria passou a impactar significativamente na capacidade de refino total do país.

Em janeiro de 2014, com 436 mil barris equivalentes de petróleo por dia (bep/d), a produção do pré-sal representava cerca de 17% da produção nacional. Em agosto deste ano, atingiu o ponto mais alto da série histórica, correspondendo a 63,4% da produção, com 2,4 milhões bep/d e expectativa de crescimento nos próximos anos. Por sua vez, a produção em terra e no pós-sal vem declinando há alguns anos, tornando-se necessário o fomento das atividades nessas fronteiras, de modo a recuperar o crescimento da produção e o desenvolvimento socioeconômico nas regiões produtoras e adjacentes.

A situação brasileira, porém, é muito interessante já que o aumento na disponibilidade de petróleo nacional, conjugado ao crescimento do mercado interno, tem gerado forte interesse em aumentar esta capacidade, fazendo com que o Brasil esteja caminhando para alcançar, no início da próxima década, o grupo dos dez maiores refinadores do mundo.

5.3– Petróleos Processados

O parque de Refino brasileiro foi projetado utilizando-se como base petróleos importados, então disponíveis no mercado internacional, e que apresentavam elevado ρ API. Esta característica implica numa produção elevada de derivados leves e médios de maior valor, sem a necessidade de unidades de conversão, gerando, portanto, um Esquema de Refino simples. apresenta os petróleos utilizados na base de projeto das unidades de Destilação Atmosférica e Vácuo das refinarias da PETROBRAS (MARTINS, 1977). Adicionalmente, são apresentados os valores médios do ρ API de projeto e os valores médios processados em 2005 (Dados compilados pelo autor).

Historicamente, o desenvolvimento da humanidade sempre esteve atrelado à disponibilidade de energia. Com o passar do tempo, as sociedades tornaram-se mais complexas e se industrializaram na proporção em que foram capazes de aproveitar também fontes com maior conteúdo energético. Este processo de desenvolvimento econômico e social induziu a um aumento da demanda de energia que, ao longo dos séculos, tem proporcionado cada vez mais conforto e qualidade de vida às pessoas. Atualmente, o planeta é habitado por mais de 7 bilhões de pessoas, dos quais 20% ainda não têm acesso à energia. Até 2050, a expectativa é de que 9 bilhões de pessoas habitem o planeta, convivendo em sociedades cada vez mais urbanas.

Neste cenário, o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural é essencial para suprir parte significativa das crescentes necessidades energéticas da população mundial, sobretudo nos países em desenvolvimento. A Agência Internacional de Energia (AIE) prevê que, em 2035, o petróleo, o gás natural e o carvão fornecerão 75% da energia consumida em todo o mundo. No Brasil, com dimensões continentais e 200 milhões de habitantes, não é diferente. O crescimento econômico do país está ligado à disponibilidade de energia. E, na história recente do país, essa demanda tem aumentado significativamente em decorrência do desenvolvimento socioeconômico parque de refino, o que resultará em uma diminuição das importações de derivados do petróleo. Soma-se o grande potencial petrolífero no país em bacias sedimentares pouco exploradas, o que, certamente, levará a novas descobertas de reservas de petróleo e gás natural. Adicionalmente há o enorme potencial de produção de biocombustíveis, no qual o Brasil se destaca como o segundo maior produtor mundial. A produção de etanol utilizando sofisticadas tecnologias de segunda geração (aquela que utiliza também o bagaço como matéria-prima) já é uma realidade, o que aumentará ainda mais o potencial de produção.

5.4 Preço do Petróleo

Para que o Brasil possa contar com essa oferta de recursos energéticos, é preciso uma visão de longo prazo e o desenvolvimento de uma série de ações permanentes visando a construção de uma infraestrutura adequada (logística, tecnológica, industrial, financeira e de recursos humanos). Só assim, pode-se garantir uma indústria sólida, competitiva e sustentável capaz de suprir a energia necessária para o crescimento do país. O valor do barril de petróleo está cotado hoje em R\$ 134,95. O conteúdo abaixo é de caráter exclusivamente informativo. Como é calculado o preço do barril de petróleo?

O barril de petróleo possui em torno de 159 litros e sua cotação oscila no mercado internacional durante 24 horas. Basicamente existem dois tipos de cotação para o barril de petróleo, o WTI (West Texas Intermedeia-te) que possui sua cotação na bolsa de Nova Iorque e a principal referência para o mercado americano e o Brent que é listado na bolsa de Londres, que é a principal referência dessa commodity para o mercado europeu. O WTI corresponde principalmente ao petróleo extraído no Golfo do México e o Brent, no Mar do Norte como no Oriente Médio. Por que o preço do petróleo varia?

É evidente que um ativo financeiro como o petróleo seja submetido a oscilações de preço. Como sabemos, nesse ativo existem fortes correlações com investimentos de âmbito internacional, levando a uma flutuação de preços de forma direta ou indireta. Fatores como a produção, determinada pela OPEP (Organização dos países exportadores de petróleo) certamente é um indicador muito acompanhado pela maioria dos grandes investidores a nível mundial e isso determinará se o preço do barril irá subir ou descer. Não menos importante, também é preciso avaliar a demanda para essa produção. Caso exista um grande país consumidor com alta demanda energética, a cotação do barril pode disparar. O petróleo na Bolsa de Valores

O petróleo é negociado na bolsa de valores em forma de contratos no mercado futuro. Os contratos de compra e venda de petróleo na bolsa são um dos contratos mais negociados no mundo. Estes contratos possuem vencimento em todos os meses do ano e apresentam grande volatilidade.

Por isso são oportunidades muito exploradas por traders. Cada contrato futuro de petróleo é composto por 100 barris. Como o preço do barril é negociado em Dólares Americanos, o valor de um contrato futuro de petróleo depende de duas variáveis: o preço do barril e o preço do Dólar.

Valor por Contrato: R\$ 134,95 x Dólar x 100 barris = R\$ 70.951,31 (Cotação feita em 01/04/20 às 17:44 - Dólar cotado em R\$ 5,2576). O petróleo e sua extração

Além da expressiva redução do teor de enxofre no período citado, houve um estreitamento na faixa de densidade e aumento do número de cetano, notadamente do óleo diesel metropolitano. O principal impacto desta evolução no nosso Parque é o aumento da severidade (pressão, temperatura e do tempo de residência) da operação das unidades de hidrotreatamento que foram sendo projetadas. O objetivo passou a ser

não apenas reduzir o teor de enxofre, mas reduzir o percentual de correntes com baixo número de cetano e elevada densidade. Vale ressaltar que a elevada demanda brasileira de diesel torna impactante algumas alterações na especificação deste derivado, exigindo grandes somas de investimento. Outro ponto que merece destaque diz respeito à utilização deste derivado.

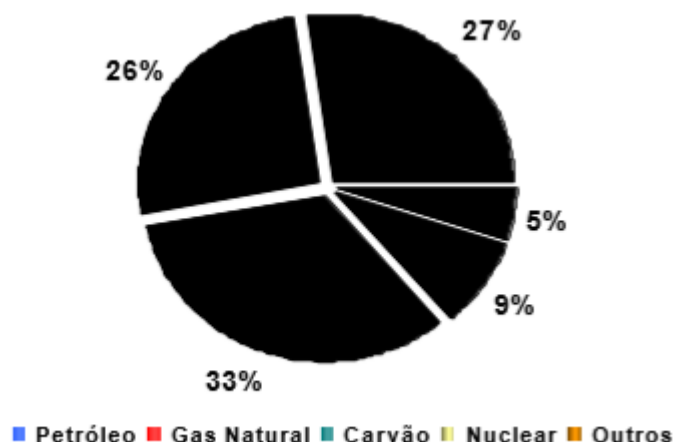
5.5 Especificação de derivados

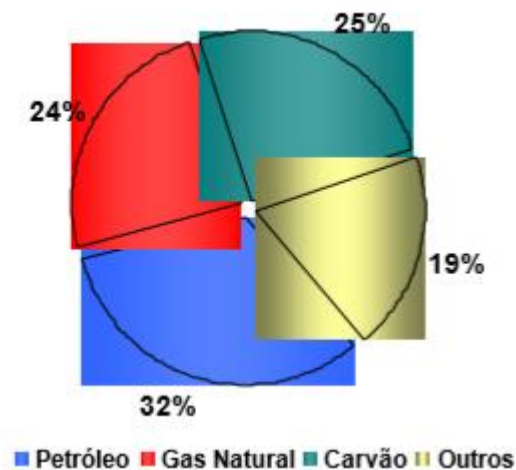
A legislação brasileira não permite a utilização de óleo diesel em veículos leves. Para este tipo de veículo as exigências de número de cetano são maiores que as dos veículos pesados, explicando as diferenças entre os valores praticados aqui e na Europa. Nos Estados Unidos, de forma semelhante ao Brasil, não se praticam elevados valores para o número de cetano, em termo de especificações.

Refino Futuro São inúmeras as possibilidades futuras em termos de esquemas de refino. As propostas podem variar desde esquemas tradicionais com ênfase em hidro refino, até esquemas com forte utilização de gás natural e biomassa, integrados a processos de bio refino para acabamento de combustíveis, tendo sempre como premissa o menor nível de emissões e de rejeitos industriais, e que produzam derivados compatíveis com as demandas da sociedade.

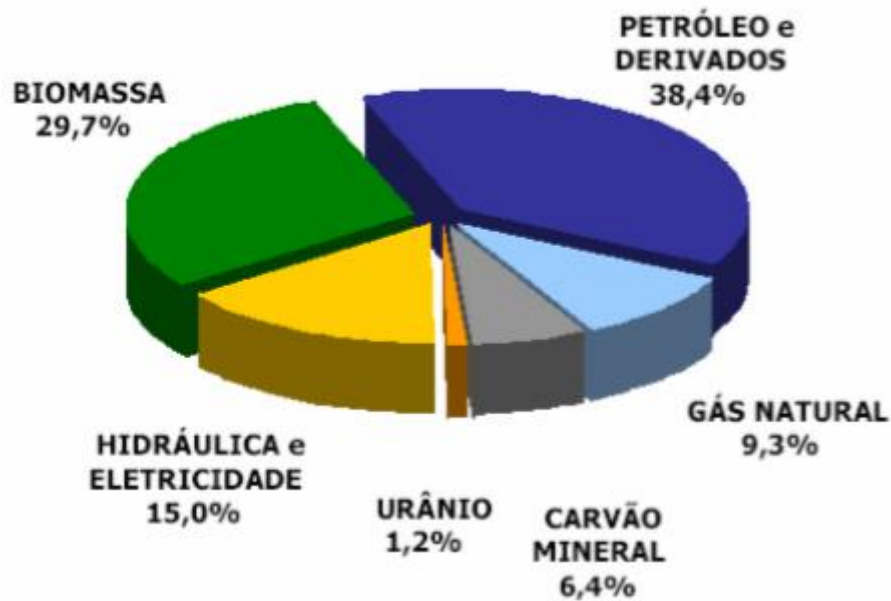
Os cenários apresentados oferecem importantes balizadores que vão implicar em diferentes escolhas para os próximos anos. A força motriz de cada cenário varia desde a questão de qualidade dos petróleos processados, preços e meio ambiente, na medida que se sai do cenário inercial até o inovativo. De modo a se escolher o melhor cenário para que se possam validar as estimativas deste trabalho, serão analisadas as projeções da participação dos derivados de petróleo no consumo energético mundial de duas fundamentadas equipes de pesquisa nesta área: a Agência de Energia Americana (EIA) e a ExxonMobil

Projeções:





Em ambos os casos, a taxa de crescimento para as energias alternativas é elevada, superando em alguns casos 10% ao ano. Apesar disto, sua participação não supera a das fontes tradicionais no horizonte projetado. Em 2030, as participações do petróleo e do gás natural somadas alcançam patamares superiores a 56%. Como se pode observar, portanto, as refinarias ainda continuarão por mais algumas décadas sendo as fornecedoras dos insumos responsáveis por um expressivo percentual da matriz energética mundial. Outro aspecto interessante, que também se pode observar nestas previsões, é a preocupação ambiental que se traduzirá em alterações nas refinarias e mudança nas especificações dos produtos. Vale ser analisada uma interessante fonte brasileira, o Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado pelo Ministério das Minas e Energia, para mostrar a situação brasileira. A Figura 5.3 mostra como nossa matriz energética apesar da forte participação da biomassa, o que é atípico em relação ao restante do mundo, também é fortemente dependente do petróleo e gás natural, totalizando 47,7%.



Bases para definição do Refino Futuro O objetivo deste capítulo é apresentar uma proposta acerca dos próximos passos que deverão ser implementados na indústria do refino brasileira. Este conjunto de modificações terá

como fundamento o processamento de petróleo nacional pesado e ácido, e a produção de derivados, notadamente gasolina e óleo diesel, de acordo com padrões de qualidade compatíveis com os mercados mais exigentes. Em razão deste quadro e da experiência do autor, optar-se-á pela avaliação do conjunto de questões levantadas quanto a quatro vertentes

6 Matéria Prima

Existem grandes divergências entre os diversos pesquisadores sobre a disponibilidade futura de petróleo, oscilando as projeções do pico da produção mundial entre a próxima década e o ano de 2050 (RIFKIN, 2003). A era do petróleo barato, porém, parece ter sido definitivamente superada. Desta forma, a exploração de petróleos pesados e ultra pesados, em condições as mais diversas, começa a se tornar economicamente atrativa em função do preço do petróleo no mercado internacional. A produção de alguns destes petróleos na Plataforma Continental brasileira já têm se mostrado economicamente viável, com os patamares de preço hoje praticados. Além deles, existe a possibilidade de desenvolvimento da produção de petróleo sintético na Faixa do Orinoco, na Venezuela, ou no norte do Canadá. Estima-se que o potencial de petróleo ultra pesado nas reservas venezuelanas e canadenses seja da ordem de um trilhão de barris, valor equivalente à produção mundial de petróleo desde o início de sua exploração até os dias de hoje (SPELLINGS, 2006). Com relação à qualidade do petróleo

a ser processado, projeta-se uma contínua redução do API, implicando na necessidade de aumento da capacidade de conversão, notadamente da hidro conversão, face às exigências em termos de demanda e qualidade que se almeja para os derivados.

O caso brasileiro é extremamente interessante tendo em vista que as descobertas de petróleo no Brasil forjaram a necessidade de avanços tecnológicos na indústria do refino para viabilizar o seu processamento. Algumas ações já se encontram em fase de implantação, e têm permitido o aproveitamento da produção nacional em nossas instalações, mas muito ainda há para se fazer. De modo a apresentar estas questões de forma sintética, optar-se-á pela análise do efeito de três características isoladamente: - elevada acidez naftênica; - baixo API; - elevado teor de nitrogênio.

6.1 Acidez Naftênica

Os petróleos que foram inicialmente processados no Brasil não eram ácidos. Esta questão se tornou significativa após a descoberta de petróleos na Bacia de Campos. A Tabela 5.3 mostra a acidez naftênica de alguns dos petróleos importados e nacionais, além dos respectivos cortes obtidos em seu fracionamento.

6.2 Teor de Nitrogênio

Muitos dos petróleos mais recentemente descobertos, assim como os seus cortes destilados, apresentam elevados teores de nitrogênio. A diferença, em relação aos crus tradicionalmente processados, é muito significativa, e se acentua nos cortes mais pesados. Vale ressaltar que a presença do nitrogênio nos cortes médios (querosene e óleo diesel) implica em instabilidade química, causando problemas relacionados à formação de depósitos e alteração no aspecto. No que se refere aos cortes médios, foi necessário o desenvolvimento de tecnologias de hidrotreatamento (processo e catalisadores) de modo a se viabilizar a remoção do nitrogênio. No caso da utilização de catalisadores de metal nobre, provável escolha com o aumento das exigências da especificação do óleo diesel, tornar-se-á necessário um primeiro estágio de tratamento para a remoção do nitrogênio, veneno para este catalisador, à semelhança do que ocorre com a Unidade de Hidro craqueamento. Efeitos negativos da presença de elevados teores de nitrogênio na carga das unidades de craqueamento já vêm sendo registrados, tanto no que refere à perda de conversão, quanto ao aumento no consumo de catalisador. Estas questões, porém, vêm sendo solucionadas. Ou seja, não se vislumbram obstáculos complexos a serem superados nesta área para os próximos anos.

6.3 Premissas de qualidade de petróleo a serem adotadas.

Em função das considerações apresentadas neste item, este trabalho considera que as premissas apresentadas devam ser adotadas no planejamento do parque de refino brasileiro.

6.4 Mercado

Com relação à mudança na especificação da gasolina e do óleo diesel, pode-se estabelecer um cenário que leve em consideração os crescentes requisitos ambientais e a melhoria do desempenho dos novos motores. A partir destas duas vertentes, buscar-se-á estabelecer limites que possam ser alcançados num horizonte até 2020. No caso do óleo diesel, considera-se que

teremos no Brasil dois tipos deste derivado por um largo período. A proposta da ANP de se alcançar o patamar de 50 ppm de teor de enxofre para o diesel especial, e 500 ppm para o diesel comum a partir de 2009, nos leva à hipótese de uma curva de aumento do percentual de óleo diesel de menor teor de enxofre na medida em que os veículos novos forem entrando em circulação. Este trabalho considera que esta transição se dará até o ano de 2015, quando poder-se-ia conviver com dois outros tipos de óleo diesel, sendo um com 10 ppm e o outro com 50 ppm.

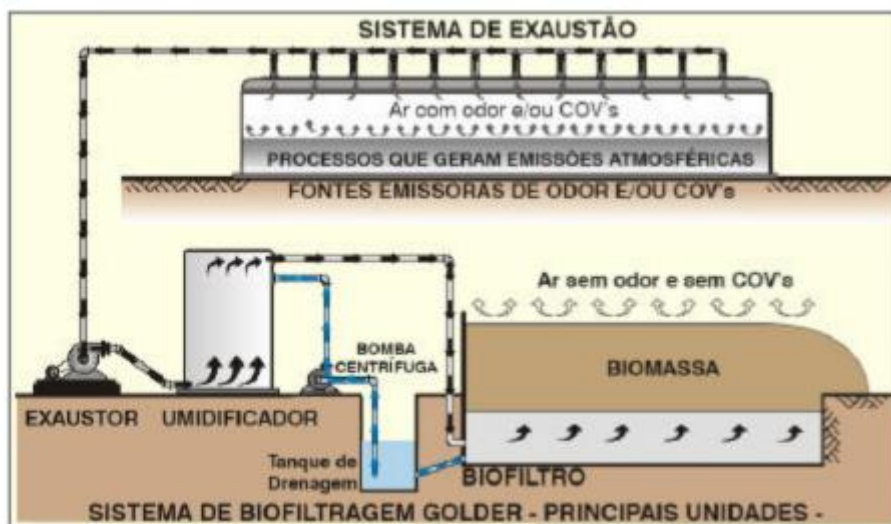
7 O Impacto Ambiental

O cenário inicial da indústria do petróleo, quando de sua instalação no Brasil, não levava em conta questões ambientais. As primeiras refinarias não possuíam nenhum tipo de tratamento de efluentes, fossem líquidos ou gasosos. Ao longo do tempo, estas preocupações levaram à implementação de sistemas simples, que foram dando lugar a avançadas tecnologias de tratamento e até reaproveitamento de alguns efluentes líquidos. Recentemente, de acordo com a política da PETROBRAS de Desenvolvimento Sustentável, muito se tem investido nesta área, promovendo-se até mesmo o fechamento de sistemas de resfriamento das refinarias que ainda utilizavam água salgada. No que se refere, portanto, a efluentes líquidos as refinarias atuais já caminham para um equacionamento de suas questões.

A questão dos resíduos sólidos é menos complexa, sendo mais um problema de gerenciamento do que de dificuldades tecnológicas a serem transpostas. Estas questões já foram estudadas (MARIANO, 2001) e as soluções vêm sendo, gradativamente, aplicadas no Parque de Refino brasileiro. Contudo, em relação às emissões gasosas, muito ainda dever-se-á caminhar para atingir um bom equilíbrio entre as necessidades da sociedade por produtos com menor impacto ambiental e as próprias demandas, desta mesma sociedade, no que diz respeito aos impactos provocados pelos processos produtivos. Basta lembrar que a tão propalada redução do teor de enxofre dos derivados exige a produção de enormes quantidades de hidrogênio, e esta obtenção,

mantendo-se as tecnologias atualmente empregadas, resultaria num aumento das emissões de CO₂. Ou seja, além das preocupações referentes às emissões de SO_x e NO_x, já tradicionais nesta indústria, os efeitos decorrentes das emissões de CO₂ tornaram-se dignos de nota.

Portanto, o paradoxo existente é que, com o objetivo relevante de se atender à redução do enxofre no óleo diesel e na gasolina, será implantado, nos próximos cinco anos, um conjunto de vinte e cinco novas Unidades de Hidrotratamento no Parque de Refino brasileiro (PETROBRAS, 2005), o que levará a um enorme aumento na necessidade de se produzir hidrogênio utilizando gás natural, GLP ou nafta, como matéria-prima. Em função disto, o consumo específico de energia das refinarias tenderá a aumentar expressivamente, exigindo um enorme esforço para que se minimizem estes efeitos com a utilização de ferramentas de otimização energética, e adotando-se alternativas tecnológicas para a produção de hidrogênio. Outras iniciativas como a comercialização do CO₂ para a indústria de alimentos, sua utilização na recuperação terciária de petróleo, sua injeção em aquíferos situados a mais de mil metros de profundidade ou estocagem em minas de carvão desativadas, passam a ter uma enorme importância no futuro. Outros dois pontos importantes, embora ainda distante sob o ponto de vista econômico, são a recuperação de CO₂ nas chaminés e processos de conversão de coque para líquido (CTL – coke to liquids). Ambos poderão gerar expressivo impacto no refino futuro. Num futuro mais próximo, os desafios referentes a emissões de SO_x e NO_x vão resultar em investimentos nas refinarias. Tanto legislações específicas de alguns estados como, por exemplo, as do estado do Paraná, já em vigor, que estabelecem limites de emissões para os projetos naquele estado, quanto as legislações nacionais (CONAMA, 2007), em fase de conclusão, vão estabelecer parâmetros que servirão de base para esta transição. A Figura mostra como estas preocupações vão resultar no desenvolvimento de novas tecnologia.



Neste sistema de biofiltração, as emissões de hidrocarbonetos são evitadas, sem agressão ao meio ambiente. Sistemas como este reduzirão, expressivamente, o impacto dos processos que geram emissões atmosféricas.

Outro aspecto que impactará a configuração da refinaria será a crescente necessidade de produção de combustíveis limpos. Neste cenário, teremos viabilidade de implantação de Unidades para a conversão do gás natural em combustíveis líquidos

através da tecnologia Gas to Liquid (GTL). Esta Unidade poderá ser integrada ao esquema de refino, aproveitando-se as sinergias existentes entre ela e as demais unidades de processamento que compõem uma refinaria. Esta alternativa dependerá, fortemente, da disponibilidade e preço do gás natural, o que não parece muito provável no horizonte dos próximos dez anos, mas poderá ser significativa após 2015. Outra interessante opção em avaliação é a produção do dimetil éter (DME) como opção à gasolina ou óleo diesel. As rotas de produção poderão envolver gás natural e etanol e até mesmo utilizar resíduos da agricultura. A grande vantagem do DME está na área ambiental já que sua queima não resulta em emissão de particulados, nem SOx já que não possui enxofre.

7.1 Metodologia utilizada

Para a definição das alterações necessárias na configuração das refinarias brasileiras, as seguintes premissas devem ser consideradas: - qualidade do óleo diesel (teor de enxofre, densidade e número de Cetano). qualidade da gasolina (teor de enxofre, octanagem, teor de olefinas e aromáticos) conforme Tabela 5.8; - demanda de combustíveis conforme Figura 5.7; - qualidade do petróleo processado (API, teor de enxofre e acidez). No que se refere às Unidades de Processamento servem de base: - a situação atual do Parque de Refino brasileiro, conforme informações consolidadas no Capítulo 4; - os rendimentos das frações, diferenciados em função do petróleo processado; - o consumo específico de energia, hidrogênio e catalisadores de acordo com cada Unidade; - as diferentes severidades de hidrotreatamento. A análise dos resultados obtidos permite identificar as necessidades de modificações no Parque de Refino, tanto no que se refere à capacidade de conversão, quanto na necessidade de hidrotreatamento adicionais, não existindo preocupação em se avaliar a necessidade de acréscimo na capacidade de refino no país.

7.2 Exemplo da Aplicação da Metodologia

Para melhor entendimento da metodologia utilizada, apresenta-se sua aplicação numa refinaria de pequena complexidade, constituída, basicamente, de uma destilação atmosférica e um craqueamento catalítico de resíduo.

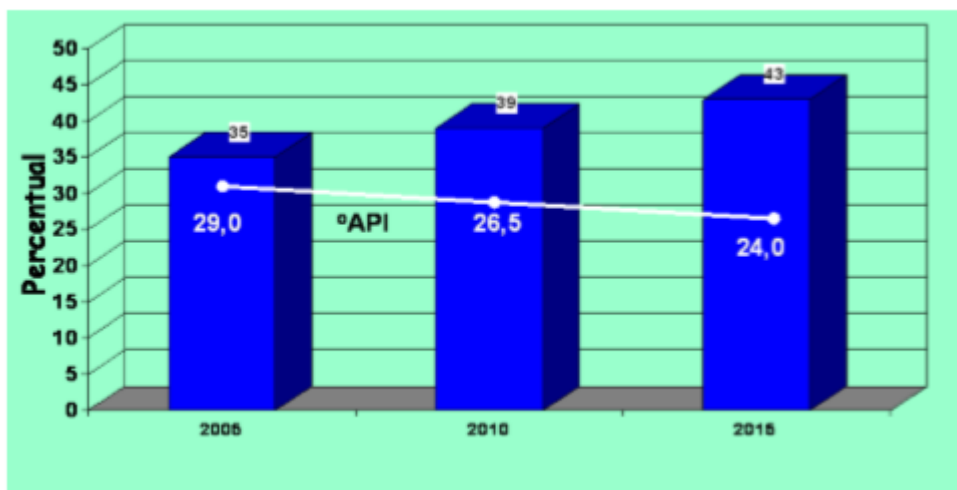
O rendimento dos diversos cortes é obtido a partir da curva PEV do petróleo, e cada fração apresenta características associadas ao petróleo de origem. No caso do petróleo Golfinho, a mistura de querosene e diesel gera um óleo diesel final com teor de enxofre da ordem de 500 ppm. Com relação ao craqueamento do RAT, obter-se-á os rendimentos expressos Golfinho no Craqueamento Catalítico Fração %v GLP 3 Nafta Craque-ada 59 Light Cycle Oil (LCO) 9 Óleo Clarificado 5 O teor de enxofre da nafta craque-ada é de 550 ppm (considera-se que o teor de enxofre da nafta craque-ada é de 15% em relação ao teor de enxofre da carga da unidade de craqueamento catalítico). Levando-se em conta os limites de teor de enxofre projetados nas estas refinarias precisa incorporar unidades de hidrotreatamento para atender a especificação desejada, tanto para o óleo diesel quanto para a gasolina. No que se refere à gasolina, a opção é

o hidrotratamento seletivo de modo a não se saturar, em demasia, as olefinas presentes para a preservação da octanagem. Este processo resulta numa nafta craque-ada com teores de enxofre na faixa de 10 a 50 ppm, atendendo a especificação proposta. No que se refere ao óleo diesel, a questão é um pouco mais complexa já que existem três correntes possíveis de fazer parte do “pool” de diesel: o querosene e o diesel da destilação, além do LCO, do craqueamento catalítico. Cada corrente possui um consumo de hidrogênio diferenciado, expresso em Nm³ de hidrogênio por m³ de carga processada.

A partir da vazão produzida de cada uma das frações acima se estabelece a capacidade máxima da unidade de hidrotratamento, assim como uma estimativa do consumo de hidrogênio para dimensionamento da unidade de geração de hidrogênio. Outra interessante alternativa que pode ser avaliada é a do hidrotratamento das correntes de destilação, utilizando-se o LCO na produção de óleos combustíveis. A vantagem desta alternativa é o menor investimento no conjunto de hidrotratamento, tendo em vista a menor severidade do processo e menor consumo de hidrogênio. As premissas de mercado indicam o processamento das três correntes, obtendo-se um óleo diesel com teor de enxofre na faixa de 30-50 ppm nesta refinaria. Em função da configuração simples da refinaria, não se torna economicamente interessante a alocação de petróleos pesados, ou seja, não existe a necessidade de quaisquer adaptações metalúrgicas na Unidade de Destilação. No que tange à capacidade de conversão, a unidade de craqueamento de resíduo existente garante à refinaria um percentual em relação a carga processada da ordem de 40%, o que se mostrou satisfatório no cenário analisado.

7.3 Adequação do perfil de produção

O impacto da variável matéria-prima é enorme, ou seja, a configuração escolhida para os esquemas de refino, no que tange aos processos, pode variar expressivamente. No que se refere ao petróleo processado no país, este trabalho, baseado em estimativas do autor a partir das previsões de produção da PETROBRAS, considera que ocorrerá uma redução média de 0,5 API por ano para os próximos dez anos. Torna-se, então, necessário voltar nossa atenção para os petróleos pesados, com consequente necessidade de adaptação das instalações existentes. A Figura 5.9 mostra o aumento de conversão (CONV) que será necessária para se alcançar plena capacidade de processamento de petróleo nacional compatível com uma média de 24 API



Vale ressaltar que deverá ocorrer uma mudança nas escolhas tecnológicas em relação às atualmente adotadas no Parque de Refino Brasileiro, tendo em vista, principalmente, o perfil de nosso mercado. A rota hoje adotada para a conversão de gásóleo é o Craqueamento Catalítico, processo com forte vocação para a produção de gasolina. A escolha deverá recair sobre Unidades de Hidro craqueamento nos aproximando do modelo de refino europeu. No que se refere ao resíduo de vácuo, a opção pelas Unidades de Coque amento Retardado deve atingir seu esgotamento no início da próxima década após a implantação da série de Unidades hoje em avaliação pela PETROBRAS. A Figura 5.10 mostra o aumento da capacidade de conversão em termos de Unidades de Coque amento Retardado no Brasil.

Conclusões As mudanças no mundo atual são tantas que a única conclusão segura acerca do futuro é que ele é imprevisível. Segundo Morin, “O século XX descobriu a perda do futuro, ou seja, sua imprevisibilidade” (MORIN, 2001). Conhecer o passado e estudar o presente, porém, são bons recursos para se tentar estabelecer os próximos passos a empreender, os desafios que deveremos superar. A configuração do esquema de refino brasileiro sofreu profundas modificações ao longo do tempo. Tanto as características da matéria-prima processada quanto a dos derivados produzidos se alteraram, tornando necessárias estas adaptações. No caso brasileiro, ainda persiste uma clara defasagem em relação a países mais desenvolvidos, no que se refere a alguns itens da especificação de produtos como o óleo diesel e a gasolina. Projetar uma forte redução nestas diferenças para os próximos quinze anos não parece ser uma premissa difícil de ser defendida, levando-se em conta as crescentes pressões dos órgãos ambientais e montadoras de veículos. Estabelecer, porém, qual será a configuração utilizada para alcançar este objetivo não é tarefa fácil face às múltiplas possibilidades. Neste trabalho optou-se pelo hidro refino como o primeiro grande passo para os próximos anos. Unidades para o hidrotreatamento de correntes intermediárias e produto final assumirão um papel fundamental nos futuros esquemas de refino. Projeta-se um aumento desta capacidade para patamares superiores a 75% em relação ao

processamento de petróleo, nos aproximando de mais complexos esquemas de refino adotados em outros países. Outra vertente importante analisada foi a necessidade de aumento de conversão, ressaltando-se que o caminho hoje escolhido de implantação de Unidades de Coque amento Retardado se esgota no início da próxima década, abrindo caminho para a tecnologia de hidro conversão de resíduo, hoje já em estudo no mundo (PUTEK, 2006). O Brasil vai, necessariamente, investir nesta área tendo em vista as características dos petróleos que vêm sendo descobertos em nossa Plataforma Continental. Atingir um patamar superior a 14% conferirá ao Parque de Refino flexibilidade para superar este desafio. Portanto, as duas grandes vertentes de investimento para os próximos anos serão centradas no hidro refino e na conversão de frações pesadas em derivados médios. Outro aspecto importante está relacionado ao aumento da participação dos renováveis, principalmente, na formulação do óleo diesel, já que a gasolina brasileira já utiliza de 20 a 25% de álcool anidro em sua composição final. No horizonte enfatizado de quinze anos, porém, não se espera que esta participação supere os 5% em relação ao consumo total deste derivado, mas já abre interessantes perspectivas para o refino pós-2020.

Apesar das previsões do fim da era do petróleo e gás natural, o refino desta preciosa matéria-prima que há décadas move o mundo, não parece dar sinais de fim de ciclo a curto prazo. De acordo com as previsões de conceituadas entidades e empresas, por mais algumas décadas, a sua participação na matriz energética mundial continuará sendo majoritária. O arranjo das refinarias, a integração dos seus processos, sua interação com o Meio Ambiente, a qualidade dos seus produtos, porém, continuará trilhando seu processo de desenvolvimento. Desde a origem, através da utilização de processos como a destilação em batelada, até os dias de hoje, sem dúvida a estrada percorrida foi extensa. Contudo, muito ainda está por ser trilhado antes de atingirmos o fim desta estrada. A configuração das refinarias brasileiras no século 21 terá como premissas:

Operação mais eco eficiente, menos agressiva; - maior sintonia com uma sociedade preocupada com sua própria conservação; - sinergia com o enorme potencial das fontes renováveis de nosso país. Em função disto, torna-se fundamental investir em pesquisas nas fronteiras tecnológicas, seja nas questões referentes à energia eólica, solar, biomassa e tantas outras frentes que não apresentam uma grande participação em termos de matriz energética no período de tempo avaliado, mas serão de fundamental importância no ciclo que se seguirá. Estas opções conferirão às empresas de energia a sua consolidação como socialmente responsáveis. A Tabela 6.1 apresenta algumas características das futuras configurações das refinarias. As refinarias brasileiras, a semelhança das mundiais, darão continuidade à produção de derivados de petróleo por mais algumas décadas. Seu impacto ambiental, porém, deverá ser expressivamente minorado com o passar dos anos, abrindo caminhos para a introdução de tecnologias mais limpas, com crescente participação de fontes renováveis, visando o equilíbrio de todo o planeta com benefícios em todas as áreas, sejam ambientais, sociais ou econômicas.

8– Conclusões

As mudanças no mundo atual são tantas que a única conclusão segura acerca do futuro é que ele é imprevisível. Segundo Morin, “O século XX descobriu a perda do futuro, ou seja, sua imprevisibilidade” (MORIN, 2001). Conhecer o passado e estudar o presente, porém, são bons recursos para se tentar estabelecer os próximos passos a empreender, os desafios que deveremos superar. A configuração do esquema de refino brasileiro sofreu profundas modificações ao longo do tempo. Tanto as características da matéria-prima processada quanto a dos derivados produzidos se alteraram, tornando necessárias estas adaptações. No caso brasileiro, ainda persiste uma clara defasagem em relação a países mais desenvolvidos, no que se refere a alguns itens da especificação de produtos como o óleo diesel e a gasolina. Projetar uma forte redução nestas diferenças para os próximos quinze anos não parece ser uma premissa difícil de ser defendida, levando-se em conta as crescentes pressões dos órgãos ambientais e montadoras de veículos. Estabelecer, porém, qual será a configuração utilizada para alcançar este objetivo não é tarefa fácil face às múltiplas possibilidades. Neste trabalho optou-se pelo hidro refino como o primeiro grande passo para os próximos anos. Unidades para o hidrotreatamento de correntes intermediárias e produto acabado, assumirão um papel fundamental nos futuros esquemas de refino. Projeta-se um aumento desta capacidade para patamares superiores a 75% em relação ao processamento de petróleo, nos aproximando de mais complexos esquemas de refino adotados em outros países. Outra vertente importante analisada foi a necessidade de aumento de conversão, ressaltando-se que o caminho hoje escolhido de implantação de Unidades de Coque amento Retardado se esgota no início da próxima década, abrindo caminho para a tecnologia de hidro conversão de resíduo, hoje já em estudo no mundo (PUTEK, 2006).

O Brasil vai, necessariamente, investir nesta área tendo em vista as características dos petróleos que vêm sendo descobertos em nossa Plataforma Continental. Atingir um patamar superior a 14% conferirá ao Parque de Refino flexibilidade para superar este desafio. Portanto, as duas grandes vertentes de investimento para os próximos anos serão centradas no hidro refino e na conversão de frações pesadas em derivados médios. Outro aspecto importante está relacionado ao aumento da participação dos renováveis, principalmente, na formulação do óleo diesel, já que a gasolina brasileira já utiliza de 20 a 25% de álcool anidro em sua composição final. No horizonte enfatizado de quinze anos, porém, não se espera que esta participação supere os 5% em relação ao consumo total deste derivado, mas já abre interessantes perspectivas para o refino pós-sal e pré-sal 2020.

Apesar das previsões do fim da era do petróleo e gás natural, o refino desta preciosa matéria-prima que há décadas move o mundo, não parece dar sinais de fim de

ciclo a curto prazo. De acordo com as previsões de conceituadas entidades e empresas, por mais algumas décadas, a sua participação na matriz energética mundial continuará sendo majoritária. O arranjo das refinarias, a integração dos seus processos, sua interação com o Meio Ambiente, a qualidade dos seus produtos, porém, continuará trilhando seu processo de desenvolvimento. Desde a origem, através da utilização de processos como a destilação em batelada, até os dias de hoje, sem dúvida a estrada percorrida foi extensa. Contudo, muito ainda está por ser trilhado antes de atingirmos o fim desta estrada. A configuração das refinarias brasileiras no século 21 terá como premissas:

- Operação mais eco eficiente, menos agressiva; - maior sintonia com uma sociedade preocupada com sua própria conservação; - sinergia com o enorme potencial das fontes renováveis de nosso país. Em função disto, torna-se fundamental investir em pesquisas nas fronteiras tecnológicas, seja nas questões referentes à energia eólica, solar, biomassa e tantas outras frentes que não apresentam uma grande participação em termos de matriz energética no período de tempo avaliado, mas serão de fundamental importância no ciclo que se seguirá. Estas opções conferirão às empresas de energia a sua consolidação como socialmente responsáveis. apresenta algumas características das futuras configurações das refinarias. Características das futuras configurações das refinarias Esquema de Refino Ambiental Renováveis Refinarias cada vez mais complexas, apresentando Unidades de Conversão e Hidro processamento, com a produção de combustíveis cada vez mais limpos Processos integrados, eco eficientes, com menor consumo de energia por volume de petróleo processado Integração da produção de derivados de petróleo com renováveis, a exemplo do etanol, com crescente participação de óleos vegetais

As refinarias brasileiras, a semelhança das mundiais, darão continuidade à produção de derivados de petróleo por mais algumas décadas. Seu impacto ambiental, porém, deverá ser expressivamente minorado com o passar dos anos, abrindo caminhos para a introdução de tecnologias mais limpas, com crescente participação de fontes renováveis, visando o equilíbrio de todo o planeta com benefícios em todas as áreas, sejam ambientais, sociais ou econômicas.

9 OBRAS CONSULTADAS

ANP

www.anp.gov.br

petrobras.com.br

brasilescola.uol.com.br

www.guiadacarreira.com.br

www.mme.gov.br

Livros Grátis (<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

Variação espacial e temporal de uma taxocenose de caprelídeos (Crustacea: Amphipoda) em um ecossistema subtropical sujeito à poluição por hidrocarbonetos de petróleo

Utilização de nitrato para bioatenuação da geração de sulfeto em água produzida proveniente da extração de petróleo

Utilização de *Microsternarchus bilineatus* (Ostariophysi, gymnotiformes, hypopomidae) como biomonitor: o efeito de combustíveis automotivos derivados do petróleo na descarga do órgão elétrico

Utilização da turfa Sphag sorb no tratamento de solo contaminado com petróleo: avaliação físico-química e espectroscópica

Utilização da espectroscopia raman para monitorar a cura de tintas epóxi aplicadas em tanques de armazenamento de petróleo

Uso de Biopilha para degradação de hidrocarbonetos derivados de petróleo em solos contaminados

**USO DE ADITIVOS NACIONAIS NO DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS
AQUOSOS PARA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

**Um sistema para estimação da vazão de gás de poços produzindo por
plunger lift para vaso separador de teste em plataformas de petróleo**

**Um simulador multiagente para auxiliar decisões logísticas de alocação de
petróleo em portos**

Um modelo constitutivo para análise de estabilidade de poços de petróleo