

5

Estrutura da empresa e situação de mercado

Antes de definir-se o caso prático abordado com as características da empresa que se pretende realizar a análise de fluxo de caixa, serão feitas algumas considerações sobre o mercado nacional e internacional de derivados de petróleo, a caracterização do petróleo e seus produtos, juntamente com uma breve explanação sobre refino.

5.1.

Caracterização do petróleo e seus derivados

A partir de qualquer petróleo pode-se obter qualquer derivado. O que difere apenas é o grau de refino necessário para que essa produção seja viável, ou seja, os tipos de processos empregados, o que se reflete nos custos do refino. Assim, o tipo de petróleo determina o grau de refino necessário para a produção das quantidades e tipos desejados. Como consequência, o valor comercial de cada petróleo é dependente de sua qualidade.

A qualidade do petróleo é avaliada pelo rendimento e tipos de derivados obtidos através de um dado esquema de refino e também por suas características de transporte e estocagem.

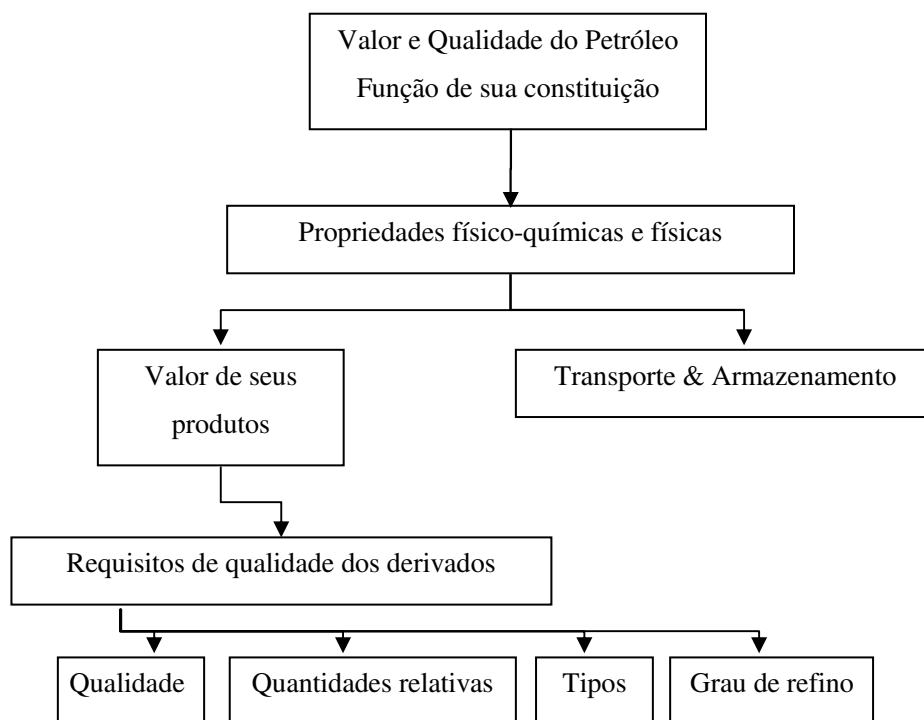


Figura 6 – Valor e qualidade do petróleo

Fonte: Elaboração própria

Como os petróleos são diferentes entre si quanto a suas características produtivas, surge a necessidade de qualificá-lo para a sua alocação em refinarias. Por outro lado, os esquemas de refino a serem utilizados devem ser adequados às características do petróleo escolhido, para se atender às necessidades do mercado consumidor. Assim, a forma de processar o petróleo em uma refinaria depende do mercado consumidor, do esquema de refino existente nessa refinaria e do tipo de petróleo.

Por isto, é necessário conhecer a qualidade intrínseca do petróleo, a qual depende basicamente de sua constituição físico-química, o que determina os rendimentos e propriedades dos seus derivados. A Figura 7 exemplifica, para diversos petróleos, as diferenças de rendimentos das frações básicas de refino, as quais são o GLP, a nafta (leve e pesada), o querosene, o gasóleo (atmosférico e de vácuo) e o resíduo (de vácuo), matérias-primas para a produção dos derivados ou cargas de outros processos. Os rendimentos das frações básicas devem ser definidos em uma mesma base de processamento dos petróleos, para que se possam compará-los.

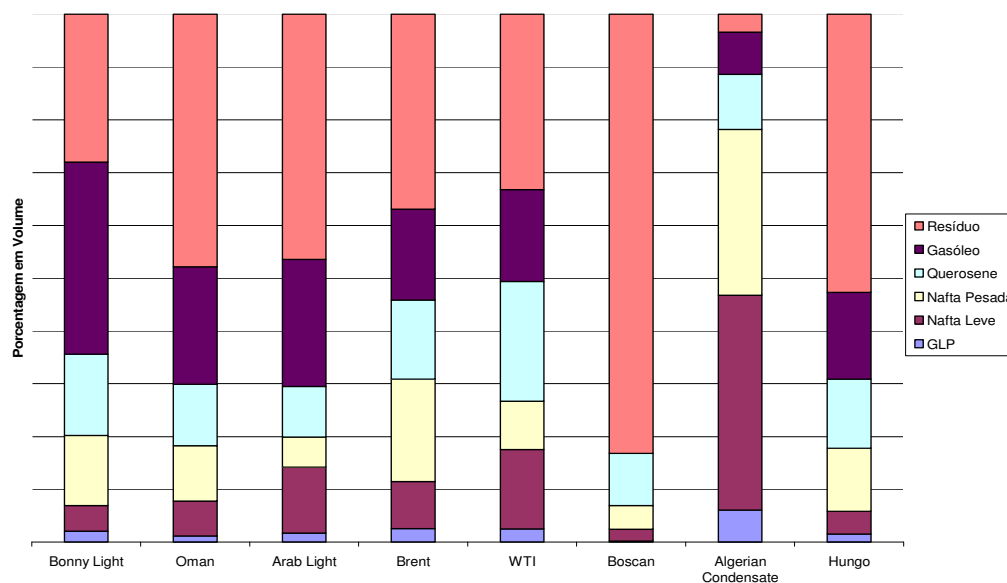


Figura 7 – Características de petróleos: rendimento das frações básicas

Fonte: International Crude Oil Market Handbook – 2008

O petróleo não é uma substância homogênea e suas características variam grandemente de acordo com o campo produtor. A American Society for Testing and Materials, ASTM (2002) define o petróleo como:

“Uma mistura de ocorrência natural, constituindo predominantemente de hidrocarbonetos e derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados e oxigenados, a qual é ou pode ser removida da terra no estado líquido. O petróleo bruto está comumente acompanhado por quantidades variáveis de substâncias estranhas tais como água, matéria inorgânica e gases. A remoção dessas substâncias estranhas não modifica a condição de mistura do petróleo cru. No entanto, se houve qualquer processo que altere apreciavelmente a composição do óleo, o produto resultante não poderá mais ser considerado petróleo.”

Os hidrocarbonetos são substâncias compostas por carbono e hidrogênio, cujas quantidades variam pouco em termos relativos, produzindo pequenas diferenças em termos médios. No entanto, as diferenças entre as propriedades físicas e químicas destes hidrocarbonetos são muito grandes, o que resulta em uma diversidade de características dos petróleos para uma faixa estreita de variação de composição elementar de óleo bruto.

Elemento	% em massa
Carbono	83,00 a 87,00
Hidrogênio	11,00 a 14,00
Enxofre	0,06 a 8,00
Nitrogênio	0,11 a 1,7
Oxigênio	0,5
Metais (Fe, Ni, V, etc)	0,3

Tabela 6 – Composição elementar média do petróleo

Fonte: Speight (2000)

Dispondo de diferentes tipos de petróleos, com diferentes características, o refinador necessita avaliá-los economicamente o seu processamento por esquema pré-definido para atendimento de um mercado consumidor. Para efetuar tal escolha, é preciso avaliar o potencial produtivo dos petróleos disponíveis, além das informações sobre o esquema de refino utilizado e sobre o mercado consumidor.

Para possibilitar tal escolha, o petróleo é qualificado por diferentes critérios, intrínsecos ao petróleo quanto ao seu transporte, armazenamento e processamento, qualitativos e quantitativos sobre os derivados que se quer produzir. A Tabela 7 ilustra melhor tais critérios.

Qualitativos	Produção de QAV, diesel, óleo combustível, BTE, asfaltos, carga para FF, solventes, insumos petroquímicos
Quantitativos	Produção de derivados de maior demanda ou de maior valor.
Transporte e Armazenamento	Facilidade de escoamento, acidez (corrosividade)

Tabela 7 – Critérios de classificação do petróleo

Fonte: Elaboração própria

Para qualificar um petróleo, utiliza-se um procedimento analítico que se inicia pela determinação das características globais do petróleo, como teor de hidrocarbonetos saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos, acidez e contaminantes, densidade, viscosidade, características de cristalização, conforme mostrado na Figura 8.

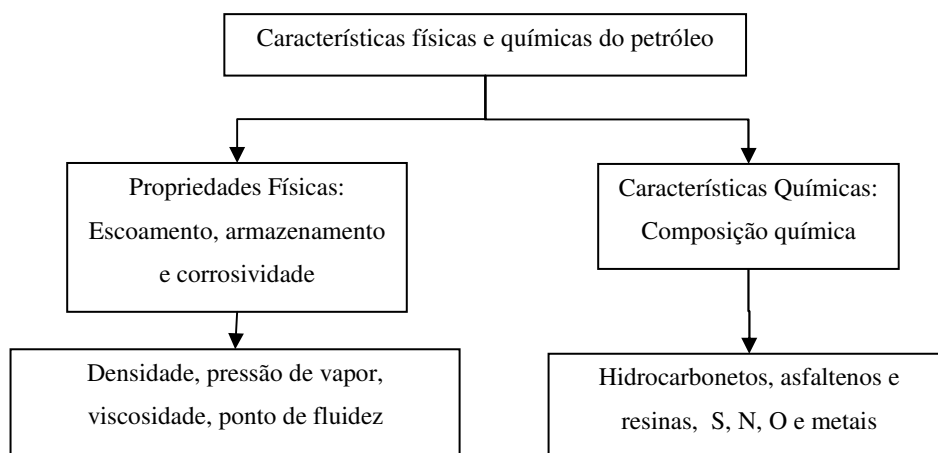


Figura 8 – Critérios de qualificação do petróleo
Fonte: Elaboração própria

Esta avaliação prossegue com a separação do petróleo em frações de acordo com seus pontos de ebulição buscando-se compor as chamadas frações básicas de refino, pois é por meio delas que se obtêm os diversos derivados do petróleo.

Em relação aos derivados que o petróleo produz, é importante conhecer:

- A quantidade de derivados de acordo com a faixa de ebulição existente no cru de derivados, o que é traduzido por uma curva de destilação especial, denominada de ponto de ebulição verdadeiro (PEV);
- Os tipos das frações básicas que produz caracterizadas pela determinação de propriedades físicas e químicas dessas frações. Entre os tipos de derivados a serem avaliados, listam-se normalmente o QAV (querosene de aviação), diesel, lubrificantes, asfaltos, solventes, carga para craqueamento catalítico, tipo de óleo combustível e tratamentos necessários.

Inúmeras são as aplicações dos produtos obtidos em uma refinaria de petróleo a partir de diversos tipos de processos de refino físicos e químicos, os quais podem ser divididos em três grandes classes:

- Processos de Separação: quando os constituintes existentes na carga do processo são separados de acordo com alguma propriedade física que os caracterize, tal como ponto de ebulição (destilação), solubilidade (desaromatização, desasfaltação), ponto de fusão (desparafinação) e outros. Nestes processos não ocorre nenhuma transformação química dos constituintes da carga.

- **Processos de Conversão:** quando os hidrocarbonetos constituintes da carga são transformados em outros hidrocarbonetos através de processos químicos, catalíticos ou não. Via de regra, estes processos são complementados por processos físicos, para separar as frações obtidas pela transformação dos constituintes da carga.
- **Processo de Tratamento:** quando não ocorre alteração física nem química nos hidrocarbonetos, havendo, no entanto, a remoção ou transformação dos contaminantes da carga através de processo químicos ou físicos, como o tratamento caustico, o tratamento Merox, o hidrotatamento e outros. Os processos de tratamento são usados em seqüência aos processos de separação e de conversão, sendo, por isso, algumas vezes chamados de processos de acabamento.

O refino de petróleo inicia-se através de sua separação física nas frações básicas do refino por destilação atmosférica e a vácuo, separadas de acordo com suas faixas de temperatura de ebulição. Essas frações são encaminhadas para tanques de estocagem finais, onde irão compor misturas ou não a outras frações os derivados finais. As frações básicas podem ainda ser enviadas a tanques intermediários, de onde seguem para outros processos de separação, transformação ou acabamento, de onde seguirão para outros processos ou para tanques de produtos acabados.

Dessa forma, os derivados de petróleo podem ser compostos por frações de diversos processos de refino, constituindo o chamado “pool”, conjunto de frações que fazem parte de um derivado de petróleo.

Assim, a diferença entre uma fração e um derivado do petróleo é que uma fração pode não apresentar todas as características necessárias a um derivado de petróleo, de acordo com as especificações legais vigentes, enquanto que o derivado é composto por frações que produzem uma mistura que apresenta obrigatoriamente todas estas características.

Por toda complexidade envolvida desde sua extração até suas diversas utilizações, o estudo da cadeia petrolífera pode ser vista hoje como uma ciência. Ante o acima exposto, tentou-se mostrar que a demanda por derivados varia com o passar dos anos e também dentro dos mesmos devido a efeitos de sazonalidades (como safras agrícolas ou temperaturas). Ao mesmo tempo verifica-se que

dependendo do grau de complexidade que a refinaria possui e escolhendo a melhor relação custo-benefício do petróleo a ser processado, é possível ajustar a produção de derivados da mesma de maneira a otimizar seu resultado financeiro. Assim, a idéia básica é encaixar a oferta para a demanda de derivados que forneçam o maior retorno possível.

Esta interessante flexibilidade é observada principalmente na concepção de novas refinarias, que buscam em suas análises de viabilidade técnica e econômica projetos onde se observa um parque de refino que possui diversas unidades de transformação e tratamento, o que permite, por exemplo, funcionar desde uma indústria petroquímica de 1ª geração até mesmo uma refinaria que busca maximizar sua produção de diesel. Porém, esta é uma questão que foge ao escopo deste trabalho, mas que seria extremamente bem avaliada junto à ótica da teoria de opções reais.

5.2.

Mercado nacional e internacional de derivados de petróleo

O refino do petróleo produz diversos produtos com inúmeras aplicações nos mais variados tipos de equipamentos e indústrias em geral. Esta vasta gama de produtos é dividida em duas classes principais:

Combustíveis ou Energéticos:

- Doméstico: gás de cozinha;
- Automotivos: gasolina diesel;
- De Aviação: gasolina e querosene;
- Industriais: gás e óleo combustível.

Não-Combustíveis ou Não-Energéticos:

- Lubrificantes, graxas e parafinas;
- Matéria-prima para petroquímica e fertilizantes: gases, naftas e gasóleos;
- Especiais: solventes, óleo para pulverização agrícola, asfaltos, coque, extrato aromático e outros.

Os combustíveis se constituem no tipo de derivados de petróleo de maior produção e demanda em todo o mundo. Particularmente no Brasil alcançam mais

de 80% da produção e do consumo de derivados. Os gráficos abaixo fornecem o consumo médio de derivados no Brasil em 2007 por classe e por tipo de derivado.

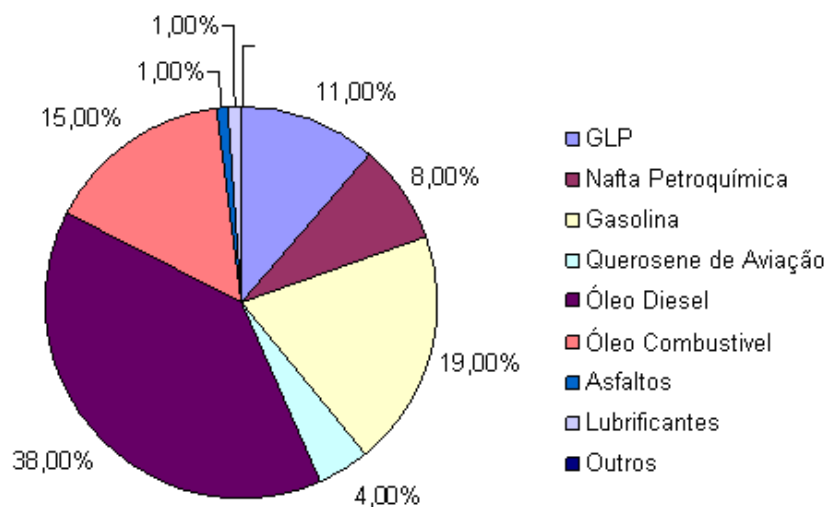


Figura 9 – Demanda média no Brasil em 2007 por tipo de derivado

Fonte: ANP

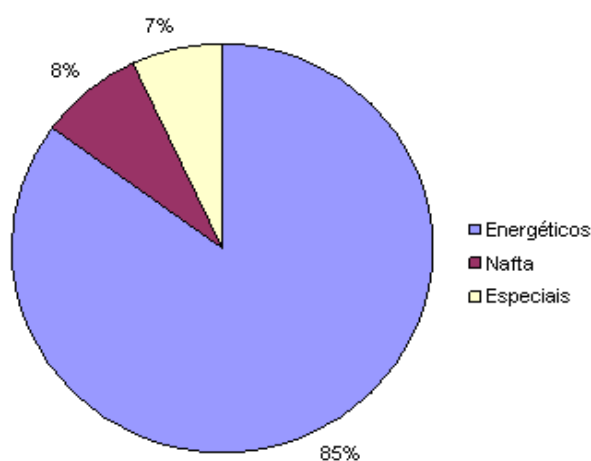


Figura 10 – Demanda média no Brasil em 2007 por classe de derivado

Fonte: ANP

Para que se torne possível abastecer o mercado de derivados de petróleo na quantidade e qualidade requerida pelo mercado, faz-se necessário dispor de processos de refino que permitam obter estes produtos. A distribuição relativa da produção dos derivados de petróleo em uma refinaria é denominada perfil de refino do petróleo. Este perfil de refino tem se alterado ao longo dos últimos anos no Brasil e no mundo em função de mudanças no quadro político-econômico. No caso brasileiro, tais alterações levaram a grandes investimentos nas refinarias locais para adequá-las às novas necessidades de qualidade e quantidade dos derivados.

A evolução histórica do consumo dos derivados de petróleo e de álcool no Brasil entre 2000 e 2007 está mostrada nas Figura 11 e Figura 12, onde se verifica mais veementemente o aumento do consumo de diesel e álcool e a redução do óleo combustível. A gasolina de aviação e o querosene iluminante foram propositalmente deixados de lado nesta comparação por possuírem volumes desprezíveis comparados com os outros combustíveis.

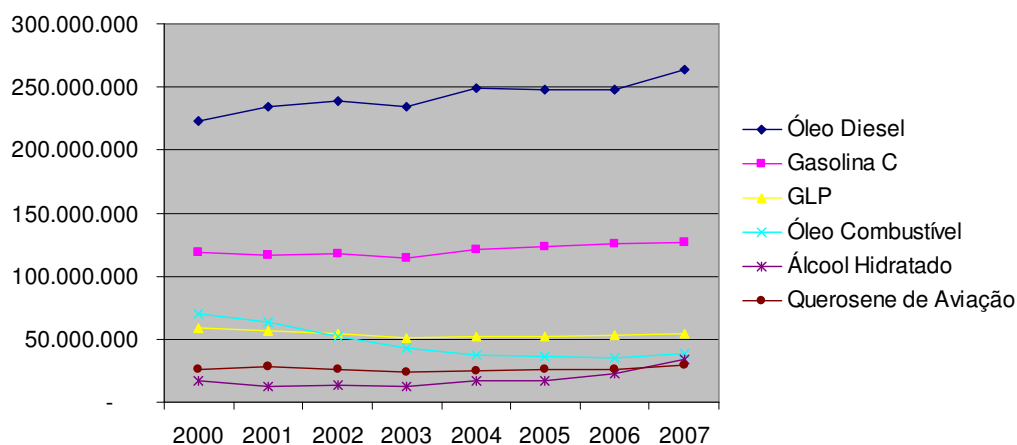


Figura 11 – Série de consumo nacional de derivados em bbl de 2000 até 2007
Fonte: ANP

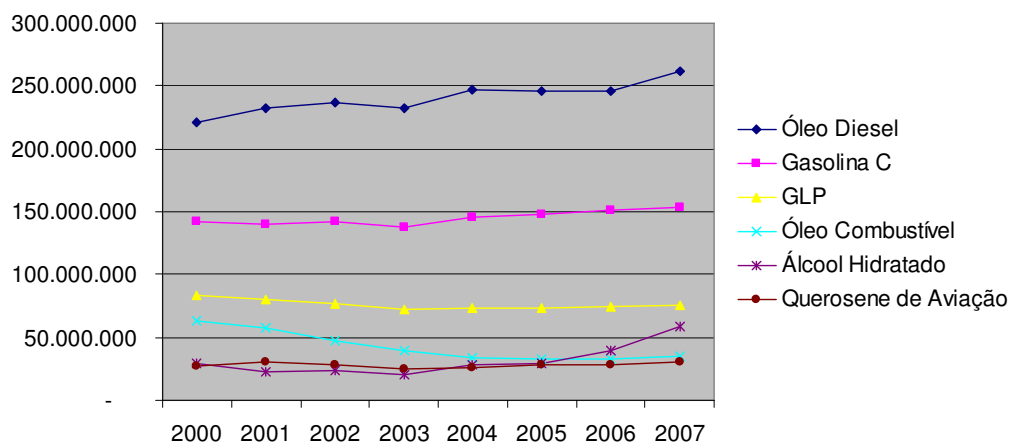


Figura 12 – Série de consumo nacional de derivados em bep de 2000 até 2007
Fonte: ANP

É interessante ressaltar a diferença observada entre os gráficos, onde o primeiro mostra o consumo nacional na unidade de volume barris (bbl), que equivale a 159 litros. Já o segundo ilustra a mesmo consumo, porém na unidade de energia barril equivalente de petróleo (bep), que no caso traz todos os

derivados para a mesma base energética, o que seria uma comparação mais coerente.

Também se destaca que a gasolina comercializada no Brasil é do tipo C, o que significa que a mesma é misturada com álcool anidro em uma proporção que pode variar entre 20 a 25% segundo legislação e que atualmente é de 25%. O mesmo também funciona como booster de octanagem para a gasolina A (pura). Então, obviamente o consumo nacional de etanol será maior ainda, posto que é a soma dos consumos de álcool anidro (presente na gasolina) e hidratado (vendido diretamente como combustível).

Atualmente, existe a perspectiva de que no futuro ocorra um aumento da utilização de bicomcombustíveis, álcool e biodiesel, o que poderá levar a novas alterações no perfil de refino brasileiro e mundial. Por outro lado há ainda a tendência de utilização na Europa de motores diesel em veículos leves o que poderá provocar a redução da demanda de gasolina, que poderá se refletir no mercado mundial.

Desconsiderando-se os efeitos ainda incertos dos bicomcombustíveis, é apresentada abaixo uma evolução do perfil de demanda mundial por produtos, onde se observa o crescimento da demanda por médios e leves. É importante frisar que é um diagrama que informa as proporções dos diversos produtos e não os valores absolutos, pois é fato que a demanda Mundial de petróleo totalizou 86 mmbpd para 2007 e é projetada em 86,9 mmbpd para 2008 e em 106,5 mmbpd para 2020.

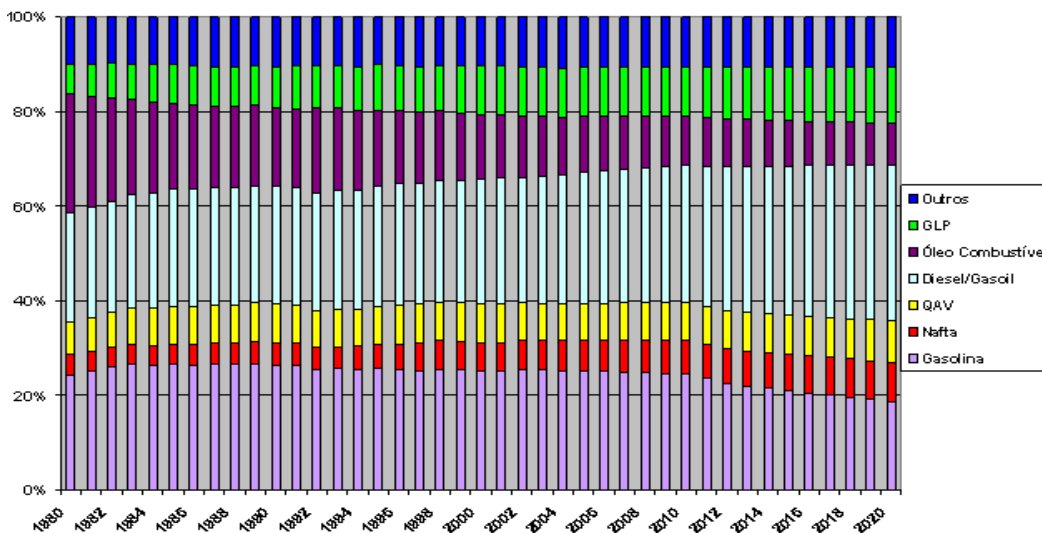


Figura 13 – Demanda mundial por produtos
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Para justificar a não escolha de uma refinaria com as características das atualmente existentes no Brasil, é importante ressaltar que o país possui algumas peculiaridades. Mesmo sendo aberto à prática de livres preços desde 2000 e a quebra do monopólio da até então estatal PETROBRAS, na prática a flutuação de preços não ocorre. A empresa não possui o monopólio de direito, porém detém o de fato. Por tratar-se de uma sociedade de economia mista, seu acionista majoritário é o próprio governo, que acaba utilizado-a como instrumento de controle econômico, quer seja através da manutenção dos preços dos combustíveis para controle da inflação, mesmo no caso da importação ser antieconômica. Tal assertiva é mais fácil de ser vislumbrada através da Figura 14:

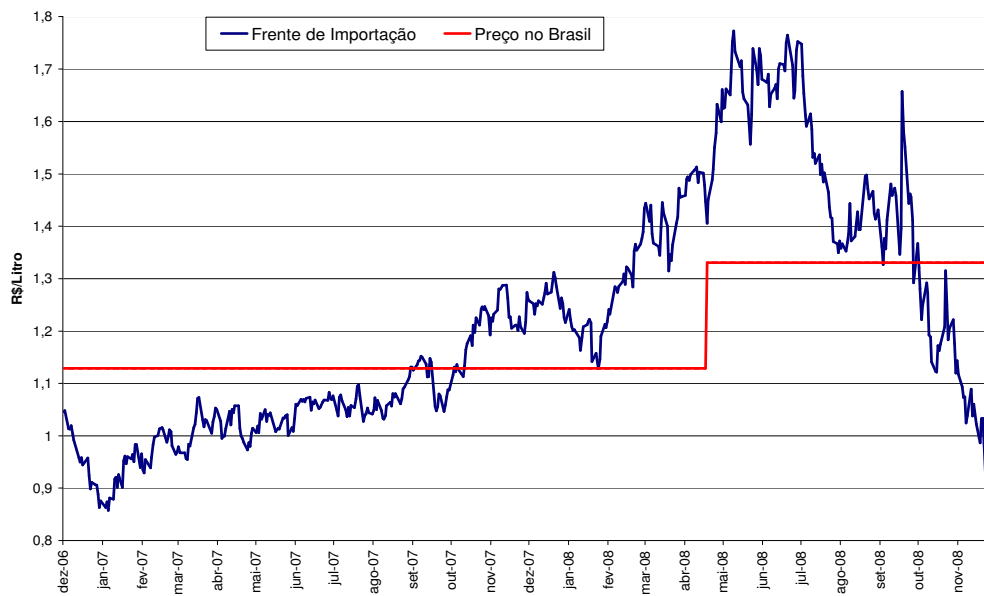


Figura 14 – Preço do diesel praticado no mercado nacional x Preço do diesel importado
Fonte: BCB, Shipping Intelligence Network, Reuters e PETROBRAS

Para a construção da Figura 14, utilizou-se cotação do *Number 2* (No.2) da NYMEX, também chamado de *Heating Oil* (HO), no período compreendido entre o dezembro de 2006 até o dezembro de 2008. O HO é uma *commoditie* negociada em bolsa e refere-se ao óleo de calefação, utilizado principalmente em países de clima temperado, cujas características são bastante semelhantes ao diesel brasileiro. Por possuir bastante liquidez, é o produto utilizado para *hedge* e precificação por vários refinadores e *trading companies*. É interessante destacar que o produto diesel normalmente é negociado com descontos ou prêmios sobre o valor do contrato padrão de bolsa do HO, de acordo com suas características físico-químicas, como teor de enxofre, densidade, cor, entre outras. Para efeitos

didáticos, e também pelo fato do prêmio/desconto também variar ao longo do tempo, tomou-se esse valor como zero.

A partir da cotação, foi feito um custo de internação do produto, este devendo ser somado ao valor cotado internacionalmente. Para isso, utilizou-se a média mensal do custo de frete por litro entre o Golfo Americano e São Sebastião no Rio de Janeiro, obtido através da rede *Shipping Intelligence Network* em seu site <http://www.clarksons.net>. Por fim, os valores foram multiplicados pelo câmbio médio mensal, consultado no site do Banco Central do Brasil: <http://www.bcb.gov.br>. Já o preço praticado dentro do Brasil, foi obtido através da página da internet da PETROBRAS, <http://www.petrobras.com.br/produtos> em sua parte de composição de preços. Lembrando que o valor tomado não é o pago pelo consumidor, que incide tributos e a parcela das distribuidoras e postos, e sim o praticado pela companhia vendedora, no caso, a PETROBRAS. Esse preço somente alterou-se uma vez no período considerado, em 1º de maio de 2008.

Uma estratégia de *hedge* conforme sugerida pelo escopo desta dissertação estaria sujeita a esta imperfeição do mercado nacional, o que a tornaria impossível de ser praticada. Apresenta-se, então, a idéia de realizar o estudo em uma refinaria situada numa região de mercado aberto, como nos Estado Unidos, onde os preços do óleo e seus derivados flutuam livremente, inclusive repassando até a bomba de combustível do consumidor final. Outro aspecto importante que viabiliza a proposta aqui sugerida é o fato do parque de refino americano ser bastante antigo, principalmente por pressões ambientais na construção de novas refinarias, o que permite somente “Revamps” (ampliações e melhorias dos sistemas das refinarias já existentes), fazendo com que não exista tanta flexibilidade quanto aos tipos de derivados que serão produzidos.

5.3. Estrutura da empresa

Após as breves considerações sobre petróleo, refino e mercado acima realizadas, será abordado o caso prático proposto por este trabalho. Nele, supõe-se uma refinaria de petróleo brasileira situada em um mercado aberto, como o norte-americano, e que a companhia nacional suprirá com óleo Marlim para posterior processamento.

Quanto ao teor de enxofre, o referido óleo apresenta um teor de enxofre de 0,67% de seu peso, sendo assim denominado como pouco sulfuroso. Isto representa um bom atributo à sua adequação ao refino, pois o valoriza como constituinte de *blends* de carga em refinarias no exterior.

Esse óleo apresenta pontos negativos, uma vez que possui um baixo grau API¹ (19,6°), caracterizando-se como petróleo pesado. Assim, seu processamento em uma refinaria de pouca complexidade geraria derivados pesados, como, por exemplo, óleo combustível ou resíduo de vácuo, que são pouco nobres e conseqüentemente apresentam baixo valor comercial, na maioria das vezes inclusive inferior ao de um petróleo cru. Soma-se a isso o fato do petróleo brasileiro ser reconhecido por sua relativa acidez frente aos demais crus mundiais. A corrente dominante Marlim apresenta uma acidez considerável de 1,09 mgKOH/g. Esta é uma especificidade negativa do óleo brasileiro exportado, já que para seu processamento, as refinarias deverão adequar suas metalurgias, acrescentando custos elevados ao refino e, conseqüentemente, um desconto em relação os óleos marcadores.

Devido aos pontos acima expostos, será sugerida a colocação do petróleo Marlim em uma refinaria de complexidade relativamente alta. A configuração sugerida será a ilustrada na Figura 15, que foi retirada diretamente do sítio da Agência Nacional do Petróleo. Os rendimentos médios dos derivados fornecidos através do refino do Marlim são frutos de uma pesquisa feita junto à PETROBRAS.

¹ O grau API, criado pelo American Petroleum Institute, é apenas uma forma de expressar a densidade do petróleo, através de um índice adimensional. Quanto maior for a densidade do petróleo, menor será seu grau API, ou mais pesado será o petróleo, como mostra a expressão abaixo $API = [141,5/dr(60/60)] - 131,5$, onde $dr(60/60)$ é a densidade da amostra a 60° F, em relação à densidade da água a 60° F (densidade relativa). De acordo com o instituto, óleos com API superior a 31,1 são leves; 22,3 a 31,1, médios; 22,3 a 10 API, pesados; API inferior a 10, extra-pesados. Então, quanto maior o grau API, maior o valor comercial do petróleo, pois com óleos leves é possível produzir, em princípio, uma parcela maior de derivados nobres, de elevado valor comercial, tais como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente a outro tipo de óleo, mais pesado (SZKLO, 2005).

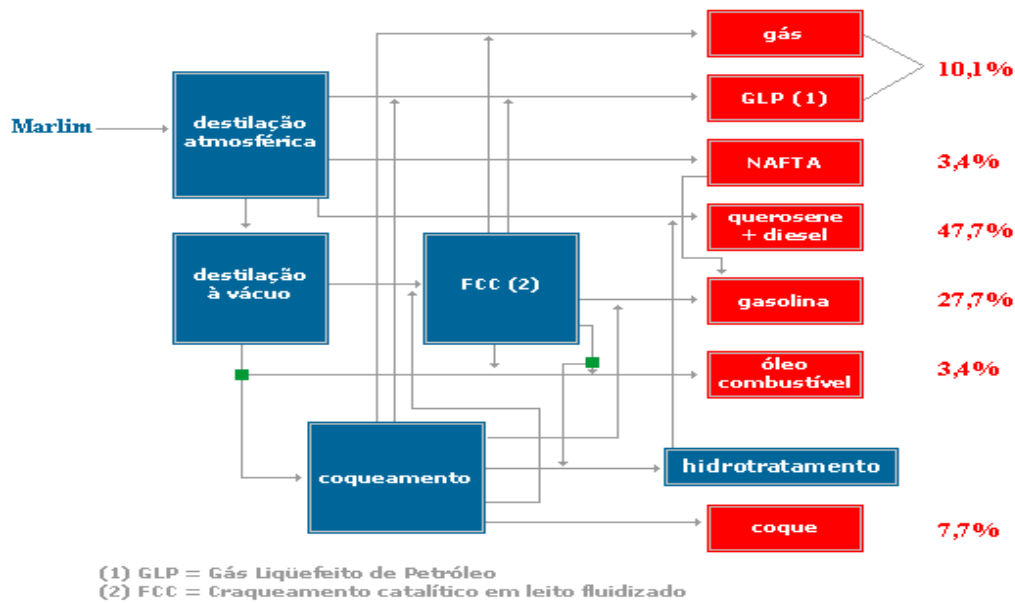


Figura 15– Esquema de refino proposto

Fonte: ANP

Torna-se necessária uma breve situação das funções dos diversos processos empregados no esquema de refino sugerido, mesmo este não sendo o escopo principal dessa dissertação, mas tem como objetivo proporcionar uma melhor compreensão ao leitor. Cabe ressaltar que existem diversos outros processos que poderiam ter sido incorporados para a refinaria escolhida, porém, por simplificação didática, tal grau de complexidade já é suficiente.

5.3.1. Destilação Atmosférica e a Vácuo

O petróleo, para que tenha seu potencial energético efetivamente aproveitado, deve ser desdobrado em cortes de faixa de ebulição características, denominadas frações. Assim, para que esse objetivo seja alcançado, o óleo bruto é submetido ao processo de destilação. Extremamente versátil, é usada em larga escala no refino. Outros processos de separação, conversão e tratamentos, utilizam-na como etapa intermediária ou final de suas operações.

A destilação é um processo físico de separação, baseado na diferença de pontos de ebulição entre compostos coexistentes numa mistura líquida. Particularmente, sabe-se que os pontos de ebulição de hidrocarbonetos aumentam com o crescimento de seus pesos moleculares. Desta forma, variando-se as

condições de aquecimento de um petróleo, é possível vaporizar-se compostos leves, intermediários e pesados, que, ao se condensarem, podem ser separados. Paralelamente, ocorre a formação de um resíduo bastante pesado, constituído principalmente de hidrocarbonetos de elevados pesos moleculares, que, às condições de temperatura e pressão na qual a destilação é realizada, não se vaporizam. Sendo o petróleo é uma mistura de diferentes hidrocarbonetos, torna-se fácil perceber como os resultados desse processo são fortemente influenciados pelo tipo de petróleo de entrada.

Além da temperatura de aquecimento do óleo, outro fator importante no processo de destilação é a pressão a que o óleo está submetido. Sabe-se que o ponto de ebulição de um determinado líquido é função da pressão que o ambiente está exercendo sobre ele. Quanto maior for a pressão exercida, maior será a temperatura de ebulição do líquido. Logicamente, baixando-se a pressão, baixa-se também a temperatura de ebulição do líquido em questão. A conjugação desses dois parâmetros – temperatura e pressão – permite que o petróleo seja separado em suas diversas frações.

A destilação pode ser feita em várias etapas e em diferentes níveis de pressões, conforme o objetivo que se deseje. Assim, pode ser utilizada a destilação atmosférica ou a destilação a vácuo, quando se trata de uma unidade de destilação de petróleo bruto. Ambos são considerados processos de separação. Tais processos têm por objetivo desmembrar o petróleo em suas frações básicas ou processar uma fração anteriormente gerada, para que dela se remova um grupo específico de compostos. Isto é conseguido por ação física de energia sobre o petróleo ou suas frações.

Nesse caso, o objetivo é seu desmembramento nas frações básicas do refino, a saber: gás combustível, gás liquefeito, nafta ou gasolina, querosene, gasóleo atmosférico (óleo diesel), gasóleo de vácuo e resíduo de vácuo. Seus rendimentos são variáveis em função do óleo processado. A unidade de destilação de petróleo existe sempre, independente de qual seja o esquema de refino existente. É o principal processo a partir do qual os demais são alimentados.

A razão de existir uma torre de destilação a vácuo além da atmosférica, deve-se ao fato de ocorrer um aumento muito grande da temperatura, craqueando hidrocarbonetos dos derivados que deveriam ser formados, o que acaba por alterar

suas características químicas. Logo, a redução da pressão permite um aumento dos compostos vaporizados, sem um aumento de pressão.

5.3.2. Craqueamento Catalítico

Os próximos dois processos descritos (craqueamento catalítico e coqueamento retardado) enquadram-se na categoria dos processos de conversão, que tem como objetivo alterar de forma profunda a composição química de uma fração, visando melhorar sua qualidade, valorizando-a, ou transformar frações de baixo valor comercial em outras de maior valor.

O craqueamento catalítico é um processo de desintegração molecular. Sua carga é o gasóleo de vácuo (proveniente da destilação a vácuo, e que seria utilizado como óleo combustível), que submetido a condições bastante severas em presença do catalisador, é decomposto em várias outras frações mais leves, produzindo gás combustível, gás liquefeito, gasolina, gasóleo leve, diesel de craqueamento e gasóleo pesado de craqueamento (óleo combustível). As reações produzem também coque, que se deposita no catalisador e é queimado quando da regeneração desse último, gerando um gás de combustão, de alto conteúdo energético. O mesmo é usado na geração de vapor d'água de alta pressão.

É um processo destinado principalmente à produção de gasolina de alta octanagem, sendo este o derivado que aparece em maior quantidade, da ordem de 50% a 65% do volume em relação à carga processada. O segundo derivado que aparece em maior proporção é o GLP, com a carga de 25% a 40% volume em relação à carga. Em combustível de craqueamento (óleo decantado/clarificado), o gás combustível e o gás ácido (H_2S). O coque gerado e depositado no catalisador é integralmente queimado na regeneração.

O FCC (*Fluid Catalytic Cracking*) surgiu na década de 40 e baseia-se na fluidificação de sólidos. É um processo de grande versatilidade e de elevada rentabilidade no quadro atual do refino, embora seja também uma unidade que requeira alto investimento para a sua implantação.

5.3.3. Coqueamento Retardado

É considerado um processo de craqueamento térmico. Sua carga é um resíduo de vácuo, que, ao ser submetido a condições bastante severas, craqueia moléculas de cadeia aberta e coqueia moléculas aromáticas polinucleadas, resina e asfaltenos, produzindo gases, nafta, diesel, gasóleo e principalmente coque de petróleo.

A importância do coqueamento é notória, uma vez que é um processo que transforma uma fração bastante depreciada, como é o resíduo de vácuo, em outras de muito maior valor comercial, como o são o GLP, a nafta, o diesel e o gasóleo. A possibilidade de executar a transformação de frações residuais em leves e médias, conferiu ao processo um outro status, que até então não era reconhecido, em face principalmente de sua grande rentabilidade e flexibilidade operacional. Isto fez com que o coqueamento tivesse sua importância revigorada, sendo hoje um processo sempre cogitado em qualquer estudo relativo à ampliações, modernizações ou implantações de novas refinarias.

O coque gerado não é o produto principal do processo, sendo, na verdade, o objetivo central, a geração de diesel, um derivado mais nobre e de maior valor agregado. Inicialmente o coque era vendido a preço de carvão mineral, pois desempenha a mesma função para a queima. Porém, com a evolução da indústria do alumínio, o coque de petróleo mostrou-se um excelente material para a produção dos eletrodos necessários pra obtenção daquele metal, bem como para uso na siderurgia, na obtenção de aços especiais. Isto fez com que o coque passasse a ter um uma maior importância e, por consequência, maior preço.

5.3.4. Hidrotratamento

Considerado um processo de tratamento que tem por finalidade principal eliminar as impurezas presentes nas frações que possam comprometer suas qualidades finais, estabilizando quimicamente o produto acabado. Dentre as impurezas, compostos de enxofre e nitrogênio conferem às frações propriedades indesejadas, tais como corrosividade, acidez, odor desagradável, formação de

compostos poluentes, alteração de cor, etc. Daí a necessidade de proceder-se suas remoções.

As quantidades e os tipos de impurezas presentes nos produtos são extremamente variadas, diferindo também conforme o tipo de petróleo processado que gerou as frações. A medida, porém, que os cortes vão ficando mais pesados, a quantidade de impurezas cresce proporcionalmente, o que dificulta bastante sua remoção.

O hidrotreatamento (HDT) é um processo de refino que consiste na inserção de gás hidrogênio nas correntes derivadas dos cortes da destilação do petróleo e tem como principais objetivos a estabilização de determinado corte de petróleo e eliminação de impurezas (ex: enxofre, nitrogênio, oxigênio, halogênios e metais) das correntes de derivados de petróleo.

Esse processo pode ser empregado a todos os cortes de petróleo (gases, nafta, querosene, diesel, gasóleos, lubrificantes, parafinas e etc.). A incorporação do hidrotreatamento de frações médias geradas no coqueamento ao esquema de refino possibilita o aumento da oferta de óleo diesel de boa qualidade. Este esquema permite um maior equilíbrio na oferta de gasolina e de óleo diesel de uma refinaria, pois desloca parte da carga que ia do coqueamento para o craqueamento catalítico (processo marcadamente produtor de gasolina) e a envia para o HDT, gerando, então, mais diesel e menos gasolina.

5.4. Planta Adotada

É sabido que, conforme apontado neste capítulo, o modelo de refinaria sugerido processa apenas um tipo de petróleo, este pesado e ácido. Nada impede a escolha de outros óleos para compor o portfólio das entradas de cargas. Tal decisão implicaria no surgimento destes como outros fatores de risco de custo, bem como na mudança das quantidades relativas de derivados obtidos como resultado.

O projeto analisado particularmente será bastante restrito, visando principalmente o cálculo do fluxo de caixa em risco. Para tal, tomou-se uma planta que apresenta as seguintes características:

Atributo	Premissa Utilizada
Capacidade máxima de produção	120.000 barris/dia
Insumos	Óleo pesado tipo Marlim
Outputs	Diesel, gasolina, óleo combustível, querosene de aviação (QAV), nafta petroquímica, GLP, gás natural e coque;
Fatores de risco	Petróleo, Diesel e Gasolina
Horizonte no tempo	01 (um) ano
Fluxos de caixa	Mensais por 12 meses
Processo estocástico para os preços	MBG
Cenários	Gerados por Monte Carlo juntamente com a Decomposição de Cholesky
Rendimento do input	Conforme proporções fornecidas
Taxa de desconto livre de risco	4% a.a.
Depreciação e valor residual da planta	Não considerados

Tabela 8 – Premissas utilizadas para elaboração da planta da refinaria

Fonte: elaboração própria

Os dados fornecidos acima resumem a planta da refinaria. Um maior detalhamento de alguns fatores será fornecido a seguir. Independentemente da refinaria sugerida possuir capacidade máxima de processamento na ordem de 120.000 bbl/dia, foi tomado como volume diário de barris efetivamente processados de petróleo e volume obtido dos derivados aqueles apresentados na Tabela 9:

Volumes	nov/08	dez/08	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	mai/09	jun/09	jul/09	ago/09	set/09	out/09
Crude	87.383	100.367	102.010	102.000	102.000	102.000	102.000	102.000	102.000	102.000	102.000	102.000
Diesel	45.025	50.772	49.601	49.601	49.601	49.601	49.601	49.601	49.601	49.601	49.601	49.601
Gasolina	40.830	46.869	46.460	46.460	46.460	46.460	46.460	46.460	46.460	46.460	46.460	46.460
Outros derivados	1.528	2.726	5.949	5.939	5.939	5.939	5.939	5.939	5.939	5.939	5.939	5.939

Tabela 9 – Volumes processados por dia

Fonte: elaboração própria

Com base nestes dados, é possível realizar um gráfico com os volumes mensais processados de óleo. A conta resume ao produto entre o número de dias existentes no mês pela quantidade de barris processados por dia.

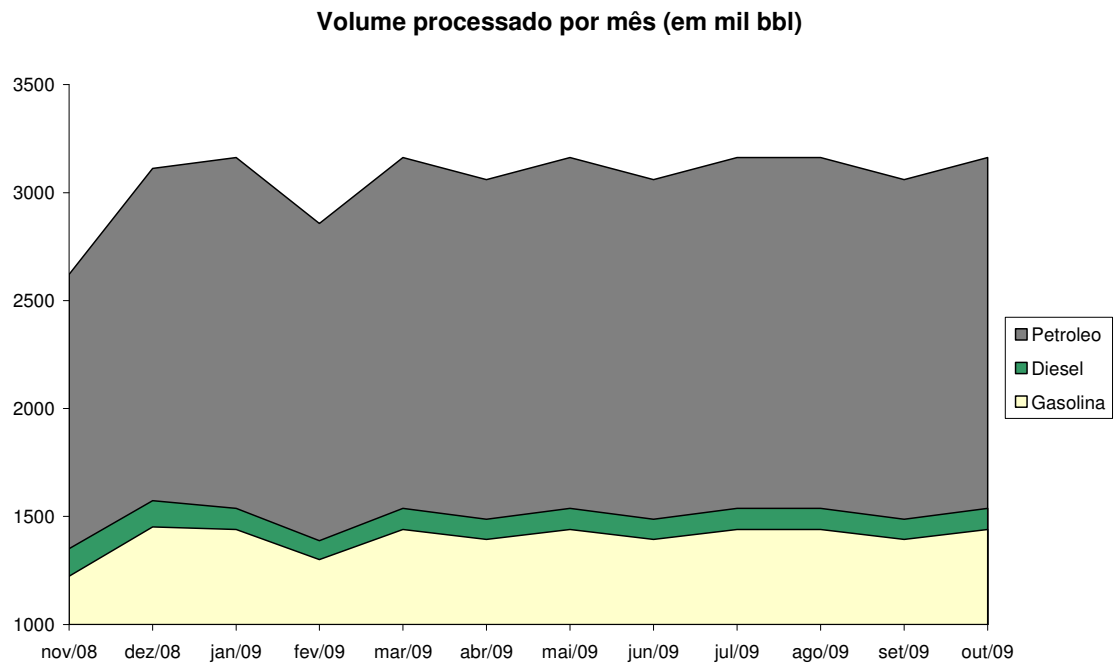


Figura 16 – Volume processado por mês
Fonte: Elaboração própria

A importância de conhecer estes volumes mensais está relacionada à receita e custo variáveis que são geradas no cálculo do fluxo de caixa, bem como na quantidade de contratos futuros e opções que serão tomados para a realização do hedge.

Antes de analisar o fluxo de caixa em risco, torna-se preciso uma descrição do mesmo. A seguir, encontra-se uma tabela que busca identificar os componentes formadores do fluxo de caixa livre da refinaria proposta.

ITEM	nov/08	dez/08	jan/09	...	out/09
<u>RECEITA OPERACIONAL</u>					
Receita Operacional Fixa	22.000	24.000	24.000	...	24.000
Receita Operacional Variável	(i)	(i)	(i)	...	(i)
<u>CUSTO OPERACIONAL</u>					
Custos Variáveis de Produção	(ii)	(ii)	(ii)	...	(ii)
Custos Fixos de Produção	14.000	14.000	15.000	...	15.000
Royalties	0,00	0,00	0,00	...	0,00
Outros Custos de Produção	24.850	25900	26600	...	26600
Encargos de Venda	2.000	2.000	2.000	...	2.000
<u>RECEITA NÃO OPERACIONAL</u>					
Empréstimos Longo Prazo	-	-	-	...	-
Empréstimos Curto Prazo	-	-	-	...	-
Receita Financeira	-	-	-	...	-
Aportes de Capital	-	-	-	...	-
Outros Recebimentos	-	-	-	...	-
<u>CUSTO NÃO OPERACIONAL</u>					
Amortizações Empréstimos Longo Prazo	-	-	-	...	-
Amortizações Empréstimos Curto Prazo	-	-	-	...	-
Despesa Financeira	-	-	-	...	-
Investimentos Operacionais	-	-	-	...	-
Baixas de Capital	-	-	-	...	-
Dividendos	-	-	-	...	-
Despesas Fixas de Administração	10.650	11100	11400	...	11400
FCL	(ii)	(iii)	(ii)	...	(ii)

Figura 17 – Fluxo de Caixa do modelo de refinaria proposto
 Fonte: elaboração própria

Em especial, os itens (i), (ii) e (iii) necessitam de maior detalhamento.

Tomam-se primeiramente necessárias as seguintes definições:

V_{gt} – é o volume de gasolina produzida no mês t

V_{dt} – é o volume de óleo diesel produzido no mês t

V_{pt} – é o volume de petróleo comprado no mês t

$P_{G_{i,t}}$ - é o preço da gasolina no mês t para o cenário i

$P_{D_{i,t}}$ - é o preço do óleo diesel no mês t para o cenário i

$P_{P_{i,t}}$ - é o preço do petróleo no mês t para o cenário i

i – é o índice que indica o resultado de cada cenário.

t – é o índice que indica o passo no tempo.

Assim, a receita variável (i) será dada por:

$$R_t = V_{gt} \times P_{G_{i,t}} + V_{dt} \times P_{D_{i,t}}$$

De forma análoga, tem-se para os custos variáveis (ii) a seguinte relação:

$$C_t = V_{pt} \times P_{D_{i,t}}$$

Os volumes são determinísticos, conforme verificado anteriormente, porém, os preços de cada produto são estocásticos e gerados a partir de cada um dos mil cenários simulados. Ou seja, um $FCL_{i,t}$ (iii) diferente será gerado para cada uma das mil simulações de preços dos três produtos sugeridos como fatores de risco. Será mais bem detalhado a seguir o motivo da escolha da gasolina e diesel como fatores de risco para as receitas.

Foi observado que o esquema de refino proposto produzia diferentes tipos de derivados, estes também em proporções distintas. Destarte, verifica-se através da Figura 18, pelo menos nove fatores de risco, quer sejam: petróleo, diesel, gasolina, óleo combustível, querosene de aviação (QAV), nafta petroquímica, GLP, gás natural e coque.

Preliminarmente, é preciso entender muito bem a natureza do negócio que se deseja mitigar o risco. Uma verificação interessante de ser realizada é a contribuição individual de cada um dos elementos tomados na premissa para um dado indicador de resultado da companhia, ou seja, a análise de sensibilidade.

O gráfico conhecido como “Tornado” é um excelente indicador deste princípio. O mesmo mostra uma análise vertical do impacto causado pela variação percentual ou de quantidades de desvios padrão de cada um dos fatores de risco nas contas da empresa, tanto positivas quanto negativas. Contas estas escolhidas de forma que retornem informações que permitam uma avaliação objetiva do resultado, como o EBITDA, CAPEX ou Fluxo de Caixa. Abaixo, é mostrado o gráfico tornado, onde foi escolhido este último indicador financeiro como base de comparação, para a implicação da variação de um desvio padrão de cada um dos nove fatores supracitados.

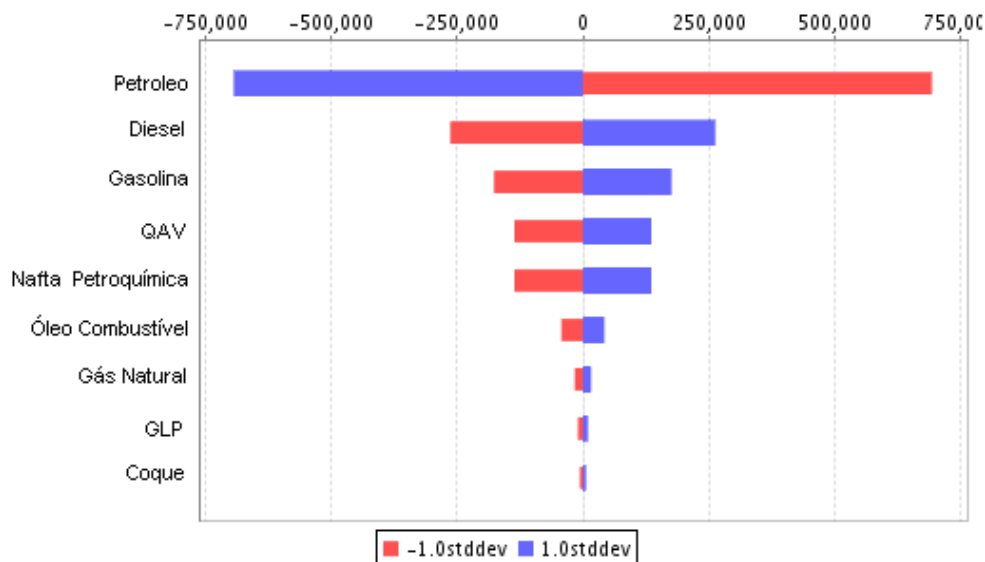


Figura 18 – Gráfico “Tornado” para nove fatores de risco
 Fonte: Elaboração própria

A partir das informações acima observadas é possível retirar algumas ilações. É possível perceber que a entrada e principal custo, o petróleo, também é o fator de risco que mais afeta o resultado da companhia. Então, uma possível estratégia de hedge muito provavelmente deve levar este fator em conta. Também, verifica-se o que os três últimos fatores pouca influência possuem no resultado do fluxo de caixa. Uma análise de uma companhia tal qual descrita anteriormente, necessita de dado contábeis e financeiros que não são divulgados, por serem estrategicamente importantes para as refinarias mundiais.

Como o objetivo deste estudo é acadêmico, e não uma avaliação interna detalhada de uma companhia, no estudo de caso que será doravante analisado, tomou-se como premissa uma refinaria de petróleo que apresenta três fatores de risco distintos: petróleo, diesel e gasolina. Destaca-se que a nafta, devido as suas características físico-químicas foi incorporada no *pool* da gasolina e o QAV no Diesel, fato corriqueiramente utilizado quando existe discrepância de preços entre os produtos. Em situações normais, estes são produtos mais nobres, o que lhes confere preços mais atrativos.

Desta maneira, considera-se que os outros fatores acima mostrados e que influenciam o fluxo de caixa serão considerados como receitas fixas, ou seja, que não apresentam variações, e conseqüentemente, impacto nos fluxos de caixa simulados. Esta aproximação é passível de críticas, mas conforme detalhado

doravante, permitirá ao leitor verificar impactos das estratégias sugeridas nas simulações geradas.

Por conseguinte, com a retração dos fatores de risco analisados, tem-se um novo gráfico tornado abaixo verificado:

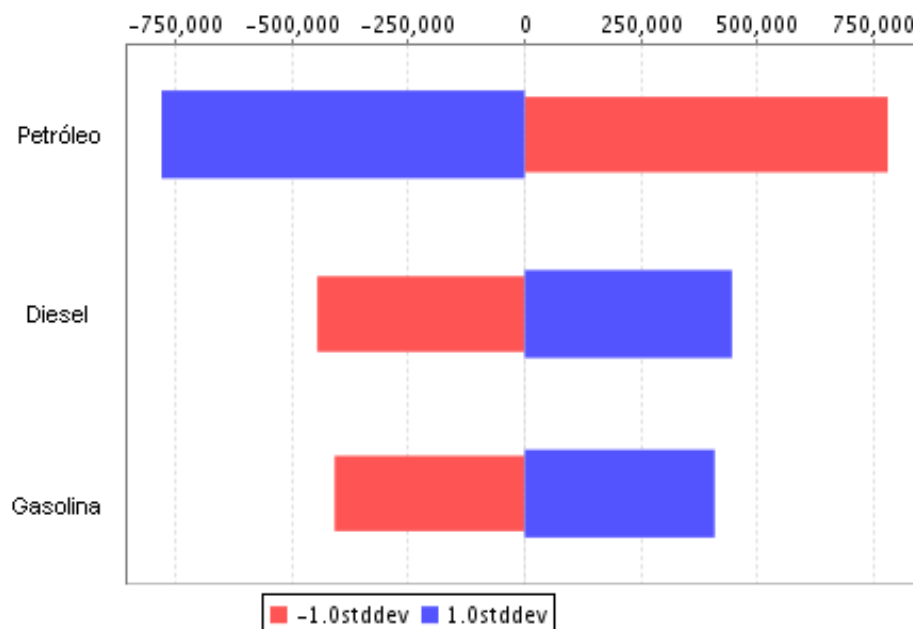


Figura 19 – Gráfico “Tornado” para três fatores de risco

Fonte: Elaboração própria

É mantida da grande contribuição da variação do preço do petróleo no resultado, e agora aparece também a considerável influência dos derivados escolhidos. Nota-se que o aumento do preço do óleo diminui o resultado e já sua redução aumenta, por tratar-se de um custo para a refinaria. A relação positiva entre preço e fluxo de caixa é observada nos derivados, por tratar-se de receitas.

Antes de falar em redução de risco através da aplicação das técnicas de *hedge* existentes, quer seja pelo mercado de balcão com contratos a termo ou de bolsa, através dos contratos futuros e opções, é preciso procurar alguns fatores que possam maximizar ou até mesmo reduzir seus efeitos. Tal assertiva já foi acima realizada. Porém, também é necessário o estudo entre as correlações dos retornos dos ativos. Abaixo, aparece a matriz entre as correlações dos retornos dos fatores de risco estudados através de uma série histórica de cinco anos. Todas as cotações tomadas foram da bolsa americana, NYMEX, sendo os produtos em questão o petróleo WTI, a gasolina *Unleaded*, posteriormente migrada para RBOB e o diesel o *Heating Oil* (HO). Destaca-se que estes não são os produtos verdadeiramente

utilizados, porém devido a sua liquidez servem como balizamento do mercado em estratégias de hedge e especulação.

	Gasolina	Diesel	Petróleo
Gasolina	100,00%	79,58%	63,59%
Diesel	79,58%	100,00%	55,63%
Petróleo	63,59%	55,63%	100,00%

Tabela 10 – Matriz de correlação entre produtos

Fonte: Elaboração própria

É razoável prever que ativos os quais possuam elevada correlação, porém situam-se em pontas opostas na composição do fluxo de caixa, ou seja, custos e receitas apresentam um chamado “hedge natural”. Isto significa que suas altas e quedas nos retornos são acompanhadas, o que proporcionaria um amortecimento mútuo entre despesas e proventos. Tal característica é fortemente verificada na tabela acima e será tornar-se-á mais fácil verificar seus efeitos práticos nas implementações das estratégias de hedge que virão na seqüência, principalmente naquelas onde é utilizado somente um dos fatores de risco, o que pode vir a causar aumento no risco global da empresa, indo a desacordo a todo o seu intento.

O objetivo primordial de uma estratégia de hedge não é aumentar o valor esperado ou a média dos retornos e sim a redução da incerteza dos mesmos. Através de técnicas onde são trabalhados os fatores que mais afetam o desempenho e também fornecem um incremento do risco, é objetivado mitigar o este último de maneira a permitir que a companhia seja regida por fatores menos relevantes em matéria de risco. Destarte, tentar-se-á reduzir o risco global da companhia.

O período de tempo escolhido pode variar conforme a necessidade da análise, variando desde situações onde o horizonte de tempo é curtíssimo, com dentro de um dia ou semana até previsões mais longínquas, como um decênio. Neste trabalho, foi escolhido o prazo de 12 meses consecutivos para a apreciação do fluxo de caixa. O capítulo 4 serviu para mostrar algumas das diferentes ferramentas existentes para criação de cenários, cada uma das quais com suas peculiaridades quanto ao ativo estudado, bem como prazo em estudo.

Então, conforme já explicado, foi utilizado como processo estocástico o movimento geométrico Browniano, juntamente com a simulação de Monte Carlo

para simular as três variáveis escolhidas como fatores de risco e, a partir daí, criar cenários de fluxos de caixa, no caso 1.000 para cada um dos meses. Também, fez-se necessário a utilização da técnica da decomposição de Chosleky, pois conforme acima verificado, o retorno dos ativos possuem um alto grau de correlação.

Para o cálculo dos parâmetros do MGB, seguiu-se a metodologia sugerida por Winston (1998), foram calculados os retornos dos preços dos fatores de risco através da relação logarítmica, ou seja, $\ln(P_t)$, para uma série mensalmente medida por 5 anos. Abaixo é representado um gráfico que mostra os preços dos mesmos no período analisado.

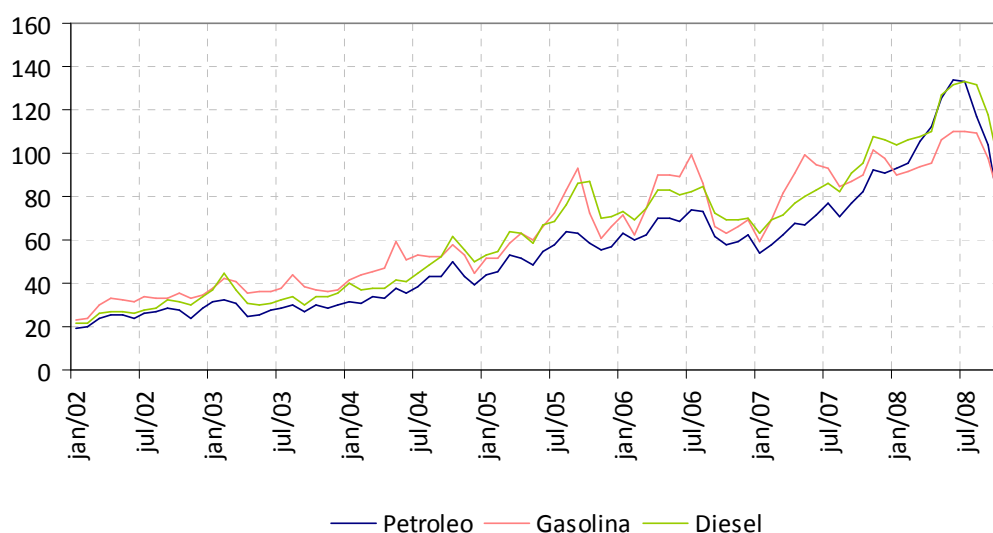


Figura 20 – Comportamento dos preços dos fatores de risco no período analisado

Fonte: elaboração própria.

Então, com base nas seguintes equações, foi calculado o *drift* e o desvio-padrão para a utilização do modelo:

$$\sigma^2 = N \times \text{Variância}[\ln(P_t / P_{t-1})]$$

$$\alpha = N \times \{ \text{Média}[\ln(P_t / P_{t-1})] + 0,5 \sigma^2 / N \}$$

Com base nas relações sugeridas, foram obtidos os seguintes valores aqui mostrados:

	Gasolina	Petróleo	Diesel
Drift (α)	0,02033	0,02043	0,02189
Desvio-padrão (σ)	0,10490	0,09287	0,08786

Tabela 11 – Parâmetros do MGB

Fonte: elaboração própria

Consideraram-se como receitas variáveis aquelas advindas da gasolina e do diesel. Os valores apresentados nos gráficos encontram-se em milhões de dólares. Não é necessário um detalhamento do balanço corporativo, porém, como caráter informativo, no presente estudo foram utilizados os custos fixos e despesas operacionais, exceto depreciação e custos logísticos. Para estimativa da receita, foi tomado como exemplo uma refinaria que processa 120.000 bbl/dia, o que faz necessária uma transformação de mil barris por dia para barris por mês, para ajuste dos contratos. Então, o volume é determinístico, ficando apenas os preços como fatores de risco.

5.5. Síntese da Métrica

A seguir, refletindo os cinco passos sugeridos pelo documento técnico *CorporateMetrics*TM, é feito um apanhado geral dos mesmos neste caso específico que se tem o intuito de ponderar, conforme descrito no capítulo 3.

1° Passo: Especificação da medida de risco

Foi escolhida como medida do risco o CF@R, dentro de um horizonte de tempo de 12 meses, para um nível de confiança de 95% ($\alpha = 5\%$).

2° Passo: Mapeamento de exposições

O fluxo de caixa é formado por componentes determinísticos, não afetados por oscilações no mercado. Porém, existem componentes do fluxo de caixa sensíveis a variação nas taxas de mercado. São as receitas variáveis, função dos preços do óleo diesel e gasolina e os custos variáveis, função do preço do petróleo. São definidos matematicamente conforme as equações A e B fornecidas anteriormente.

3° Passo: Geração de cenários

Para a execução das simulações que serão feitas a seguir, foram gerados 1.000 cenários através da simulação de Monte Carlo, em conjunto com a fatoração de Cholesky, que é amplamente utilizada para cenários que possuem variáveis

correlacionadas. Também foi empregado como processo estocástico o MGB, por ser aquele que melhor se enquadra para o tipo de commodity estudada.

4º Passo: Avaliação

O resultado financeiro futuro obtido através das 1.000 simulações é dado através do gráfico a seguir:

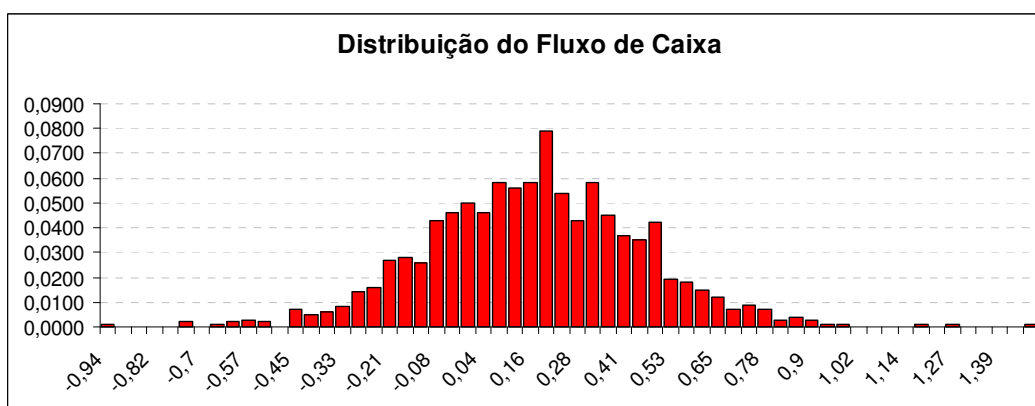


Figura 21 – Distribuição do fluxo de caixa

Fonte: elaboração própria.

5º passo: Cálculo do risco

As estatísticas de risco foram calculadas conforme os conceitos de CF@R descritos ao longo deste trabalho. Transformando em forma numérica, é traduzido abaixo os valores encontrados para o CF@R relativo e absoluto.

	nov/08	dez/08	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09
Risco Absoluto (5%)	(4.273)	(10.529)	(18.908)	(20.829)	(27.019)	(29.992)
Media	12.943	17.037	11.085	9.714	11.757	11.279
Risco Relativo	17.216	27.566	29.993	30.543	38.776	41.271

	mai/09	jun/09	jul/09	ago/09	set/09	out/09	Acumulado
Risco Absoluto (5%)	(35.994)	(37.322)	(40.338)	(44.298)	(45.854)	(50.537)	(289.384)
Media	12.616	12.175	14.150	13.950	13.683	15.059	155.449
Risco Relativo	48.610	49.497	54.488	58.249	59.537	65.596	444.833

Tabela 12 – Estatísticas de risco

Fonte: elaboração própria