

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

CUSTOS NO PROCESSO DE REFINO DO
PETRÓLEO: UM ESTUDO DE CASO DA REFINARIA
ALBERTO PASQUALINI (REFAP)

Matheus Raposo Gonçalves de Oliveira

Trabalho de Graduação apresentado ao
Departamento de Engenharia Química da
Universidade Federal de São Carlos

Orientador: Prof. Dr. **João Paulo Silva Queiroz**

São Carlos – SP

2022

BANCA EXAMINADORA

Trabalho de Graduação apresentado no dia 11 de abril de 2022 perante a seguinte banca examinadora:

Orientador: João Paulo Silva Queiroz, DEQ/UFSCar

Convidado: André Bernardo, DEQ/UFSCar

Professor da Disciplina: Ernesto Antonio Urquieta Gonzalez, DEQ/UFSCar

RESUMO

Mesmo com a crescente procura por fontes de energia sustentáveis nas últimas décadas, os derivados de petróleo seguem sendo os principais combustíveis utilizados no mundo, além de possuírem diversas aplicações em variadas áreas da indústria. O processo de refino do petróleo é muito extensivo em custos, contando com diversas operações que possuem o propósito de adequar o produto às especificações necessárias no mercado e tendo seus lucros variando de maneira muito volátil, de acordo com vários fatores que influenciam os preços do petróleo e de seus derivados. Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo dos principais custos envolvidos no processo de refino do petróleo, analisando as unidades de produção de uma refinaria, suas principais demandas energéticas e despesas operacionais, podendo assim avaliar qual o impacto que cada unidade de produção possui sobre os custos fixos e variáveis dentro de uma planta. O estudo foi realizado a partir de dados disponíveis de refinarias em operação e pesquisa de custos associados às operações unitárias envolvidas. A partir destes custos e dos preços das commodities envolvidas, que variam constantemente, sendo negociadas nas bolsas de valores, definiu-se qual é a margem de refino de uma refinaria brasileira, escolhida como modelo, em determinados períodos históricos e verificou-se quais unidades de produção tiveram maior impacto sobre os custos. Com a metodologia utilizada, foi possível se encontrar como unidades mais custosas a destilação atmosférica e o craqueamento catalítico, também se observando o alto impacto que os custos com matéria-prima tiveram no período histórico, sendo os principais custos da refinaria estudada.

ABSTRACT

Even with the growing demand for sustainable energy sources in recent decades, oil products continue to be the main fuels used in the world, also having several applications in various areas of industry. The oil refining process is very extensive in costs, with several operations that have the purpose of adapting the product to the necessary specifications in the market and having its profits fluctuating in a very volatile way, according to several factors that influence oil prices and its derivatives. This work aims to perform a study of the main costs involved in the oil refining process, analyzing the production units of a refinery, its main energy demands and operational expenses, thus being able to evaluate the impact that each production unit has on the fixed and variable costs within a plant. The study was carried out from available data from refineries in operation and cost research associated with the unit operations involved. From these costs and the prices of the commodities involved, which vary constantly, being traded on the stock exchanges, it was defined the refining margin of a Brazilian refinery, chosen as a model, in certain historical periods and was verified which production units had the greatest impact on costs. With the methodology used, it was possible to observe that the atmospheric distillation and catalytic cracking were the most expensive units, also finding the high impact that raw material costs had in the historical period, being the main costs of the studied refinery.

SUMÁRIO

Banca Examinadora.....	i
Resumo.....	ii
Abstract.....	iii
Sumário.....	iv
Lista de Figuras.....	v
Lista de Tabelas.....	vi
Nomenclatura.....	vii
1- INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....	1
2- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
2.1- Petróleo.....	2
2.2- Refino do petróleo.....	2
2.3- Destilação atmosférica.....	3
2.4- Destilação a vácuo.....	4
2.5- Coqueamento Retardado.....	5
2.6- Craqueamento catalítico em leito fluidizado.....	7
2.7- Hidrotatamento.....	8
2.8- Custos operacionais de refino.....	9
2.9- Mercado Brasileiro.....	10
2.10- Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP).....	12
3- MATERIAIS E MÉTODOS.....	14
4- RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	22
5- CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	32
6- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	35

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1.	Fluxograma do processo de destilação atmosférica	4
Figura 2.2.	Fluxograma do processo de destilação a vácuo	5
Figura 2.3.	Fluxograma do processo de coqueamento retardado	6
Figura 2.4.	Fluxograma do processo de craqueamento catalítico em leito fluido	8
Figura 2.5.	Fluxograma do processo de hidrotatamento	9
Figura 2.6.	Gráfico da produção de derivados no Brasil	11
Figura 2.7.	Gráfico de comparação entre o preço da gasolina A da Petrobrás e paridade de importação em Canoas	12
Figura 3.1.	Histórico de processamento de petróleo na REFAP	14
Figura 3.2.	Porcentagem de produção de derivados na REFAP em 2021	15
Figura 3.3.	Diagrama de blocos de processos da REFAP	16
Figura 4.1.	Custos por unidade de processo na REFAP em 2021	24
Figura 4.2.	Separação dos custos na REFAP em 2021	25
Figura 4.3.	Gráfico da receita com venda de derivados por produto em 2021 na REFAP	26
Figura 4.4.	Gráfico do resultado financeiro da REFAP em 2021	27
Figura 4.5.	Gráfico da evolução histórica de custos na REFAP	28
Figura 4.6.	Gráfico da receita histórica na REFAP	29
Figura 4.7.	Gráfico das receitas e custos históricos da REFAP	30
Figura 4.8.	Gráfico do LAJIR e margem financeira da REFAP	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1.	Valores de intensidade energética e rendimento energético para cada unidade de processo	17
Tabela 3.2.	Custos no processo de dessalamento	19
Tabela 3.3.	Custos no processo de destilação atmosférica	19
Tabela 3.4.	Custos no processo de destilação a vácuo	19
Tabela 3.5.	Custos no processo de coqueamento retardado	19
Tabela 3.6.	Custos no processo de FCC e RFCC	19
Tabela 3.7.	Custos no processo de hidrotreatamento de diesel	20
Tabela 3.8.	Custos no processo de hidrossulfurização da nafta	20
Tabela 4.1.	Capacidade de processamento de por unidade de processo	22
Tabela 4.2.	Custos salariais estimados	22
Tabela 4.3.	Capital fixo investido por unidade	23

NOMENCLATURA

DES	Unidade de Dessalgamento
DEST ATM	Unidade de Destilação atmosférica
DEST VAC	Unidade de Destilação a vácuo
COCKER	Unidade de Coqueamento Retardado
FCC	Unidade de Craqueamento Catalítico
RFCC	Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduos
HDT	Unidade de Hidrotratamento
HDS	Unidade de Hidrossulfurização
HYD PLANT	Planta de Hidrogênio
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
OC	Óleo Combustível
QAV	Querosene de Aviação
G&A	Gastos gerais e administrativos
CM	Custos de Manutenção

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Apesar da crescente busca por fontes de energia sustentáveis nas últimas décadas, os derivados de petróleo seguem sendo os principais combustíveis da matriz energética mundial. No ano de 2020, mesmo com uma queda acentuada na demanda, por conta da pandemia do covid-19, os derivados foram responsáveis por 31% do consumo total de energia no mundo, enquanto no Brasil essa proporção é ainda maior, chegando aos 38% e atingindo níveis ainda maiores em anos anteriores, como em 2018 quando essa porcentagem chegou aos 44% (BRITISH PETROLEUM, 2021).

As estimativas apontam ainda que se espera um incremento tanto na demanda, quanto na oferta de produtos derivados de petróleo na próxima década e a manutenção destes combustíveis como grande porção da matriz energética até 2045, possuindo grande participação nos setores industriais e de transporte (OPEC, 2020).

A situação no Brasil mostra uma relevante dependência do setor petrolífero, se tratando de um país com a malha rodoviária responsável por mais de 60% dos transportes, fazendo com que as variações dos preços dos combustíveis influenciem diretamente os preços de diversos produtos consumidos dentro do território nacional, devido ao encarecimento dos fretes dessas mercadorias, conseqüentemente causando um aumento na inflação (ILOS, 2020).

De acordo com a Petrobrás, o custo do processo de refino médio em suas refinarias é de cerca de U\$1,66 por barril processado. Dentro destes custos de refino, se destacam os custos relacionados a energia, que compuseram 73% dos custos operacionais de refino de derivados de petróleo no Brasil em 2008 (SOLOMON, 2009).

Dentro deste contexto, tendo em vista todo o impacto que os preços dos derivados de petróleo tem sobre o custo de vida da população, é de extrema importância que sejam realizados estudos de modo a se entender quais custos são mais relevantes e afetam de maneira mais contundente o processo de refino e conseqüentemente o preço final ao consumidor.

Portanto, este trabalho tem como objetivo realizar uma análise dos principais custos relacionados ao processo de refino, analisando as diversas unidades de produção dentro de uma refinaria brasileira, escolhida como modelo. Além disso, pretende-se verificar como se comportou a margem de refino dos produtos historicamente de acordo com as variações dos preços do petróleo cru e dos produtos do refino.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Petróleo

O petróleo pode ser definido como uma mistura de hidrocarbonetos, geralmente no estado líquido, encontrado em rochas sedimentares ao redor do mundo, provenientes da matéria orgânica de animais e plantas que viveram há milhões de anos (SPEIGHT, 2017). O petróleo pode conter também pequenas quantidades de outros componentes, como o oxigênio, nitrogênio e enxofre, porém no geral a concentração de hidrocarbonetos é muito maior se comparada com estes outros compostos. (THOMAS, 2001)

O petróleo cru é uma mistura de vários compostos com temperatura de ebulições diferentes que podem ser separadas em uma grande variedade de frações em uma destilação. (SPEIGHT, 2017)

Existe também uma diferença nos tipos de petróleo dependendo das condições geológicas em que foram formados. Óleos extraídos em regiões diferentes contem diferentes composições químicas e precisam de variados tipos de tratamento para que se chegue a um mesmo produto final, de acordo com as especificações necessárias. (GARY et. al, 2007)

Após a extração dos poços, o óleo cru é armazenado e posteriormente utilizado nas refinarias de petróleo, onde é possível transformar a mistura existente de compostos, que não possuem valor comercial considerável em diferentes componentes com características parecidas e que possuem ponto de ebulições similares. Essa etapa é de grande importância, pois agrega valor econômico e energético, além de permitir a separação dos derivados em produtos que tem características e aplicações diferentes. (GARY et. Al, 2007)

2.2. Refino do petróleo

O processo de refino do petróleo consiste na transformação do óleo cru em derivados de petróleo, realizando diversas operações físico-químicas que alteram as moléculas dos hidrocarbonetos.

O refino do petróleo se inicia com uma destilação, na qual o petróleo cru é aquecido e separado em diversas frações, de acordo com o ponto de ebulição de cada composto, que é separado nos pratos das colunas.

Após esse processo inicial, cada corrente é convertida pela alteração do tamanho e

estrutura das moléculas pelos processos de craqueamento, reformação e conversão. Os produtos convertidos então passam por outros processos de tratamento e conversão para remover a quantidade de compostos indesejáveis e melhorar a qualidade do produto (GARY et. Al, 2007).

É importante destacar que cada refinaria é muito específica no que se propõe a fazer, de maneira que as unidades de produção constituintes e a configuração da refinaria como um todo são projetadas para refinar um tipo de petróleo e produzir derivados específicos (GARY et. Al, 2007).

2.3. Destilação atmosférica

Após a extração do petróleo dos poços, ele passa por um pré-tratamento que tem como objetivo retirar sal e água e separar o petróleo líquido do gás contido nos reservatórios, utilizando processos de extração líquido-líquido a partir da utilização de decantadores gravitacionais e separadores bifásicos. (GARY et. Al, 2007).

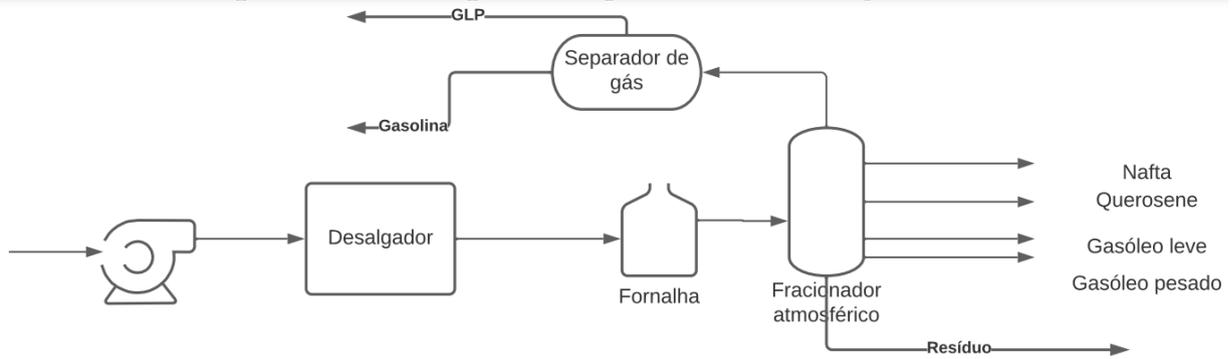
Com essa etapa de processamento inicial finalizada, a primeira grande operação unitária dentro de uma refinaria é a destilação atmosférica, sendo a única etapa onde todo o petróleo passará. Por conta disso, a capacidade de uma refinaria é medida pela quantidade de petróleo que ela consegue processar em suas destilarias. (GARY et. Al, 2007).

Após o processo de dessalgamento, o petróleo é bombeado para uma fornalha que aquece o óleo até uma temperatura na qual uma porção predeterminada de petróleo se vaporize. Essa corrente permanece pressurizada no tubo até que chegue na coluna de destilação que se encontra a uma pressão atmosférica. (GARY et. Al, 2007).

Nesse processo, a corrente se divide entre o líquido que não se vaporizou e sairá pelo fundo da coluna, onde será bombeado como um produto de fundo não volátil, enquanto o material vaporizado será separado nos pratos da coluna de acordo com os produtos desejados, podendo resultar na saída de querosene, nafta, diesel e gasóleos leves e pesados (SPEIGHT, 2017), conforme ilustra a figura 2.1.

Os gases mais leves, como metano, etano e butano saem pelo topo da coluna, em conjunto com a gasolina e passarão por mais um processo de separação entre esses componentes.

Figura 2.1. – Fluxograma do processo de destilação atmosférica



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em Speight (2017).

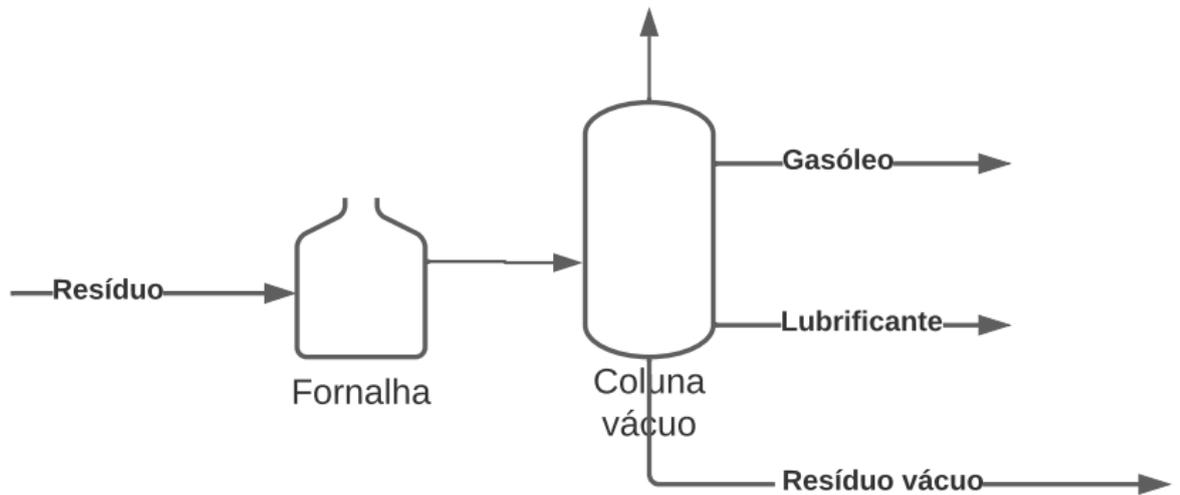
2.4. Destilação a vácuo

Após a destilação atmosférica, o líquido que não se evaporou e saiu pela parte de baixo da coluna segue para a destilação a vácuo que geralmente ocorre a pressões entre 50 e 100 mmHg (SPEIGHT, 2017).

A grande vantagem desse processo é que por ocorrer a uma pressão mais baixa, ele permite a evaporação dos componentes a uma temperatura mais baixa, evitando que ocorra o craqueamento, que poderia ocasionar em danos às estruturas dos equipamentos da refinaria, além de gerar produtos indesejáveis nessa fase do processo. (GARY et al, 2007).

Após a passagem na coluna, saem quatro correntes desta segunda etapa. Na saída de fundo, o produto é o resíduo da destilação, no qual se encontram os produtos mais pesados, como betume, asfalto que podem ser utilizados nesse estado ou passar por outros tratamentos, de maneira a se obter um óleo combustível pesado. As outras três saídas são de óleo lubrificante leves e pesados que sai nos pratos intermediários, um gasóleo pesado na corrente de topo, conforme ilustra a figura 2.2.

Figura 2.2. – Fluxograma do processo de destilação a vácuo



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em Speight (2017).

2.5. Coqueamento Retardado

Outra unidade de produção que pode existir em uma refinaria é a unidade de coqueamento retardado. Este é um processo térmico que tem como objetivo a recuperação dos resíduos das destilações, que são frações mais pesadas em frações mais leves e com maior valor comercial. (SPEIGHT, 2017). De acordo com a ANP, a adição de uma unidade de coqueamento retardado tem a capacidade de aumentar consideravelmente a rentabilidade de uma refinaria, por aumentar a saída de diesel como produto em detrimento do óleo combustível.

Portanto, a corrente de alimentação proveniente dos resíduos da destilação à vácuo passam por um processo de aquecimento em uma caldeira, chegando a temperaturas de aproximadamente 500°C. Após isso, a corrente segue para algum dos dois tambores de coque, que são recipientes que mantêm os componentes a uma alta temperatura em um tempo de residência próximo de 24 horas, permitindo que a reação de craqueamento (quebra das moléculas grandes em moléculas menores) aconteça completamente (SPEIGHT, 2017).

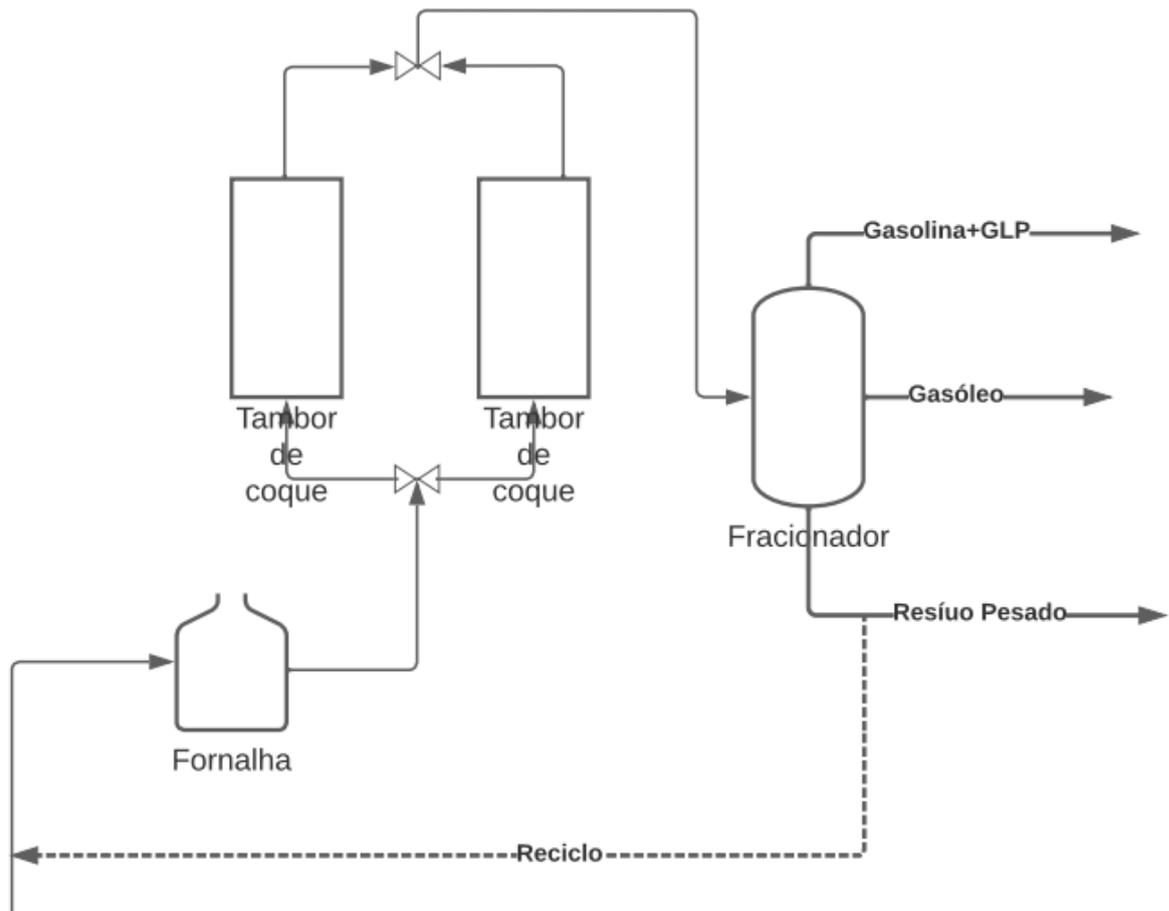
Este processo é semi-contínuo, pois durante a reação nos tambores de coque, os produtos craqueados na reação saem pela corrente de topo e são encaminhados para uma torre de fracionamento, enquanto algumas quantidades de coque se depositam no fundo do

tambor, fazendo-se necessária uma lavagem posterior. Por conta disso, geralmente são utilizados dois tambores para que o processo possa ocorrer continuamente, sendo realizada a lavagem de um dos tambores enquanto o outro está em operação (SPEIGHT, 2017).

Na torre de fracionamento, os produtos são aquecidos novamente e as correntes mais leves são separadas, tendo como resultado gases, gasolina e diesel, além de um produto de fundo contendo coque, na qual parte dela é reciclada para o início do processo novamente, assim como mostra a figura 3.

Os produtos mais leves, como gasolina e GLP proveniente do processo de coqueamento precisam passar por um processo de hidrotatamento, por conta dos altos teores de enxofre nestes componentes (DO BRASIL, ARAÚJO, & DE SOUZA, 2011).

Figura 2.3. – Fluxograma do processo de coqueamento retardado



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em Speight (2017).

2.6. Craqueamento catalítico em leito fluido

Uma alternativa mais eficiente aos processos de craqueamento térmico, como o coqueamento retardado é o craqueamento catalítico. A grande vantagem da utilização desse tipo de processo nas refinarias é que o rendimento de produção de gasolina e produtos mais leves é bem maior, também produzindo-se uma gasolina com maior octanagem e menos produtos pesados (SPEIGHT, 2017).

A carga do FCC (*fluid catalytic cracking* em inglês) é dada pelos gasóleos pesados e resíduos das destilações a vácuo. Essa alimentação antes de entrar no reator tem a adição dos catalisadores que são feitos em pó para uma maior área de contato e são encaminhados para um reator de leito fluidizado. (SPEIGHT, 2017).

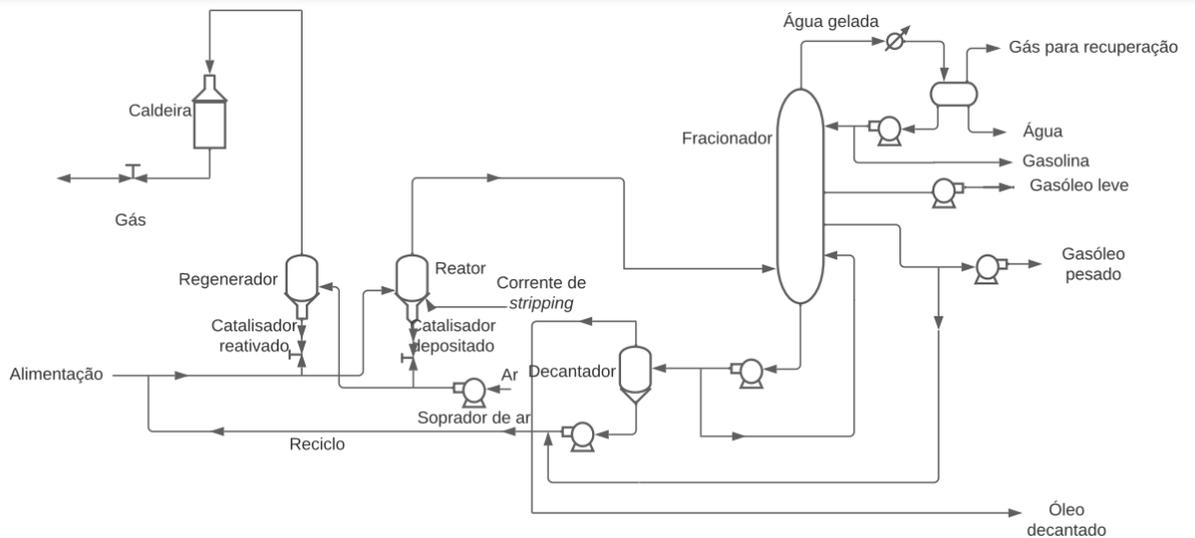
Durante a reação de craqueamento, coque passa a ser depositado no catalisador, diminuindo consideravelmente sua atividade e por isso o catalisador depositado é bombeado para um outro reator de regeneração, no qual parte do coque é queimado na presença de ar até que a atividade do catalisador volte ao esperado. Na saída desse regenerador, o catalisador é novamente adicionado à corrente de alimentação. (GARY et.al, 2001).

A segunda parte do processo é muito similar a um coqueamento, os produtos craqueados no reator são encaminhados para uma torre de fracionamento e saem como produto GLP, gasolina e gasóleos, além de uma corrente de fundo de resíduo que é reciclado no processo, conforme mostra a figura 2.4.

Ademais, também é possível utilizar como corrente de alimentação, a saída de resíduo diretamente da destilação atmosférica. Nesse caso a unidade de produção seria uma RFCC (*residual fluid catalytic cracking*).

Os catalisadores utilizados nestas unidades de produção geralmente são combinações sintéticas de sílica e alumina, podendo ser amorfos ou cristalinos, chamados de zeólitos. As principais razões pela utilização deste tipo de catalisador são a sua alta atividade, alta produção de gasolina com elevada octanagem e uma menor produção de coque. (GARY et.al, 2001).

Figura 2.4. – Fluxograma do processo de craqueamento catalítico em leito fluido



Fonte: Elaborado pelo autor, baseada em Speight (2017).

2.7. Hidrotatamento

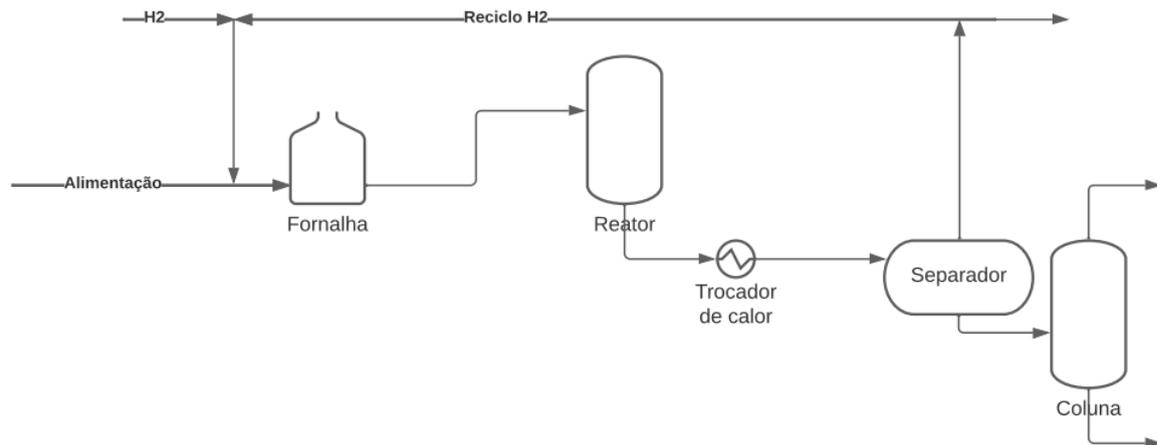
A unidade de hidrotatamento tem como objetivo retirar elementos indesejáveis do produto de interesse pela reação com hidrogênio, podendo também ser usado para a estabilização dos derivados, tanto para o diesel, quanto para as naftas petroquímicas, transformando cadeias carbônicas instáveis e insaturadas em parafinas. Os elementos que podem ser retirados pelo processo de hidrotatamento são o enxofre, nitrogênio, oxigênio, halogenetos e elementos metálicos (GARY et al, 2001).

No processo, o hidrogênio é misturado com a corrente de óleo e aquecido a temperaturas de aproximadamente 400 °C, para que não ocorra um craqueamento das cadeias carbônicas. Essa mistura entra no reator de leito fixo, onde com a presença de catalisadores óxidos metálicos, ocorrem diversas reações entre o hidrogênio e o óleo, produzindo sulfeto de hidrogênio, amônia, hidrocarbonetos saturados e metais livres. Os metais ficam depositados nos catalisadores, enquanto o restante dos produtos deixa o reator (GARY et al, 2001).

A saída do reator é resfriada e passa por um separador gás-líquido, onde o hidrogênio é separado do óleo e reciclado ao processo. O óleo resultante é encaminhado para uma coluna de *stripping*, onde são retirados os resquícios de enxofre que saem pelo topo como sulfeto de hidrogênio, podendo passar por um processo posterior de tratamento, de maneira

a recuperar o hidrogênio para a alimentação novamente, enquanto o óleo com menor concentração de enxofre sai pelo fundo da coluna. O esquema de uma unidade de hidrotatamento está apresentado na figura 2.5.

Figura 2.5. – Fluxograma do processo de hidrotatamento



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em Speight (2017).

2.8. Custos operacionais de refino

Parkash (2003) separa os custos operacionais de uma refinaria nos seguintes itens: custo de pessoas, custos de manutenção, seguros, depreciação, gastos gerais e administrativos, químicos e aditivos, catalisadores, royalties, utilidades adquiridas e petróleo cru comprado.

Os custos com pessoas são os custos com salários e remunerações dos empregados da refinaria, benefícios aos trabalhadores e outros custos de serviço.

Os custos de manutenção incluem os materiais de manutenção, contratos e aluguéis de equipamentos para manter os ativos da refinaria funcionando de maneira segura e otimizada.

O seguro é necessário para os ativos físicos da refinaria e para os produtos em estoque em caso de algum acidente.

A depreciação é a perda de valor dos ativos da refinaria com a passagem do tempo.

Os químicos e aditivos são produtos comprados e utilizados nos diversos processos da refinaria como anti-oxidantes e químicos para limpeza da água.

Os catalisadores são utilizados em determinadas unidades de produção da refinaria e também acarretam altos custos. Além deles, também são adquiridos por uma refinaria o petróleo cru e utilidades, que incluem energia elétrica, vapor e água.

Por fim, também existem os custos com royalties que podem ser pagos pelo uso de recursos naturais à união ou por conta de algum *know-how* utilizado nos processos.

2.9. Mercado Brasileiro

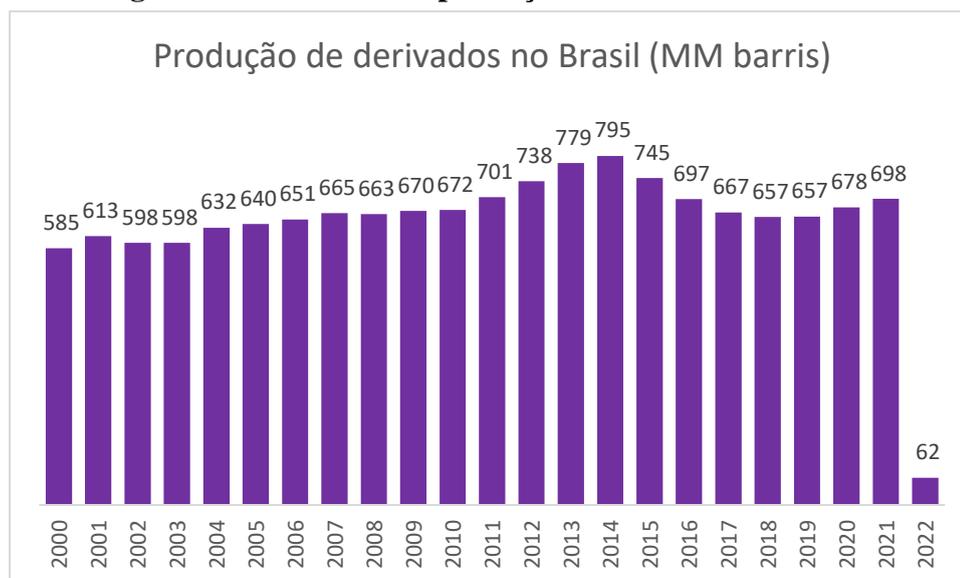
O cenário petrolífero brasileiro possui nuances muito diferentes das comumente encontradas em países europeus, ou nos Estados Unidos. Enquanto nesses países tanto a produção quanto o refino de petróleo é dividido entre várias empresas concorrentes, o que leva o mercado a tender a uma precificação comum, no Brasil a principal produtora e detentora de mais de 94% da produção de petróleo em 2020 (ANP, 2021) é a Petrobrás, uma empresa estatal que, por possuir praticamente um monopólio do refino nacional, consegue estipular os preços de venda dos produtos nas refinarias, que nem sempre se aproximam dos preços internacionais, negociados nas bolsas de valores (Mendes et. Al, 2018).

O volume total de petróleo processado em 2021 foi de 1,818 milhões de barris por dia e mais de 88% desse volume foi de produto nacional (ANP, 2022).

No que tange os derivados do petróleo, o diesel foi o mais produzido com 738 mil barris por dia nas refinarias brasileiras, além de 249 mil barris por dia de diesel importado, correspondente a mais de 25% do diesel no Brasil em 2021. Já a gasolina, teve uma produção nacional de 437 mil barris e foram importados 41 mil barris, respondendo por pouco menos de 9% do volume nacional (ANP, 2022).

Portanto, se observa uma dependência maior de produto importado no diesel, enquanto na gasolina o Brasil se encontra em um cenário um pouco mais próximo da autossuficiência, mas ainda há necessidade de importação, pois a produção das refinarias nacionais não atende a toda a demanda existente. A figura 2.6 mostra um gráfico da evolução da produção de produtos derivados de petróleo no Brasil desde 2000.

Figura 2.6. – Gráfico da produção de derivados no Brasil



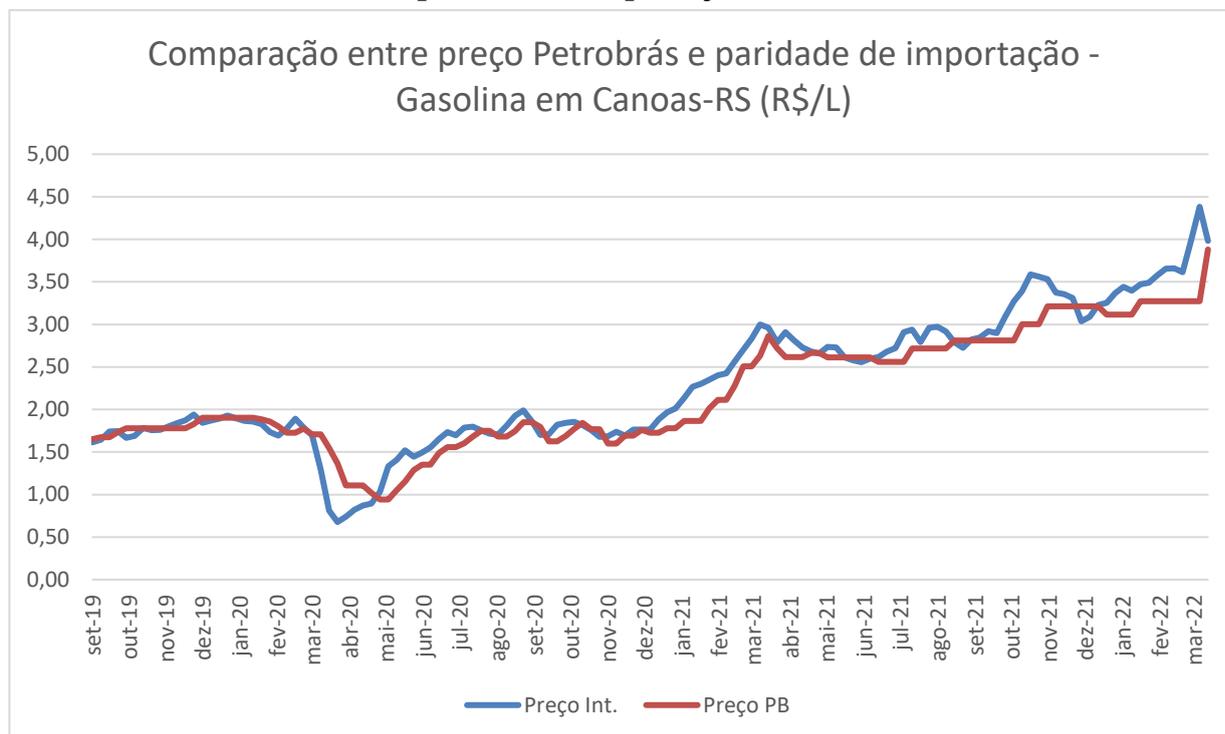
Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em ANP (2022).

No ano de 2020, o parque de refino brasileiro contava com 18 refinarias, sendo 13 delas pertencentes à Petrobrás (ANP, 2021). Em 2017, a Petrobrás anunciou um plano de desinvestimento de diversos ativos, entre eles algumas de suas refinarias, principalmente concentradas nas regiões Norte, Nordeste e Sul. Com esses desinvestimentos, a empresa espera possuir pouco mais de 50% da capacidade de refino nacional, criando uma abertura no mercado, o que permitiria à companhia focar seus investimentos em setores mais rentáveis e diversificar seu portfólio em outras áreas não relacionadas a combustíveis fósseis.

No ano de 2016, a Petrobrás anunciou que passaria a seguir uma política de preços de venda dos derivados de petróleo que seguiria o modelo de preço de paridade internacional (PPI). Isso fez com que os preços adotados nas refinarias Petrobrás passassem a seguir o preço das commodities negociados em bolsa de valores mais os custos relacionados a trazer esse produto internacional até o Brasil.

Essa medida foi tomada para que os preços Petrobrás fossem mais competitivos com o mercado internacional e para que a empresa pudesse ter um maior retorno nas suas operações. A figura 2.7 mostra o comportamento da arbitragem entre o preço Petrobrás e o preço internacional colocado no Brasil para a gasolina A em Canoas-RS, se observa claramente uma tendência de acompanhamento dos preços da Petrobrás ao preço internacional de paridade.

Figura 2.7. – Gráfico de comparação entre o preço da gasolina A da Petrobrás e paridade de importação em Canoas



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em ANP (2022).

2.10. Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP)

A Refinaria Alberto Pasqualini é uma refinaria pertencente à Petrobrás, localizada na cidade de Canoas, no estado do Rio Grande do Sul. Teve o início de suas operações em 1968 produzindo 75 barris por dia, e desde então passou por diversas modernizações, com adição de novas unidades de produção e hoje possui uma capacidade instalada de refino de mais de 200 mil barris por dia (PETROBRÁS, 2021).

Atualmente, a REFAP atende principalmente ao mercado do Rio Grande do Sul, uma parte da demanda do Paraná e outras regiões do Brasil por cabotagem (PETROBRÁS, 2021). De acordo com a Sindipetro-RS, atualmente a REFAP conta com mais de 1200 funcionários entre próprios e terceirizados.

De acordo com a Petrobrás, estas são as unidades de produção existentes na REFAP:

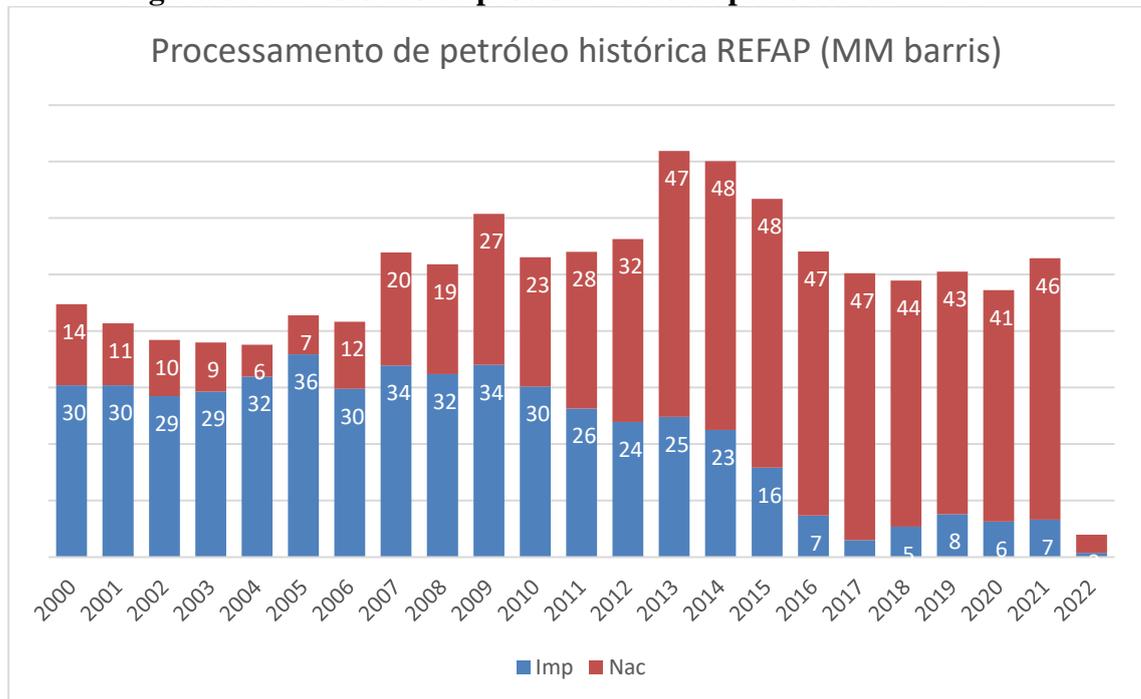
1. Unidade de destilação atmosférica
2. Unidade de destilação a vácuo
3. Unidade de craqueamento catalítico fluido

4. Unidades de solventes
5. Unidade desaromatizadora de solventes
6. Unidade de craqueamento catalítico fluído de resíduo
7. Unidade de coqueamento retardado
8. Unidade recuperadora de enxofre
9. Unidade Tail Gas
10. Unidade de propeno
11. Unidade Geradora de hidrogênio
12. Unidade de tratamento de Diesel
13. Unidade de hidrossulfurização de nafta

3. MATERIAIS E MÉTODOS

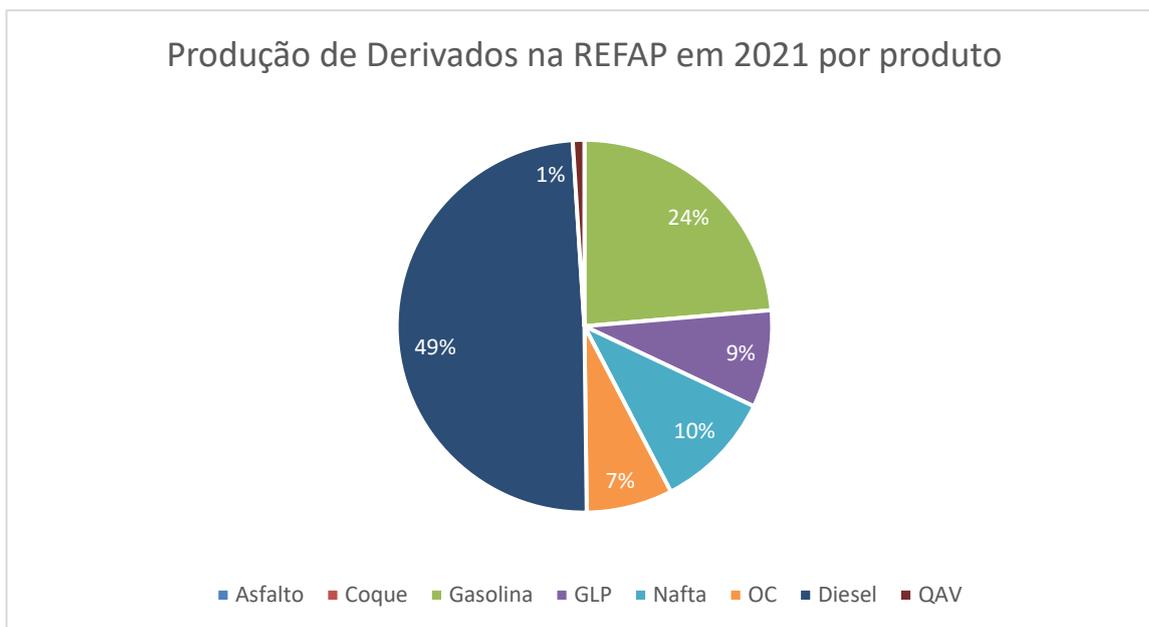
Para a realização deste trabalho, escolheu-se a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) como modelo para a realização de um estudo de caso sobre os custos de refino do petróleo. A ANP divulga mensalmente dados estatísticos relacionados ao processamento de petróleo e produção de derivados de cada refinaria no Brasil. As figuras 3.1 e 3.2 mostram a quantidade de petróleo processada historicamente na REFAP e um gráfico com as porcentagens de derivados produzidas em 2021, respectivamente.

Figura 3.1. – Histórico de processamento de petróleo na REFAP



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em ANP (2022).

Figura 3.2. – Porcentagem de produção de derivados na REFAP em 2021



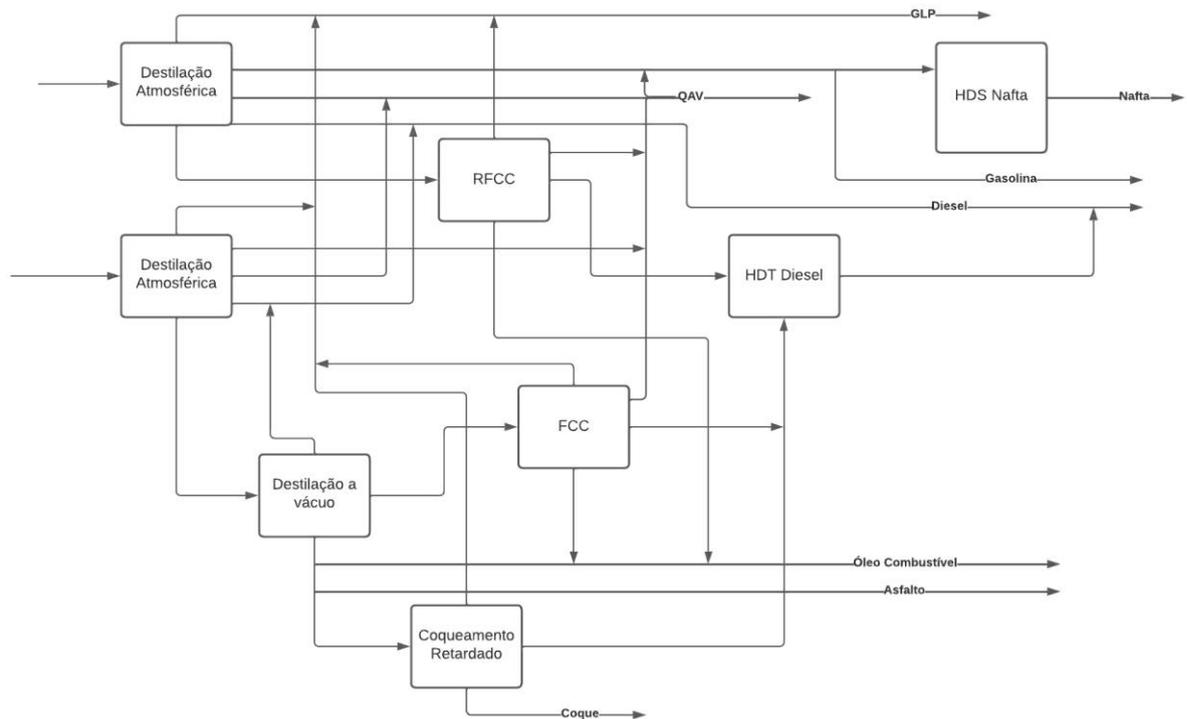
Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em ANP (2022).

A Petrobrás não divulga informações sobre o fluxograma dos processos dentro de cada refinaria, porém, a partir das unidades de produção destacadas no item 2.10 foi possível fazer uma previsão de como deve ser o fluxo dos processos na REFAP. Antes disso, foram realizadas algumas simplificações e considerações, de acordo com os dados estatísticos divulgados pela ANP da REFAP, que seguem a seguir:

1. Foram desconsideradas as unidades de solventes e desaromatizadora de solventes, visto que desde 2015 não houve mais produção de solventes na refinaria.
2. Foram desconsideradas as unidades de propeno e tail gas, por se tratarem de unidades de processamento de gás natural, que, por sua vez, não são o foco do trabalho.
3. Considerou-se que a unidade geradora de hidrogênio é capaz de produzir 100% do hidrogênio necessário para consumo da refinaria.
4. Por não se ter acesso aos dados de produção de enxofre, se desconsiderou a unidade de recuperação de enxofre.

Com as considerações realizadas, o fluxograma dos processos da REFAP ficou exemplificado de acordo com a figura 3.3. abaixo:

Figura 3.3. Diagrama de blocos de processos da REFAP



Fonte: Elaborado pelo autor, baseado em ANP e Barcza (2014).

Pelos dados estatísticos da ANP, é possível se obter as correntes de entrada de óleo cru no sistema e todas as saídas de derivados em um período histórico mensal. Porém, como o processo se divide em muitas unidades e correntes, não foi possível realizar um balanço de massa para se obter a quantidade mássica que passa em cada unidade, o que é algo de extrema importância, pois a maioria dos custos estimados do processo serão dados em relação ao número de barris de petróleo alimentado por unidade.

Para contornar este problema, se utilizou dados obtidos por Elgowainy et. Al (2014). O artigo trata sobre a eficiência energética nas refinarias americanas e resume dados médios de intensidade energética e rendimento energético em cada unidade de produção para 43 refinarias estadunidenses.

A intensidade energética (IE) é dada pela razão entre a energia consumida na etapa pela energia dos produtos nessa etapa e o rendimento energético (RE) é dado pela quantidade de energia saindo do processo dividido pela entrada energética de petróleo no total. Com isso, foi possível unir as duas informações de modo a chegar a uma estimativa de fluxo volumétrico como uma porcentagem da entrada de petróleo no processo (V%). A tabela 3.1 mostra os dados encontrados e o cálculo da vazão volumétrica percentual por unidade de produção foi realizado pela equação 3.1.

Tabela 3.1. Valores de intensidade energética e rendimento energético para cada unidade de processo

	DEST ATM	DEST VAC	FCC	COKER	HDS	HDT	RFCC	HYD PLAN
Intensidade Energética (MJ/MJ)	1,00	1,04	1,10	1,06	1,10	1,05	1,08	1,45
Rendimento Energético (MJ/MJ)	1,00	0,47	0,32	0,21	0,17	0,25	0,23	0,02

Fonte: Elgowainy et. Al (2014).

$$V(\%) = \frac{RE \left(\frac{MJ}{MJ} \right)}{IE \left(\frac{MJ}{MJ} \right)} \quad (3.1)$$

Obviamente, essa estimativa de fluxo volumétrico não é a ideal, por se utilizar o fluxo energético do processo para se determinar um valor em volume, além de que, cada refinaria possui diferentes características de processo e do petróleo que está sendo refinado, portanto provavelmente os valores de intensidade e rendimento energético na REFAP variam dos mostrados na tabela 3.1. Entretanto, por se tratar de um valor médio de 43 refinarias, não se espera uma variação tão abrupta dos valores.

Para a estimativa de custos, separou-se os custos conforme mostrado no item 2.8 por Parkash (2013).

Inicialmente, para os custos relacionados a pessoas, se utilizou o número de funcionários da refinaria, que de acordo com a SindiPetro-BA era de 1.200 pessoas em 2019, e foi realizada uma estimativa a partir do último concurso para contratação de funcionários de grande porte que ocorreu em 2007 (PETROBRÁS, 2022).

Pelos valores oferecidos no concurso, se observou que o salário médio inicial oferecido para cargos que necessitam apenas do ensino médio foi de R\$ 1.431,74 e dos cargos com ensino superior de 3.283,09 no ano de 2007.

Em um dos últimos concursos realizados pela REFAP, a proporção entre candidatos aprovados para vagas com requisito de curso superior foi de aproximadamente 25% do total ofertado (DOU, 2007).

Unindo essas informações foi possível realizar uma estimativa do custo salarial por funcionário médio na refinaria. É importante destacar que como a única informação

pública encontrada foram as divulgações de concursos, os salários encontrados foram apenas para cargos de entrada na empresa, o que provavelmente não corresponde com a realidade dos custos da refinaria, visto que existem funcionários com mais experiência e tempo de empresa que já tiveram reajustes salariais passados e recebem mensalmente mais do que a média de entrada. Por conta disso, de maneira a tentar se corrigir esse efeito, após os cálculos do custo médio de um trabalhador, se incrementou o valor em 20%.

Para os custos relacionados às manutenções e reparos, a estimativa utilizada foi baseada em Turton (2012). Nessa bibliografia, Turton estima a manutenção de acordo com os valores de capital investido nos ativos físicos do processo pela equação 3.2.

$$CM = 0,06 * FCI \quad (3.2)$$

Os custos de capital fixo investido nos equipamentos puderam ser obtidos por Gary et. Al (2001). Para cada unidade de processo havia um gráfico com o custo relacionado à alimentação de óleo, que foi calculada anteriormente pela equação 3.1.

Os custos com seguros dos ativos da refinaria foram desconsiderados pela falta de informações necessárias para se realizar uma estimativa. A Petrobrás divulga em seus relatórios anuais a importância segurada, porém não se tem acesso publicamente aos gastos com apólices de seguros dos ativos.

Para os custos com depreciação de ativos, Turton (2012) estima como sendo de 10% ao ano sobre o valor do capital fixo investido, de modo que em 10 anos todo o capital seja totalmente depreciado. Visto que a REFAP opera desde 1968, os custos de depreciação foram desconsiderados neste trabalho.

De acordo com Turton (2012), os custos gerais e administrativos (CGA) em uma produção podem ser dados a partir da equação 3.3, na qual COL é o custo com pessoas e FCI é o custo de capital fixo investido.

$$CGA = 0,177 * COL + 0,009 * FCI \quad (3.3)$$

Gary et. Al (2001) também considera uma estimativa de custos relacionados a utilidades, químicos e catalisadores em cada etapa do processo, conforme ilustram as tabelas 3.2, até 3.8.

Tabela 3.2. Custos no processo de dessalamento

Dessalamento	
Energia (kWH/bbl)	0,0150
Injeção de água (m ³ /bbl)	0,0080
Químico demulsificante (kg/bbl)	0,0035
Soda cáustica (kg/bbl)	0,0032

Fonte: Gary et. al (2001).

Tabela 3.3. Custos no processo de destilação atmosférica

Destilação atmosférica	
Energia (kWH/bbl)	0,90
Circulação de água de resfriamento (m ³ /bbl)	0,58
Vapor a 2068 kPa (kg/bbl)	4,50
Combustível (kJ/bbl)	52750

Fonte: Gary et. al (2011).

Tabela 3.4. Custos no processo de destilação a vácuo

Destilação a vácuo	
Energia (kWH/bbl)	0,3
Circulação de água de resfriamento (m ³ /bbl)	0,57
Vapor a 2068 kPa (kg/bbl)	4,5
Combustível (kJ/bbl)	31650

Fonte: Gary et. al (2001).

Tabela 3.5. Custos no processo de coqueamento retardado

Coqueamento Retardado	
Energia (kWh/ton coque)	30
Água de resfriamento (m ³ /bbl)	0,26
Vapor (kg/ton coque)	317,51
Combustível (kJ/bbl)	147700

Fonte: Gary et. al (2011).

Tabela 3.6. Custos no processo de FCC e RFCC

FCC e RFCC	
Energia (kWH/bbl)	30
Água de resfriamento (m ³ /bbl)	1,89
Combustível (kJ/bbl)	105500
Reposição de catalisador (\$/bbl) 1999	0,15

Fonte: Gary et. al (2001).

Tabela 3.7. Custos no processo de hidrotretamento de diesel

HDT	
Energia (kWh/bbl feed)	6
Água de resfriamento (m ³ /bbl feed)	1,90
Vapor (kg/bbl feed)	4,54
Combustível (GJ/bbl feed)	211
Reposição de catalisador (\$/bbl feed) 1999	0,04
Recomposição de hidrogênio (m ³ /bbl)	15

Fonte: Gary et. al (2001).

Tabela 3.8. Custos no processo de hidrossulfurização da nafta

HDS	
Energia (kWh/bbl feed)	2
Água de resfriamento (m ³ /bbl feed)	1,10
Vapor (kg/bbl feed)	2,72
Combustível (GJ/bbl feed)	211
Reposição de catalisador (\$/bbl feed) 1999	0,02
Recomposição de hidrogênio (m ³ /bbl)	3,6

Fonte: Gary et. al (2001).

A maioria dos dados obtidos acima não está em unidades monetárias, fazendo-se necessário a utilização de outros parâmetros para transformá-las em custos em reais por barris.

Para a energia, o custo foi estimado a partir do Anuário Estatístico de Energia Elétrica, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). De acordo com essa divulgação, em 2020 o custo médio da tarifa industrial de energia foi de R\$ 476,95 para cada MWh consumido e esses dados também estão disponíveis para anos anteriores.

Para os gastos com água de resfriamento e circulação, se utilizou dados disponibilizados pela Agência Reguladora Intermunicipal de Saneamento do Rio Grande do Sul (AGESAN-RS) e da Companhia Riograndense de Saneamento (Corsan) das tarifas industriais e reajustes realizados nos anos anteriores.

Já os custos com a geração de vapor na planta foram estimados por Turton (2012) como sendo US\$ 29,59 no ano de 2009 para cada tonelada de vapor a média pressão, entre 10 bar e 40 bar, o que se adequa aos utilizados nas unidades de uma refinaria.

O gasto com combustível para aquecimento das correntes foi desconsiderado, pois a própria REFAP produz, em seus processos, derivados de petróleo que são utilizados na queima, sendo autosustentável nesse fator, no ano de 2009 (LIMA & SCHAEFFER, 2011). Foi feita a consideração de que em todos os anos analisados também não houve gastos com

combustível, assumindo-se que o cenário se manteve parecido com o estudado em 2009.

Por fim, os custos com matérias-primas e químicos utilizados durante o processo foram estipulados a partir de séries de preços históricas das commodities correspondentes para o petróleo cru, derivados de petróleo e soda cáustica. A REFAP conta com uma unidade de produção de hidrogênio, portanto considerou-se que essa unidade era capaz de suprir 100% da demanda de hidrogênio nas unidades de hidrotatamento, não sendo necessário utilizar uma série de preços de hidrogênio, apenas os gastos estipulados por Gary et. Al (2001) para essa etapa.

De posse de todos os custos de refino calculados, foi possível criar gráficos históricos de margens de refino, utilizando os preços do petróleo e derivados produzidos pela REFAP. Para o petróleo, a ANP divulga mensalmente a separação do petróleo processado por refinaria entre importado e nacional. O petróleo importado teve o preço atrelado à série de preços da commodity, enquanto para o petróleo nacional estimou-se o preço a partir do custo de extração divulgado trimestralmente pela Petrobrás em seus resultados.

A receita com venda dos derivados foi obtida multiplicando-se o volume produzido na REFAP divulgado pela ANP pelas tabelas de preços da Petrobrás para os variados produtos com base na cidade de Canoas-RS.

A margem de refino foi obtida calculando-se a receita e descontando os custos operacionais do processo, além dos custos de aquisição de matéria-prima, chegando-se ao resultado operacional da refinaria.

As diversas fontes de dados obtidas para a realização deste trabalho trazem informações em datas e geografias diferentes. Portanto, para que fosse possível unificar os valores e trazê-los para uma mesma base, foram utilizados o índice Big Mac para preços atrelados a moedas estrangeiras, o índice Cepci para valores passados relacionados aos custos dos processos industriais e o IPCA (Índice de preços ao consumidor amplo) para os valores relacionados aos salários dos funcionários e custos com água e energia.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Definiu-se a princípio as quantidades volumétricas de petróleo que seriam alimentadas em cada unidade, de acordo com a tabela 3.1 e equação 3.1. Considerou-se a capacidade de processamento da REFAP de 220.143 barris de petróleo por dia (ANP, 2020) e as porcentagens volumétricas alimentadas em cada unidade em relação ao volume total processado estão apresentadas na tabela 4.1.

Tabela 4.1. Capacidade de processamento de petróleo por unidade de processo

	ATM	VAC	FCC	COKER	NAF HDT	DIE HDT	RFCC	HYD PLAN	DESALT
Porcentagem alimentada (%)	1,00	0,45	0,29	0,20	0,15	0,24	0,21	0,01	1,00
Capacidade de processamento (kbbbl/dia)	220	99	64	44	34	52	47	3	220

Fonte: Elaborado pelo autor

Utilizando a metodologia explicitada anteriormente, calculou-se os custos salariais com os empregados da refinaria, encontrando-se um salário médio no ano de 2007 de R\$ 1.892,31. Após o cálculo, para se obter o salário médio de um funcionário em 2021 foi realizado um incremento de 20% no valor obtido e feito uma correção pela inflação do período. Os resultados estão apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.2. Custos salariais estimados

Salário médio de nível superior 2007	Salário médio de nível médio 2007	Porcentagem de pessoas em vagas nível superior	Salário médio funcionário 2007	Incremento de 20%	Salário médio em 2021
R\$ 3.283,09	R\$ 1.413,74	25,60%	R\$ 1.892,31	R\$ 2.270,77	R\$ 4.587,12

Fonte: Elaborado pelo autor

O número de funcionários da REFAP é de 1.200 pessoas (SINDIPETRO-BA, 2019). Portanto o custo total no ano de 2021 com pessoas foi obtido multiplicando-se o salário médio pela quantidade de funcionários e pelos 12 meses do ano, sendo de R\$ 72,7 Milhões.

Os custos relacionados a manutenção dependem do capital fixo investido (FCI) que foi obtido a partir de gráficos disponíveis em Gary et. Al (2001) que disponibilizam os

custos de investimento em equipamentos a depender das produções de produto e das alimentações em cada unidade. Os valores de custo fixo investido em dólares para o ano de 1999 estão apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.3. Capital fixo investido por unidade

Unidade	FCI (MM U\$ 1999)
DES	6,5
DEST ATM	95
DEST VAC	57
COKER	175
FCC	125
RFCC	180
HDT	65
HDS	28
HYD PLANT	28

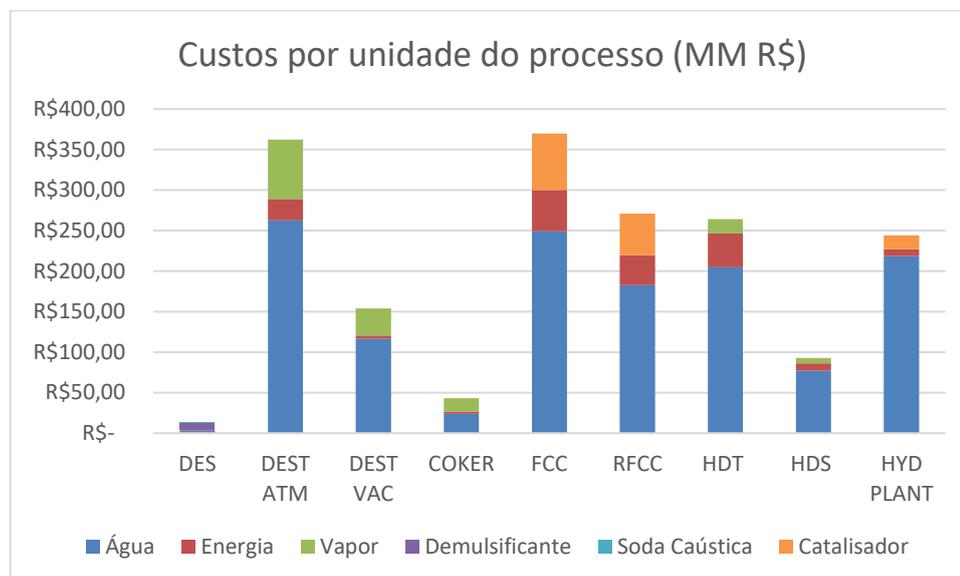
Fonte: Elaborado pelo autor

Para trazer os valores para o ano de 2021 em Reais, utilizou-se o câmbio do período, o índice Big Mac e o índice CEPCI. O custo total foi calculado pela equação 3.2 em R\$ 605,5 Milhões, que considerando o processamento de mais de 55 milhões de barris, resulta em um custo de R\$ 10,92 por barril de petróleo processado.

Os custos gerais e administrativos puderam ser calculados pela equação 3.3, a partir dos custos de pessoas e do capital fixo investido. O resultado obtido foi de um custo de R\$ 91,90 Milhões de Reais em 2021, correspondente a R\$ 1,66 por barril de petróleo processado.

Para as utilidades e químicos, recorreu-se a dados disponibilizados por Gary et. Al (2001) de gastos em cada unidade de processo, conforme mostram as tabelas 3.2 até 3.8. A seguir estão apresentados os resultados destes custos para cada unidade do processo, na figura 4.1.

Figura 4.1. – Custos por unidade de processo na REFAP em 2021



Fonte: Elaborado pelo autor

Pela figura 4.1, se observa que os principais custos com utilidades e químicos no processo se encontram na destilação atmosférica e no FCC. A principal explicação para isso seria que a destilação atmosférica tem o maior fluxo de barris de petróleo na refinaria, por estar localizada no início do processo, enquanto o FCC tem altos custos com água e catalisadores.

No total, os custos dos processos foram de R\$ 1,813 Bilhões em 2021, correspondendo a aproximadamente R\$ 32,71 por barril de petróleo processado.

Por fim, também foram calculados os custos com as matérias-primas, que basicamente são os barris de petróleo consumidos no refino. A ANP divulga os dados estatísticos mensalmente da quantidade de petróleo processada entre importado e nacional.

O petróleo importado foi comparado ao custo do Brent de compra divulgado trimestralmente pela Petrobrás em seus resultados, enquanto o custo com petróleo nacional foi calculado pelo *lifting cost*, custo de retirada do petróleo dos poços, incluindo todos os gastos operacionais, também divulgado trimestralmente.

No ano de 2021, o preço médio de compra de petróleo importado foi de US\$ 68,28 por barril de petróleo equivalente, enquanto o *lifting cost* no período foi de US\$ 19,62 por barril de petróleo equivalente. O que mostra que o custo para produção de petróleo no território nacional está muito menor do que o produto importado. No mesmo ano, a REFAP processou 12,5% de petróleo importado em relação ao total da refinaria.

Com essas informações calculou-se o custo total com a aquisição e produção de petróleo em 2021 na REFAP, resultando em R\$ 7,111 Bilhões, equivalente a R\$ 128,27 por barril de petróleo processado.

Apresentados os custos separadamente, pode-se resumir o total dos custos com o refino de petróleo na REFAP em 2021 a partir da figura 4.2.

Figura 4.2. – Separação dos custos na REFAP em 2021



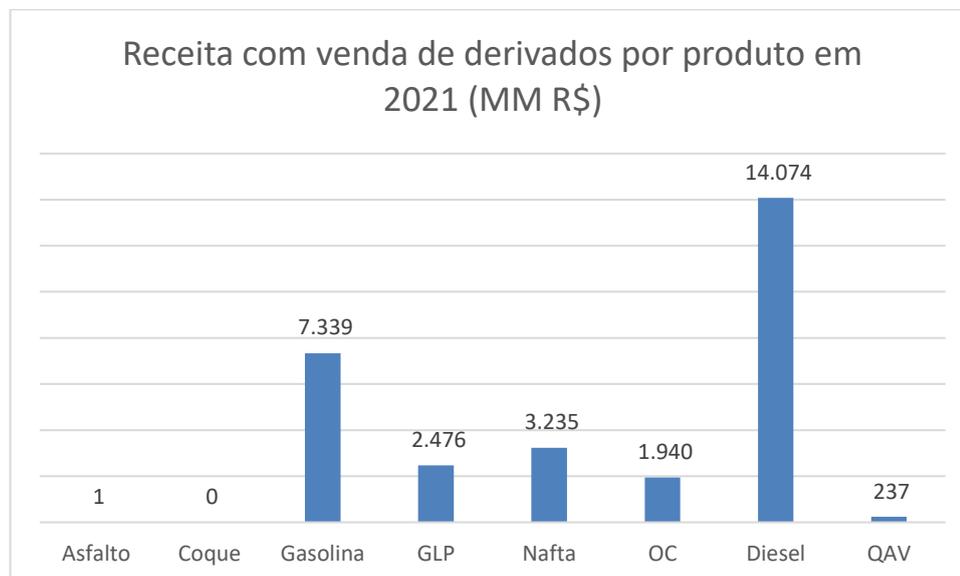
Fonte: Elaborado pelo autor

Pela figura 4.2, observa-se que a maior parte dos custos operacionais estão concentrados nas utilidades e químicos, somando 70% dos custos operacionais, que conforme foi mostrado anteriormente, possuem uma grande influência dos custos de água de resfriamento do processo. Na sequência se destacam custos com manutenção com 23% do total, seguidos de 4% com custos gerais e administrativos e 3% com pessoas.

Com os resultados apresentados, foi possível verificar a margem de refino no ano de 2021. O custo total com aquisição de matérias-primas foi de R\$ 7,111 Bilhões, e os custos operacionais foram de R\$ 2,568 Bilhões.

A receita da refinaria com venda dos derivados foi calculada a partir da produção de derivados multiplicada pelo preço médio de venda de cada produto pela Petrobrás durante o ano. O resultado está apresentada na figura 4.3.

Figura 4.3. – Gráfico da receita com venda de derivados por produto em 2021 na REFAP

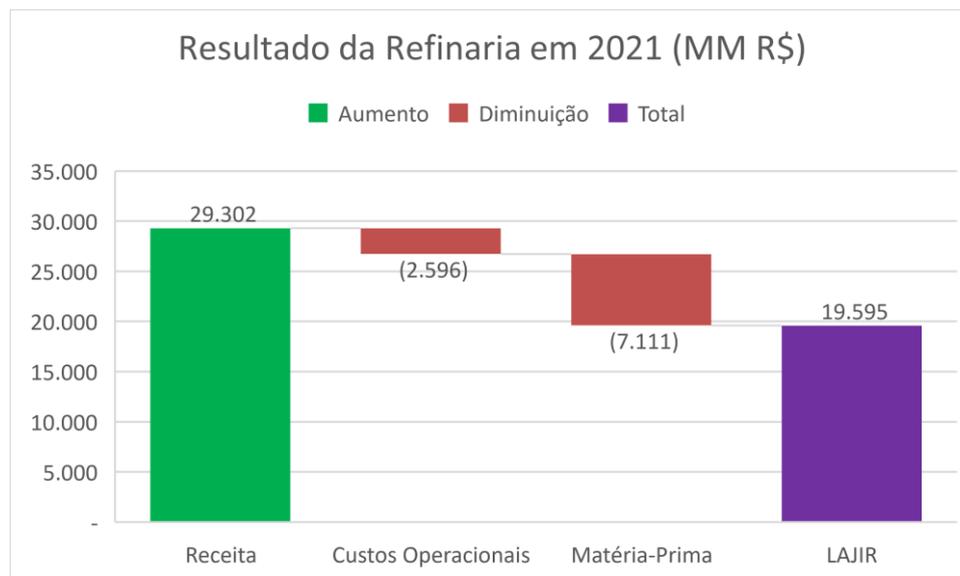


Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que a receita segue em linha com a produção e os preços dos produtos, o diesel corresponde a cerca de 50% da produção total da refinaria e também é um dos produtos mais demandados e com maior preço, portanto foi o produto com maior receita entre os derivados, seguido da gasolina e nafta. O asfalto e o coque praticamente não colaboram na receita, por serem produtos com uma pouca produção e de menor valor agregado, sendo mais pesados e saindo como resíduos nos processos da refinaria.

No total, a receita da refinaria no ano de 2021 foi de R\$ 29,301 Bilhões, valor mais de três vezes maior do que a soma dos custos operacionais e custos de matéria-prima estimado. Essa alta margem se deve principalmente à escalada de preços após o período de pandemia, no qual a demanda teve uma recaída muito forte, porém em 2021 com a recuperação dos países e retorno a demanda normal de combustível, os preços internacionais dos derivados acabaram subindo subitamente. Como a Petrobrás segue um preço de paridade de importação, isso refletiu também em um aumento dos preços de venda em ambiente nacional, resultando nessa maior margem. A figura 4.4 ilustra o resultado da refinaria no ano de 2021.

Figura 4.4. – Gráfico do resultado financeiro da REFAP em 2021



Fonte: Elaborado pelo autor

É importante salientar que, esse resultado advém de diversas estimativas e considerações realizadas no trabalho, então pode variar consideravelmente da realidade. Além disso, vale lembrar que foram desconsiderados alguns custos importantes no processo por falta de informações, como o custo de seguros, e esse resultado também não considera custos com impostos, resultado financeiro, portanto se trata dos lucros antes de juros e imposto de renda (LAJIR).

Os custos operacionais encontrados de R\$ 2,596 Milhões no ano de 2021 puderam ser calculados em valor unitário por barril, chegando-se a um valor de R\$ 46,8 por barril de petróleo processado na REFAP, que é um número bem divergente do divulgado pela Petrobrás em seus resultados, de R\$8,94 no ano de 2021. Essa diferença pode ser explicada pelas diversas considerações realizadas na metodologia deste trabalho, que podem não condizer com a realidade, mostrando que a Petrobrás tem um processo mais eficiente do que os aqui estimados. Além disso, tal diferença pode ser explicada também pela maneira de apuração dos custos no balanço da Petrobrás, onde custos gerais e administrativos e com pessoas poderiam estar sendo considerados em outras linhas e não estarem sendo contabilizados nesses custos de refino divulgados.

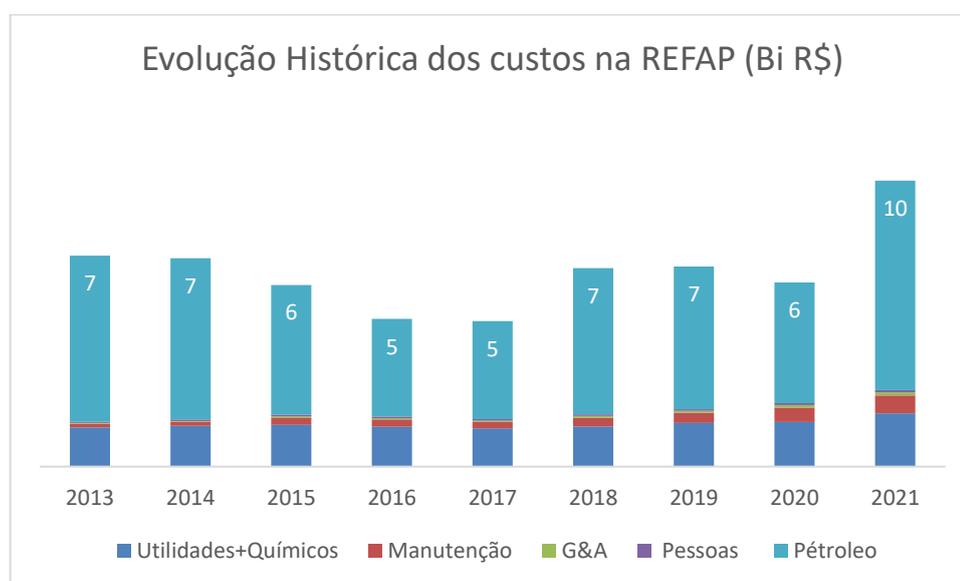
Com o resultado da refinaria em 2021 já detalhado, partiu-se para a avaliação histórica dos custos, vendas e margens de refino da REFAP. O ano de 2021 foi atípico, no sentido em que teve uma grande alta dos preços dos derivados e um retorno da demanda que colaborou para maiores margens de refino, refletindo inclusive em um aumento no

lucro líquido da Petrobrás de mais de 500% em comparação ao ano de 2020 (Petrobrás, 2022). Por conta disso, é importante também se analisar o comportamento desses indicadores em um período histórico.

Para os custos totais, a figura 4.5 mostra que eles sofreram leve queda desde 2013 até 2017, tendo um aumento de 36% em 2018, estabilização em 2019 e um outro grande aumento em 2021 de mais de 55%. Esse aumento dos custos nos últimos anos ocorreram principalmente devido ao preço da matéria-prima, sendo que o petróleo teve um aumento muito considerável em seus preços e por mais que a Petrobrás tenha sua fatia de petróleo nacional, os custos do importado acabam pesando muito também em momentos como esse.

Nesse período, também se observa que o custo mais volátil é o da matéria-prima. Os custos operacionais variam um pouco a depender da quantidade que está sendo produzida de derivados e de outros fatores, como custos em dólar, porém o grande responsável pelas variações nos custos é o preço do petróleo.

Figura 4.5. – Gráfico da evolução histórica de custos na REFAP

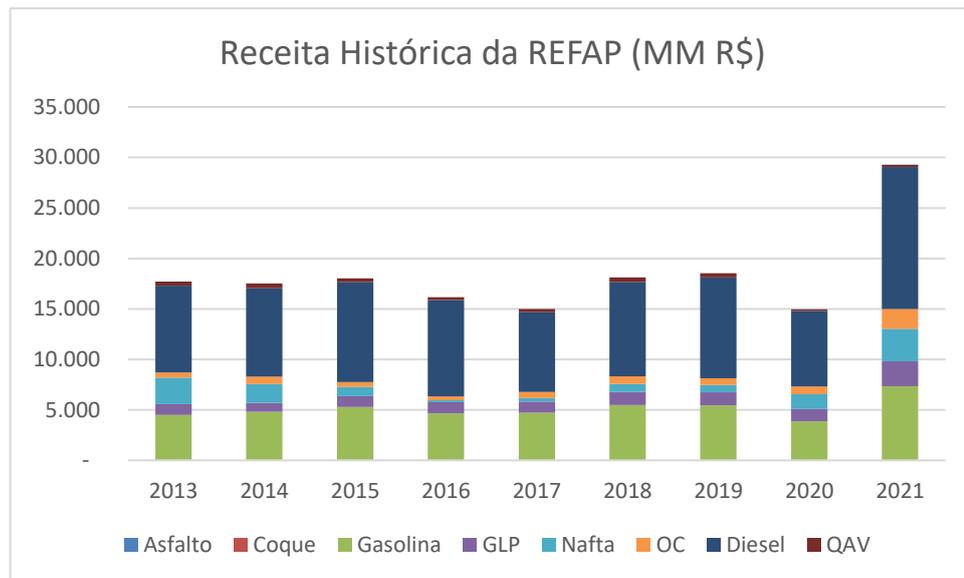


Fonte: Elaborado pelo autor

Assim como em 2021, também se observa que após os custos com matéria-prima, o segundo mais importante é o de utilidades e químicos, seguidos dos custos com manutenção, gerais e administrativos e por fim custos com pessoas que é o menos representativo.

As receitas históricas foram calculadas de acordo com o preço dos derivados produzidos em cada período e estão apresentadas na figura 4.6.

Figura 4.6. – Gráfico da receita histórica na REFAP



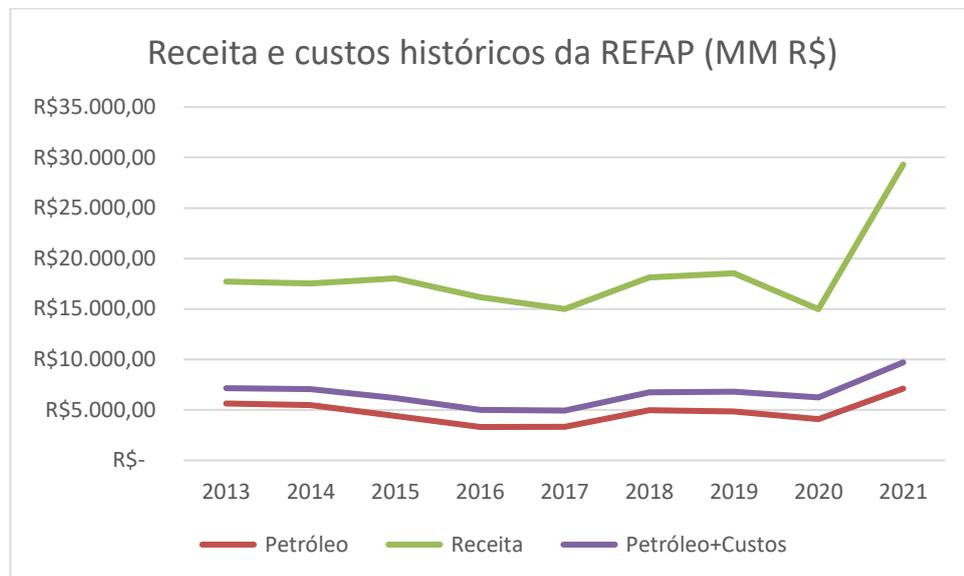
Fonte: Elaborado pelo autor

Pela figura 4.6 observa-se uma certa estabilidade na receita da refinaria entre 2013 e 2019, uma forte queda de quase 20% em 2020, principalmente pela crise da covid-19, que diminuiu em muito a demanda por derivados de petróleo, e uma recuperação de mais de 95%, quase dobrando a receita em 2021 em relação a 2020. Isso ocorreu também pelo aumento no preço dos derivados, ao mesmo momento em que a refinaria passa a ter um custo maior com a aquisição do petróleo, os preços de venda de seus produtos também ficaram mais atrativos, proporcionando uma maior receita.

Além disso, se percebe também uma tendência histórica muito similar ao observado em 2021 de maior receita proveniente do diesel, seguido da gasolina e com pouca participação dos produtos mais pesados como asfalto e coque.

Por fim, utilizou-se as informações acima para verificar as margens de refino no período analisado. A figura 4.7 mostra que no geral há um acompanhamento da receita e dos custos, e em momentos de grande descasamento dessas curvas é quando a refinaria tem uma variação considerável em suas margens. Observa-se que no ano de 2021, por mais que se tenha tido um aumento nos custos, a receita com derivados acabou tendo um incremento muito maior.

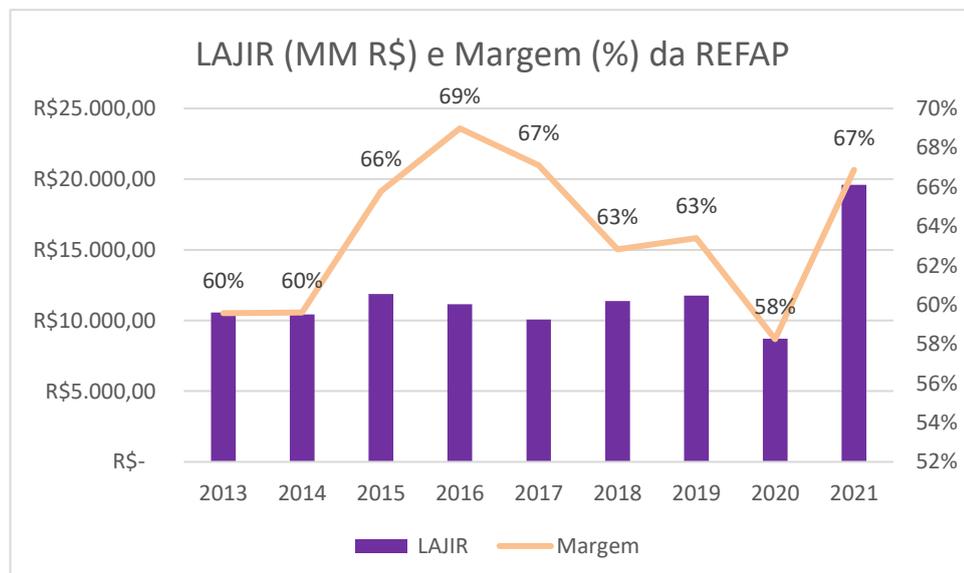
Figura 4.7. – Gráfico das receitas e custos históricos da REFAP



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com esses resultados, foi possível calcular os lucros da refinaria desconsiderando imposto de renda e taxas, assim como sua margem de refino, mostrados na figura 4.8.

Figura 4.8. – Gráfico do LAJIR e margem financeira da REFAP



Fonte: Elaborado pelo autor.

Durante o período analisado, a margem média foi de cerca de 64%, sofrendo oscilações cíclicas. Entre 2014 e 2016 houve um aumento de 9 pontos percentuais,

seguidos de uma queda de 11 pontos percentuais até 2020 e então a partir de 2021 se teve mais uma vez um incremento chegando ao patamar de 67%.

Um ponto interessante na figura 4.8 é que por mais que tenhamos observado o grande aumento de receita em 2021, a margem de refino chegou a ser maior nos anos de 2016 e 2017, nos quais a receita chegou a cair, porém os custos acabaram caindo em maior proporção, o que mostra como nem sempre um maior ganho de receita resulta em maior lucratividade, visto que muitas vezes, pela relação existente entre os preços do petróleo e de seus derivados quando se tem uma maior receita passa a se ter um custo maior de aquisição de petróleo também.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

A partir das hipóteses assumidas e dados apresentados neste trabalho, foi possível analisar os diversos fatores que determinam os ganhos de uma refinaria.

Na parte de processos, se observou que no ano de 2021 as unidades da refinaria que tiveram maior representatividade nos custos da REFAP foram as unidade de destilação atmosférica e craqueamento catalítico fluidizado, sendo os custos com água de resfriamento os principais na maioria dos processos. Estes custos de processo com utilidades e químicos foram responsáveis por 70% dos custos operacionais, mostrando que os custos gerais e administrativos, de pessoas e com manutenções são menos cruciais para a rentabilidade da refinaria.

O custo de aquisição de matéria-prima com petróleo soma a maior parte dos custos totais, variando com o preço do petróleo no mercado internacional e os custos de extração de petróleo no ambiente nacional. Também observou-se que no ano de 2021 os custos operacionais por barril foram cerca de 5 vezes maiores do que os divulgados nos resultados da Petrobrás, o que pode ser uma indicação de que os processos utilizados pela petroleira brasileira são mais eficientes do que as estimativas utilizadas neste trabalho.

Além disso, pela análise histórica, foi possível observar claramente a relação entre os custos do processo com o preço do petróleo e da receita com os preços dos derivados, de maneira que a margem de refino é uma função da diferença desses dois principalmente, variando ciclicamente de acordo com os diversos fatores que influenciam os preços dessas commodities.

Como sugestão para continuação deste trabalho fica a possibilidade da utilização de simuladores de processo para estimativa de custo de maneira mais realista. Por conta do pouco tempo disponível para a realização do trabalho, não foi possível utilizar algum software de simulação na pesquisa, porém com os dados de uma simulação, os detalhes dos processos químicos e as correntes estimadas por cada unidade poderiam ter sido muito melhor conhecidas, o que acarretaria em uma maior assertividade dos resultados obtidos.

Também se propõe diferentes estimativas de custos no processo. Para a elaboração deste trabalho foram utilizadas referências bibliográficas antigas e se trouxe os valores para o presente por meio da utilização de diferentes índices. Talvez, uma alternativa mais perspicaz seria a utilização de dados reais de uma refinaria para se fazer tal análise, porém foi algo de difícil acesso durante a realização deste projeto, mas que caso fosse algo

disponível poderia ajudar no estudo e na análise mais profunda de uma refinaria.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADOTAMOS NOVA POLÍTICA DE PREÇOS DE DIESEL E GASOLINA. **Fatos &Dados**. 14 de outubro de 2016. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>> Acesso em 21 de fevereiro de 2022.

AGESAN. **Resolução AGE n° 007/2019**. Rio Grande do Sul. 2019.

ANALYT, Business. Prices Indexes. Disponível em:<<https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/caustic-soda-price-index/>>. Acesso em 12/02/2022.

ANP. Dados Estatísticos. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2022.

ANP. **Painel dinâmico: Preços de combustíveis e derivados do petróleo**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGM0NDhhMTUzMjQwZi00N2RILTk1M2UtYjIxZTlkNzMiYzE5IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>>. Acesso em 15/02/2022.

Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2021 ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2008- Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>> Acesso em: 23 de fevereiro de 2022

BARCZA, M.V. **Refino do Petróleo**. Notas de aula. Disponível em: <<https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/1285870/313/Refino%20do%20Petroleo.pdf>> Acesso em: 22 de fevereiro de 2022.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy 2021**. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>> Acesso em: 22 de fevereiro de 2022.

CHEMGEN. **The Chemical Engineering Plant Cost Index**. Disponível em: <<https://www.chemengonline.com/pci-home>>. Acesso em 01 de Março de 2022

CLUBE DOS POUPADORES. **Índice Big Mac no Brasil**. Disponível em: <<https://clubedospoupadores.com/bigmac>>. Acesso em 20 de Março de 2022

CORSAN. **Sistema Tarifário**. Disponível em: <<https://www.corsan.com.br/sistematarifario>>. Acesso em 22 de março de 2022.

DE LIMA, Romulo S.; SCHAEFFER, Roberto. **The energy efficiency of crude oil refining in Brazil: A Brazilian refinery plant case**. Energy, v. 36, n. 5, p. 3101-3112, 2011.

DO BRASIL, N. I.; ARAÚJO, M. A., & de Souza, E. C. (2011). **Processamento de Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro: LTC

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2021**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2021.pdf>. Acesso em: 10 de março de 2022.

ELGOWAINY, Amgad et al. Energy Efficiency and Greenhouse gas emission Intensity of Petroleum Products at U.S. Refineries. **Environ. Sci. Technol.** 2014, 48, 7612–7624

GARY, J. H., et al. **PETROLEUM REFINING Technology and Economics**. Fifth Edition. Boca Ranton: Taylor & Francis Group, LLC, CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business, 2007.

GARY, J. H.; HANDWERK, G. E. **Petroleum Refining Technology and Economics**. Fourth Edition. New York: Marcel Dekker, Inc., 2001

Gás Natural Tabela de Conversão. Disponível em: <<http://www.gasmig.com.br/GasNatural/Paginas/Tabela-de-Convertao.aspx>>. Acesso em: 22 fevereiro de 2022.

GIRARD, Mário. **Apuração de custos em refinarias de Petróleo: um caso simulado.** Recife: dissertação da UnB/UFPE/UFPB/UFRN, 2007.

GUERRA, O. J.; LE ROUX, Galo AC. Improvements in petroleum refinery planning: 1. **Formulation of process models. Industrial & engineering chemistry research**, v. 50, n. 23, p. 403-418, 2011.

Índices Econômicos - IPCA-IBGE. Disponível em: <http://www.idealsoftwares.com.br/indices/ipca_ibge.html>. Acesso em: 24 de fevereiro de 2022.

ILOS. **Matriz de transportes do Brasil à espera dos investimentos.** Disponível em: <<https://www.ilos.com.br/web/matriz-de-transportes-do-brasil-a-espera-dos-investimentos/>>. Acesso em 29 de Janeiro de 2022.

JUSBRASIL. **Diários Oficiais,** 2007. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/diarios/DOU/2007/08/01/Secao-3>>. Acesso em 19/01/2022.

MAZIN, ANA. **A integração Refino-Petroquímica visando à produção de aromáticos no Brasil sob a ótica da prospecção tecnológica.** Rio de Janeiro: Dissertação de mestrado na Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MENDES, A. P. A. et al. **O MERCADO DE REFINO DE PETRÓLEO NO BRASIL.** BNDES, Rio de Janeiro v.24, n.48, p. 7-44, setembro, 2018.

NUNES, Priscilla. **Simulação Dinâmica de uma Unidade de Destilação Atmosférica de Petróleo Usando o Software Unisim- Estudo de Caso.** Natal/RN: dissertação de mestrado - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014.

O Mercado do Petróleo: Oferta, Refino e Preço. Rio de Janeiro: FGV PROJETOS, 2012. Disponível em <https://fgvprojetos.fgv.br/sites/fgvprojetos.fgv.br/files/estudo_22.pdf> Acesso em: 25 de fevereiro de 2022. Acesso em: 17 de fevereiro de 2022.

Organization of the Petroleum Exporting Countries. **World Oil Outlook 2045.** Áustria, 2020.

Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de Asfaltos. GOV.BR: Ministério de Minas e Energia, 03 de Novembro de 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-do-mercado-brasileiro-de-asfaltos>>. Acesso em: 26 fev. 2022.

PARKASH, S. **Refining Processes Handbook.** Oxford: Elsevier, 2003.

PETROBRÁS ACEITA PROPOSTA DA ULTRAPAR PARA PRIVATIZAR A REFAP - Sindipetro BA : Sindipetro BA. Disponível em: <<http://www.sindipetroba.org.br/2019/petrobras-aceita-proposta-da-ultrapar-para-privatizar-a-refap/>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2022.

PETROBRÁS. **Central de Resultados.** Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2022.

PETROBRAS. Concursos. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/carreiras/concursos/concursos.htm>>. Acesso em 8/03/2022.

PETROBRAS. Relatório Anual e Form-20 - F 2020. Dezembro de 2020.

Refinaria alberto Pasqualini (Refap). PETROBRÁS. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-alberto-pasqualini-refap.htm>> Acesso em: 21 de fevereiro de 2021

SOLOMON. Refining. Disponível em: <<https://www.solomoninsight.com/industries/refining/>>. Acesso em 3 de fevereiro de 2022.

SPEIGHT, JAMES G. **Handbook of petroleum refining**. Boca Raton: Taylor & Francis, a CRC title, part of the Taylor & Francis imprint, a member of the Taylor & Francis Group, the academic division of T&F Informa, 2017.

TAVARES, Marina Elisabete Espinho. **ANÁLISE DO REFINO NO BRASIL: ESTADO E PERSPECTIVAS - UMA ANÁLISE “CROSS-SECTION”**.

Testes De Qualidade E Tabelas De Conversões De Produtos. SINDI PETRÓLEO, 2015.
Disponível em: <<http://www.sindipetroleo.com.br/portal/storage/tabelas-de-densidade.pdf> >
Acesso em 19 de fevereiro de 2022

THOMAS, José Eduardo et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. ed. Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.

TURTON, R., BAILIE, R. C., WHITING, W. B., SHAEIWITZ, J. A., BHATTACHARYVA, D. **Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Process**. 4. ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2012.