



Mirna Rodrigues Santana Rocha

**Distribuição de petróleo no
mercado internacional.
Um instrumento de suporte à decisão
baseado em estudo de caso prático**

Dissertação de Mestrado (Opção Profissional)

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio.

Orientador: Prof. José Eugênio Leal
Co-Orientador: Marcelo Côrtes Fernandes

Rio de Janeiro
Novembro de 2012



Mirna Rodrigues Santana Rocha

**Distribuição de petróleo no
mercado internacional.
Um instrumento de suporte à decisão
baseado em estudo de caso prático**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. José Eugênio Leal

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Marcelo Côrtes Fernandes

Co-orientador

PETROBRAS

Marcelo Maciel Monteiro

PETROBRAS

Prof. Carlos Patrício Samanez

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 01 de Novembro de 2012

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização do autor, do orientador e da universidade.

Mirna Rodrigues Santana Rocha

Graduou-se em Administração pela FCETM (Faculdade de Ciências Econômicas do Triângulo Mineiro) em dezembro de 1997. Possui experiência profissional na área de logística e comercialização. Trabalhou nas empresas Fosfertil S/A, indústria de fertilizantes; e Braspelco S/A, indústria de couros. É funcionária da PETROBRAS desde 2006, onde já atuou na área de logística de suprimento de petróleo, e atualmente trabalha na gerência de comercialização de petróleo desta Cia.

Ficha catalográfica

Rocha, Mirna Rodrigues Santana

Distribuição de petróleo no mercado internacional : um instrumento de suporte à decisão baseado em estudo de caso prático / Mirna Rodrigues Santana Rocha ; orientador: José Eugênio Leal ; co-orientador: Marcelo Côrtes Fernandes. – 2012.

93 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2012.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Logística. 3. Distribuição. 4. Transporte marítimo. 5. Programação de navios. 6. Sistema de suporte à decisão. I. Leal, José Eugênio. II. Fernandes, Marcelo Côrtes. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de En-

CDD: 658.5

A Deus e à minha família.

Agradecimentos

Aos meus filhos Antônio José e João Pedro, que são minha fonte de inspiração para continuar buscando ser sempre uma pessoa melhor.

Ao meu marido e eterno companheiro André, pelo carinho, respeito e dedicação que sempre me proporcionou ao longo de nossa caminhada.

Aos gerentes Giselle Prata Guedes Coelho, Ilmar de Lima Lopes, Rubens Azevedo dos Santos Jr. e Eduardo Autran de Almeida que, representando a PETROBRAS, me deram oportunidade de realizar este curso com todo o apoio necessário.

Em especial ao meu querido colega de trabalho Fernando Balthar Pereira da Silva, pelos momentos valiosos dedicados a me apoiar, orientar e dividir, de forma generosa e paciente, seus conhecimentos indispensáveis para a elaboração deste trabalho.

Aos meus colegas de turma que me incentivaram e apoiaram nos momentos de dificuldade.

Aos orientadores José Eugênio Leal e Marcelo Côrtes Fernandes pelo suporte e orientação necessários para realização deste trabalho.

Resumo

Rocha, Mirna Rodrigues Santana; Leal, José Eugênio (Orientador); Fernandes, Marcelo Côrtes (Co-Orientador). **Distribuição de petróleo no mercado internacional. Um instrumento de suporte à decisão baseado em estudo de caso prático.** Rio de Janeiro, 2012. 93p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Industrial. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O crescente aumento de produção de petróleo no Brasil, combinado com um ambiente de negócios internacionais competitivo e um mercado consumidor posicionado em vários continentes, exigem que a PETROBRAS busque soluções logísticas e estratégicas para atender seus clientes no exterior, de forma competitiva e rentável. Neste sentido, esta dissertação busca descrever o mercado mundial de petróleo e o ambiente de distribuição de petróleo da Petrobras no mercado internacional, e apresentar um instrumento simples para apoio à tomada de decisão na cadeia de suprimentos de petróleo, especialmente no que se refere à programação de navios em viagens de longo curso. Isto auxiliará os profissionais na área de logística e comercialização, na comparação de possíveis estratégias de distribuição de petróleo para atender o mercado internacional. Para desenvolver o método utilizou-se como alternativa o fornecimento de petróleo do Brasil para o mercado consumidor localizado no Golfo do México, denominado USG, principal porta de entrada do petróleo importado, via marítima, para os EUA (EIA, 2012), e também responsável, em 2011, por 33% do petróleo exportado pela Petrobras (PETROBRAS, 2011).

Palavras-chave

Logística; Distribuição; Transporte Marítimo; Programação de navios; Sistema de suporte à decisão.

Abstract

Rocha, Mirna Rodrigues Santana; Leal, José Eugênio (Advisor); Fernandes, Marcelo Côrtes (Co-Advisor). **Distribution of petroleum in the international market. A decision support tool based on practical case study.** Rio de Janeiro, 2012. 93p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The increase in petroleum production in Brazil combined with a competitive international businesses environment and a consumer market positioned on several continents, demand PETROBRAS to seek logistics and strategic solutions to serve overseas clients in a competitive, profitable way. In this sense, this dissertation aims to describe the world market of petroleum and the environment of Petrobras petroleum distribution in the international market, in addition to present a simple tool to support decision making in the chain of petroleum supply, especially as regards programming of ships in long-term travel. It will help professionals in the logistics and commercialization areas, in comparison of possible strategies of petroleum distribution so as to serve the international market. In order to develop the method it was used as an alternative the supply of petroleum from Brazil to the consumer market located in the Gulf of Mexico, called USG, the main entrance door to imported petroleum, via maritime transport, to the USA (EIA, 2012), and also responsible, in 2011, for 33% of the petroleum exported by Petrobras (PETROBRAS, 2011).

Keywords

Logistics; Supply; Maritime transportation; Shipping schedule; Decision support system.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 PANORAMA GERAL	11
1.2 OBJETIVOS E DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	13
1.3 MÉTODO DE PESQUISA E ESTRUTURA DE DISSERTAÇÃO	14
2. REVISÃO DA LITERATURA ACADÊMICA	15
2.1 BALANÇO DE ESTOQUE DE PETRÓLEO NO BRASIL	15
2.2 MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO	19
2.2.1 O MERCADO NORTE-AMERICANO DE PETRÓLEO	22
2.2.1.1 OS PADDs	26
2.3 LOGÍSTICA, TRANSPORTE MARÍTIMO E PROGRAMAÇÃO DE NAVIOS	29
2.3.1 MERCADO DE FRETES	33
2.3.2 CICLOS DE FRETE	35
2.3.3 O AFRETAMENTO DE NAVIOS	38
2.3.4 CÁLCULO DE FRETE MARÍTIMO	40
2.3.4.1 CONCEITO DE WORLDSCALE	40
2.3.4.2 CONCEITO DE TIME CHARTER EQUIVALENT (TCE)	42
2.3.4.3 CONCEITO DE SOBREESTADIA	44
2.3.5 TIPOS DE NAVIOS PETROLEIRO	45
2.4 O MERCADO INTERNACIONAL E A ESTRUTURA DE PREÇOS DE PETRÓLEO	47
2.4.1 A EVOLUÇÃO DA PRECIFICAÇÃO DO PETRÓLEO NO MERCADO MUNDIAL	48
2.4.2 O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO SPOT	51
2.4.3 MERCADO DE DERIVATIVOS (MERCADO FUTURO)	52
2.4.3.1 CONTRATOS A TERMO OU CONTRATOS FORWARD	55
2.4.3.2 CONTRATOS FUTUROS	56
2.4.3.2.1 EXEMPLO DE HEDGE-UTILIZANDO CONTRATO FUTURO	57
2.4.4 ESTOQUES ESTRATÉGICOS	59
3. PROGRAMAÇÃO DE NAVIOS DE PETRÓLEO NA PETROBRAS	63
3.1 PROGRAMAÇÃO DE LONGO CURSO DE PETRÓLEO	64
3.2 MÉTODO DE PROGRAMAÇÃO DE EXPORTAÇÃO PARA O GOLFO DO MÉXICO, EUA	65
4. DESCRIÇÃO DO INSTRUMENTO DE SUPORTE A DECISÃO (ISD)	72
4.1. DADOS DAS DEMANDAS DE TRANSPORTE	74
4.2. DADOS DE CUSTOS DE TRANSPORTE, TANCAGEM E ESTOQUE	76
4.3. DADOS DE MERCADO	79
5. ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS	81
6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO PARA FUTURAS PESQUISAS	85
7.REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87
8. APÊNDICE - INSTRUMENTO DE SUPORTE A DECISÃO	91
8.1. APÊNDICE A - ISD - ALTERNATIVA 1	91
8.2. APÊNDICE B - ISD – ALTERNATIVA 2	92
8.3. APÊNDICE C - ISD – ALTERNATIVA 3	93

Lista de Figuras

Figura 1 – Produção de Óleo e Gás (Brasil e Internacional)	12
Figura 2 – Perfil de classificação do petróleo das reservas provadas brasileiras	16
Figura 3 - Consumo Total de Petróleo por País – 2.010	17
Figura 4 - Produção, Refino e Demanda no Brasil	18
Figura 5 – Volume de Vendas	18
Figura 6 - Distribuição das reservas provadas em 1990, 2000 e 2010	19
Figura 7 - Relação reservas provadas e produção (R/P)	20
Figura 8 - Produção e consumo por região	21
Figura 9 - Fluxo mundial de movimentação de Petróleo	21
Figura 10 - Os Distritos Petrolíferos Americanos – PADDs	24
Figura 11 - Distribuição da capacidade de refino por PADD	25
Figura 12 - Malha de dutos de óleos crus nos EUA	25
Figura 13 - Distribuição interna do óleo Bakken Dakota do Norte	27
Figura 14- Histórico de fretes marítimos de VLCC – rota Ras Tanura x Rotterdam	37
Figura 15 - Rota marítima Brasil x Golfo do México via Galveston	67
Figura 16 - Rota marítima Brasil x Golfo do México via Tancagem no Caribe	69

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Produção e Importação de Petróleo por PADDs em 2011	24
Tabela 2 – Variáveis que afetam a demanda e fornecimento de transporte marítimo	33
Tabela 3 – Classificação de navios	46
Tabela 4 – Tipos de produtos	46
Tabela 5 – Balanço da transação de Hedge no Mercado Futuro	59
Tabela 6 – Comparativo dos custos	81

1. Introdução

1.1 Panorama Geral

O Brasil ganhou destaque no mapa mundial dos países líderes em exploração e produção de petróleo e gás, após as recentes descobertas de campos com grandes volumes de reservas de óleo recuperáveis no país.

As projeções indicam que devido ao desenvolvimento destas recém reservas descobertas, o Brasil será nas próximas décadas, líder em produção de petróleo entre os países não integrantes da OPEC¹ – Organization of Petroleum Exporting Countries, denominados Non-OPEC (PFC Energy, 2011). Os países membros do grupo Non-OPEC representaram 17,3% da reserva mundial de petróleo no ano de 2010 (BP Statistical Review, 2011).

No Brasil, a Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras é a principal empresa exploradora e operadora de petróleo (ANP, 2012), e atua como uma empresa de energia nos seguintes setores: exploração e produção, refino, comercialização e transporte de óleo e gás natural, petroquímica, distribuição de derivados, energia elétrica, biocombustíveis e outras fontes renováveis de energia. É líder do setor petrolífero brasileiro, expandiu suas operações para estar entre as cinco maiores empresas integradas de energia no mundo até 2020 e está presente em 28 países (Relações com Investidores, PETROBRAS, 2012).

¹ OPEC – Organization of Petroleum Exporting Countries é uma organização intergovernamental, estabelecida em Bagdad, Iraque em 1960 e tem sua sede em Viena, Áustria. A organização tem 12 membros: Argélia, Angola, Equador, República Islâmica do Irã, Iraque, Kwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela. Seu objetivo é coordenar e unificar as políticas petrolíferas entre os países membros, a fim de garantir: uma estabilidade para os países produtores; um eficiente, econômico e regular fornecimento de petróleo para as nações consumidoras; e um retorno de capital justo para aqueles que investem na indústria do petróleo (OPEC, 2012).

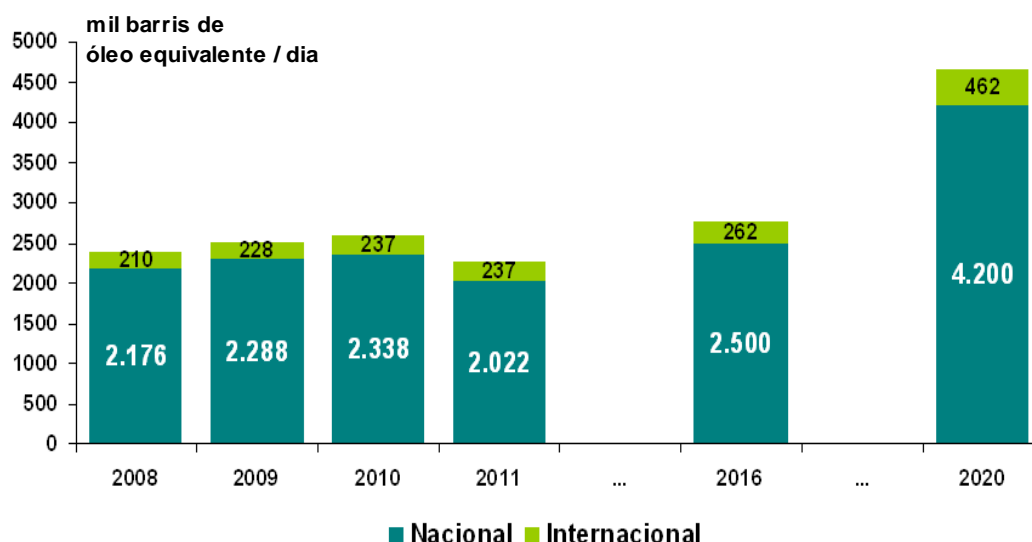


Figura 1: Produção de Óleo e Gás (Brasil e Internacional) (Plano Estratégico Petrobras 2020, PETROBRAS, 2012)

Conforme demonstrado na figura 1, além das previsões de aumento de produção de petróleo da Petrobras no Brasil para os próximos anos, há de se considerar ainda a crescente participação da empresa nos campos de produção em diversos outros países, o que gera mais volume de petróleo a ser movimentado em diferentes continentes.

Parte da produção de petróleo no Brasil é exportada de forma compulsória uma vez que a produção de óleo é maior que sua capacidade de refino. E ainda porque 80% das reservas provadas até 2011 possuem petróleo com grau API² (American Petroleum Institute) menor que 31 (Relações com Investidores, PETROBRAS, 2012), ou seja, são classificados como petróleos pesados e médios, que ao serem processados geram volume de derivados leves (i.e: diesel e gasolina) inferior à demanda brasileira.

Dada à necessidade de exportação do petróleo brasileiro, as relações comerciais deste produto, na empresa, se diversificam e se expandem para outras fronteiras, tornando a malha logística mais complexa e dinâmica, uma vez que há a combinação do aumento do volume de petróleo a ser transportado, em diferen-

² O **Grau API** (em inglês, **API Gravity**) é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo.^[1] Foi criada pelo [American Petroleum Institute](http://www.api.org/). É a forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22 e 30 graus API, são médios; abaixo de 22 graus API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10, são petróleos extrapesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado (Wikipédia, 2012).

tes e distantes pontos de carga e descarga, associado a uma capacidade de transporte disponível para atender todas as demandas e nível de serviços contratados.

A competitividade no mercado mundial de petróleo é acirrada, pois se trata de uma *commodity*, onde grandes companhias oferecem petróleo com características semelhantes para os mesmos mercados consumidores, isso significa que o diferencial competitivo de uma empresa exportadora, muitas vezes, está na estratégia logística, com custos competitivos, adotada para suprir o mercado externo.

Os custos logísticos influenciam diretamente na margem de resultado do negócio da empresa. O transporte normalmente representa o elemento mais importante em termos de custos logísticos para inúmeras empresas e a movimentação de cargas absorve de um a dois terços dos custos logísticos totais (BALLOU, 2006). A capacidade de poder entregar o produto onde o consumidor desejar, no prazo, quantidade e qualidades requeridos, são fatores primordiais para conquistar e manter o cliente.

O principal modal de transporte para exportação do petróleo na Petrobras é o marítimo, cuja frota de navios vem crescendo gradativamente. É a única opção eficaz, em termos de custo, para o transporte de grandes volumes entre continentes (Norstad et al., 2010).

O Brasil precisa investir em infra-estrutura logística adequada para reduzir os atuais gargalos e custos associados e, ainda para suportar e dar flexibilidade à movimentação de petróleo e derivados, que tende a crescer nos próximos anos devido ao aumento da produção de petróleo.

1.2 Objetivos e delimitação da pesquisa

Considerando o atual cenário, onde há um crescente aumento de produção, um mercado consumidor exigente e competitivo, um ambiente com restrições logísticas, a Petrobras necessita buscar soluções estratégicas para atender o mercado consumidor de forma competitiva.

É neste contexto que esta dissertação está inserida, na qual será apresentado um modelo descritivo, prático e simples para comparar três alternativas de distribuição de petróleo, do Brasil para o mercado internacional no Golfo do México.

As alternativas serão avaliadas sob o ponto de vista de custos logísticos e estratégia comercial, e terá como base a exportação de petróleo produzido pela Petrobras no Brasil com destino ao Golfo do México, comparando a opção de utilizar ou não uma tancagem intermediária no Caribe, e considera como elemento principal a flutuação do mercado de fretes na composição dos custos de transporte e as projeções do comportamento do preço do petróleo no mercado mundial.

A expectativa é auxiliar os profissionais da área de logística e comercialização, na indústria de petróleo, a ter um instrumento para auxiliar na tomada de decisão, que permita avaliar qual a melhor opção de distribuição, considerando os aspectos estratégicos, operacionais e econômicos envolvidos nas alternativas de programação de navios de petróleo em viagens de longo curso.

1.3 Método de pesquisa e estrutura de dissertação

A metodologia utilizada para a elaboração desta dissertação foi uma pesquisa bibliográfica sobre o tema em questão e posterior detalhamento e análise de três alternativas de rotas de transportes diferentes para atender o mesmo mercado. Utiliza-se um método de mapeamento dos custos de transporte combinado com a utilização ou não de uma tancagem intermediária, considerando o comportamento do mercado de fretes e a estrutura de preços de petróleo.

Esta dissertação está organizada em seis capítulos, sendo este introdutório. O Capítulo 2 oferece uma abordagem sobre o balanço de petróleo no Brasil; demonstra o comportamento do mercado mundial de petróleo com maior ênfase no mercado americano; apresenta uma revisão bibliográfica sobre os conceitos gerais de logística, transporte marítimo e programação de navios, e por fim expõe os mecanismos de formação de preços de petróleo. O Capítulo 3 descreve a situação atual da programação de navios de longo curso dentro da PETROBRAS, em especial a logística de exportação para o Golfo do México. O Capítulo 4 apresenta o instrumento proposto. O Capítulo 5 descreve e analisa os resultados das alternativas. O capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações para pesquisas futuras.

Vale ressaltar que os dados utilizados no teste do modelo poderão ter seus valores alterados, dado à política de segurança da informação adotada na empresa escolhida para este estudo de caso.

2. Revisão da Literatura Acadêmica

2.1 Balanço de Estoque de Petróleo no Brasil

Neste capítulo serão detalhadas as perspectivas de produção, refino e demanda brasileira de derivados para os próximos anos, demonstrando o balanço de estoque de petróleo e apresentando a necessidade de exportação.

Um fator bastante relevante no balanço de petróleo que reforça a necessidade de importações e exportações é a capacidade que cada petróleo tem para gerar derivados (i.e: óleo diesel, gasolina, óleo combustível, nafta, GLP). O petróleo é constituído de uma mistura complexa de hidrocarbonetos de vários tamanhos, juntamente com compostos orgânicos contendo nitrogênio, oxigênio, enxofre e metais em pequenas quantidades. Os processos geoquímicos pelos os quais petróleos são formados definem a sua composição, que é específico para cada petróleo (SPEIGHT, 2001).

Devido a dificuldade de caracterizar cada componente de um petróleo, a indústria emprega uma metodologia de quantificação das frações de petróleo, em termos de temperatura de ebulição, para permitir calcular o rendimento de cada derivado denominada Curva de destilação PEV (ponto de ebulição verdadeiro). Cada petróleo possui uma curva de destilação PEV característica, que define o seu potencial de geração de produtos derivados (SPEIGHT, 2001). Quanto maior o rendimento de frações de menor temperatura de ebulição, mais leve é o petróleo e vice versa. Outro parâmetro importante para caracterizar um petróleo é por meio do grau API, que se trata de uma escala criada pela American Petroleum Institute para classificar o petróleo de acordo com sua densidade (leve, médio, pesado e extra-pesado). O cálculo do grau API é obtido pela fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{60/60^{\circ}F}} - 131,5$$

Onde, $d_{60/60^{\circ}F}$ representa a densidade do produto a 60°F em relação a massa específica da água a 60°F.

Quanto maior o grau API mais leve é o petróleo, e maior o seu valor de mercado, pois maior é o rendimento em derivados nobres como Diesel e Gasolina, que são os produtos mais demandados na matriz energética. Portanto, dependendo dos volumes de produtos requeridos pelo mercado e também das características do parque de refino, o refinador é obrigado a compor misturas (blends) de petróleos leves e pesados, cujos o rendimento final satisfaça a demanda do mercado e as restrições operacionais.

A figura 2 mostra que as reservas brasileiras apresentam predominantemente grau API classificado na categoria médio e pesado, o que justifica a parcela de investimentos em unidades de conversão nas refinarias para maximizar a produção de derivados nobres a partir de petróleos médios e pesados. Mas, mesmo com a adequação do parque de refino ao perfil de petróleo brasileiro, persiste a necessidade de trocas de petróleos, exportando óleos médios e pesados, e importando óleos leves ou até mesmo de derivados para atender a demanda doméstica.

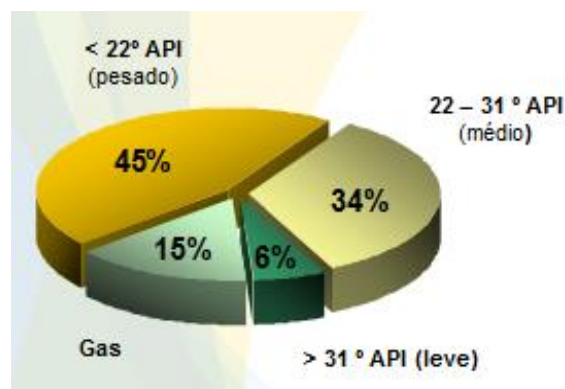


Figura 2: Perfil de classificação do petróleo das reservas provadas brasileiras (Relações com Investidores, PETROBRAS, 2012)

O Brasil já é o sétimo maior consumidor de petróleo mundial, conforme boletim estatístico da BP e estimativas da Petrobras, demonstrado na figura 3.

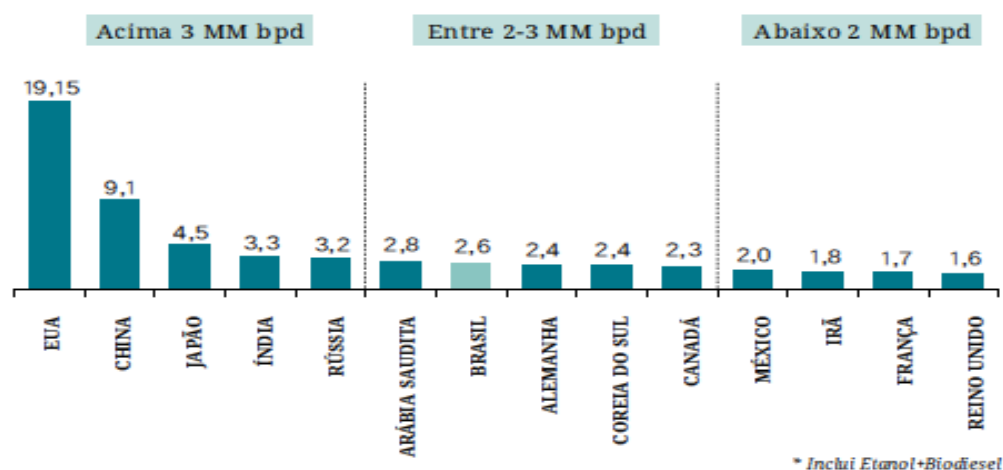


Figura 3: Consumo Total de Petróleo por País – 2.010* (mm barris por dia) (BP Statistical Review of World Energy, 2011)

De acordo com as perspectivas do Plano Estratégico da Petrobras 2.020, considerando uma taxa de crescimento na economia brasileira na ordem de 4,1% ao ano, e um aumento na renda da população, a demanda por produtos derivados de petróleo no Brasil terá um aumento de 18% no período de 2010 a 2016, e 45% de 2.010 até 2020, o que corresponde sair de uma demanda de 2.147 mil bpd para 3.095 mil bpd, ou seja, uma demanda adicional de aproximadamente 950 mil bpd de consumo.

Enquanto as projeções indicam aumento na demanda de derivados, há também previsões de aumento de capacidade de processamento no parque de refino brasileiro. A previsão é aumentar a capacidade de 1.798 mil bpd em 2010, para 2.205 mil bpd em 2015 e 3.217 mil bpd em 2020. Porém, mesmo com este avanço na capacidade, o parque de refino será insuficiente para processar todo o volume de produção e também para atender a demanda de derivados.

A previsão de produção de petróleo, no mesmo período, é de 2004 mil bpd em 2010, aumentando para 2.500 mil bpd em 2016, e 4.200 mil bpd em 2020, o que é muito superior a capacidade de refino e demanda no Brasil.

A figura 4, apresenta o balanço entre produção, demanda de derivados e refino no Brasil, e demonstra que a capacidade de processamento (carga fresca processada) não consegue absorver o volume de produção de petróleo e nem mesmo atender a demanda do mercado brasileiro de derivados, mesmo com as ampliações no parque de refino. Isso significa que haverá necessidade de importações para atender demanda de derivados, bem como a necessidade de exportação do excedente de produção de petróleo e derivados.

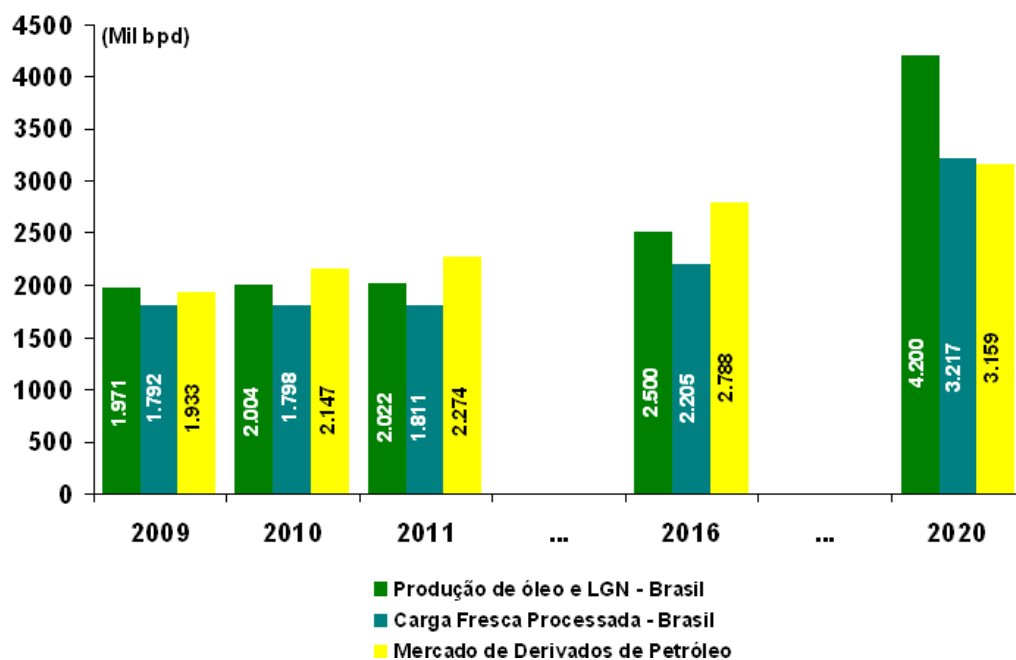


Figura 4: Produção, Refino e Demanda no Brasil (mm barris por dia) (Plano Estratégico Petrobras 2020, PETROBRAS, 2012)

A figura 5 mostra as projeções de exportação de petróleo e derivados brasileiros são crescentes, saltando de 585 mil bpd em 2011 para 2.317 mil bpd no ano 2.020. O que indica a necessidade da Petrobras se preparar para comercializar e distribuir este volume de produção excedente no mercado internacional.

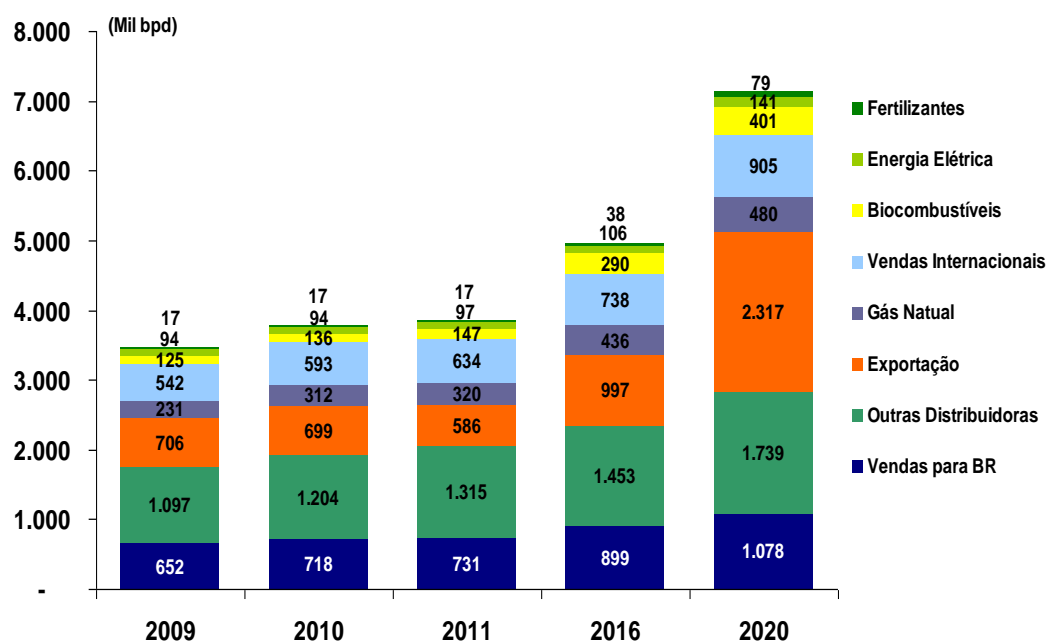


Figura 5: Volume de Vendas (mm barris por dia) (Plano Estratégico Petrobras 2020, PETROBRAS, 2012).

2.2 Mercado Mundial de Petróleo

O conhecimento do mercado consumidor é importante para definir estratégias comerciais e logísticas. Este capítulo demonstra o comportamento do mercado mundial de petróleo em relação a reservas provadas, produção, consumo e movimentação de petróleo entre as fontes de petróleo e as regiões de consumo. Na sequência será apresentado o mercado dos Estados Unidos da América, onde será destacada a capacidade de refino, qualidade de petróleos processados, fontes de suprimentos, logística de abastecimento e distribuição de petróleo nas refinarias deste país.

Em relação às reservas mundiais de petróleo, pode se notar nas figuras 6 e 7, o crescimento dos volumes das reservas provadas e como estão distribuídas no mundo. As reservas provadas mantêm-se concentradas nos países membros da OPEC que controla 72% das reservas mundiais, a maior proporção desde 1998. Em 2011 o Iraque adicionou 28 bilhões de barris e a Rússia, Brasil e Arábia Saudita incrementaram mais 1 bilhão de barris cada um.

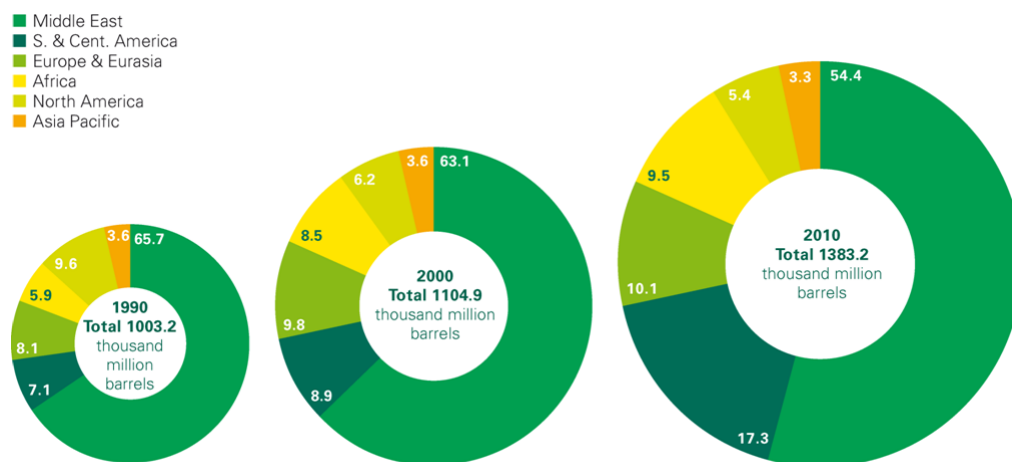


Figura 6: Distribuição das reservas provadas em 1990, 2000 e 2010 – em porcentagem (BP Statistical Review of World Energy, 2011)

Vale destacar o aumento da participação da América Central e Sul nos últimos 10 anos, elevando a relação reserva/produção da América Latina de aproximadamente 50 para 94 anos – a maior do mundo, ultrapassando o Oriente Médio que está em torno de 85 anos.

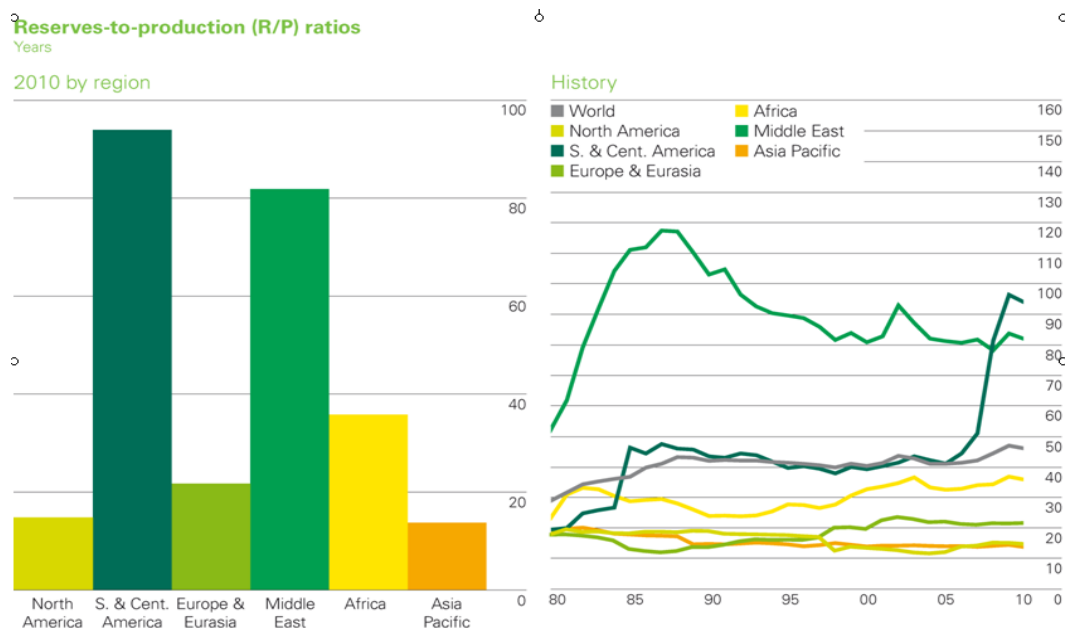


Figura 7; Relação reservas provadas e produção (R/P) – em anos (BP Statistical Review of World Energy, 2011)

A produção mundial vem crescendo ao longo dos anos, praticamente em todas as regiões, porém de forma mais discreta na Europa & Eurásia. O Oriente Médio mantém o título de maior produtor mundial. Os EUA registraram em 2011, pelo terceiro ano consecutivo o maior aumento de produção dos membros não OPEP, reflexo das inovações que tornaram possível o acesso às produções anteriormente inacessíveis, utilizando recursos “não convencionais” de exploração on shore, como é o caso da produção em Dakota Norte.

O consumo mundial de energia cresceu 2,5% em 2011 e conforme demonstrado na figura 8, o centro de gravidade do consumo de energia continua a se deslocar da OCDE³ para as economias emergentes. O consumo da OCDE vem declinando a demanda pela terceira vez nos últimos quatro anos, enquanto a China, sozinha, foi responsável por 71% do crescimento de energia global.

³ OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico é uma organização internacional composta por 34 países (sendo 18 europeus), com o objetivo de promover o bem estar econômico e social das pessoas em todo o mundo (OCDE, 2012).

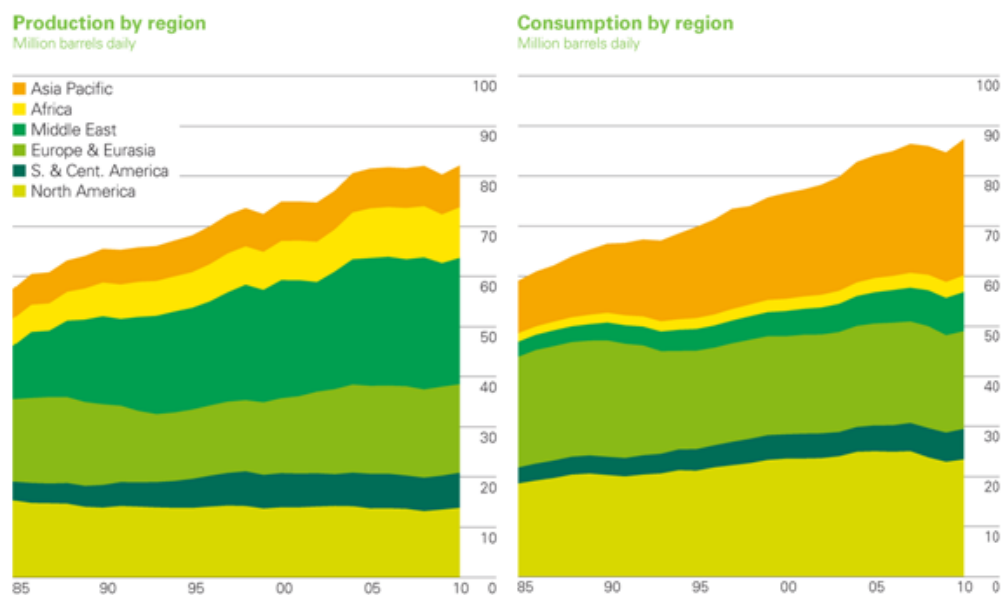


Figura 8: Produção e consumo por região – em milhões de barris dia (BP Statistical Review of World Energy, 2011)

A figura 9 representa as principais movimentações mundiais de petróleo em 2010 e, evidencia os grandes mercados consumidores e fornecedores.

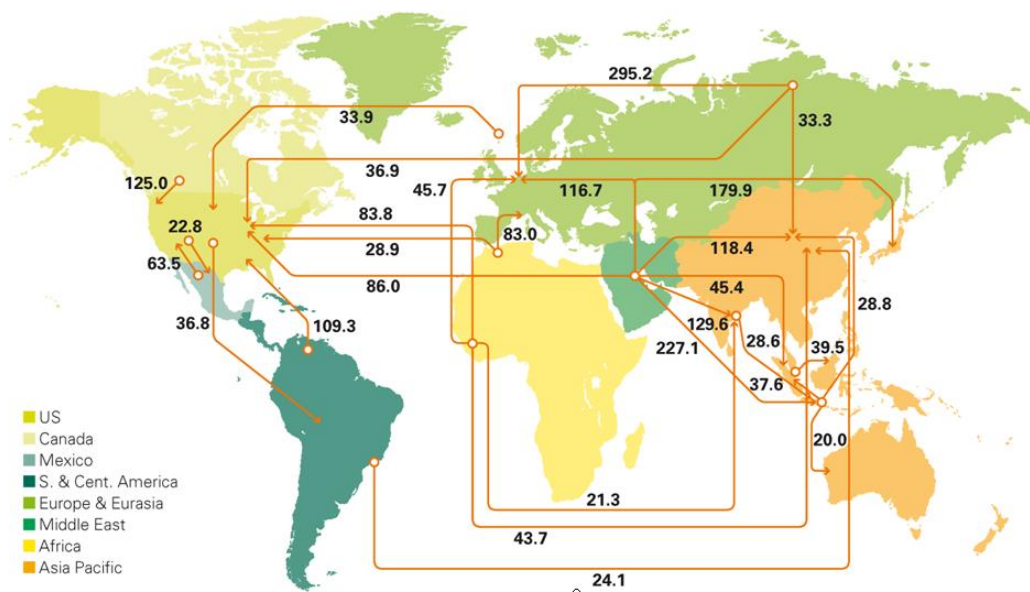


Figura 9: Fluxo mundial de movimentação de Petróleo – em milhões de toneladas (BP Statistical Review of World Energy, 2011)

Os maiores consumidores mundiais de petróleo são: Estados Unidos, Ásia (principalmente a China e Japão), e a Eurásia (especialmente a Rússia). Juntos estes centros representaram 80% do consumo mundial e 50% volume importado de óleo cru em 2010 (BP Statistical Review of World Energy, 2011). Nestes mesmos locais estão concentrados os maiores centros de refino, com 70% da capacidade

mundial. Isto é influenciado por vários fatores: a economia de fretes para transportar o petróleo, a viabilidade de infraestrutura nos centros de demanda e a sinergia com as indústrias químicas locais.

Os principais fornecedores de petróleo, com 70% do volume exportado mundo são: Oriente Médio (destaque para Arábia Saudita), Eurásia (fortemente concentrado na Rússia), e África, principalmente o Oeste da África (BP Statistical Review of World Energy, 2011).

2.2.1 O Mercado Norte-Americano de Petróleo

A América do Norte é a segunda maior região consumidora de petróleo mundial, e em 2010 foi responsável por 25,8% do petróleo demandado no mundo, o equivalente a 23 mil mbd. Somente os Estados Unidos da América (EUA) equivalem a 21% deste total, ou seja, 19 mil mbd (BP Statistical Review, 2011), o que demonstra a força desta região no mercado mundial de petróleo, e por isso este estudo dará maior foco sobre o perfil de abastecimento deste país.

Apesar de ser o terceiro maior produtor de petróleo mundial, com 7,5 mil mbd de óleo produzido, os Estados Unidos é o país que mais importa petróleo do mundo, pois sozinho, consome o equivalente a toda Europa e Eurásia juntas. (BP Statistical Review, 2011)

Com uma oferta doméstica, em 2010, de 7,5 mil mbd contra um consumo de 19 mil mbd (BP Statistical Review of World Energy, 2011), é fato que os Estados Unidos é um país altamente dependente de importação de óleos crus - importaram cerca de 49% do petróleo bruto e produtos petrolíferos refinados. Seus principais fornecedores externos de petróleo, em 2010, são: Canadá (21%), América Central e Sul (19%), Oriente Médio (15%) e Oeste da África (15%).

Suas reservas estão na ordem de 30 bilhões de barris (2,2% das reservas mundiais), com uma relação reserva-produção de 11 anos, ocupando o 12º lugar na lista das maiores reservas mundiais.

É o maior parque de refino do mundo com 20% da capacidade mundial em 2010, seguido pela China com 11% (BP Statistical Review, 2011). Possui em janeiro de 2011, 147 refinarias em operação (EIA, 2012)

Este país é fortemente demandante por derivados leves e médios, representando 75% do consumo da América do Norte, e 52% do consumo mundial destes derivados.

Dentre as principais correntes produzidas internamente, há a predominância da produção de óleos leves e médios, com variados graus de concentração de enxofre.

O petróleo norte-americano é produzido em vários Estados do país. Em 2010, 51% da produção dos EUA de petróleo vieram de cinco estados: Texas (21%), Alasca (11%), Califórnia (10%), Dakota do Norte (6%) e Louisiana (3%) (EIA, 2012).

A exportação de petróleo do Brasil para os Estados Unidos, em 2011, representou 42% da exportação total de petróleo da Petrobras, confirmando assim o maior mercado consumidor internacional de petróleo da Petrobras.

A logística do Brasil para atender este mercado é feita pelo modal marítimo, através de duas portas de entrada nos Estados Unidos: os portos localizados no Golfo do México, e os portos da Costa Oeste dos Estados Unidos, regiões denominadas, no comércio mundial, de USG e USWC respectivamente.

Estas regiões são marcadas por restrições para navegação, como por exemplo: canal de acesso aos terminais de descarga com pouca profundidade e/ou com a presença de pontes, o que significa que os navios devem ter menor porte para conseguir acessar os terminais dos clientes.

Se utilizados navios de portes maiores como Suezmax e VLCC, então faz-se necessário realizar *operação de alívio* - descarga parcial da carga, dentro dos limites do porto, para outro navio ou barcaça (Saraceni, 2006), de portes menores, que por fim acessarão os terminais de descarga.

Existem áreas determinadas para realizar estes alívios, que são realizadas por empresas especializadas nesta atividade. Usualmente utiliza-se a área de Galveston, para navios que vão atender o mercado do USG; e a região de Long Beach ou Pal Zone para os navios que irão atender os clientes da USWC. Este assunto será detalhado no capítulo 3.2 - Método de programação de exportação com destino ao Golfo do México, EUA - que está dedicado a descrever como é

feito, na PETROBRAS, a programação dos navios destinados ao mercado do Golfo do México.

Os Estados Unidos é um país heterogêneo em relação à oferta e ao consumo de crus e derivados. Desta forma, os estados norte-americanos estão agrupados em cinco distritos chamados *PADDs* (Petroleum Administration for Defense District). Estas regiões foram delineadas durante a Segunda-Gerra Mundial de acordo com o perfil de refinadores e consumidores de combustíveis.

A figura 10 representa a divisão das PADDs que serão detalhadas na sequência, no capítulo 2.3.1.1.

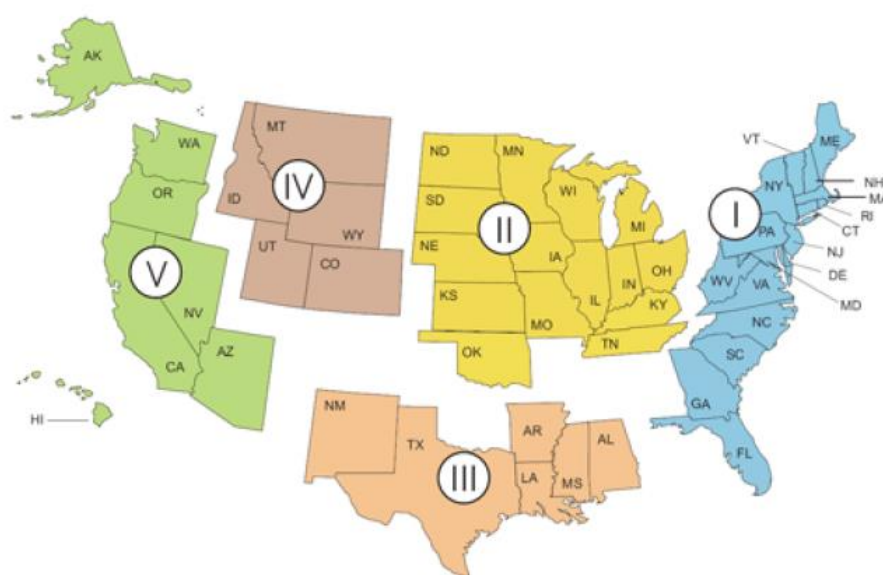


Figura 10: Os Distritos Petrolíferos Americanos – PADDs (EIA, 2012)

A tabela 1 apresenta o volume de produção e importação de cada PADD.

Tabela 1: Produção e Importação de Petróleo por PADDs em 2011

Distrito	Produção (mbd)	Importação (mbd)
PADD I	22	2.337
PADD II	817	1.629
PADD III	3.278	5.809
PADD IV	393	249
PADD V	1.165	1.336
Total	5.675	11.360

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2012)

Em termos espaciais, 40% da capacidade americana de refino de petróleo estão concentrada na Costa do Golfo do México, como se pode notar na figura 11; seguidos por Califórnia, Illinois, Nova Jersey, Pensilvânia e Washington, já que estas localizações facilitam o acesso ao transporte marítimo de importações de petróleo e derivados.

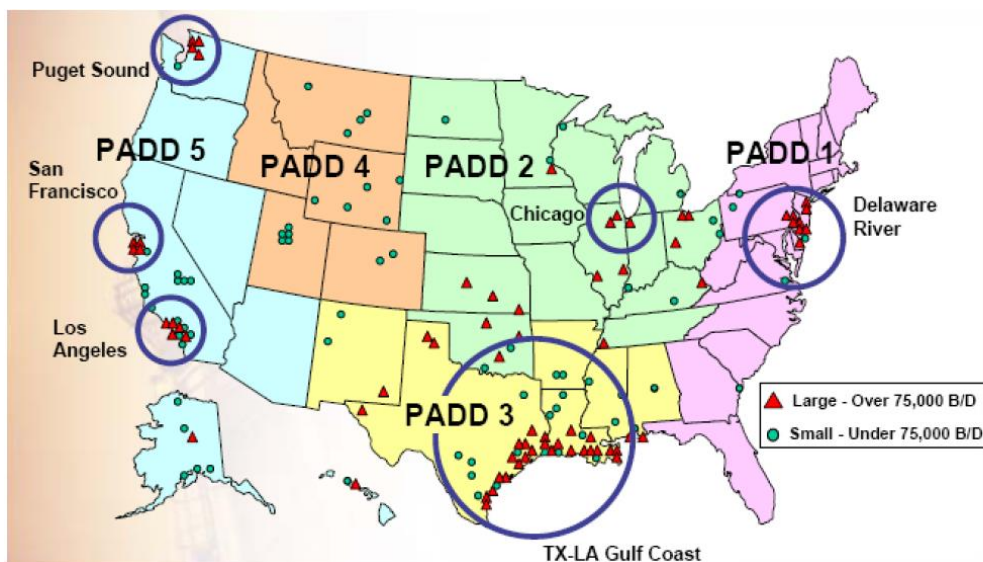


Figura 11: Distribuição da capacidade de refino por PADD (EIA, 2012)

Por outro lado, os complexos de refinarias continentais predominam em sítios anexos à malha de óleos-dutos de crus que trazem óleos importados, em especial o de origem canadense, como é o caso dos PADDs II e IV. A malha de dutos de crus está ilustrada na figura 12:

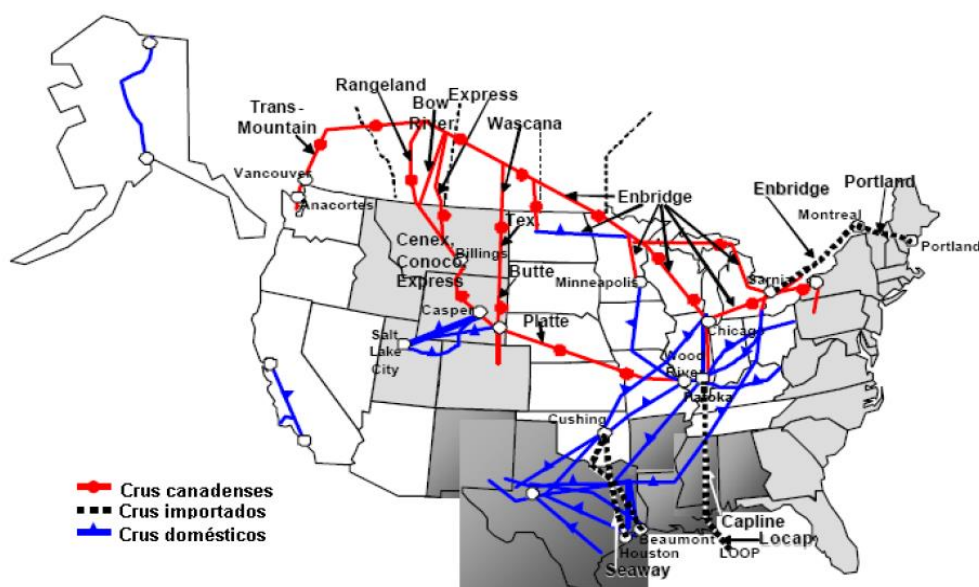


Figura 12: Malha de dutos de óleos crus nos EUA (TRENCH, 2001)

2.2.1.1 Os PADDs

O *PADD I*, na Costa Leste americana é altamente dependente de importações de petróleo, já que se encontra isolada da rede de oleodutos de cruzeiro do país (PETROLEUM ARGUS, 1997). Nesta região praticamente não há produção de cruzeiro, sendo a maioria do óleo refinado nesta área importada do Mar do Norte, Costa Africana, Oriente Médio e óleos leves da América Latina (Petroleum Argus, 1997).

O *PADD II*, meio-oeste norte americano, tem uma produção relevante e é parcialmente dependente de suprimento inter-regional de petróleo, que é feito pela rede de oleodutos. O Canadá é o maior fornecedor de petróleo importado para este distrito, fato explicado pelos ganhos logísticos resultantes da ampla conexão física por meio de oleodutos. Este distrito possui um hub logístico em Cushing (Oklahoma) onde está localizada uma gigantesca infra-estrutura de armazenamento, que recebe grande parte do petróleo produzido no PADD III (Texas e Louisiana), além dos importados por via marítima cujos navios atracam nos portos de Houston, Texas e Louisiana (também no PADD III), que são destinados até a grande área refinadora de Chicago (Petroleum Argus, 1997).

A produção interna de petróleo americano tem crescido nos últimos três anos, em grande parte devido a um aumento de 40% na produção em Dakota do Norte, localizado no PADD II. Porém enfrentam-se sérias dificuldades para extrair e distribuir este petróleo através do país, por falta de infra-estrutura logística robusta e eficiente. Isso indica que os EUA manterão sua dependência por óleos estrangeiros (Popular Mechanics, Jun 2012).

A movimentação do petróleo Dakota do Norte para as demais regiões americanas tem exigido uma logística diferenciada, pois a maioria dos campos no norte americano não está vinculados aos oito principais oleodutos. Ao invés de dutos, estão sendo utilizados caminhões e trem como alternativa para escoar este petróleo, conforme consta na figura 13.

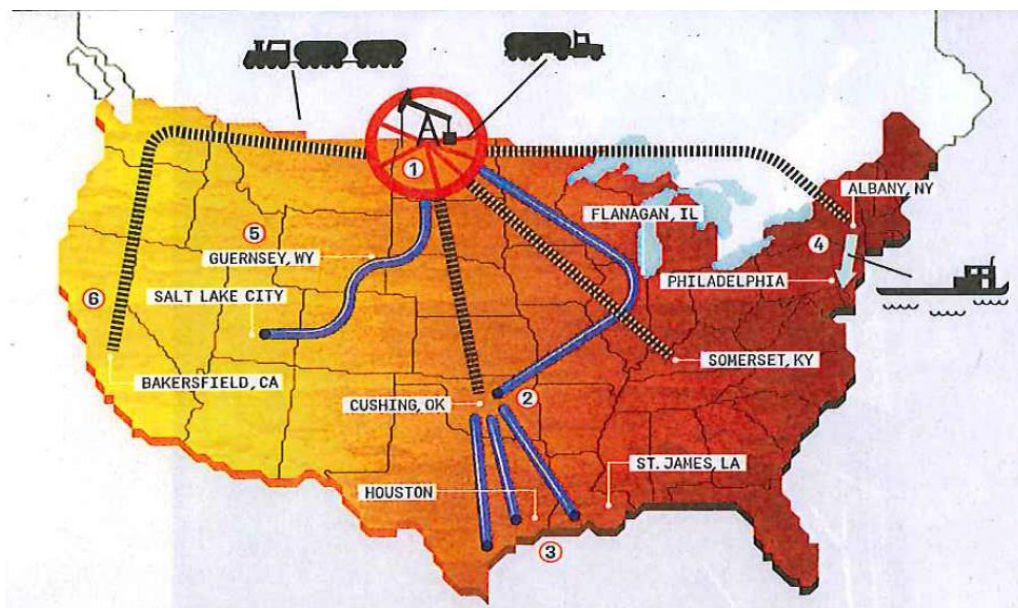


Figura 13: Distribuição interna do óleo Bakken Dakota do Norte (Reportagem revista POPULAR MECHANICS, Jun 2012)

O *PADD III*, na Costa do Golfo, é a região objeto deste estudo pois é, sem dúvidas, o distrito mais relevante em termos de produção e importação de petróleo no território norte-americano. Este distrito é responsável por mais da metade da produção americana de óleos brutos, sendo praticamente toda quantidade extraída de poços texanos ou de plataformas off-shore no Golfo do México (EIA, 2012). O Golfo do México área onshore (produção de petróleo em terra) e offshore (produção de petróleo no mar) é uma das regiões mais importantes para os recursos energéticos e de infra-estrutura deste país. Responde por 58% da produção total de petróleo e 12% do gás natural dos EUA, e é o maior centro refinador norte-americano. É também responsável por mais de 80% dos fluxos inter-regionais (entre PADDs) de petróleos, graças à vasta interconexão física com o PADD II (EIA, 2012) (PETROLEUM ARGUS, 1997). Assim, pela sua favorável localização (refinarias na costa) e ampla infra estrutura portuária, o Golfo é a principal porta de entrada de óleos importados, via marítima. Os três maiores terminais portuários são Houston, Beaumont e LOOP (Louisiana Offshore Oil Port), e estão conectados à rede de oleodutos. Inclusive este último é o único capaz de operar navios do porte VLCC, nos EUA.

A maioria do óleo importado em navios de grande porte necessita ser fragmentado em embarcações de menor porte, custando em média 30 centavos/barril. Geralmente estas operações são concentradas no Texas, em alto mar (PETROLEUM ARGUS, 1997). Entretanto, devido às legislações ambientais prevenindo

vazamentos de óleo na costa americana, as empresas estão usando tancagem no Caribe, de modo a fracionar os grandes lotes em navios menores.

As refinarias neste distrito são tipicamente de grande escala e altamente complexas. Devido ao potencial de conversão do seu parque de refino e localização junto a costa, as refinarias deste PADD possuem a flexibilidade para processar uma ampla variedade de óleos norte-americanos oriundos da malha interna de oleodutos, além de importados. Vale destacar a capacidade deste distrito para processar óleos pesados, principal característica do petróleo exportado do Brasil.

Um projeto que está mudando o cenário norte-americano é a reversão da direção do fluxo do oleoduto Seaway que interliga Freeport, Texas até o hub logístico em Cushing, Oklahoma. Até então este duto atendia o escoamento de petróleo proveniente do Golfo do México (PADD III) para a região de Cushing (PADD II). Com o aumento da produção norte-americana, principalmente em Dakota do Norte, o complexo de Cushing tornou-se um gargalo no sistema de distribuição por falta de dutos disponíveis para abastecer as refinarias do Golfo do México (PADD III). Este gargalo, por sua vez, vem provocando uma desvalorização no petróleo de referência West Texas Intermediate (WTI), em relação a outros óleos crus utilizados como marcadores de preço no mercado internacional. O fato é que os projetos de reversão do oleoduto Seaway e expansão da malha estão permitindo aumentar gradativamente a capacidade de transportar o petróleo bruto de Cushing até o vasto complexo de refinarias na costa do Golfo perto de Houston e, a longo prazo, tendem a reduzir a necessidade de insumos importados (SEWAY PIPELINE PROJECT, 2012).

O *PADD IV*, conhecida como região das montanhas rochosas, apresenta um dos mais baixos consumo e produção de petróleo e derivados nos EUA, devido a sua baixa dotação de reservas, sua pequena participação na atividade econômica do país e pequena população. Assim como no PADD II este distrito é suprido pelo produto canadense, já que não há contato com vias oceânicas. Como efeito, o suprimento inter-regional de óleos para esta região é feita exclusivamente pela interconexão de sua rede de óleo dutos ligados ao PADD II.

O *PADD V* é praticamente isolado do resto do país, por conta das montanha rochosas, havendo limitado contato com a malha de óleos dutos de petróleo. O petróleo produzido neste distrito tem origem majoritária dos campos do Alaska e da Califórnia (EIA, 2012). Estes campos enfrentam um declínio de suas bacias

de óleo pesado, alterando o perfil da cesta de óleo pesado nas refinarias. Dependendo cada vez mais de importação de petróleo, o PADD V, em particular a Califórnia, enfrenta gargalos de infra-estrutura referente ao seus terminais marítimos no recebimento de óleos importados (CEC, 2003).

2.3 Logística, Transporte Marítimo e Programação de Navios

Este capítulo está dedicado a apresentar alguns conceitos encontrados na literatura acadêmica sobre a logística, transporte marítimo e programação de navios. Procura também mostrar os principais mecanismos que influenciam no comportamento das taxas de fretes marítimos, bem como alguns conceitos sobre contratação de navios.

A logística é definida como “o processo de planejamento, implementação e controle do fluxo e armazenamento eficientes e efetivos de mercadorias, serviços e informações relacionadas desde o ponto de origem até o ponto de consumo, com o objetivo de atender às necessidades dos clientes”. (Das normas do *Council of Logistics Management*, apud BALLOU, 2006, pag. 27).

Segundo Ballou (2006), os padrões de serviços aos clientes estabelecem a qualidade dos serviços e o índice de agilidade com os quais o sistema logístico deve reagir. Os custos logísticos aumentam proporcionalmente ao nível de serviços oferecido ao cliente. O transporte, a manutenção e gerenciamento dos estoques são as atividades logísticas primárias na absorção dos custos. A experiência demonstra que cada um deles representará entre metade e dois terços dos custos logísticos totais.

A logística tem como missão principal a minimização do custo total da operação para um determinado nível de serviço e é um importante processo ao gerenciamento da cadeia de suprimentos, pois viabiliza a consecução destes fluxos no tempo e espaço (BOWERSOX et al., 1996).

De acordo com Fleury et al. (2006), administrar o transporte significa tomar decisões sobre um amplo conjunto de aspectos, e podem ser classificadas em dois grandes grupos: as decisões estratégicas e decisões operacionais. As decisões estratégicas caracterizam-se pelos impactos de longo prazo e referem-se basicamente a aspectos estruturais. São quatro as principais decisões estratégicas no transporte: escolha de modais, decisões sobre propriedade da frota; seleção e negociação com transportadores; e política de consolidação de cargas.

Quando um comprador na cadeia de suprimentos adquire produtos de mais de um fornecedor, o serviço logístico oferecido e o preço influenciam na escolha do fornecedor. Se um serviço de transporte não é utilizado de maneira a proporcionar vantagem competitiva, a melhor opção é aquela obtida mediante a compensação do custo de um serviço de transporte com o custo indireto do estoque ligado ao desempenho deste transporte, ou seja, quando se escolhe serviços menos ágeis e de menor confiabilidade, mais estoque aparecerá no canal (BALLOU, 2006).

Reduzir os custos do transporte e melhorar os serviços ao cliente, descobrir os melhores roteiros para os veículos ao longo de uma rede de rodovias, ferrovias, hidrovias ou rotas de navegação a fim de minimizar tempos e as distâncias constituem problemas muito frequentes de tomada de decisão (BALLOU, 2006, pag. 191).

Faria et al. (2005), reforça que decisões de transporte têm que ser sustentadas por informações de custos capazes de indicar as alternativas que mais contribuam para a otimização dos resultados econômicos, pois estes são conseqüências das ações. Feita uma análise dos custos logísticos por segmento, Faria et al. (2005) demonstra que para diversos setores os referidos custos podem ser decisivos para sua competitividade e seus resultados econômicos. Em especial na indústria de petróleo, a logística é relevante nas atividades de exploração/produção, estocagem e distribuição.

O transporte marítimo é um dos principais modais de transporte e a única opção economicamente viável para o transporte de grandes volumes entre continentes. O impacto da otimização na programação do transporte na indústria pode ser muito significativo, dado o grande volume de bens transportados pelo meio marítimo todos os anos (NORSTAD et al., 2010).

Os transportadores marítimos dominam o transporte internacional com mais de 50% do volume do comércio em dólares e 99% do peso total. O domínio de determinados modais de transporte é em grande parte conseqüência da geografia do país e da distância entre os maiores parceiros comerciais (BALLOU, 2006).

O transporte marítimo é o principal meio de transporte no comércio internacional. Embora, seja difícil estimar sua participação de mercado, segundo os autores, estimativas da Associação Internacional de Economista Marítimos propõe que cerca de 65% a 85% de todo o comércio internacional, em termos de volume, seja transportado via marítima (Christiansen et al., 2007).

Barat (2009) define transporte marítimo como sendo aquele que se faz no mar para transporte de carga ou de passageiros. Pode ser de *longo curso*, quando o porto de chegada e o porto de partida estão em países diferentes, tendo caráter internacional, ou de *cabotagem*, quando os portos de chegada e de partida estão no mesmo país, tendo assim, caráter nacional.

Christiansen et al. (2007) apresenta alguns problemas reais de programação de navios e os divide em classes começando do mais simples até o mais complexo, adicionando restrições e possibilidades em cada um dos problemas, sendo eles:

- *Full shiploads* é o tipo de problema mais simples, onde os navios são carregados no porto de origem com sua capacidade máxima e seguem diretamente para um porto de destino, onde será descarregada toda a carga;
- *Multiple cargos on board* é uma extensão do *full shipload*, onde se permite o carregamento de múltiplas cargas de uma só vez, com tamanhos fixos;
- *Flexible cargo size* é um problema similar ao anterior, porém com quantidade de carga variável;
- *Multiple nonmixable problems* é um problema de programação quando se tem múltiplas cargas, que não podem ser misturadas, mas são transportadas simultaneamente em um mesmo navio, que possui sua capacidade de armazenamento compartimentada;
- *Contracted and Optimal cargoes* é um caso típico da *tramp shipping*, onde o navio deve carregar as cargas contratadas e as opcionais devem ser otimizadas, buscando transportar somente aquelas que aumentem o lucro da companhia; e
- *Spot charter* é o caso em que se discute a contratação de navios de mercado para atendimento de algumas cargas excedentes (*spot charter*).

Ainda segundo Christiansen et al. (2007), um problema típico do transporte de petróleo é o *full shipload*, e, em muitos casos, a frota de navios controlados não tem capacidade suficiente para atender todas as cargas contratadas. Nesses casos, o transportador tem a opção de contratar navios no mercado, os chamados *spot charter*.

Jansson & Shneerson (1982) estudaram o problema do navio ótimo, para determinada rota ou serviço, e mostrou que este tipo de problema se formula de diversas maneiras, combinando os parâmetros de velocidade e capacidade que minimizem o custo total (capital, operacional e de viagem), por tonelada transportada. Em uma de suas análises demonstrou que o aumento da distância resulta no crescimento do porte do navio de custo mínimo, ou seja, o uso de navios de maior porte são mais econômicos para distâncias maiores. Isso se explica porque é necessário transportar mais carga para compensar os custos que aumentam com a distância (i.e: consumo de combustível do navio).

Em suas pesquisas durante o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à decisão para programação de navios, Fagerholt (2002) percebeu que seria muito difícil modelar todas as restrições e informações relativas ao transporte marítimo. Logo, ele decidiu mudar o foco da ferramenta de otimização para suporte à decisão – SSD.

Garvin and all (1957), pesquisou sobre as aplicações do modelo de programação linear em algumas companhias de petróleo, e verificou que o modelo é uma ferramenta poderosa pois pode ser utilizado para uma variedade de problemas nas áreas de exploração e produção, refino, comercialização e distribuição, porém o método também apresenta limitações quando aplicado em problemas reais.

Problemas de otimização em programação de navios já são estudados há bastante tempo. A literatura oferece trabalhos científicos sobre o tema desde a década de 50. Diz (2012), elaborou uma ampla pesquisa sobre estes estudos e à luz da literatura acadêmica, utilizando os trabalhos de Brown et al. (1987), Fagerholt (2004), Christiansen et al. (2004) e Christiansen et al. (2007) como espinha dorsal, desenvolveu um Sistema de Suporte a Decisão (SSD), baseado em otimização para programação de navios. Este modelo foi adaptado à realidade de programação de navios de longo curso de petróleo da Petrobras e comprovou que sua utilização pode reduzir os custos de transporte marítimo da empresa

estudada, respeitando as restrições comerciais e operacionais envolvidas na atividade.

Este estudo não pretende resolver problemas de otimização na programação de navios, baseados em modelos complexos de programação linear, a exemplo do SSD desenvolvido por Diz (2012). Mas sim avaliar sob a ótica econômica e estratégica, a alocação dos navios em movimentações de transporte que possuem mais de uma opção de rota de atendimento.

2.3.1 - Mercado de Fretes

A indústria de transporte marítimo está diretamente relacionada com a atividade econômica mundial, o que a torna uma economia enormemente complexa e marcada por eventos cíclicos. Desta forma, neste estudo, o modelo de análise será simplificado e concentrado nas principais variáveis que influenciam o mercado de navegação.

STOPFORD (1997) elencou 10 variáveis que afetam a demanda e o fornecimento de transporte marítimo mundial:

Tabela 2: Variáveis que afetam a demanda e fornecimento de transporte marítimo

<i>Demanda</i>	<i>Fornecimento</i>
1. A economia mundial	1. Frota Mundial
2. Mercados marítimos de commodities	2. Produtividade da Frota
3. Distancia média	3. Produção de navios novos
4. Eventos políticos	4. Sucateamento e perdas
5. Custos de Transporte	5. Taxas de fretes

Fonte: adaptado de STOPFORD (1997)

No lado da demanda, a economia mundial conecta a atividade de várias indústrias, provocando o movimentando de produtos que requerem transporte marítimo. O desenvolvimento de um setor em particular da indústria pode modificar a direção de crescimento global (por exemplo: uma mudança no preço do petróleo influencia a demanda mundial por óleo), como também pode mudar as distâncias médias que as cargas são transportadas, alterando a demanda final por serviços marítimos que usualmente são apurados em toneladas milhas navegadas. Viagens mais longas ocupam os navios por mais tempo, reduzindo a oferta de transporte nesse momento, e o contrário é verdadeiro.

As guerras, as revoluções, as políticas nacionais e até mesmo as greves são eventos políticos que podem provocar mudanças repentinas e inesperadas na

demanda por transporte marítimo. Não necessariamente tais eventos podem ter efeito direto na demanda, mas suas conseqüências indiretas são significantes, como por exemplo: o fechamento do canal de Suez, ocorrido em 1956, levou a um aumento considerável da distância média de viagem, pois os navios que transportavam petróleo do Oriente Médio para a Europa passaram a ter que contornar a África, ao invés de passar pelo Canal de Suez. Isto levou a um aumento repentino da demanda por navios, e comprometeu o movimento de produtos entre estes mercados. Gargalos como o Canal do Panamá, Canal de Suez, Estreito de Bósforos para citar alguns, quando congestionados – ou mesmo fechados – tendem a fazer com que a oferta de transporte diminua com conseqüente aumento do respectivo frete.

Muito do desenvolvimento do mercado marítimo depende, principalmente, da economia na operação dos navios. Nos últimos anos, a implantação de novas tecnologias vem garantindo maior eficiência aos navios, o aumento da frota de navios de maior porte, que por sua vez gera economia de escala nos custos de transporte, e o gerenciamento mais organizado da operação marítima, trouxeram uma firme redução nos custos de transporte e maior qualidade no nível de serviços marítimos.

O fornecimento de navios é controlado, ou influenciado, por um grupo pequeno de mercado decisores, e a forma como estes mercados se relacionam influenciam diretamente as taxas de fretes.

- os *shipowners*, formados pelos proprietários dos navios, e ordenam a construção de novos navios, o sucateamento dos navios velhos e decidem quando fazer o *lay-up* (armazenar);
- os *charterers* (*afretadores*) e *shippers* (*fretadores*) que contratam e oferecem navios no mercado;
- os bancos que financiam o mercado marítimo e exercem pressão para sucatear navios quando o mercado está fraco;
- e as várias autoridades que regulam e fazem as regras do negócio, implantando legislações de segurança na navegação e meio ambiente que afetam a capacidade da frota mundial.

2.3.2 Ciclos de Frete

O mercado de fretes marítimos é marcado por quatro estágios cíclicos (STOPFORD, 1997):

Mercado em depressão: Três características básicas identificam um mercado em depressão. Primeiro, ter evidências de um excesso de oferta de embarcações, onde há fila de navios disponíveis nos pontos de cargas, navios navegando em velocidade econômica para economizar combustível e por consequência atrasar sua chegada. Segundo, taxas de frete perto do custo operacional dos fretadores, e os navios menos eficientes sendo direcionados para ficar na condição de *layup* (i.e: inoperante, não disponível). E por último, fretes consistentemente baixos causando um resultado negativo nas contas das empresas de navegação, obrigando estas empresas a vender seus navios a preços baixos. Assim, o preço dos navios usados, praticamente se iguala ao preço de demolição, causando uma alta nesse último mercado.

Mercado em recuperação: Os navios vendidos para sucata e mais os navios que estão na condição de *layup* provocam uma tendência de equilíbrio na oferta e na demanda. Isso causa alta no mercado de fretes, acima dos custos operacionais. Além disso, navios que estavam na condição de *layup* naturalmente começam a voltar à ativa.

Mercado em seu pico: Quando toda a capacidade de transporte excedente é absorvida, o mercado entra numa fase de altos fretes, os navios navegam com velocidade máxima, bancos emprestam dinheiro e também investem em navios. O mercado de navios usados muitas vezes pratica preços acima dos navios novos, pois oferecem a capacidade de entrega imediata, possibilitando ao comprador usufruir do momento favorável do mercado. Os estaleiros ficam com muitos pedidos de navios novos.

Mercado em queda: Tem início quando a oferta de navios é maior que a demanda de transporte. Quando o mercado entra em pico, aumenta o número de encomendas de navios novos, fazendo com que o mercado entre em queda. Nesse momento, navios menos atrativos acabam por ter que esperar por um emprego.

Além desses quatro ciclos, há o chamado o *ciclo anual*, o qual está relacionado com as diferentes estações do ano, que provocam alterações no consumo. Por

exemplo, nos Estados Unidos, maior importador do mundo, tem seu consumo de gasolina aumentado no verão. Na Europa, a chegada do inverno causa o aumento do consumo de Óleo Combustível, sendo ele utilizado para aquecimento.

O mercado de fretes marítimos apresenta uma volatilidade muito elevada, maior até do que mercados como a bolsa de valores. Identificar os fatores que influenciam e causam essa variação de fretes marítimos na grande maioria dos casos é uma tarefa dinâmica. Afinal, trata-se de uma análise de oferta e demanda, como qualquer modelo econômico tradicional. O comportamento desse modelo nos casos extremos, ou seja, mercado em depressão ou em seu pico, também acaba por tornar essa análise mais complexa. É um sistema com inúmeras variáveis, desde os mais óbvios como o preço do petróleo, número de navios até alguns menos intuitivos, como rigor do inverno no hemisfério norte, previsão de número de furacões no Golfo Americano, fila de navios no estreito de Bósforo, entre outros.

Quando o mercado encontra-se em pico, com navios com plena utilização e navegando a velocidade máxima, com fretes elevados, então o mercado tende a ter um comportamento perfeitamente inelástico. Fretadores ficam estimulados a pedir fretes muito altos, pois sabem que a oferta de transporte está bastante limitada e ainda que os afretadores dificilmente deixem de contratar transporte por conta de um frete mais caro. Neste contexto, incrementos substanciais ocorrem a cada fechamento, fazendo o mercado alavancar os níveis de frete.

Por outro lado, quando o mercado encontra-se em depressão, com taxas de frete baixas, navios navegando em velocidades econômicas, navios menos eficientes com dificuldade em encontrar emprego no mercado, então mercado se transforma em quase perfeitamente elástico, sendo que o frete tende a estacionar no patamar que iguala aos seus custos operacionais, pois abaixo disso os navios tenderiam a entrar em *layup*, e acima disso dificilmente algum afretador estará disposto a pagar.

A volatilidade do mercado de fretes e os ciclos podem ser observados no gráfico 14 que reflete a taxa *Worldscale*⁴(WS) de um navio VLCC carregando em Ras Tanura, no Golfo Pérsico e descarregando em Rotterdam, Holanda.

⁴ New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale (Worldscale 100) é um índice de taxa frete publicado anualmente e usado na indústria de marítima para negociar e calcular taxas de fretes, inde-

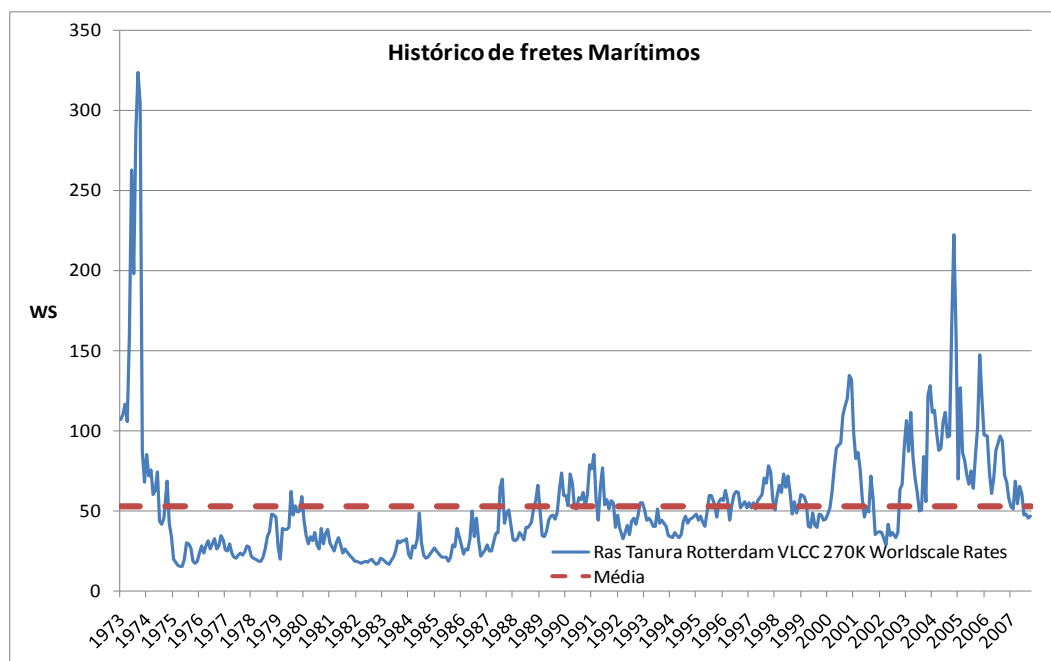


Figura 14: Histórico de fretes marítimos VLCC - rota Ras Tanura x Rotterdam (Clarksons)

O pico de 1973 por conta da primeira crise de petróleo, juntamente com o fato do canal de Suez ter sido fechado entre 1967 e 1975. Depois, a revolução no Iran em 1979, na segunda crise do petróleo, causou uma alta no mercado, embora não tenha tido o mesmo efeito da crise de 1973. A invasão do Iraque no Kuwait em 1990 causou um movimento ascendente no período. E os últimos eventos, afundamento do Erika em dezembro de 1999, do Prestige no final de 2002, a greve da Venezuela também em 2002 e a crescente demanda de navios por parte da China principalmente a partir dos anos 2000.

É importante notar a diferença de comportamento no gráfico em relação ao ciclo em que o mercado se encontra. Quando o mercado está em depressão, baixas taxas de frete com baixa volatilidade. Já durante os períodos de mercado em pico, a volatilidade é extrema.

Entender e prever o comportamento futuro dos fretes marítimos de petróleo é uma tarefa complexa, pois está intimamente ligada à economia mundial, que por sua vez é regida pelo fenômeno da oferta e demanda desta commodity. O entendimento desta dinâmica é de suma importância para compreender o balanço mundial de transporte marítimo e elaborar estratégias de frete (aquisição ou afretamento de embarcações) que otimizem os custos logísticos no longo prazo.

pendente da rota a ser praticada. Este sistema de referência de taxa de frete é largamente utilizado para transporte em navios petroleiros (Wordscale Association, 2012).

2.3.3 O Afretamento de Navios

Afretamento (Chartering) é o contrato por meio do qual o *fretador* cede ao *afretador*, por um determinado período, direitos sobre o emprego da embarcação, podendo transferir ou não a sua posse” (FERNANDES, 2007).

A atividade de afretamento de navios está inserida num conjunto de 4 atividades econômicas básicas que compõe o transporte marítimo: (STOPFORD, 1997)

1. “Newbuilding market”, onde são encomendados os navios aos estaleiros;
2. “Freight market”, onde ocorrem os afretamentos de navios;
3. “Sale and Purchase market”, onde compras e vendas de navios são concretizadas;
4. “Demolition market”, onde navios são vendidos como sucata.

O processo de afretamento envolve uma negociação – onde são discutidos os termos e condições do contrato. Compreende-se então, que o afretamento tem conotações práticas (a movimentação da carga) e legais. (SARACENI, 2006)

Os navios são negociados por intermédio de contratos de afretamento, no qual o *fretador* disponibiliza sua embarcação para o *afretador* que a utiliza de acordo com sua conveniência e necessidade.

São considerados players desse mercado:

Afretador: é aquele que toma uma embarcação em afretamento. É a parte contratante nos contratos de afretamentos. No direito inglês é utilizado o termo “charterer” para designar esta parte no contrato de afretamento. (FERNANDES, 2007). Em resumo, são as empresas que necessitam contratar transporte e normalmente são de grande porte e tem muitos ativos.

Fretador: Fretador é aquele que cede a embarcação para afretamento, sendo, portanto, a parte contratada nos afretamentos. Este papel não se confunde com o de armador. O direito inglês utiliza a expressão “owner” para designar o fretador. (FERNANDES, 2007). São as empresas que tem capacidade de transporte e querem disponibilizá-la mediante compensação financeira. Via de regra o shipping é o principal negócio da empresa.

Shipbrokers: Operam como intermediários na negociação entre Fretadores (que procuram carga para seus navios) e Afretadores (que possuem carga a movimentar) (SARACENI, 2006). Tem função importante no mercado, pois é através deles que outros players conseguem as informações do mercado. Normalmente remunerados com uma comissão em relação ao valor do contrato.

Os contratos de afretamento permitem a sublocação do navio, ou seja, o afretador pode passar para a posição de fretador, uma vez que é permitido disponibilizar a embarcação a terceiros. Naturalmente, o afretador deve tomar cuidado ao executar a operação de fretar o navio, pois a obrigação com o contrato original permanece inalterada.

Existem diversas modalidades de contrato de afretamento. As modalidades podem ser divididas em dois grandes grupos (STOPFORD, 1997), a saber:

Liners: Nesse caso, os navios seguem itinerários pré-definidos, e os afretadores contratam espaços no mesmo para transportarem suas cargas, normalmente de pequeno porte. É o exemplo de navios Ro-Ro (Roll-on Roll-off), de containers.

Tramp: Normalmente para cargas que ocupam grande parte do navio, sendo que ele fica dedicado para a carga a ser transportada. A carga a granel é o maior exemplo desse tipo de contrato, como pode exemplo o petróleo e seus derivados, graneleiros, navios de GLP, etc.

(Christiansen et al., 2007; e Lawrance, apud Fagerholt e Lindstad, 2007), informa que existem três tipos básicos de operações para navios comerciais: os operadores *liners*, *tramp* e *industrial*. Os *liners shipping* operam de acordo com a publicação de um itinerário e programação previamente definidos, como se fossem linhas de ônibus. O operador *tramp shipping* programa seus navios seguindo as cargas disponíveis no mercado, de forma similar a um taxi. Normalmente, o operador *tramp shipping* tem uma dada quantidade de cargas para ser transportada em contrato e tenta maximizar o lucro transportando cargas opcionais. Os operadores *intrustrial shiping* normalmente, são os donos das cargas e controlam os navios utilizados para transportá-las. O objetivo do operador *industrial shipping* é transportar todas as cargas a um custo mínimo, enquanto os operadores *liners* e *tramp shipping* buscam maximizar o lucro por unidade de tempo.

Existem alguns tipos de contratos de afretamento, como segue:

Contratos VCP – “Voyage Charter Party” :

O navio é contratado para uma única viagem, com origem e destinos definidos, para transportar uma determinada quantidade de carga em data estipulada. A gestão náutica e comercial do navio fica por conta do fretador, que é responsável por custos como combustível, despesas portuárias, seguros, tripulação, mantimentos, entre outros.

Contratos COA – “Contract of Afreightment”

Quando carregamentos sucessivos e repetidos ocorrem, esse tipo de contrato se faz bastante interessante. É semelhante ao VCP, entretanto são negociadas repetidas viagens durante um certo período de tempo. Nesse caso, o mais comum é não se contratar um navio específico, mas uma capacidade de transporte, que será providenciada pelo fretador na ocasião da nomeação da carga.

Contratos TCP – “Time Charter Party”

Trata-se de um contrato de aluguel, onde o fretador disponibilizará ao afretador a embarcação durante certo período de tempo. A gestão náutica ainda permanece por conta do armador, sendo que ele é responsável por manter os seguros, mantimentos, tripulação em ordem. Entretanto, a gestão comercial passa a ser do afretador, que será responsável por dar utilização ao navio, abastecer e pagar o combustível e despesas portuárias.

Contratos BCP – “Bareboat Charter Party”

Também se trata de um contrato de aluguel, normalmente por períodos mais longos que dos contratos TCP (acima de 7 anos). Tanto a gestão náutica quando a comercial ficam por conta do afretador, que receberá o casco do navio, e será responsável por tripulá-lo, prover mantimentos, pagar seguros (não todos), abastecer, etc.

2.3.4 Cálculo de Frete Marítimo

2.3.4.1 Conceito de Worldscales

Antigamente, as taxas de frete eram expressas em Dólares ou Shillings por tonelada longa. Naquela época, se o afretador tinha incertezas na carga e/ou na descarga, era necessário acordar uma série de taxas de frete, contemplando todas as combinações possíveis.

Depois da segunda guerra mundial, os armadores recebiam compensação financeira baseada numa remuneração diária que tendia a ser a mesma para todos (independente da viagem realizada). Para isso, havia um cálculo sistematizado onde eram considerados os custos de *bunker*, despesas portuárias e despesas com travessia de canais.

Em 1948, passou haver negociações baseadas no valor nominal publicado (denominado *MOT*, de “*Ministry of Transport*”), e a negociação era baseada num desconto ou prêmio sobre o *MOT*.

A partir de 1969 o escritório de Londres juntou-se com o de Nova Iorque, e foi criado o “Worldwide Tanker Nominal Freight Scale”, conhecido mais popularmente por “Worldscale”.

Por fim, em 1989 foi criado o “New Worldscale”, que moldou o sistema de cálculo de frete como o é atualmente.

Na prática, o sistema Worldscale permite negociar livremente as taxas de frete sem se preocupar em quais portos o navio será operado, o que nem sempre é possível saber no momento da contratação, permitindo uma remuneração justa independente da viagem a ser performada.

Esse conceito é largamente utilizado no mercado de navios petroleiros, sendo que relatórios e fechamentos de afretamento de navios são basicamente reportados nessa unidade.

Para ilustrar, segue um exemplo de como é calculado o Worldscale e como isso se traduz em retorno para o fretador:

Suponha que um navio Suezmax, com 150.000 *tpb* (tonelada de porte bruto), esteja livre de carga e sem viagem programada, aguardando por uma oportunidade de transporte em Tramandaí, Brasil.

Surge uma carga no porto de Bonny, na Nigéria, cujas datas de carregamento podem ser perfeitamente atendidas por esse navio, e que após negociações chegou-se a uma taxa WS (Worldscale) de 120 para um lote mínimo de 130.000 TM.

Logo, considerando-se que o cálculo do frete é

$$Frete = Lote \times \frac{WS}{100} \times flatrate$$

Onde:

Frete = Valor total do frete, em dólares americanos

Lote = Quantidade efetivamente transportada, em toneladas métricas.

WS = Taxa Worldscale negociada entre as partes. Esse número é adimensional.

Flat rate = Taxa publicada pela Worldscale, também chamada de Worldscale 100, em dólares por tonelada. No caso de Bonny para Tramandaí, no ano de 2007, esse valor era de USD 10,36/tm.

Voltando então ao exemplo, tem-se:

$$Frete = 130.000tm \times \frac{120}{100} \times 10,36 \frac{USD}{TM} = USD1.616.160$$

Logo, o afretador desse navio pagará o valor bruto de USD 1.616.160 ao fretador da embarcação.

2.3.4.2 Conceito de Time Charter Equivalent (TCE)

Ainda mantendo as considerações do exemplo anterior, sob a ótica do armador haverá uma série de deduções nesse valor bruto de frete, considerando-se que ele tem diversos custos associados, tais como custos de capital do navio, combustível, tripulação, corretagem do broker, seguros, tributos, etc.

Logo, assumindo-se a premissas :

Distância de Bonny a Tramandaí = 3.881 milhas náuticas’;

Velocidade média desse navio = 16 nós;

Tempo no porto de carga e descarga = 2 dias em cada um deles;

Consumo do navio navegando = 80 ton/dia de bunker;

Consumo do navio carregando no porto = 10 ton/dia de bunker

Consumo do navio descarregando no porto = 130 ton/dia de bunker

Preço do bunker = USD 450/ton;

Despesas portuárias em Bonny = USD 120.000

Despesas portuárias em Tramandaí = USD 60.000

Corretagem de broker é de 1,25%

O tempo total de viagem, somando-se o tempo de carga, tempo de descarga e os dois trechos navegando (Tramandaí para Bonny e Bonny para Tramandaí) será de:

$$\begin{aligned} \text{TempoTotal} &= 2\text{dias} + 2\text{dias} + 2 \times \left(\frac{3.881\text{milhas}}{24 \frac{\text{horas}}{\text{dia}} \times 16\text{nós}} \right) = \\ &2\text{dias} + 2\text{dias} + 20,21\text{dias} = 24,21\text{dias} \end{aligned}$$

Os custos com despesas portuárias serão de:

$$\text{DespesasPortuárias} = \text{USD}60.000 + \text{USD}120.000 = \text{USD}180.000$$

Os custos com bunker na carga, descarga e navegação serão de:

$$\text{QtdeTotalBunker} = 2\text{dias} \times 10 \frac{\text{ton}}{\text{dia}} + 2\text{dias} \times 130 \frac{\text{ton}}{\text{dia}} + 20,21\text{dias} \times 80 \frac{\text{ton}}{\text{dia}} +$$

$$\text{QtdeTotalBunker} = 20\text{ton} + 260\text{ton} + 1.617\text{ton} = 1.897\text{ton}$$

$$\text{CustoTotalBunker} = 1.897\text{ton} \times 450 \frac{\text{USD}}{\text{ton}} = \text{USD}853.650$$

Os custos com corretagem de broker serão de:

$$\text{USD}1.616.120 \times 1,25\% = \text{USD}20.202,00$$

Logo, a receita líquida do fretador será de:

$$\text{ReceitaLíquida} = \text{USD}1.616.160 - (\text{USD}180.000 + \text{USD}853.650 + \text{USD}20.202)$$

$$\text{ReceitaLíquida} = \text{USD}1.616.160 - \text{USD}1.053.852 = \text{USD}562.308$$

Se calcular a receita líquida diária, ou *Earnings per Day* ou ainda *Time Charter Equivalent* (TCE):

$$\text{TCE} = \frac{\text{USD}562.308}{24,21\text{dias}} = \text{USD}23.226/\text{dia}$$

Lembrando que essa receita líquida terá ainda que remunerar os custos com tripulação, mantimentos, despesas administrativas do fretador (escritório, telefo-

nemas, viagens), seguros, custos com docagem, manutenções, comercialização, impostos, além do custo de capital investido no navio.

Notar que por conta da volatilidade do mercado, principalmente (mas não somente) se o navio estiver operando no mercado *spot* (VCP), pode ser que por algum período o fretador opere com taxas que não remuneram adequadamente seus custos, logo operando com prejuízo operacional.

Normalmente o que o armador tenta fazer, quando está no mercado *spot*, é buscar a carga no mercado que lhe oferece o melhor retorno em termos de receita líquida (que nem sempre é a que tem o melhor WS no mercado). Fatores como posicionamento do navio para a carga do produto e reposicionamento depois da descarga, tempo de espera para a carga, quantidade de produto, despesas portuárias influenciam significativamente na receita líquida.

2.3.4.3 Conceito de Sobreestadia

A sobreestadia se aplica nos contratos de afretamento por viagem (VCP), onde o cálculo do frete considera o somatório dos custos fixos e variáveis, dentro do tempo total estimado para a duração da viagem redonda (ida e volta). Esse tempo total estimado inclui o tempo de permanência do navio nos portos escalados numa respectiva viagem, e é limitado e acordado entre as partes. Esse tempo é chamado de *laytime* ou estadia. (Saraceni, 2006)

Caso o afretador não consiga cumprir o prazo de carregar ou descarregar o navio conforme estipulado no contrato de afretamento, então ele deverá remunerar o fretador pelos custos que continuam incorrendo sobre o navio e seu controlador durante o tempo excedido. Esta compensação é chamada de sobreestadia. (Saraceni, 2006)

A sobreestadia é, portanto, o valor acordado no contrato, onde o fretador paga ao afretador pela demora ou por parte da demora do navio além da estadia permitida, excluindo-se os períodos considerados de responsabilidade do fretador, períodos estes que devem estar claramente estabelecidos no contrato de afretamento.

A sobreestadia pode ser expressa de diversas maneiras: valor por dia, ou pro rata; valor por hora, ou pro rata; podendo ser uma porcentagem do *Worldscale*.

Para transporte de petróleo e derivados o mais comum é um valor por dia, ou pro rata (ex.: US\$30.000 PDPR).

É importante destacar ainda que existe a chamada *sobreestadia comercial*, que se trata da sobreestadia relacionada entre o afretador e o comprador da carga. O vendedor da carga, na figura de afretador do navio, aplica ao comprador da carga os mesmos princípios de sobreestadia, aqui já citados e, estipula as regras e valor da sobreestadia no contrato comercial de compra e venda do produto. Não necessariamente o valor da sobreestadia será o mesmo do contrato de afretamento, pois trata-se de outro contrato e não exime o afretador de suas responsabilidades perante o fretador.

Na sobreestadia comercial, se o navio chegar antes da faixa acordada, geralmente o acordo comercial prevê que os custos de sobreestadia do navio são responsabilidade do afretador (responsável pela contratação do navio, no caso o vendedor da carga) até o primeiro dia da faixa de entrega negociada; a partir daí a sobreestadia passa a ser do recebedor da carga até o término da operação. Porém se o navio chegar depois da faixa acordada, o recebedor está isento dos custos de sobreestadia .

Portanto o valor da sobreestadia, para o afretador, é estabelecido pela diferença entre a data de chegada do navio no porto de descarga e a data de início da contagem do tempo de sobreestadia, que pode ser: o primeiro dia da faixa de entrega ou o dia do término da operação – o que ocorrer na sequência à data de chegada do navio. Ao resultado desta diferença é aplicada uma taxa acordada entre as partes, calculando-se desta forma o valor da sobreestadia do navio:

$$S = (di - dc) \times tx$$

Onde:

S = Valor da sobreestadia, em dólares americanos

di = data de início da contagem do tempo de sobreestadia

dc= data de chegada do navio no porto de destino

tx = Taxa diária de sobreestadia negociada entre as partes

2.3.5 Tipos de Navios Petroleiro

Os navios petroleiros estão classificados na categoria de navios-tanque, que transportam granel líquido – carga homogeneia, em grande quantidade, transportada desembalada, sem identificação e contagem das unidades (Saraceni, 2006). Estes navios realizam o transporte de grande parte do petróleo e seus

derivado (ex: o próprio petróleo, o óleo combustível, o diesel, a gasolina, a nafta, o querosene de aviação, entre outros).

Os navios para transporte de óleo cru e seus derivados, dependendo da carga a ser transportada necessitam de seus tanques revestidos com materiais especiais (epóxi, silicato de zinco, etc.) e sistema de aquecimento (serpentina ou trocadores de calor).

Os navios podem ser classificados quanto ao porte:

Tabela 3: Classificação de navios

Tipo de Navio	Porte Bruto
ULCC	Acima de 320.000 DWT
VLCC	Entre 200.000 e 320.000 DWT
Suezmax	Entre 120.000 e 170.000 DWT
Aframax	Entre 80.000 e 120.000 DWT
Panamax	Entre 60.000 e 80.000 DWT
Handymax	Entre 15.000 e 50.000

Fonte: Collyer (2002)

E, também pode ser classificados quanto ao tipo de produto transportado:

Tabela 4:, Tipos de produtos

Tipo de Produto	Porte Bruto
Crude	Transportam o petróleo bruto, como por exemplo o petróleo Marlim nacional.
<i>Dirty Products</i>	Transportam derivados considerados “escuros”, como por exemplo, óleo combustível, que são relativamente viscosos e requerem aquecimento dos tanques.
<i>Clean Products</i>	Transportam derivados considerados “claros”, tais como gasolina, diesel, nafta, etc.

Fonte: Collyer (2002)

O tamanho dos navios estabilizou em seu custo mínimo total. Embora quanto maior o tamanho do navio menor o custo unitário do transporte, esse não pode aumentar indefinidamente, pois também deve-se levar em conta os custos em

terra. Esses, por sua vez, aumentam com o tamanho do navio (investimentos em tancagem, área portuária, dragagem, alívios de navios, etc.). Logo, atualmente entende-se que os navios de tamanho VLCC (aproximadamente 300.000 tpb) para petroleiros e CAPESIZE (aproximadamente 170.000 tpb para carga seca) são os mais econômicos.

2.4 O mercado internacional e a estrutura de preços de Petróleo

Este capítulo apresenta a evolução dos métodos de precificação do petróleo no mundo, bem como alguns instrumentos de gestão de risco utilizados como proteção às flutuações de preços e, ao final comenta sobre a relação dos estoques estratégicos e os seus efeitos nos preços.

Diversos tipos de petróleo são produzidos no mundo, e as variações de qualidade e localização destes petróleos resultam em diferenciais de preços.

Cada petróleo, em cada campo de produção, é único em sua qualidade, e suas características podem variar ao longo do tempo. Isso significa que, individualmente, o petróleo pode apresentar desafios operacionais na cadeia de suprimentos, seja no refino, no transporte e no sistema de armazenagem, refletindo no seu valor de mercado. Enquanto todos os petróleos podem, em última instância, produzir derivados finais similares, características individuais dos tipos de petróleo cru devem ser levadas em consideração em função das configurações das refinarias e dos sistemas de transporte e estocagem, gerando custos e rendimentos diferenciados. Conseqüentemente, a precificação dos tipos de petróleo é diferenciada pelo mercado (EIG, 2004). Assim, os refinadores devem considerar as características físicas específicas dos diferentes tipos de petróleos para obter o melhor rendimento dos produtos finais.

Vários fatores podem influenciar os preços de petróleo – desde aqueles relacionados à suas propriedades físicas e localização geográfica, como também, dentre àqueles relacionados à demanda e oferta mundial, aos acontecimentos geopolíticos, ao tipo de transação comercial, ao mercado de futuros e de derivativos de petróleo.

No lado da demanda, o crescimento econômico mundial é o fator mais relevante. Economias em crescimento necessitam de energia, e o petróleo responde por mais de 35% do consumo mundial de energia total (EIA, 2012).

No lado da oferta, um dos principais fatores é a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que pode ter influência significativa sobre os preços, através do estabelecimento de limites de produção de seus países membros, que juntos produzem mais de 40% do petróleo bruto do mundo. Países da OPEP têm essencialmente toda a capacidade de reposição de produção de petróleo no mundo, e possuem cerca de dois terços das reservas estimadas de petróleo mundial (EIA, 2012).

Quando a diferença entre a capacidade de produção e a demanda é muito pequena, o sistema de preços fica muito sensível e volátil, e até mesmo a possibilidade de uma interrupção de fornecimento pode causar perturbações no mercado e fazer aumentar os preços do petróleo.

O risco de escassez do petróleo eleva o preço do barril uma vez que alguns países, como EUA, China e Índia, por exemplo, passam a importar mais do que precisam, com o objetivo de criar uma reserva interna e assim se protegerem em caso da falta de petróleo no mercado mundial. O crescimento da demanda mundial indica o novo perfil da crise: a oferta não é mais superior à demanda e, portanto, os preços não voltam ao normal depois dos meses de crise.

Existem diferentes tipos de transações comerciais no mercado de petróleo, sendo que os acordos contratuais cobrem a maioria das negociações. Mas o óleo pode ser comercializado também em operações à vista, ou seja, no mercado spot; onde se compra para entrega imediata ao preço de mercado atual. Há também a possibilidade de se fazer operações no mercado de futuros e derivativos – assuntos que serão abordados mais adiante, neste capítulo.

Os contratos de longo prazo ainda respondem por aproximadamente 60% do comércio internacional de petróleo e são importantes instrumentos estratégicos de negociação. No atual modelo tanto a duração dos contratos quanto os volumes envolvidos estão se tornando cada vez mais flexíveis. Os compradores podem retirar volumes spot menores ou acima do negociado em bases distintas de negociação. Os preços são ligados ao mercado spot e os tempos são customizados para atender à necessidade de cada comprador individualmente.

2.4.1 A Evolução da precificação do petróleo no mercado mundial

Até meados de 1980, o mercado internacional de petróleo era integrado a um sistema rígido e fixo de negociação, no qual aproximadamente 95% de todo pe-

tróleo era vendido sob o regime de contratos de longo prazos - *Term Contracts* (Energy Intelligence Research, 2009). Na prática, os compradores compravam volumes fixos para um período fixo e, os membros da OPEP - um grupo dominante formado por poucos e grandes fornecedores, determinavam e fixavam um único preço para todos os compradores, considerando a base de entrega do petróleo, FOB (Free-on-board), no porto de carregamento dos países exportadores. Se o comprador falhasse em carregar o lote de petróleo conforme indicado no contrato, então estava sujeito a sérias penalidades. Os compradores, por sua vez, estavam dispostos a suportar todas as regras impostas para garantir a segurança no abastecimento de seus estoques, devido à escassez de alternativas de fornecedores.

Após a revolução Iraniana em 1979, os preços do petróleo começaram a subir e os fornecedores estavam perdendo dinheiro devido às mudanças de preço entre a saída do porto de carregamento e a chegada no terminal do importador. Nesta alternativa, os grandes exportadores vislumbrando vantagem de lucro, unilateralmente, começaram a não cumprir os contratos e faziam leilão com as cargas, vendendo-as com mais lucro no mercado spot. Assim, muitos compradores optaram por negociar com outros fornecedores no mercado spot, em objeção às regras e encargos do sistema oficial de preços. Então, o antigo e tradicional modelo de contratos de longo prazo começou a ruir entre 1979-80, devido ao forte peso da volatilidade dos preços.

No final de 1985, em resposta ao insustentável declínio dos contratos de longo prazo e na tentativa de reconstruir sua fatia de mercado, a Arábia Saudita, estabeleceu o sistema de preço *netback*, o qual substituiu completamente o sistema de preços oficiais e passou a amarrar o valor do petróleo diretamente à diferença entre os preços dos derivados praticados nos principais mercados consumidores, aos custos de refino e transporte, assegurando as margens de refino. Assim, a produção na Arábia Saudita subiu em larga escala promovendo uma queda acentuada no preço do petróleo Árabe Leve de US\$20,00/barril para menos de US\$8,00/barril. Como no início de 1986 imperava na indústria de petróleo a competição por participação no mercado, esta queda de preço inviabilizou a exploração em campos com alto custo de produção. Houve, então, uma forte pressão em cima da Arábia Saudita por parte dos países que possuíam elevados investimentos em exploração e começaram a perder produção e fatia de mercado. Como resultado a Arábia Saudita cedeu a esta pressão cotando o preço ofi-

cial a US\$18,00/barril (SOUZA,2005). Este sistema sobreviveu por apenas um ano, mas apesar disso representou uma revolução no modo como o petróleo é precificado. Os vendedores puderam perceber que para manter a competitividade nos contratos de longo prazo é necessário estar atento ao mercado spot.

Em 1987 surgiu um novo sistema de precificação que em geral é usado atualmente. Este modelo é composto por fórmulas vinculadas a indicadores de preços de petróleo “marcadores” no mercado spot, permitindo assim refletir a situação global do mercado de petróleo, tornando a estrutura de preços mais segura e transparente. Os petróleos são negociados no mercado internacional com desconto ou prêmio em relação aos petróleos de referência. Este diferencial de preço reflete basicamente as diferenças de qualidade, de custos de refino e transporte do petróleo em questão, em relação ao petróleo de referência. A fórmula de preço pode ser expressa da seguinte forma:

$$Px = Pr \pm D,$$

Onde:

Px é o cru exportado; Pr é o cru escolhido como referência de mercado numa área particular e D é o valor do preço diferencial entre Px e PR em um dado momento.

O exemplo abaixo descreve uma negociação de compra e como a fórmula de preço pode ser determinada:

Uma companhia de petróleo possui um contrato de longo prazo com a fornecedora Saudi Aramco para compra do petróleo Árabe Leve que será carregado na Arábia Saudita com destino a Rotterdam. Os parâmetros a serem utilizados na fórmula envolvem um período de 02 meses e meio, conforme cronograma abaixo:

Fevereiro - O processo inicia-se com a Saudi Aramco notificando os compradores que o fator de reajuste para o petróleo de referência, no caso o Brent, que deverá ser aplicado para os carregamentos de Março, é com um desconto de \$3,75 por barril. Na sequência a compradora “A” informa sua intenção de volumes e datas de carregamento. Então a Saudi Aramco analisa e confirma o programa de carregamentos para o mês de março.

Março – Considerando que o carregamento da compradora “A” ocorrerá em 05 de março, então o produto chegará em Rotterdam 40 dias depois – 14 de abril, momento em que o mecanismo de preço será disparado (pricing).

A negociação estabelece que o período do pricing será de 10 dias antes da chegada do navio no destino. Assim sendo, o preço do petróleo de referência Brent, será a média das cotações no período do pricing – o que neste exemplo, o valor médio do petróleo de referência é \$52,33 por barril. Então o preço por barril, para o comprador da carga, será:

Media do Brent =	\$52,33
(-) desconto =	\$ 3,75
(+) frete =	\$ 0,94
Preço final =	\$49,52

É importante notar que as condições de preço para esta carga foram estabelecidas um mês antes do carregamento, mas o preço somente foi conhecido 45 dias após a carga ser carregada.

2.4.2 O desenvolvimento do Mercado Spot

O crescimento internacional do mercado spot no início dos anos 80 revolucionou grande parte da indústria petrolífera. A transformação que se seguiu na estrutura do mercado de petróleo formou a base na qual o óleo é, internacionalmente, precificado nos dias de hoje.

O mercado spot é essencialmente uma negociação individual de cargas totais ou parciais para entrega imediata, sem qualquer compromisso de fornecimento contínuo. Estima-se que aproximadamente este tipo de transação responde por 35 a 40% das vendas físicas de petróleo.

Um elemento crucial no desenvolvimento do mercado spot foi o surgimento de importantes qualidades de petróleos que passaram a ser utilizados como referência ou “marcadores” para precificar os petróleos com qualidade e localização similar, promovendo uma concentração de transações neste então crescente mercado spot. A adoção de petróleos marcadores aumenta a transparência de preços e gera liquidez ao mercado (LONG, 2000).

O principal critério para a elegibilidade de um marcador de preço é ser transacionado nas bolsas de mercadorias e futuros, em volumes suficientes, provendo

liquidez no mercado físico, assim como possuir qualidade especificada, para uma base de comparação frente aos outros óleos crus.

Operadores das bolsas mundiais de petróleo utilizam várias localidades e tipos de óleo cru como os melhores indicadores (benchmarks) de cálculo de preços. Os principais petróleos utilizados como referência (marcadores) são: West Texas Intermediate (WTI), Brent e Dubai.

O *WTI* (West Texas Intermediate) é um petróleo com grau API entre 38° e 40° e teor de enxofre de 0,30% p/p, cuja cotação diária no mercado spot reflete o preço dos barris entregues e comercializados em Cushing, Oklahoma, nos EUA. De um modo geral, serve de referência para os petróleos que irão suprir o mercado dos EUA, sendo negociado na Bolsa de Nova Iorque.

O *Brent*, um óleo cru leve e de baixo teor de acidez do Mar do Norte, é também um dos melhores indicadores de preço para o cálculo de preços no mercado internacional de petróleo. A cotação Brent é publicada diariamente pela Platt's Crude Oil Marketwire, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent, embarcadas de 7 a 17 dias após a data de fechamento do negócio, no terminal de Sullom Voe nas Ilhas Shetland, no Reino Unido. Atualmente, em função do declínio da produção do Brent, as cotações do "Brent" refletem uma média das cotações dos petróleos Brent, Forties, Oseberg e Ekofisk, todos produzidos no Mar do Norte, com grau API da ordem de 38° e teor de enxofre de 0,30% p/p. Serve de referência para os mercados da Europa e também da Ásia.

O *Dubai Fateh* possui grau API 31°, teor de enxofre 2,0% e serve de referência para os mercados na Ásia.

Os preços praticados no mercado spot enviam um sinal sobre o equilíbrio entre a oferta e a demanda estrutural, mas também incorporam as expectativas do mercado. O aumento dos preços indica que mais oferta é necessária, e a queda nos preços indica que há oferta suficiente para o nível de exigência em vigor. Além disso, o mercado spot também influencia os contratos futuros de petróleo, os quais representam a maioria das negociações.

2.4.3 Mercado de Derivativos (Mercado Futuro)

Os derivativos são instrumentos que acompanham a história da comercialização de bens há muito tempo, surgindo como um instrumento eminentemente facilita-

dor das trocas e comercialização de mercadorias e, capaz de diminuir ou diversificar o risco da volatilidade de preços.

A partir dos anos 80, as fortes flutuações no preço internacional do petróleo, nas taxas de câmbio e de juros, estimularam a indústria a começar utilizar estes instrumentos financeiros para se proteger contra o risco do preço e de margem de refino.

Uma das tarefas mais difíceis é definir derivativos, pois nenhuma das definições é bastante eficiente e não atende ao objetivo de se compreender a idéia por trás desse termo. Mas pode-se dizer que os derivativos são contratos firmados entre partes, com o objetivo de trocar o valor, e somente o valor, de ativos, índices ou até mesmo commodities (Neto, 2002).

Um “Derivativo” pode ser definido como um instrumento financeiro cujo valor depende do valor de outra variável correspondente (Hull, 2006). É a denominação genérica para um conjunto de instrumentos financeiros, que podem ser divididos em 02 grupos: os derivativos de ativos financeiros formados pelas ações, moedas, taxas e índices; e os derivativos de ativos não financeiros onde se enquadram as commodities como petróleo, produtos agrícolas e minerais.

Os derivativos financeiros são utilizados por empresas que pretendam se proteger do risco das oscilações de câmbio, juros e índices, entre outros. Algumas empresas estão expostas a variações cambiais em suas operações, e procuram se proteger utilizando contratos futuros de taxa de câmbio. O mesmo é válido para empresas expostas a inflação, que podem se proteger com contratos futuros de índices de inflação. Para se proteger de riscos sistemáticos a Bolsa oferece os derivativos de índices de ações. Já os derivativos de commodities atendem à necessidade de comercialização de determinadas mercadorias. Devem ser utilizados por pessoas e empresas que pretendem se proteger do risco de preço de seus produtos e matérias-primas. Com os derivativos de commodities é possível garantir a fixação dos preços de determinadas mercadorias, que sofrem impactos diretos de fatores externos, como clima, condições de solo e pragas, por exemplo. (BM&F BOVESPA, 2012).

Diferentemente do mercado *spot* que possui liquidação à vista, o mercado de derivativos abrange uma classe de contratos com liquidação em uma data futura, o que convém chamá-lo também de **mercado futuro**. Os instrumentos derivati-

vos mais utilizados no mercado financeiro internacional são: Contrato Forward ou a Termo, Contratos Futuros, e também as Opções e Swaps (que não serão abordadas neste estudo) – os quais são usados para diversos fins que estão basicamente relacionados à gestão de riscos, especulação financeira ou arbitragem⁵.

O surgimento de bolsas de valores foi um marco importante para a comercialização de produtos e para a consolidação do mercado de derivativos. A organização de um sistema de bolsas para negociação de bens trouxe varias vantagens: 1- transparência na formação de preços; 2- facilidade na negociação; 3- criação de centro de liquidez; 4- formalização do sistema; 5- garantias na realização e liquidação dos negócios (Neto, 2002). As bolsas provaram ser eficientes como centros de negociação de produtos e presenciaram um grande crescimento, que acabou por trazer mais liquidez, mais transparência nos preços e mais garantias à negociação, fatos estes que atraíram mais participantes para seus mercados. A principal função econômica das bolsas de derivativos é permitir que o risco seja repassado para pessoas que querem e podem conviver com ele.

Deste modo, durante a década de 80, foram realizados os primeiros contratos futuros e de opções envolvendo petróleo nos mercados especializados de Nova York (New York Mercantile Exchange – NYMEX) e Londres (International Petroleum Exchange – IPE). Os contratos de opções de óleo cru foram lançados em 1986 na NYMEX, três anos depois dos contratos futuros para esta commodity serem transacionados. Mais tarde, em 1988, a IPE inicia negociações com futuros de petróleo.

Os participantes destes mercados de derivativos são conhecidos como hedgers, especuladores e arbitadores.

a) Hedger: pessoa ou empresa que pratica o Hedge⁶, ou seja, operação realizada no mercado de derivativos com o objetivo de proteção quanto à possibilidade de oscilação de um preço, taxa ou índice. Pode-se defini-lo com detentor de contratos a termo ou a futuro com a finalidade de se garantir de quaisquer oscilações no preço do ativo objeto do contrato. Sua atividade econômica principal

⁵ Arbitragem: se refere a possibilidade de obtenção de lucro através da atuação em dois ou mais mercados. No caso onde o mesmo petróleo está sendo negociado em mais de um mercado, a possibilidade de arbitragem acontece quando se pode comprar o petróleo no mercado mais barato e vendê-lo no mais caro (NETO, 1990).

⁶ Hedge: É uma forma de gerenciamento de risco. Trata-se de uma proteção contra movimentos adversos dos preços. Em sentido amplo, é uma posição ou uma combinação de posições financeiras que contribuem para reduzir a variação do valor futuro de um ativo.

está diretamente relacionada com a produção ou o consumo da mercadoria (Neto, 2002).

b) Especulador: pessoa ou empresa que assume, hoje, a exposição ao risco da oscilação de preços, na esperança de auferir lucro futuro. Com base em suas expectativas, compram e vendem o bem sem ser necessário ter o produto ou o dinheiro para adquirir contratos de liquidação futura. Sem ele o hedger não teria para quem repassar o seu risco (Neto, 2002). Os especuladores assumem o risco de uma operação ou negócio e promovem liquidez ao mercado.

c) Arbitrador: é o participante do mercado que assume muito pouco risco, opera em mais de um mercado simultaneamente para se valer de distorções de preços relativos. São responsáveis pelo estabelecimento de preços futuros e pela manutenção de uma relação entre preços futuros e a vista (Neto, 2002).

2.4.3.1 Contratos a Termo ou Contratos Forward

São operações de compra e de venda de um ativo para liquidação física e financeira em uma data futura específica, com preço preestabelecido. O comprador assume a responsabilidade de pagar o valor previamente ajustado e contratado ao vendedor, na data de entrega do bem. E o vendedor, por sua vez, assume a responsabilidade de entregar o bem no local, na quantidade e na qualidade previamente acordados.

Este tipo de contrato pode ser diferenciado de um contrato *spot*, que é um contrato em que a compra ou venda do ativo é feita no momento de negociação. O contrato *forward* é feito geralmente entre duas instituições financeiras ou entre uma instituição financeira e seus clientes.

Este tipo de contrato geralmente não é negociado em bolsa e permite aos participantes escolher seus parceiros contratuais, já que é um contrato particular entre duas partes.

Os contratos a termo são baseados na entrega física da commodity durante o período acordado no futuro, podendo ser um período durante o mês ou o mês inteiro. Embora esse tipo de contrato especifique quantidades e qualidades da commodity e seja composto por termos e condições para prover trocas flexíveis, ele só pode ser cumprido nomeando-se no contrato uma carga física aplicável (Mattus, 2005).

A nomeação da carga física a ser entregue deve ser feita pelo vendedor, que deve observar um período mínimo de aviso. O comprador não tem, portanto, nenhum controle sobre a data precisa na qual o contrato vai ser liquidado. Assim, as posições em um contrato a termo ficam “abertas” até que o vendedor nomeie uma carga física específica de petróleo para cumprir as obrigações contratuais. (KAMINSKI apud MATTUS, 2005). A partir da nomeação, o comprador deve decidir se aceita a entrega física ou passa a nomeação para uma terceira parte através de outro contrato *forward*, fechando assim sua posição (MATTUS, 2005). Esse processo forma uma cadeia, na qual é possível ligar o fornecedor original da *commodity* ao último comprador.

Os contratos a termo (forward) podem ser usados para fazer Hedge, reduzindo a exposição ao risco a fim de diminuir perdas, ou para especular, aumentando a exposição ao risco na expectativa de obter lucro.

2.4.3.2 Contratos Futuros

Assim como os contratos forward ou a termo, os contratos futuros são acordos nos quais as partes se obrigam a comprar ou a vender uma mercadoria especificada, de qualidade padronizada, em uma determinada data no futuro, a um preço previamente estabelecido. Uma diferença importante está no fato dos contratos futuros serem negociados em bolsas de valores e mercadorias organizadas e têm suas características padronizadas por este tipo de associação. Porém, para melhor atender as necessidades individuais das empresas existe também um mercado conduzido fora das bolsas denominado mercado de balcão – OTC (Over-the-Counter markets) no qual se vende contratos para complementar os contratos futuros.

É importante ressaltar que a maioria dos contratos futuros não está relacionada à entrega física da *commoditie*. A maior parte dos contratos futuros não é conduzida até a entrega da mercadoria, pois a maioria dos investidores prefere zerar suas posições antes do período de entrega especificado no contrato. O encerramento de uma posição envolve a realização de um contrato oposto ao original. É possível a entrega física, podendo também haver a possibilidade de entregar produto alternativo.

Este tipo de contrato é largamente utilizado para gerenciamento do risco em relação à volatilidade dos preços e não como fonte física de suprimentos. Assim, é

comum que os contratos futuros sejam utilizados com finalidades especulativas ou para gerenciamento do risco.

Segundo James (apud MATTUS, 2005), a utilização dos contratos futuros no mercado de petróleo tem dois objetivos principais: proteger produtores, refinadores e consumidores da flutuação dos preços dessa commodity e proteger o valor do óleo, dos refinados e do gás natural.

O fortalecimento do sistema de bolsas de mercadorias e valores promoveu o surgimento deste tipo de contrato, pois os participantes do mercado ganharam confiança neste sistema de comercialização, onde o vendedor passou a ter garantia de mercado e preço para sua produção, e o comprador garantia seu abastecimento e o preço para o produto.

Segundo Wengler (apud MATTUS, 2005), preços à vista são preços pelos quais a *commodity* é vendida em diversos mercados locais. Os preços futuros representam a opinião corrente do mercado em relação ao valor que a *commodity* terá em algum momento do futuro.

Caso não ocorra nenhuma crise de fornecimento, o preço da *commoditie* física para uma entrega futura será aproximadamente o valor corrente da *commoditie* mais os gastos necessários para manter o estoque até a data futura, incluindo custos de taxas de juros, seguros e estoques. Assim, “os custos de carregamento determinam a diferença entre o valor do preço futuro e o preço à vista.” (KAMINSKI apud MATTUS, 2005). Esta estrutura, onde o preço futuro é o preço à vista somado aos custos de manter o estoque, é utilizada nos mercados futuros de energia, embora existam fatores sazonais que podem predominar no mercado.

2.4.3.2.1 Exemplo de Hedge – Utilizando Contrato Futuro

O exemplo abaixo descreve a dinâmica de comercialização de cargas, utilizando o mecanismo de contrato futuro para proteção dos riscos de flutuação de preços.

Suponhamos que no dia 20/junho a cotação na bolsa de valores e mercadorias divulga os seguintes níveis de preços para o petróleo Brent:

Brent Agosto ICE	\$103,80/bbl
Brent Setembro ICE	\$105,79/bbl
Brent Outubro ICE	\$107,34/bbl

Pelo quadro acima, pode-se observar que o mercado do Brent ICE encontra-se em contango⁷ no horizonte de Agosto a Outubro Assim sendo, uma empresa que esteja interessada em obter ganhos com essa estrutura de preço, poderia decidir comprar em 20/junho, tancar o seu produto e vendê-lo em um momento mais oportuno. Para isso, de forma a evitar riscos associados à flutuação do preço absoluto, esta empresa pode efetuar uma operação de hedge no momento em que ela julgar o valor do contango satisfatório.

Sendo assim, pode-se partir para a descrição das etapas do exemplo:

Em 20/junho a empresa compra a carga física, nas condições:

Preço FOB: Brent ICE Setembro
Pricing: 30/julho a 03/agosto

Suponha que, neste exemplo, a empresa A aposte num alargamento da estrutura de contango e no dia 20/julho decida efetuar a sua operação de hedge com base na tabela abaixo:

Brent Setembro ICE	\$102,31/bbl
Brent Outubro ICE	\$104,90/bbl
Brent Novembro ICE	\$106,70/bbl

Comparando as cotações de 20/junho e 20/julho para os meses de Setembro e Outubro, houve um alargamento do contango de US\$ 1,55 / bbl em 20/junho para US\$ 2,59 / bbl em 20/julho.

Assim, considerando que empresa A venderá a carga no final de agosto ou início de setembro, em 20/07 a empresa comprou contratos futuros de Brent Setembro e vendeu contratos futuros de Brent Outubro, garantindo uma proteção sobre o diferencial de preço de US\$ 2,59 / bbl.

A carga física foi precificada no período de 30/julho a 03/agosto. Neste mesmo período, foram vendidos os contratos futuros de Brent Setembro. A média do Brent Setembro no período divulgado em tela foi de US\$ 100,33 / bbl.

Porém, em 20/agosto, esta mesma empresa decide vender a carga física nas condições:

Preço FOB: Brent ICE Outubro
Pricing: 27 a 31/agosto

⁷ Contango: Quando os preços no mercado futuros estão mais altos que os níveis praticados no mercado spot.

Assim sendo, a carga física foi precificada no período de 27 a 31/agosto. Neste mesmo período, foram comprados os contratos futuros de Brent Outubro. A média do Brent Outubro no período divulgado em tela foi de US\$ 98,67 / bbl.

Ao se fazer um balanço entre as transações de mercado futuro e as físicas, tem-se o seguinte resultado:

Tabela 5: Balanço da transação de Hedge no Mercado Futuro - (USD/barril)

Hedge - Mercado Futuro			Físico	
Compra	Set	102,31	Compra	100,33
Venda	Set	<u>100,33</u>	Venda	<u>98,67</u>
		-1,98		-1,66
Compra	Out	98,67		
Venda	Out	<u>104,9</u>		
		6,23		
Balanço		4,25		-1,66
Saldo		2,59		

Fonte: Elaboração própria (2012)

Pode-se concluir que em Junho havia uma expectativa dos preços subirem de \$105,79 em Setembro para \$107,34 em Outubro (mercado em contango), e na verdade os preços praticados nas datas de pricing das transações físicas foram abaixo desta previsão, caindo para \$100,33 (Setembro) e \$98,67 (outubro). Esta perda de \$1,66 nas operações físicas pôde ser compensada pelos ganhos obtidos nas operações de mercado futuro de \$4,25 - garantindo uma proteção de \$2,59 conforme projetado inicialmente.

Este exemplo reforça o poder dos contratos de derivativos como instrumento de negociação e gestão de riscos utilizados pelas empresas que concorrerem em um mercado globalizado, sujeita a flutuações no valor das mercadorias, das moedas e das taxas de juros.

2.4.4 Estoques Estratégicos

Estoques globais de petróleo são parte integrante do sistema de suprimentos e também uma das principais chaves para suportar interrupções no fornecimento

de óleo, que podem ocorrer por fatores políticos, econômicos e operacionais. A maioria dos estoques globais, aproximadamente 90%, está concentrada em tarefas operacionais como, por exemplo, no preenchimento de dutos e lastro de tanques, e petróleo em trânsito nos navios (Energy Intelligence, 2009). O restante está disponível para ser comercializado, e esta parcela sinaliza se o mercado está com excesso de oferta, com pouca oferta ou em equilíbrio, direcionando desta forma os preços do petróleo.

Os estoques comerciais podem ser mantidos nos pontos de produção, em terminais portuários, nos oleodutos, em navios e nas refinarias. Algumas companhias também contratam tanques para armazenar o petróleo em instalações de terceiros e utilizam estas estruturas para finalidades operacionais, como tais como transbordo de navios. Outro viés é utilizar este recurso como estratégia comercial e armazenar temporariamente o petróleo na expectativa de obter lucro com a estrutura de preços do mercado de petróleo.

Assim, estes volumes podem ser um indicador chave das tendências globais ou regionais das ações comerciais, e por isso os estoques são um dos aspectos mais vigiados do mercado de petróleo, embora os dados de inventário sejam estimados e por isso não tão confiável. Esta interação entre estoques e preços, reflete um equilíbrio perpétuo que se tornou muito mais eficiente com o advento do mercado futuro e de derivativos.

Desta forma, os agentes do mercado acompanham sistematicamente as projeções de preços para decidir sobre suas estratégias comerciais. Quando os preços no mercado futuros estão mais altos que os níveis praticados no mercado spot, é dito que o mercado está em “contango” [do inglês “count and go”, espere e atue], e se o diferencial de preço for suficiente para cobrir custos de tancagem e taxas financeiras, então as companhias são incentivadas a aguardar o melhor momento para vender, favorecendo comprar o ativo físico e estocar até o momento oportuno de vender. O exemplo demonstrado no capítulo anterior 2.4.4, reflete este tipo de decisão, onde a empresa aproveitou a estrutura de mercado em contango para comprar a carga, estocar e vendê-la no futuro, e em paralelo realizou operações de hedge como instrumento de proteção às flutuações dos preços.

Em análise inversa, quando os preços no mercado spot estão mais altos que os preços no mercado futuro, o que é chamado de “backwardation” [i.e. direção

reversa], então há um incentivo para manter os estoques mínimos, antecipar as vendas das cargas, ou seja, não encoraja a tancagem.

Com a negociação no mercado de futuros, os refinadores passaram a adotar estratégias de redução seus estoques, se o mercado estiver em backwardation, e de aumento se o mercado estiver em contango, criando um círculo vicioso em ambos os casos.

No caso do movimento backwardation, se os estoques caem, então os preços cash (ou no primeiro mês seguinte) aumentam, alargando o backwardation, que realimenta a manutenção de estoques baixos. Um exemplo ocorreu em 1996, que começou com estoques baixos, pois, em busca de redução de custos, refinadores de todo o mundo, passaram desde o início da década de 1990 a operar segundo o princípio “just in time”. Abriu-se assim o backwardation que foi reforçado pela expectativa da implementação do programa “oil for food” de exportações iraquianas. O preço do WTI aumentou de menos de US\$ 19/barril em jan/96, para mais de US\$ 25/barril em dezembro de 96. Em fevereiro de 97, com o reinício das exportações iraquianas, a situação se normalizou e o preço do WTI retornou para a faixa US\$ 18-20/barril.

No caso do movimento contango, se os estoques sobem, então os preços spot caem realimentando formação adicional de estoques - nesse caso, a retroalimentação cessa quando não houver mais capacidade de armazenamento. Como exemplo, tem-se o vórtice de contango de 1998. A redução da demanda global provocada pelo inverno ameno e pela crise Asiática, aliada ao aumento das cotas de produção da OPEP decidido em dezembro de 1997 provocou um aumento de estoques que, por sua vez, abriu o contango. O vórtice de contango trouxe o preço do WTI até quase US\$11/barril, apesar dos tímidos cortes de produção promovidos pela Arábia Saudita, Venezuela e México, ainda em 1998. O círculo vicioso só foi desfeito após o massivo corte de produção da OPEP, decidido em março de 1999.

Percebe-se que as variações de curto prazo dos preços dos petróleos são mais respostas às mudanças de sentimentos dos agentes que operam no mercado do que respostas às variações nos fundamentos de oferta e demanda. Os fundamentos das condições globais de oferta e demanda, indicam a direção da variação dos preços no médio e no longo prazo e não o nível desses preços. O nível dos preços parece ser determinado por um julgamento implícito sobre o poder

dos países produtores temendo um súbito corte de produção e reconhecendo que os principais produtores, países do terceiro mundo, necessitam extrair renda do petróleo para se manterem politicamente estáveis e assim manterem o suprimento estável (Brandão, 2001).

3. Programação de Navios de Petróleo na Petrobras

Conforme citado em capítulos anteriores, a exportação do petróleo brasileiro é compulsória e vem crescendo em função do aumento da produção local. Na última década, a produção de óleo no Brasil cresceu de 1.234 mil barris de petróleo por dia (bpd) no ano 2000 para 2.054 mil bpd em 2010. O volume de petróleo nacional exportado subiu de 18,6 mil bpd no ano de 2000 para 631,4 mil bpd em 2010 (ANP, 2011).

A PETROBRAS, é exportadora de volumes crescentes de óleo cru e nos próximos anos ocupará um papel de destaque dentre os maiores exportadores mundiais de petróleo. A companhia transporta todo este volume de petróleo exportado através do modal marítimo, estando em linha com o cenário mundial de aumento da demanda por transporte marítimo (e.g. Christiansen et al., 2004). A frota é composta por navios, dos mais variados portes, para atender a demanda de transporte de cabotagem e longo curso. Atualmente os 18 navios de maior porte são dedicados ao transporte de longo curso de petróleo, e mais os navios de terceiros que são afretados no mercado *spot*, diariamente. Além de navios, a Companhia contratou uma tancagem terceirizada de petróleo no Caribe para armazenar, quando necessário, os petróleos destinados ao mercado internacional.

Desta forma e diante do custo expressivo que uma frota deste tamanho representa, é importante encontrar soluções que busquem programar o transporte, visando minimizar os custos operacionais e garantir o nível de serviços negociado com os clientes.

Este capítulo descreve como é feito atualmente a programação de navios de longo curso na empresa, com ênfase nas exportações para o Golfo do México, EUA. Apresenta como os programadores de navios da Petrobras atuam na programação de navios de longo curso de petróleo. Serão identificadas e descritas as restrições operacionais, as prioridades e os princípios que norteiam a programação de navios para exportação e importação de petróleo. A Seção 3.1 caracteriza a programação de longo curso na empresa e a Seção 3.2 descreve o

método utilizado para programação de navios de exportação com destino ao Golfo do México.

3.1 Programação de Longo Curso de Petróleo

A atividade de programação de navios de longo curso de petróleo na PETROBRAS tem por objetivo alocar e programar os navios para atender as demandas de transporte das cargas de importação e exportação, respeitando as faixas de carga e descarga acordadas com os fornecedores e clientes e visando o menor custo de operação da frota, estando em linha com estudos acadêmicos de Brown et al. (1987), Fisher e Rosenwein (1989), Perakis e Bremer (1992), Christiansen et al. (2004). O caso da PETROBRAS se alinha com o do operador do tipo *industrial shipping*, pois a companhia possui um conjunto de cargas que deve ser transportada obrigatoriamente num horizonte de tempo e possui uma frota controlada para movimentar estas cargas.

O horizonte de planejamento do programador é rolante, e tem informações sobre as cargas a serem transportadas com aproximadamente um a dois meses de antecedência à data do carregamento. Assim, o programador acompanha diariamente a posição das cargas de importação e exportação que devem ser transportadas. Em paralelo a área comercial também, de posse desta mesma relação de cargas, começa a comercializá-las no mercado internacional. Ao se concretizar o negócio, a área comercial divulga para a área de programação os dados do fechamento comercial, tais como produto, volume, portos e janelas de tempo para operações de carga (no caso de importação) e descarga (no caso de exportação) dos produtos. O programador deve atender todos os pré-requisitos definidos comercialmente para cada carga, caso contrário a companhia está sujeita a multas e sanções, além de um desgaste comercial. Além disso, junto com a área de operações de transporte marítimo, o programador deve verificar todas as restrições operacionais envolvidas nas programações. As principais restrições operacionais são relacionadas com os aspectos físicos e de segurança que envolve os navios, portos, terminais e canais por onde estes irão navegar e operar.

Os requisitos comerciais são prioridade para os programadores, inclusive, em detrimento de eventuais programações que possam resultar em um menor custo de transportes. Já as restrições operacionais são impeditivas, portanto, são obrigatoriamente atendidas, sob pena de colocar a embarcação, tripulação e o meio ambiente em risco, caso alguma das restrições não seja respeitada. Se as

restrições operacionais impossibilitarem o atendimento dos requisitos comerciais, então haverá uma renegociação das condições inicialmente negociadas com o cliente ou fornecedor.

O caso do transporte de longo curso de petróleo da PETROBRAS se encaixa na classe de problema *full shipload* com utilização de navios *spot charter* (Christiansen et al., 2007). Neste caso os navios são totalmente carregados em um ou dois portos de carregamento, geralmente próximos, e seguem para o porto de destino, onde se faz a descarga total do produto, em um ou dois portos, que também se localizam próximos um do outro (Christiansen et al., 2007). Como na companhia a frota de navios controlados é insuficiente para atender toda a demanda por transporte, navios do mercado *spot* são frequentemente contratados por viagem para completar a frota necessária e atender às cargas excedentes. Isto significa que o navio é contratado para uma única viagem e após a descarga do produto o navio encerra o contrato e é devolvido ao armador.

3.2 Método de Programação de Exportação para o Golfo do México, EUA

Este estudo parte da premissa que o programador já alocou os navios da frota (TCPs) e os navios contratados no mercado spot (VCPs) para atender todas as demandas de longo curso, num período de tempo determinado, e também que a modalidade de venda negociada define o vendedor como o responsável pelo transporte da carga. Portanto, não será objeto deste estudo avaliar a programação ótima dos navios para todas as demandas, mas sim comparar alternativas de rotas para atender o mercado internacional, como é o caso das exportações do Brasil para Golfo do México, que possui mais de uma possibilidade de rota.

O programador, atualmente, procura fazer a programação de navios de longo curso de forma a encontrar uma boa solução, atendendo à todas as demandas de exportação e importação de petróleo que devem ser carregadas num horizonte de tempo. A programação é motivada pelo compromisso de atendimento das faixas, volumes de entrega, custos de sobreestadia de navios, custos de fretes, e reposicionamento dos navios da frota no próximo porto de carga. Porém quando há mercados que possuem mais de uma rota de distribuição, a exemplo do Golfo do México, não há uma metodologia, no âmbito da programação, que permita ao programador avaliar sistematicamente o efeito e as oportunidades estratégicas que o comportamento do mercado de fretes marítimos e a estrutura de preços de

petróleo podem provocar no ambiente de programação de navios, e ainda que compare as alternativas de forma a responder alguns questionamentos, como por exemplo:

1. Vale a pena vender a carga agora ou mantê-la em estoque, apostando que os preços no mercado futuro darão retorno financeiro em níveis melhores que hoje?
2. Considerando que a carga está vendida, qual rota de distribuição é a mais econômica, dados os níveis de frete, tempos de sobreestadias e custos de estoque?

Este estudo considera três alternativas, sendo:

Alternativa 1: Nesta alternativa os lotes disponíveis para carregar no Brasil já estão vendidos – no caso para clientes localizados no Golfo do México. O lote é carregado em um ou mais portos no Brasil, num navio do porte Suezmax (capacidade de até 1.000 mil barris), podendo conter um ou dois tipos de petróleo a bordo de forma segregada (os petróleos não se misturam nos tanques do navio), e ainda a carga é vendida para 1 ou 2 clientes nos Estados Unidos.

Considerando que os portos de descarga na região do Golfo do México possuem restrições de acesso, onde navios do porte Suezmax totalmente carregados não conseguem navegar nos terminais de descarga, então, o navio segue do Brasil diretamente para uma zona de alívios de navios no Golfo do México, chamada Galveston. Esta região é dedicada a operações de alívios de navios, também chamado na indústria marítima de *Ship-to-Ship*, que consiste em posicionar dois navios lado a lado, e transferir o produto de um navio para outro, sem utilizar a estrutura física e fixa de um terminal marítimo, mas sim bóias e equipamentos adequados para garantir a segurança da operação. Nesta zona de alívio, parte do lote (aproximadamente 500 mil barris) é transferida para outro navio de menor porte Aframax (capacidade até 470 mil barris), que por ser menor consegue navegar nos canais de acesso e operar nos terminais dos clientes. A outra metade do lote é mantida no navio Suezmax, que após o transbordo para o navio Aframax, consegue atender as restrições de navegação daquela região e descarregar nos terminais dos clientes.

A figura 15 ilustra a rota percorrida pelo navio Suezmax, a zona de alívio em Galveston e a entrega dos lotes pelos navios Suezmax e Aframax nos clientes finais.

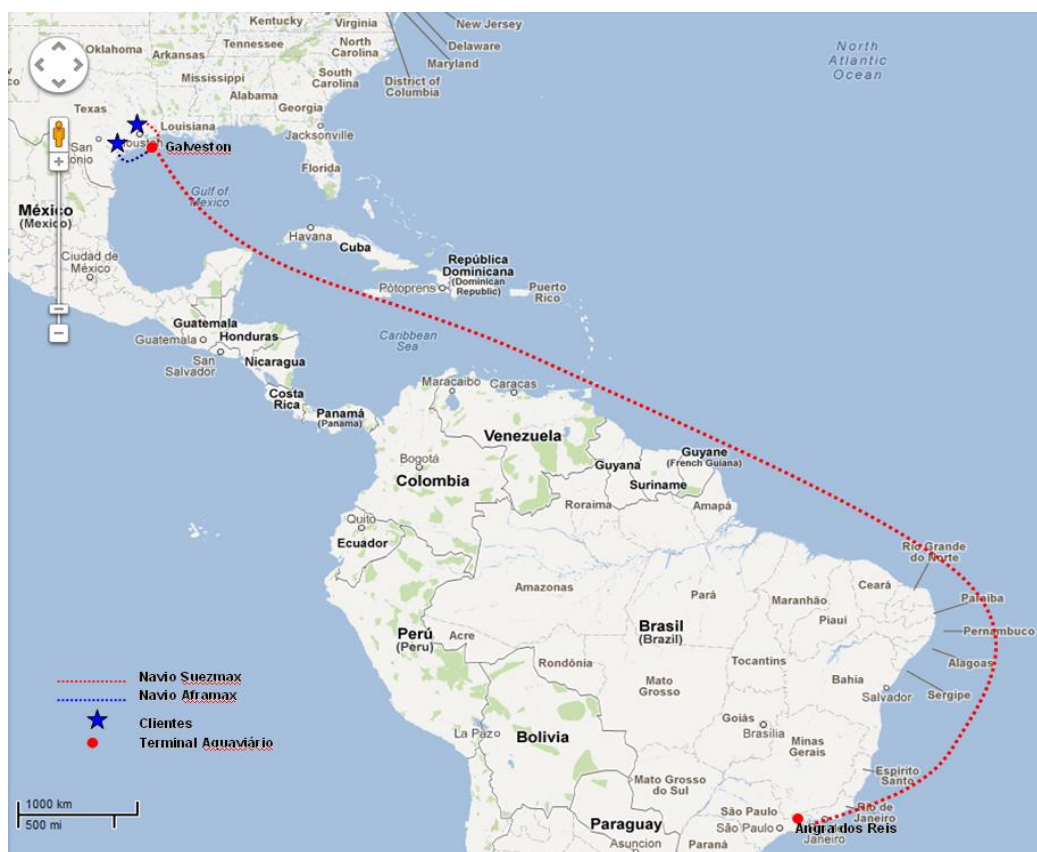


Figura 15: Rota marítima Brasil x Golfo do México via Galveston (Elaboração própria)

O programador de navios de longo curso utiliza esta opção de rota quando a data de saída do navio do Brasil está compatível com a data de entrega no destino final negociada com o cliente, ou seja, procura-se otimizar o giro do navio Suezmax, evitando que o navio chegue antes da faixa de entrega e aguarde muito tempo para descarregar, gerando ociosidade do navio. Desta forma o programador minimiza o tempo de sobreestadia do navio, ou seja, o tempo em que o navio está parado sem operação. Mas, o programador deve também evitar o contrário: que o navio chegue no destino depois da faixa de entrega acordada com o cliente, o que pode gerar desgastes comerciais, custos adicionais referente a sobreestadia do navio, e ainda pagamento de multas previstas na negociação comercial pelo não cumprimento das condições negociadas.

Conforme citado no capítulo 2.3.4.3 – Conceito de Sobreestadia, se o navio chegar antes da faixa acordada, geralmente o acordo comercial prevê que os custos de sobreestadia do navio são responsabilidade do afretador (responsável pela contratação do navio, no caso o vendedor da carga) até o primeiro dia da faixa de entrega negociada; a partir daí a sobreestadia passa a ser do recebedor da carga. Se o navio chegar dentro da faixa, o recebedor passa a ser o responsável

por este custo até ao término da operação. Porém se o navio chegar depois da faixa acordada, o recebedor está isento dos custos de sobreestadia. Neste último caso, o afretador (no caso o vendedor) passa a ter o risco de ter altos custos com sobreestadia, além de manter o navio retido e comprometer a viagem subsequente, pois o momento da descarga do navio fica a critério do recebedor, o que pode ocorrer até o fim da faixa acordada inicialmente ou ultrapassar por um período incerto.

Alternativa 2: A exemplo da alternativa 1, os lotes disponíveis para carregar no Brasil já estão vendidos – no caso para clientes localizados no Golfo do México. Os lotes são carregados em um ou mais portos no Brasil, num navio do porte Suezmax (capacidade de até 1.000 mil barris), podendo conter um ou dois tipos de petróleo a bordo de forma segregada, e ainda a carga pode ter sido vendida para 1 ou 2 clientes nos Estados Unidos. Porém nesta alternativa, o navio Suezmax segue para uma tancagem terceirizada localizada em Cul de Sac Bay, no Caribe, distante 06 dias dos clientes localizados no Golfo do México. Neste local o navio é descarregado, e o petróleo fica armazenado nos tanques do terminal. Depois são contratados 02 navios do porte Aframax que retiram os lotes desta tancagem e seguem direto para os terminais dos clientes no Golfo do México, de forma que os navios cheguem no destino dentro da faixa acordada, ou seja, evitando a sobreestadia de navios para o vendedor.

A figura 16 ilustra a rota percorrida pelo navio Suezmax, a localização da tancagem no Caribe e a entrega dos lotes pelos navios Aframax nos clientes finais.

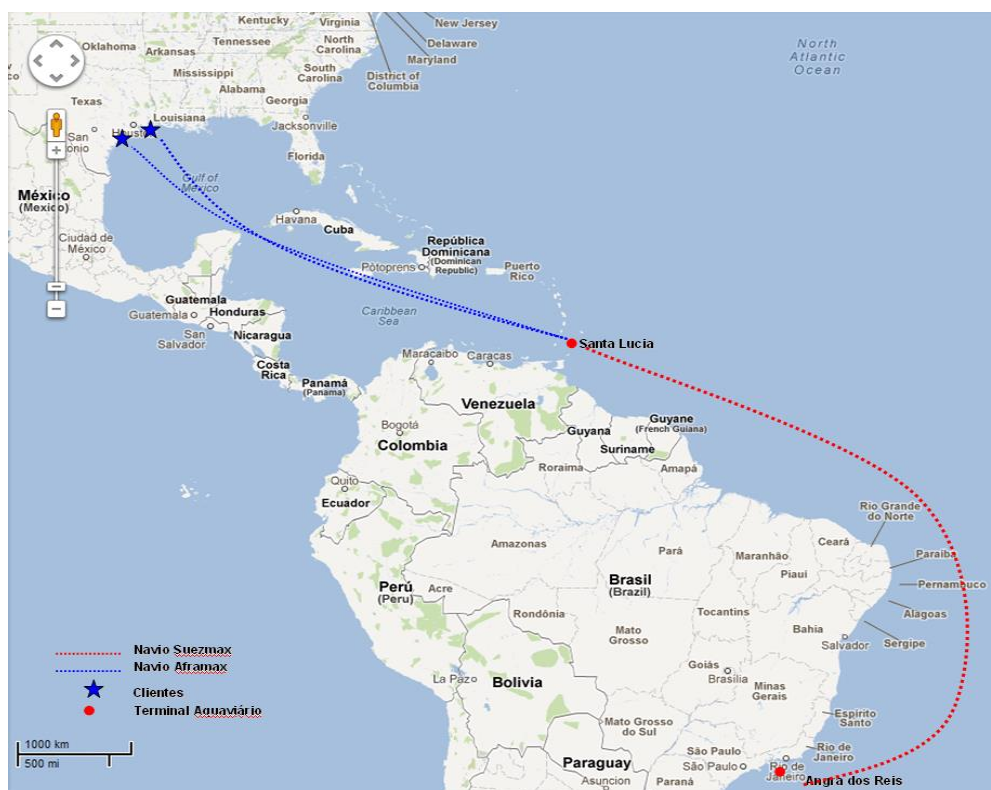


Figura 16: Rota marítima Brasil x Golfo do México via Tancagem (Elaboração própria)

O programador utiliza esta rota quando por exemplo:

- a) o produto já está disponível para carregar no Brasil, mas a faixa de entrega da carga negociada com o cliente está distante;
- b) quando o produto necessita de algum tratamento para enquadrar sua especificação de qualidade, para então ser entregue ao cliente;

As regras comerciais e custos de sobreestadia, prevalecem conforme na alternativa 1.

Suponhamos o seguinte exemplo para entendimento das alternativas 1 e 2:

A área comercial vendeu os seguintes lotes de cargas de petróleo:

	Lote 1	Lote 2
Cliente	X	Y
Produto	Petróleo A	Petróleo B
Volume	500 mil bbls (+/-10%)	500 mil bbls (+/-10%)
Destino	Texas City, EUA	Corpus Christi, EUA
Faixa de Entrega	10-15/jun/12	16-20/jun/12

Premissas:

- a) os dois lotes serão carregados em 01 navio do porte Suezmax, no porto de Angra dos Reis, e estará pronto para seguir viagem no dia 15/maio/12;
- b) o navio viaja a uma velocidade de 13,5 nós, e portanto os tempos de viagem são aproximadamente (Dataloy Distance Table, 2012):

- Angra dos Reis x Galveston:	16 dias
- Galveston x Texas City ou Corpus Christi:	01 dia
- Angra dos Reis x Tancagem Santa Lucia, Caribe	10 dias
- Tancagem Caribe x Texas City ou Corpus Christi:	06 dias

- c) Tempo de operação zona de alivio Galveston 01 dia
- d) Tempo de operação nos terminais de carga e descarga 02 dias

Analisando os tempos de viagem e operação, a data de chegada do navio nos clientes, para cada rota, seria:

Alternativa 1: Angra dos Reis x Galveston x Clientes: 18 dias = 02/06/12; nesta alternativa o navio chegará 8 e 14 dias antes da faixa acordada com cada cliente, significando custo de sobreestadia para o vendedor.

Alternativa 2 : Angra dos Reis x Santa Lucia x Clientes: 20 dias + tempo de tancagem; nesta alternativa, os navios aframax são contratados para carregar os lotes na Tancagem Santa Lucia, 08 dias antes da faixa de entrega nos clientes (02 de carregamento + 06 dias de viagem), de forma a evitar que haja sobreestadia de navios para o vendedor. Então, um lote ficará nos tanques por 06 dias, e o outro lote por 12 dias.

Alternativa 3: Os lotes de carga disponíveis para carregar no Brasil, não estão comercializados, e necessariamente serão descarregados em uma tancagem disponível em Santa Lucia, até que o mercado ofereça condições atrativas de comercialização. Nesta situação, o comportamento dos preços de petróleo no mercado internacional é uma variável importante de análise, pois irá determinar o momento adequado de venda e entrega dos lotes, e ainda os níveis de preço que cubram os custos logísticos e financeiros desta opção.

Diante da prática atual da programação de navios de longo curso da companhia e do cenário de aumento de movimentação de cargas esperado para os próxi-

mos anos é premente a necessidade da implantação de novas ferramentas, que auxiliem os programadores a racionalizar os custos operacionais do transporte marítimo, identificar o efeito que a estrutura de fretes e preços de petróleo provocam nos custos operacionais de transportes. Neste sentido, no capítulo 4 será apresentado um modelo proposto nesta dissertação para auxiliar na tomada de decisão dos profissionais envolvidos com as atividades de programação de navios e comercialização.

4. Descrição do Instrumento de suporte a decisão (ISD)

Este capítulo se dedica a apresentar um modelo de ISD – Instrumento de Suporte a Decisão, cujo protótipo está em fase de testes. O modelo está baseado em conceitos consagrados na literatura acadêmica e também nas práticas de mercado, que auxiliam os profissionais a tomar decisões econômicas e operacionais, que fazem parte da atividade de logística e comercialização.

O modelo proposto neste estudo foi desenvolvido através um protótipo utilizando o *software* Microsoft Excel®, local onde foram inseridos todos os dados necessários para reproduzir os alternativas a serem avaliados, bem como as fórmulas que irão calcular os custos de cada uma destas alternativas.

Este modelo está estruturado para gerar e comparar 03 alternativas, sendo:

Alternativa 1: trata-se do grupo de cargas que já estão vendidas e a rota do navio é navegar direto para os portos de destino - podendo a data de entrega no porto destino estar compatível com a data de saída no Brasil, ou ao contrário, a data pode estar distante o suficiente para gerar custos de sobreestadia de navios, pois será necessário aguardar o início da faixa de descarga nos clientes;

Alternativa 2: nesta alternativa, as cargas também já estão vendidas, porém o navio seguirá para uma tancagem intermediária (neste estudo considera uma tancagem no Caribe), onde as cargas serão descarregadas e posteriormente serão carregadas e entregues no destino final de forma a atender as faixas previamente negociadas com o cliente.

Alternativa 3: esta alternativa contempla o grupo de cargas que ainda não estão vendidas, e necessariamente serão enviadas para uma tancagem (também no Caribe) e aguardar o momento oportuno para serem comercializadas e entregues.

Os dados de entrada e os parâmetros serão detalhados neste capítulo, de forma a proporcionar o entendimento sobre como eles foram obtidos, quais considera-

ções e adaptações foram feitas a fim de viabilizar a aplicação do modelo – evitando, sempre que possível, o distanciamento da realidade.

Fagerholt (2004) justifica a importância de simplificar o modelo, afirmando que seria muito difícil modelar todas as informações e restrições necessárias para a aplicação do problema. Neste sentido o modelo buscar refletir a realidade da programação de navios em viagem de longo curso de petróleo da PETROBRAS, e para isso foi necessário fazer algumas simplificações e considerações para viabilizar o ISD, tais como:

- Todos os navios são afretados sob o regime de contrato VCP, ou seja, para uma viagem específica; e portanto o modelo considera o navio contratado em TCP como se estivesse na modalidade VCP (representado a prática da Cia);
- Não há tancagem disponível no Brasil e portanto utiliza-se uma tancagem terceirizada no Caribe, quando necessário;
- O custo da tancagem é afundado, ou seja, o custo existe usando ou não este recurso. E portanto, para efeito deste teste, este custo não será considerado.
- O tempo de carregamento do navio no Brasil não é considerado, ou seja, parte-se do princípio que os navios já estão carregados e prontos no porto de Angra dos Reis para seguir viagem;
- A velocidade de navegação dos navios é padrão e constante é de 13,5 nós;
- Os portos de destino dos lotes vendidos estão localizados na região do Golfo do México;
- Os lotes são comercializados no Incoterm DES (Delivery Ex Ship), ou seja o vendedor da carga é responsável por entregar o produto, a bordo do navio, no porto de destino designado;
- Não há operação de hedge em relação ao petróleo de referência considerado nas fórmulas de preço. Porém, será levado em consideração a variação do diferencial das referidas fórmulas de preço, para tomada de decisão em relação a vender ou tancar a carga em análise.

Com o objetivo de testar o protótipo na atividade de programação de navios de longo curso de petróleo da PETROBRAS, é necessário obter uma série de dados e parâmetros iniciais para reproduzir as alternativas do modelo. Os dados de entrada foram divididos em três grupos: os dados das demandas de transporte;

os dados de custos (transporte, tancagem e estoque); e os dados de mercado. Estes três grupos de dados de entrada serão apresentados a seguir.

4.1. Dados das demandas de transporte

Os dados relativos às demandas de transporte são obtidos de um sistema chamado Pimex. Neste sistema são alimentadas todas as informações relativas às cargas de importação e exportação de petróleo, disponíveis para serem transportadas num horizonte de tempo. Existe um grupo de cargas que já estão compradas e vendidas pela área comercial e, existe outro grupo de cargas que ainda não estão comercializadas, mas que independente disso necessitam ser carregadas para equilibrar o balanço de estoques da companhia – conforme já explicado no capítulo 2 deste estudo.

Para aplicação do ISD, os testes se concentram nas demandas de transporte de exportação. Sendo assim, as informações pertinentes relacionadas aos dados destas demandas de transportes são: porto de descarga, data de início e fim da faixa de entrega, zona de alívios de navios, local da tancagem, data de saída do navio e tempo de trânsito (transit time) do navio. A seguir são discutidas a importância de cada uma destas informações para o modelo.

Porto de descarga: é o local em que o produto deverá ser descarregado. Este local é definido na negociação comercial com o cliente, podendo ser mais de um porto para descarga do produto. É necessário que se tenha conhecimento das restrições de navegação no porto de descarga, para que assim o programador defina a operação do navio, avaliando por exemplo: a melhor rota marítima, o porte de navio adequado, a necessidade de fazer escala numa zona de alívio, e o tempo de trânsito do navio. Neste estudo os portos de descarga estão localizados no Golfo do México.

Data de início e fim da faixa de entrega: esta faixa é negociada comercialmente e estabelece o período que o produto deve ser entregue no porto de descarga. É um dado extremamente importante no modelo, porque é utilizada no cálculo de sobreestadia do navio e sinaliza quais alternativas devem ser considerado na análise: se o navio segue direto para o porto de descarga (alternativa 1), ou se vai para a tancagem (alternativa 2).

Zona de alívios de navios: é o local dedicado às operações de alívios dos navios, ou seja, onde as cargas são transbordadas de um navio de maior porte para

navios de menor porte, com o objetivo de atender as restrições de navegação nos portos de descarga. A escala do navio na zona de alívio consome tempo de operação, e este período deve ser contabilizado no transit time e verificado se há impactos no cumprimento da faixa de entrega no cliente final.

Local da tancagem: é o porto ou terminal com tancagem disponível para manter o produto tancado para posterior distribuição no mercado consumidor. Neste modelo os testes foram feitos considerando uma tancagem localizada em Santa Lucia, no Caribe.

Data de saída do navio: esta data indica quando o navio estará carregado e pronto a seguir viagem no porto de carregamento. Esta data define justamente o ponto de partida da viagem do navio, pois é a partir daí que começa a contagem do tempo de trânsito (transit time) de cada alternativa. Neste estudo há a data de saída no Brasil, e também há a data de saída da tancagem (praticados nos alternativas 2 e 3).

Tempo de trânsito (transit time): é o tempo de navegação, em dias, percorrido pelo navio em cada trecho da rota. A partir da data de saída do navio no porto de carregamento, soma-se o tempo de navegação do trecho seguinte e assim sucessivamente até o porto de destino. O tempo de navegação de cada trecho é obtido com base na distância a ser percorrida e na velocidade padrão e constante dos navios (usado no modelo: 13,5 nós). A informação de distância entre portos pode ser facilmente encontrada em diversos sites e aplicativos na internet como o fairplay, searates.com, o dataloy.com e outros. Para o modelo, foram consultadas somente as distâncias entre os portos relacionados no sistema através do site dataloy.com. Considera-se também como parte do tempo de trânsito, o tempo de operação dos navios na zona de alívios e no terminal de tancagem. Com o auxílio da experiência dos programadores e com base nos tempos históricos de operação de navios, foi definido como forma de padronização um tempo de operação igual a 01 e 02 dias para cada um dos pontos respectivamente. Estes tempos (transito e operação) são utilizados pelo modelo para contabilizar o tempo de viagem total de cada alternativa.

4.2. Dados de custos de transporte, tancagem e estoque

Uma vez descritos os dados das cargas a serem transportadas e dos componentes de viagem, o passo seguinte é calcular os custos relativos a cada alternativa. Os custos analisados no modelo são resultados de cálculos simples, sem necessidade de implementar funções complexas. Porém este segundo grupo de dados possui algumas informações temporárias, que variam ao longo do tempo e devem ser atualizadas a cada nova rodada do modelo. Sempre que ocorrer alguma alteração no ambiente de programação, uma nova instância pode e deve ser avaliada, conforme preconizado em Kavussanos e Alizadeh, (2002). Os dados de custos são os seguintes: tamanho do lote, porte do navio, valor do frete do navio no mercado *spot*, sobreestadia do navio, despesas portuárias e/ou outras, taxa de tancagem, custo de manutenção de estoque.

Tamanho do lote: trata-se do volume da carga a ser transportada em cada trecho da viagem do navio. Este dado é importante para definir os tipos de navios, o valor dos fretes e despesas portuárias por porte de navio - o que influenciará o custo de transporte de cada alternativa. Este dado pode ser expresso em toneladas ou em barris, e também pode representar o volume de uma viagem específica ou ainda o volume de uma série de viagens realizadas num determinado período.

Porte do navio: O modelo está preparado para calcular os custos das alternativas baseados em qualquer porte de navio, bastando ao usuário indicar a quantidade e porte de navios necessários, em cada trecho, para atender a demanda de transporte. Como exemplo foram aplicados testes no modelo considerando que os lotes carregados no Brasil são transportados por navios Suezmax (130.000 ton ou 1.000 mil barris); os lotes com origem da tancagem e àqueles transbordados na zona de alívio são carregados em navios aframax (80.000 ton ou 470 mil barris);

Valor do frete do navio no mercado *spot*: é expressa por um índice chamado de *worldscale* ou *Worldwide Tanker Nominal Freight Scale*, como informado anteriormente no capítulo 2.3.1 - Mercado de fretes, os preços e taxas de afretamento na indústria de navegação para navios tanques variam bastante, mesmo em períodos curtos. Uma parte desta flutuação é devida a atividade econômica mundial, mas outra parte tem caráter sazonal (Kavussanos e Alizadeh, 2002). Devido a estas flutuações no mercado *spot* de navios tanque, as informações

relativas aos custos de frete devem ser atualizadas sempre que o modelo for gerar uma nova rodada de programações. Estas informações são obtidas através da área de afretamento de navios da companhia, que tem acesso a diversos informativos internacionais que atualizam diariamente o *worldscale* de cada rota para cada tipo de embarcação. Uma vez obtido o *worldscale* de uma rota, o *flat* referente a cada rota é consultado no *site* do *worldscale.com*. Com estas duas informações e mais o tamanho do lote, então o valor de frete marítimo de cada trecho da rota é calculado, conforme já demonstrado no capítulo 2.3.4 – Cálculo de frete marítimo – lembrando que o frete também pode ser negociado a um valor total fechado por viagem, chamado de frete *lumpsum*, e o modelo também possibilita utilizar o frete por barril movimentado. O frete é um componente de custo de transporte marítimo bastante expressivo. Portanto é fundamental ter estes valores sempre o mais atualizados possível a fim de se ter um retrato mais fiel da realidade.

Sobreestadia do navio: é a forma de remunerar o fretador do navio pela permanência, no porto, além do acordado em contrato.

Conforme já citado no capítulo 2.3.4.3 – Conceito de sobreestadia, existe a sobreestadia que é negociada entre o fretador e o afretador do navio, mas também existe a sobreestadia comercial que envolve o afretador do navio (vendedor da carga) e o recebedor da carga.

O modelo representa a sobreestadia que o afretador do navio irá incorrer, caso o navio chegue antes ou depois da faixa de entrega acordada com o cliente. O cálculo do custo de sobreestadia é definido aplicando-se os conceitos e a fórmula descritos no capítulo 2.3.4.3.

Despesas portuárias e/ou outras: não depende do tempo que o navio gasta no porto, mas principalmente do porte do navio que chega ao porto (Christiansen e Fagerholt, 2002 e Perakis e Bremer, 1992). A gerência de gestão portuária da PETROBRAS possui uma planilha em Excel, que estima os custos portuários dos principais portos do mundo onde ocorrem operações de navios da companhia. Esta planilha foi consultada para a obtenção dos custos que serão considerados como custos portuários para cada um dos portos do modelo. Outras despesas podem ocorrer tais como: custo de overage (custo pela não utilização da capacidade do navio), taxas de travessia de canal, taxas pagas ao governo local, etc...

Taxa de tancagem: é um valor acordado comercialmente entre o contratante da tancagem e o operador logístico referente aos serviços de tancagem de petróleo e derivados. Pode haver inúmeras maneiras de se negociar o preço desse tipo de serviço. Porém para efeito de teste, o modelo tem a premissa anular este custo, ou seja, o custo de tancagem é afundado - não há custo adicional por utilizar ou não a tancagem. Se em alguma análise for necessário considerar este custo, o modelo está desenhado para utilizar uma taxa média por barril desembolsada num determinado período.

Custo de manutenção de estoque em trânsito: é o custo incorrido para manter o estoque disponível para consumo ou entrega posterior. É um componente importante de custos das operações logísticas e é calculado multiplicando-se o custo percentual de manutenção de estoque pelo valor do petróleo e pelo período de estoque – o que neste modelo considera o tempo de estoque em trânsito. O custo percentual de manutenção do estoque é uma despesa financeira, ou seja, uma taxa de juros que representa um custo de oportunidade. O motivo para usar uma taxa de juros praticada pelo setor financeiro, é que esta seria uma taxa de oportunidade que o mercado estaria disposto a remunerar o capital caso este não estivesse sido investido em estoque. Esta taxa pode ser obtida através de várias instituições dedicadas às publicações de taxas financeiras, como por exemplo a LIBOR (London Interbank Offer Rate). O modelo proposto calcula o custo do estoque em trânsito em todas as alternativas, de forma a representar no resultado final, a relação da diferença de custos entre as alternativas. É importante lembrar que o modelo considera como premissa que o custo de tancagem é nulo. Desta forma o cálculo do custo de estoque em trânsito feito da seguinte forma:

$$E = \left[\left(\frac{tx + p}{100} \right) / 360 \right] \times tt \times vl$$

Onde:

E = Custo diário de manutenção do estoque em trânsito, em dólares americanos por barril

tx= taxa anual financeira de oportunidade, em percentual

p = prêmio de oportunidade praticado pelo mercado, em percentual

tx = Taxa de sobreestadia negociada entre as partes

tt= tempo de trânsito, em dias = data início da faixa de entrega – data de saída do Brasil

vl = valor do barril do petróleo em estoque, em dólares americanos

4.3. Dados de mercado

Este grupo de dados aborda a questão da comercialização das cargas de petróleo, que é de fundamental importância para a tomada de decisão sobre vender ou tancar a carga.

O capítulo 2.4.1 - A Evolução da precificação do petróleo no mercado mundial, esclareceu que as cargas de petróleo são comercializadas, na sua maioria absoluta, com base em uma fórmula de preço que tem como componente um petróleo de referência (cotações) e um diferencial deste em relação ao petróleo que está sendo comercializado. A transformação da fórmula de preço em valor unitário (US\$ por barril) ocorrerá nos dias definidos pelos negociadores (princing). No período do princing, então, as cotações do petróleo de referência serão utilizadas na fórmula de preço.

Será apresentado abaixo mais um exemplo para reforçar o entendimento sobre o mecanismo de precificação.

Suponhamos uma negociação feita em 10 de setembro de 2012, que estabelece as seguintes condições de preço:

- a) Fórmula de preço negociada: Brent + US\$1,00 / barril
- b) Princing: média das cotações do Brent entre os dias 20-24 de outubro de 2012.

Assim, considerando-se a média do petróleo Brent nos dias 20-24 de outubro no valor de US\$101,12 por barril, tem-se então no dia 25 de Outubro de 2012, o preço do petróleo negociado - neste exemplo, igual a US\$102,12 por barril.

Uma vez reforçado o mecanismo de precificação, será detalhado a seguir as informações de entrada referentes a este grupo de dados.

Vale destacar que este grupo de dados tem um peso significativo para decidir entre as alternativas 1 e 2 ou alternativa 3. Neste sentido, o negociador da carga de petróleo deverá analisar dois itens relacionados diretamente com o preço do petróleo em cada alternativa: a estrutura do marcador e a flutuação do diferencial de preço.

Estrutura do marcador: Conforme mencionado no capítulo 2.4.5 - Estoques Estratégicos, os negociadores devem acompanhar sistematicamente as proje-

ções de preços para decidir sobre suas estratégias comerciais. Assim sendo, este dado incorpora ao ISD a estrutura de preço do petróleo de referência utilizado na fórmula de preço, permitindo que sejam refletidas as situações de contango e de backwardation no modelo proposto.

A informação da estrutura de preço do petróleo de referência pode ser obtida, *on line*, através de sites de agências de notícias que divulgam cotações ligadas à área de energia, como por exemplo a agência *Reuters*.

Este dado representa a variação do preço do petróleo de referência entre as alternativas 1 e 2 do modelo (vender agora), e a alternativa 3 (tancar e vender posteriormente), no momento da tomada de decisão.

Flutuação do diferencial de preço: Este dado representa a expectativa do negociador, no momento da tomada de decisão, em relação à variação do diferencial da fórmula de preço da carga de petróleo que está sendo negociada, tomando-se por base as alternativas 1 e 2 do modelo (vender agora) e a alternativa 3 (tancar sem venda definida).

Por ser uma expectativa, trata-se de um dado subjetivo e exigirá percepção acurada e experiência do negociador envolvido, que utilizará informações obtidas nas suas redes de contato, mas deverá considerar ainda, em sua análise, fatores mais objetivos, tais como: margens de refino, *crack* dos derivados (diferença entre o preço do derivado em questão e o do petróleo de referência), dados de oferta e demanda e tensões geopolíticas.

Estes dados também podem ser obtidos *on line*, através de sites de agências de notícias que divulgam cotações ligadas à área de energia, como por exemplo a agência *Reuters*.

5. Análise das alternativas

Com base no exemplo citado no capítulo 3 deste estudo e ainda adotando as premissas descritas no capítulo 4, foi realizado um teste no protótipo do modelo ISD, com o objetivo de verificar a dinâmica de entrada de dados e validar os cálculos dos custos de transporte, tancagem e estoque de cada alternativa proposto. Os resultados de cada alternativa do teste estão apresentados na tabela 6 serão comentados na sequência:

Tabela 6: Comparativo dos custos - em USD/barril

	Alternativas		
	1	2	3
Transporte	2,19	3,17	3,17
Tancagem	-	-	-
Custo Estoque	0,18	0,18	0,39
Custo Total	2,37	3,35	3,56
Mercado	-	-	
Resultado Final	(2,37)	(3,35)	(3,56)

Fonte: Elaboração própria (2012)

A alternativa 1 (rota: Brasil-Galveston-USG) apresentou o menor custo total, mesmo havendo o custo de alívio em Galveston e de sobreestadia dos navios no porto de descarga. Este resultado é justificado principalmente porque no momento da rodada do modelo, o frete marítimo utilizado estava significativamente mais barato nesta rota, quando se comparado à rota dos demais alternativas.

Já o alternativa 2 (rota: Brasil-tancagem-USG) apresentou uma diferença a maior de USD 0.98/barril no custo de transporte, em relação ao alternativa 1 – representando um diferencial de USD 980 mil por cada 1 milhão de barris carregado. O item de maior peso foi o frete dos navios Aframax no trecho tancagem – USG.

Ao se fazer uma análise dos custos entre estas duas alternativas, observa-se que o item de custo que varia é o custo de transporte. O custo de estoque é o mesmo para ambas alternativas, pois a data de entrega dos lotes no cliente final e por consequência o tempo de trânsito é o mesmo nos dois casos.

A conclusão na análise comparativa é que dado os níveis de fretes praticados, a diferença do custo de transporte da alternativa 2 é equivalente a 26 dias de sobreestadia de um navio Suezmax, ou seja, mesmo que o navio chegue, no USG, 25 dias antes da faixa de entrega no cliente, ainda assim é mais econômico utilizar a alternativa 1 em relação à alternativa 2. Neste caso o navio exerceria o papel de tancagem flutuante. Vale lembrar que esta conclusão é baseada somente em fatos econômicos, sendo necessário se considerar outros fatores de caráter estratégicos e operacionais, para a tomada da decisão, conforme já citado no capítulo 3.1 – Programação de Longo Curso de Petróleo.

Ao se analisar as alternativas 1 e 2 percebe-se o impacto do frete na composição do custo total das alternativas. Este fato reforça a necessidade de se dar atenção a esta variável, pois além de ser um componente de peso na formação dos custos das alternativas, ainda se comporta de maneira volátil ao longo do tempo, o que pode alterar o resultado das alternativas e inverter a posição econômica entre elas. Outro fator que pode provocar uma alteração no resultado das alternativas é a combinação de porte de navios e os volumes a serem movimentados no período em questão.

A principal diferença da alternativa 3 para as demais alternativas é o tempo de trânsito, que neste caso é maior pois representa as parcelas de lotes que serão mantidos em uma tancagem até o momento oportuno para serem comercializados. Esta alternativa tem como elemento fundamental a expectativa de aumento dos preços de petróleo no mercado futuro, além de considerar os custos de transporte, armazenagem e estoque. É a alternativa com maior custo de estoque, justamente porque tem maior tempo de trânsito. Porém esta diferença de custo poderá ser compensada se os lotes forem comercializados a um valor que cubra os custos de estoque, tancagem e diferenciais de fretes – o que no caso do exemplo testado, indica que o mercado deverá valorizar o petróleo a um diferencial mínimo de USD 3,56/barril ou ainda USD 0,21/barril mais caro que a alternativa 2, para justificar manter o produto tancado e entregar 30 dias mais tarde que nas demais alternativas.

Conforme já comentado, a escolha da alternativa para definir a estratégia comercial e programar os navios, está baseada em fatores econômicos e operacionais. Os fatores econômicos podem ser mensurados através da apuração dos custos de transporte, tancagem e manutenção dos estoques. Os aspectos operacionais são, às vezes, mais importantes que os econômicos e, portanto não

devem ser desprezados, pois muitos deles estão relacionados à segurança da navegação e ao cumprimento dos requisitos comerciais negociados com o cliente (i.e.: faixa de entrega da carga).

É fato que a utilização de uma tancagem tem custos associados, porém é importante destacar que este recurso pode oferecer benefícios importantes no contexto comercial, além de permitir flexibilidade operacional.

Portanto, apesar da alternativa 1 apresentar a melhor opção econômica, existem outras motivações a serem consideradas para se utilizar as alternativas 2 e 3, conforme citado na sequência:

1- Estratégia Comercial:

- ✓ Aproveitar a estrutura preços no mercado futuro em contango, e então optar por tancar determinadas cargas com o objetivo de vendê-las futuramente, na expectativa de ganhos maiores.
- ✓ Manter a carga tancada e aguardar o melhor momento para vender as novas correntes de óleos a serem exportadas, que possuem valores depreciados em suas primeiras exportações;
- ✓ Fidelizar clientes, pois permite atender o mercado na forma e momento requerido (i.e: lotes menores, qualidade do óleo e liberdade para negociar a faixa de entrega);
- ✓ Efetuar blends (mistura) de correntes de petróleo com o objetivo de vender petróleos com maior valor agregado;
- ✓ Ampliar a carteira de clientes, pois torna-se possível atingir regiões economicamente inviáveis se fosse necessário utilizar navios dos portes panamax e aframax, saindo do Brasil.

2- Flexibilidade operacional

- ✓ Oferece a opção de tancar cargas que foram adicionadas, de forma inesperada, ao programa mensal de exportação, por motivo de equilíbrio do balanço de estoque (demanda empurrada);
- ✓ Permite o desvio de navios direcionados inicialmente para outras regiões, que por motivos de força maior não poderão mais ser descarregados (i.e;

navio carregou na Nigéria com destino a refinaria no USG, e durante a viagem a referida refinaria teve uma parada emergencial e não poderá mais receber o óleo);

- ✓ Facilita a programação de carregamento dos lotes que possuem datas de entregas distintas e distantes, minimizando os tempos e custos de sobreestadia dos navios;
- ✓ Aumenta o giro dos navios contratados na modalidade TCP, pois o tempo de navegação, após a descarga na tancagem até o próximo porto de carregamento usual, na Nigéria ou no Brasil, é menor - quando comparado à alternativa 1;
- ✓ Permite o tratamento dos petróleos com qualidade fora de especificação;
- ✓ Oferece oportunidade de economia nos fretes através do ganho de escala, no uso de navios de maior porte (i.e: VLCC) com origem do Brasil até a tancagem.

6. Conclusão e Recomendação para futuras pesquisas

O cenário de aumento de exportação de petróleo e derivados que se desenha para os próximos anos no Brasil, provocará uma maior movimentação de cargas, por via marítima, para atender os mercados consumidores localizados em diversos continentes.

Esta dissertação teve por objetivo propor um instrumento de suporte a decisão que auxilie profissionais envolvidos nas atividades de comercialização e programação de navios, a comparar alternativas de programação de navios e avaliar a estratégia comercial mais adequada, bem como a rota mais econômica para atender os clientes que estão localizados em mercados com mais de uma possibilidade de rota de suprimento.

O protótipo do ISD foi desenvolvido utilizando o software Microsoft Excel® e baseado em conceitos consagrados na literatura acadêmica e também em práticas de mercado que auxiliam na tomada decisões econômicas e operacionais.

O modelo foi aplicado em um caso real da companhia estudada, e o resultado obtido demonstrou que o modelo é eficaz, pois possibilitou comparar os custos de transporte marítimo, de estoque e avaliar a estrutura do mercado de preços de petróleo, nas alternativas desenvolvidas, permitindo identificar a rota de distribuição economicamente viável para atender os clientes do USG, respeitando as premissas comerciais envolvidas no processo.

O modelo também se mostra viável de ser aplicado para avaliar alternativas de distribuição de petróleo e derivados com destino a outros mercados consumidores, além do USG, que possuem a característica de envolver a opção de tancagem estratégica na rota de distribuição, uma vez que os critérios e parâmetros a serem avaliados podem ser facilmente adaptados.

A aplicação deste instrumento também se mostra útil para fazer avaliações com outro foco, dentre elas, por exemplo: comparar alternativas que possuam locais de tancagem diferentes entre elas, e assim avaliar sob o ponto de vista econômico, a melhor opção de localização de tancagem para atender um determinado

mercado. Este tipo de avaliação é muito útil no momento de contratar operadores logísticos de tancagem estratégica.

Portanto, conclui-se que o instrumento é prático, simples e útil para a empresa estudada, demonstrando ser uma ferramenta de apoio a decisão que compara possíveis alternativas de distribuição das cargas, deixando transparente o valor dos custos logísticos envolvidos e, contribui para definir a melhor estratégia comercial a ser praticada. É um instrumento que pode ser aplicado na rotina diária dos programadores de navios e da equipe comercial nas empresas de energia.

Como recomendação para futuras pesquisas indica-se:

- a) Desenvolver do ISD em um software mais robusto, capaz de se integrar aos demais sistemas da empresa e/ou controles paralelos dos programadores e negociadores, tornando-o um sistema de apoio a decisão (SSD);
- b) Calcular os custos de transportes considerando uma participação de navios contratados na modalidade TCP;
- c) Avaliar e definir uma metodologia que melhor se aplica para o cálculo do custo de tancagem;
- d) Desenvolver um método para mensurar os benefícios estratégicos e operacionais quando se utiliza uma tancagem estratégica para distribuição do petróleo e/ou derivados;
- e) Avaliar os ganhos reais obtidos com a utilização da alternativa 3, baseado em dados históricos;
- f) Identificar potenciais locais de tancagem de petróleo e/ou derivados, para atender os mercados no Extremo Oriente (China e Índia) e também na Europa;
- g) Explorar o modelo para realizar sensibilidades de fretes e expectativa de preço de petróleo;
- h) Analisar os impactos aos considerar fatores ambientais envolvidos na utilização de tancagem numa rota de distribuição dos produtos.

7. Referências Bibliográficas

ANP. Dados estatísticos sobre produção de petróleo brasileiro. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em: 12 mar 2012.

BALLOU, R. H. **Gerenciamento da Cadeia de Suprimentos: Logística Empresarial**, 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

BM&F BOVESPA. Bolsa de Mercadoria e Futuros. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br>. Acesso em: 15 nov 2012.

BOWERSOX, D. J.; CLOSS, D. J. **Logística Empresarial – O processo de integração da cadeia de suprimento**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

BRANDÃO, F. Entendendo a formação dos preços de petróleo no mercado internacional. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE15/artigo2.htm>. Acesso em: 13 ago 2012.

BROWN, G. G.; GRAVES, G. W.; RONEN, D. Scheduling ocean transportation of crude oil. **Management Science**, v.33, n.3, p. 335–346, 1987.

BP Statistical Review of World Energy. Relatórios estatísticos e publicações sobre energia mundial. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 05 mar 2012.

CEC. California Energy Commission. Marine Product Tanker Fundamentals, Economics & Outlook. Disponível em <http://www.energy.ca.gov/reports/>. Acesso em: 20 ago 2012.

CHRISTIANSEN, M.; FAGERHOLT, K. Robust Ship Scheduling with Multiple Time Windows. **Naval Research Logistics**, v.49, n.6, p. 611-625, 2002.

CHRISTIANSEN, M.; FAGERHOLT, K.; RONEN D. Ship Routing and Scheduling: Status and Perspectives. **Transportation Science**, v.38, n.1, p.1–18, 2004.

CHRISTIANSEN, M.; FAGERHOLT, K.; NYGREEN, B.; RONEN, D. Maritime transportation. **Handbooks in Operations Research and Management Science: Transportation**, v.14, p.189-284. Amsterdam, 2007.

CHRISTIANSEN, M; NYGREEN, B. A method for solving ship routing problems with inventory constraints. **Annals of Operations Research**, v.81, p. 357-378, 1998.

CHRISTIANSEN, M. Decomposition of a Combined Inventory and Time Constrained Ship Routing Problem. **Transportation Science**, v.33, n.1, p.3-16, 1999.

CLARKSONS. Empresa prestadora de serviço e pesquisas em transporte marítimo. Disponível em: <<http://www.clarksons.com/>>. Acesso: 09 abr 2012.

COLLYER, M. A.; COLLYER, W. O.; **Dicionário de Comércio Marítimo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Rio Fundo, 2002.

DATALOY Distance Table. Disponível em: <<http://www.dataloy.com/>>. Acesso: 07 mai 2012.

DIZ, G. S. **Proposta de um sistema de suporte à decisão para programação de navios baseado em otimização: um caso prático**. Rio de Janeiro, 2012. 92p. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

EIA - U.S. Energy Information Administration. Análises e dados estatísticos sobre o setor de energia americano. Disponível em: <<http://www.eia.gov/>>. Acesso em: 07 ago 2012.

EIG. Energy Intelligence Research. **The International Crude Oil Market Handbook**. 8. ed. New York: EIG, 2009.

FARIA, A. C; COSTA, M. F. G. **Gestão de Custos Logísticos**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2005.

FERNADES, P. C; **Contratos de Afretamento**. 1. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2007.

FLEURY, P. F.; WANKE, P.; FIGUEIREDO, K. F. **Logística e gerenciamento da cadeia de suprimentos: planejamento do fluxo de produtos e dos recursos**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2006.

FAGERHOLT, K. A computer-based decision support system for vessel fleet scheduling-experience and future research. **Decision Support Systems**, v.37, p.35-47, 2004.

FAGERHOLT, K.; LINDSTAD, H. TurboRouter: An Interactive Optimisation-Based Decision Support System for Ship Routing and Scheduling. **Maritime Economics & Logistics**, v.9, p.214–233, 2007.

FISHER, M. L.; ROSENWEIN, M. B. An Interactive Optimization System for Bulk-Cargo Ship Scheduling. **Naval Research Logistics**, v.36, p.27-42, 1989.

JANSSON, O; Shneerson, D. The optimal ship size. **Jornal of Transportation Economics and Policy**, 1982

LONG, D. The Trading of Oil. Supplement 7. Woodhead Publishing Limited. **Cambridge, Reino Unido, 2000**.

GARVIN, W. W.; CRANDALL, H. W.; JOHN, J. B.; SPELLMAN, R. A. Applications of Linear Programming in the Oil Industry. **Management Science**, v. 3, p. 407 – 430, 1957

HULL, J. C. **Options, Futures and others Derivatives**. v. 3. ed. Prentice Hall, Inc., 1997

MATTUS, I. **Application of Derivative Instruments in Hedging of crude oil price risks**. Bachelor Thesis, Estonian Business School, 2005

NETO, L. A. S. **Derivativos: Definições, Emprego e Risco**. v. 4. ed. Atlas, 2002

NORSTAD, I.; FAGERHOLT, K.; LAPORTE, G. Tramp ship routing and scheduling with speed optimization. **Transport Research**, v.19, p. 853 – 865, 2010.

OECD – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico. Disponível em: <<http://www.oecd.org>>. Acesso em: 04 jun 2012.

OPEC – Organização dos países exportadores. Disponível em: <<http://www.opec.org>>. Acesso em: 04 jun 2012.

PERAKIS, A. N.; BREMER, W. M. An operational tanker scheduling optimization system: Background, current practise and model formulation. **Maritime Policy Management**, v.19, n.3, p. 177-187, 1992.

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S/A. Empresa brasileira no setor de energia. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/ir>>. Acesso em: 08 jan 2012.

PETROLEUM ARGUS. **Oil Trading Manual, Supplement 3: Crude Oil Markets - US Crude Market**. ed. Woodhead Publishing Limited. Cambrige, Reino Unido, 1997.

PFC Energy. Empresa de consultoria especializada na indústria de petróleo e gás. Disponível em: <<http://www.pfcenergy.com>>. Acesso em: 08 jan 2012.

VILAHOS, J. The Big Play. **REVISTA POPULAR MECHANICS**, jun. 2012. Seção Cover History. Disponível em: <<http://www.popularmechanics.co.za/tech/big-play/>>. Acesso em: 24/07/2012

SARACENI, P. P. **Transporte marítimo de petróleo e derivados**, 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SEWAY PIPELINE PROJECT. Disponível em: <<http://seawaypipeline.com/>>. Acesso em: 03 set 2012.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Petroleum Analysis**, 1. ed. John Wiley and Sons, 2001

STOPFORD, M. **Maritime Economics**, 2. ed. Routledge, 1997

TRENCH, C. How Pipelines Make the Oil Market Work –Their Networks, Operation and Regulation, 2001. Disponível em: <<http://www.pipeline101.com/reports/Notes.pdf>>. Acesso em: 16 jul 2012

WIKIPEDIA, Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Grau_API>. Acesso em 26 mar 2012.

WORLDSCALE ASSOCIATION. New worldwide tanker nominal freight scale.
Disponível em: <<http://www.worldscale.co.uk/>>. Acesso: 10 jan. 2012.

8. Apêndice - Instrumento de Suporte a Decisão

8.1. Apêndice A - ISD - Alternativa 1

Alternativa 1 (Brasil - Galveston - USG)				
Dados da Demanda		Lote 1	Lote 2	...
	Lote Barril	500.000	500.000	
	Origem	Angra dos Reis	Angra dos Reis	
	Destino	Texas City	Corpus Christi	
	Zona de alívios de navios	Galveston	Galveston	
	Local da tancagem	n/a	n/a	
	Dt Início faixa entrega	10/06/2012	16/06/2012	
	Dt fim faixa de entrega	15/06/2012	20/06/2012	
Transit Time (em dias)	Data Saída Navio Brasil	15/05/2012		
	Brasil x Zona Alívio	16	31/05/2012	
	Lithering	1	01/06/2012	
	Galveston x USG	1	02/06/2012	
Brasil - Galveston	Porte do navio	Aframax	Suezmax	Vlcc
	Navios	Unidade	1	-
	Lote Padrão	ton	80.000	130.000
	Volume por navio	Barril	500.000	1.000.000
	WS	USD	65	
	Flat	USD	14,00	
	Frete Total	USD	1.183.000	-
	Frete Lumpsum	USD	-	-
	Frete	USD/bbls	-	1,67
	Tx Demurrage/dia	USD	20.000	37.000
	Tempo Sobrestadia	Dias	8	36.388
	VI Sobrestadia	USD	-	296.000
	Custos portuários e outros	USD	-	-
	Custo Total	USD	1.479.000	-
Galveston - USG	Navios	Unit	1	1
	Lote Padrão	ton	80.000	130.000
	Volume por navio	Barril	500.000	500.000
	WS	USD	-	-
	Flat	USD	-	-
	Frete Total	USD	-	-
	Frete Lumpsum	USD	200.000	-
	Frete	USD/bbls	-	0,47
	Tx Demurrage/dia	USD	20.000	37.000
	Tempo Sobrestadia	Dias	14	36.388
	VI Sobrestadia	USD	280.000	-
	Custos portuários e outros	USD	-	-
	Custo Total	USD	480.000	234.879
Transporte		Brasil - Galveston	Galveston - USG	Total
	Volume Total	Barril	1.000.000	1.000.000
	Transporte Total	USD	1.479.000	714.879
	Transporte Unitário	USD/barril	1,48	0,71
Tancagem	Lote Padrão	ton	130.000	
		Barril	950.000	
	Tx Tancagem	USD/barril	-	
Custo Estoque	VI Tancagem	USD	-	
	Tempo Trânsito	Dias	26	
	Tx Libor	%	0,50	
	Prêmio	%	2,00	
	Valor Petróleo - Brent	USD/barril	100,00	
Mercado	Custo Financeiro	USD/barril	0,18	
	Estrutura do marcador	USD/barril		
	Variação do diferencial	USD/barril		
	Total	USD/barril	-	
Resultado	Transporte	USD/barril	2,19	
	Tancagem	USD/barril	-	
	Custo Estoque	USD/barril	0,18	
	Custo Total	USD/barril	2,37	
	Mercado	USD/barril	-	
	Resultado Final	USD/barril	(2,37)	

8.2. Apêndice B - ISD – Alternativa 2

Alternativa 2 (Brasil - Tancagem - USG)					
Dados da Demanda	Lote 1		Lote 2	...	
	Lote Barril	500.000	500.000		
	Origem	Angra dos Reis	Angra dos Reis		
	Destino	Texas City	Corpus Christi		
	Plano de alívios de navios	n/a	n/a		
	Local da tancagem	Sta Lucia, Caribe	Sta Lucia, Caribe		
Dt Inicio faixa entrega	10/06/2012	16/06/2012			
Dt fim faixa de entrega	15/06/2012	20/06/2012			
Transit Time (em dias)	Data Saída Navio Brasil	15/05/2012			
	Brasil x Tancagem	10	25/05/2012		
	Descarga Tancagem	2	27/05/2012		
	Carga Tancagem	2	29/05/2012		
	Tancagem x USG	6	04/06/2012		
Brasil - Sta Lucia	Porte do navio		Aframax	Suezmax	Vlcc
	Navios	Unidade		1	-
	Lote Padrão	ton	80.000	130.000	260.000
	Volume por navio	Barril	500.000	1.000.000	2.000.000
	WS	USD		75	
	Flat	USD		12,12	
	Frete Total	USD	-	1.181.700	-
	Frete Lumpsum	USD	-	-	-
	Frete	USD/bbls	2,05	-	1,11
	Tx Demurrage/dia	USD	20.000	37.000	36.388
	Tempo Sobrestadia	Dias		-	
	VI Sobrestadia	USD	-	-	-
	Custos portuários e outro	USD			
	Custo Total	USD	-	1.181.700	-
Sta Lucia - USG	Navios	Unit	2	-	-
	Lote Padrão	ton	80.000	130.000	260.000
	Volume por navio	Barril	500.000	500.000	2.000.000
	WS	USD	125	-	-
	Flat	USD	9,95	-	-
	Frete Total	USD	995.000	-	-
	Frete Lumpsum	USD	-	-	-
	Frete	USD/bbls	-	1,99	-
	Tx Demurrage/dia	USD	20.000	37.000	36.388
	Tempo Sobrestadia	Dias	-		
	VI Sobrestadia	USD	-	-	-
	Custos portuários e outro	USD			
	Custo Total	USD	1.990.000	-	-
Transporte			Brasil - Tancagem	Tancagem - USG	Total
	Volume Total	Barril	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Transporte Total	USD	1.181.700	1.990.000	3.171.700
	Transporte Unitário	USD/barril	1,18	1,99	3,17
Tancagem	Lote Padrão	ton	130.000		
		Barril	950.000		
	Tx Tancagem	USD/barril			
VI Tancagem	USD	-			
Custo Estoque	Tempo Trânsito	Dias	26		
	Tx Libor	%	0,50		
	Prêmio	%	2,00		
	Valor Petróleo - Brent	USD/barril	100,00		
Custo Financeiro	USD/barril	0,18			
Mercado	Estrutura do marcador	USD/barril			
	Variação do diferencial	USD/barril			
	Total	USD/barril	-		
Resultado	Transporte	USD/barril	3,17		
	Tancagem	USD/barril	-		
	Custo Estoque	USD/barril	0,18		
	Custo Total	USD/barril	3,35		
	Mercado	USD/barril	-		
	Resultado Final	USD/barril	-3,35		

8.3. Apêndice C - ISD – Alternativa 3

Alternativa 3 (Brasil - Tancagem - USG)					
Dados da Demanda	Lote 1		Lote 2	...	
	Lote	Barril	500.000	500.000	
	Origem		Angra dos Reis	Angra dos Reis	
	Destino		Texas City	Corpus Christi	
	Zona de alívios de navios		n/a	n/a	
	Local da tancagem		Sta Lucia, Caribe	Sta Lucia, Caribe	
	Dt Inicio faixa entrega		10/07/2012	10/07/2012	
Dt fim faixa de entrega		15/07/2012	15/07/2012		
Transit Time (em dias)	Data Saída Navio Brasil		15/05/2012		
	Brasil x Tancagem	10	25/05/2012		
	Descarga Tancagem	2	27/05/2012		
	Carga Tancagem	2	29/05/2012		
	Tancagem x USG	6	04/06/2012		
Brasil - Sta Lucia	Porte do navio		Aframax	Suezmax	Vlcc
	Navios	Unidade		1	-
	Lote Padrão	ton	80.000	130.000	260.000
	Volume por navio	Barril	500.000	1.000.000	2.000.000
	WS	USD		75	
	Flat	USD		12,12	
	Frete Total	USD	-	1.181.700	-
	Frete Lumpsum	USD	-	-	-
	Frete	USD/bbls	2,05	-	1,11
	Tx Demurrage/dia	USD	-	37.000	36.388
	Tempo Sobrestadia	Dias		-	
	VI Sobrestadia	USD	-	-	-
Custos portuários e outros	USD				
Custo Total	USD	-	1.181.700	-	
Sta Lucia - USG	Navios	Unit	2	-	-
	Lote Padrão	ton	80.000	130.000	260.000
	Volume por navio	Barril	500.000	500.000	2.000.000
	WS	USD	125	-	-
	Flat	USD	9,95	-	-
	Frete Total	USD	995.000	-	-
	Frete Lumpsum	USD	-	-	-
	Frete	USD/bbls	-	1,99	-
	Tx Demurrage/dia	USD	-	37.000	36.388
	Tempo Sobrestadia	Dias		-	
	VI Sobrestadia	USD	-	-	-
	Custos portuários e outros	USD			
	Custo Total	USD	1.990.000	-	-
Transporte			Brasil - Tancagem	Tancagem - USG	Total
	Volume Total	Barril	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Transporte Total	USD	1.181.700	1.990.000	3.171.700
	Transporte Unitário	USD/barril	1,18	1,99	3,17
Tancagem	Lote Padrão	ton	130.000		
		Barril	950.000		
	Tx Tancagem	USD/barril	-		
VI Tancagem	USD	-			
Custo Estoque	Tempo Trânsito	Dias	56		
	Tx Libor	%	0,50		
	Prêmio	%	2,00		
	Valor Petróleo - Brent	USD/barril	100,00		
	Custo Financeiro	USD/barril	0,39		
Mercado	Estrutura do marcador	USD/barril			
	Variação do diferencial	USD/barril			
	Total	USD/barril	-		
Resultado	Transporte	USD/barril	3,17		
	Tancagem	USD/barril	-		
	Custo Estoque	USD/barril	0,39		
	Custo Total	USD/barril	3,56		
	Mercado	USD/barril	-		
	Resultado Final	USD/barril	(3,56)		
Diferencial em relação alternativa 1			(1,19)		
Diferencial em relação alternativa 2			(0,21)		