

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Pedro França Ferreira da Costa

**Otimização da logística de operação de navios
aliviadores de petróleo usando programação
matemática**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre (opção profissional) pelo
Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção
do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Fabricio Oliveira

Rio de Janeiro
Março de 2015



Pedro França Ferreira da Costa

**Otimização da logística de operação de navios
aliviadores de petróleo usando programação
matemática**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Fabricio Oliveira

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Hugo Repolho

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Nélio Pizzolato

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 8 de abril de 2015

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

Pedro França Ferreira da Costa

Graduou-se em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2011. Iniciou suas atividades na Rexam Beverage Can South American. em Janeiro de 2011, atuando na área de logística, sendo responsável pelo gerenciamento do estoque de matéria-prima de todas as plantas da América do Sul. Em Janeiro de 2012 transferiu-se para petroleira Sonangol Oil & Gas AS para exercer o cargo de engenheiro de logística, atuando no gerenciamento de materiais e combustíveis nas operações onshore e offshore.

Ficha Catalográfica

Costa, Pedro França Ferreira da

Otimização da logística de operação de navios aliviadores de petróleo usando programação matemática / Pedro França Ferreira da Costa ; orientador: Fabricio Oliveira. – 2015.

80 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2015.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Logística do petróleo. 3. Alívio de plataformas. 4. Otimização. I. Oliveira, Fabricio. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

Agradecimentos

À Deus, por permitir que eu concluísse mais esta importante etapa da minha vida profissional.

Aos meus pais, Sônia e Claudio, e ao meu irmão, Lucas, pela atenção, carinho e pelo incentivo em todos os momentos, inclusive dos mais difíceis.

À minha namorada Marina, pela paciência e compreensão durante o tempo ausente na fase de elaboração deste trabalho.

Aos demais familiares e amigos, pelo incentivo na minha jornada acadêmica e profissional.

Ao meu orientador, Professor Fabrício Oliveira, pelas valiosas sugestões, e pela confiança e estímulo na condução deste trabalho, mesmo nos momentos mais complicados.

Aos meus colegas de trabalho, pelo apoio e colaboração nas informações.

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia de Produção da PUC-Rio, pelo auxílio durante todo o curso.

A todos aqueles que de alguma forma me incentivaram para a conclusão deste trabalho.

Resumo

Costa, Pedro, Oliveira, Fabrício (Orientador). **Otimização da logística de operação de navios aliviadores de petróleo usando programação matemática**. Rio de Janeiro, 2015. 80p. Dissertação de Mestrado (Opção profissional) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O crescimento da produção diária de petróleo e os elevados custos envolvidos na logística de petróleo, mais precisamente na logística upstream, pela sua complexidade, e em particular, na logística de produção e ainda, somando-se a atual queda do preço do barril, resultam que os impactos econômicos que as falhas no processo logístico podem causar, tornam-se cada vez mais relevantes. Neste contexto, foi desenvolvido um modelo de programação linear que promove a otimização da operação de alívio de plataformas conjugada à programação da janela de atendimento das diversas embarcações a fim de não haja necessidade de interromper a produção de nenhuma plataforma e que todas as demandas sejam cumpridas. Em qualquer circunstância o método utilizado busca a minimização dos custos operacionais através da redução das distâncias percorridas e do número de navios afretados. O modelo matemático foi aplicado em um estudo de caso composto por três cenários distintos. O resultado obtido fundamenta a tomada de decisão que definirá o número de navios aliviadores a serem afretados durante um determinado período.

Palavras-chave

Logística do petróleo; Alívio de plataformas; otimização.

Abstract

Costa, Pedro, Oliveira, Fabrício (Orientador). **Optimization of the offloading logistics using mathematical programming**. Rio de Janeiro, 2015. 80p. MSc. Dissertation (Professional options) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The growth of daily oil production and the high costs involved in oil logistics, specifically the upstream logistics and the production logistics itself, adding to the current downturn in oil prices, are becoming increasingly relevant considering the major economic impacts caused by eventual failure in logistics processes. In this context, a linear programming model was developed. It provides the optimization of offloading platforms operation coupled to the service window of various vessels, so there is no need to interrupt the production of any of those platforms, allowing that all demands are met. In any case, this method seeks to minimize operational costs by reducing the distances traveled and the number of chartered vessels. The mathematical model was applied in a case study consisting of three different scenarios. The result obtained allows effective decision making that will define the number of shuttle tankers to be chartered for a certain period of time.

Keywords

The Oil logistic; the offloading operation; optimization.

Sumário

1. Introdução.....	12
1.1. Objetivo da dissertação.....	14
1.2. Metodologia.....	15
1.3. Organização e Conteúdo da Dissertação	16
2. Revisão bibliográfica.....	17
2.1. Cadeia de suprimentos	17
2.2. Logística de Petróleo	17
2.3. Otimização da logística de petróleo	18
2.4. Navios aliviadores	20
3. Descrição do problema	23
3.1. A Logística de Petróleo	23
3.1.1. Terminais marítimos	26
3.1.2.....	26
A refinaria	26
3.1.3. Bases de Distribuição	27
3.1.4. Navios exportadores	28
3.2. Exploração e produção de petróleo	29
3.2.1. Prospecção do petróleo	30
3.2.2. Perfuração	30
3.2.3. Avaliação de Formações	31
3.2.4. Completação e Produção	32
3.3. Classificação do petróleo e seus derivados	35
3.4. Tipos de Plataformas	37
3.4.1. Plataformas de estruturas fixas.....	38
3.4.2. Plataformas Complacentes.....	40
3.4.3. Plataformas Flutuantes	41

3.5. Operação de Alívio de plataformas	43
3.5.1. Tipos de navios Aliviadores	47
3.6. Considerações finais	50
4. Modelo matemático	51
4.1. Objetivo do modelo	51
4.2. Descrição do modelo	52
4.2.1. Premissas	52
4.2.2. Índices, parâmetros e variáveis	53
4.2.3. Função objetivo e restrições	54
5. Estudo de Caso	58
5.1. Método utilizado para a definição do tamanho da frota e da janela de atendimento.....	59
5.2. Dados de Entrada	60
5.3. Cenários Analisados	61
5.3.1. Cenário 1	61
5.3.2. Cenário 2	61
5.3.3. Cenário 3	62
5.4. Análise dos Resultados.....	62
5.4.1. Cenário 1	62
5.4.2. Cenário 2	66
5.4.3. Cenário 3	70
6. Conclusão.....	80
6.1. Trabalhos futuros	81
7. Referencias Bibliográficas	82

Lista de Figuras

Figura 3.1: Detalhamento da Rede de Logística do setor de petróleo e gás natural.....	25
Figura 3.2: Refinarias e polos petroquímicos no Brasil	27
Figura 3.3: Bases de distribuição de combustíveis	28
Figura 3.4: Composição de um reservatório.....	34
Figura 3.5: Representação de um campo de produção de petróleo.....	35
Figura 3.6: Plataforma do tipo jaqueta.	38
Figura 3.7: Plataforma do tipo GBS.....	39
Figura 3.8: Plataforma do tipo Auto-elevatória	40
Figura 3.9: Plataforma do tipo TPL.....	40
Figura 3.10: Plataforma do tipo Semi-submersível.....	41
Figura3.11: Plataforma do tipo SPAR	42
Figura 3.12: Plataforma do tipo Monocoluna.....	42
Figura 3.13: Plataforma do tipo FPSO	43
Figura 3.14: Demonstração de um FPSO sendo aliviado por um navio aliviador	46
Figura 3.15: Foto real de uma operação de alívio de plataformas.....	47
Figura 3.16: Embarcação do tipo Suezmax	48
Figura 3.17: Embarcação do tipo Aframax	48
Figura 3.18: Embarcação do tipo Panamax.	49
Figura 3.19: Embarcação do tipo Handysize.....	50
Figura 5.1 – Estoque da plataforma P1 no Cenário 1	63
Figura 5.2 – Estoque da plataforma P2 no Cenário 1	64
Figura 5.3 – Estoque da plataforma P3 no Cenário 1	64
Figura 5.4 –Estoque da plataforma P4 no Cenário 1	64
Figura 5.5 –Estoque da plataforma P5 no Cenário 1	65
Figura 5.6 – Estoque da plataforma P1 no Cenário 2	67
Figura 5.7 – Estoque da plataforma P2 no Cenário 2.	67
Figura 5.8 – Estoque da plataforma P3 no Cenário 2	68
Figura 5.9 – Estoque da plataforma P4 no Cenário 2	68

Figura 5.10 – Estoque do terminal no cenário 2.....	69
Figura 5.11 – Estoque do navio exportador no cenário 2.....	69
Figura 5.12 – Estoque da plataforma P1 no cenário 3	71
Figura 5.13 – Estoque da plataforma P2 no cenário 3.	72
Figura 5.14 – Estoque da plataforma P3 no cenário 3	72
Figura 5.15 – Estoque da plataforma P4 no cenário 3	72
Figura 5.16 – Estoque do terminal no cenário 3.....	73
Figura 5.17 – Estoque do navio exportador 1 no cenário 3.....	73
Figura 5.18 – Estoque do navio exportador 2 no cenário 3.....	74

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Diâmetro da coluna de perfuração e o correspondente diâmetro da coluna de revestimento.	31
Tabela 3.2: Demonstração do grau de API dos produtos.....	36
Tabela 3.3: Demonstra os principais derivados do petróleo e os seus principais usos.....	37
Tabela 5.1 - Distancia entre o terminal e as plataformas	60
Tabela 5.2 – Informações referente a capacidade de processamento e ao estoque das plataformas	61
Tabela 5.3 – Demanda do terminal no cenário 1.....	61
Tabela 5.4 – Demanda do terminal e do navio exportador no Cenário 2	62
Tabela 5.5 – Demanda do terminal e dos navios exportadores no cenário 3.....	62
Tabela 5.6 – Programação de alivio das plataformas no cenário 1	63
Tabela 5.7 – Tabela referente aos períodos em que as embarcações estarão dedicadas ao atendimento de cada plataforma.....	66
Tabela 5.8 – Demonstrativo da quantidade de óleo que será retirado em cada período e a embarcação responsável por este atendimento.	66
Tabela 5.9 – Programação de alivio das plataformas no Cenário 2	66
Tabela 5.10 – Tabela referente aos períodos em que as embarcações estarão dedicadas ao atendimento de cada plataforma	70
Tabela 5.11 – Demonstrativo da quantidade de óleo que será retirado em cada período e a embarcação responsável por este atendimento.....	70
Tabela 5.12 – Programação de alivio das plataformas no Cenário 3.....	71
Tabela 5.13 – Períodos em que as embarcações estarão dedicadas ao atendimento de cada plataforma	75
Tabela 5.14 – Demonstrativo da quantidade de óleo que será retirado em cada período e a embarcação responsável por este atendimento.....	79

1. Introdução

Segundo dados divulgados pela ANP, a produção de petróleo no Brasil bateu recorde em setembro de 2014. Nesta data, foram produzidos 2,358 milhões de barris diários de petróleo, um aumento de 1,4% na produção em relação ao mês anterior e de 12,6% frente a setembro de 2013 (ANP, 2014). A tendência é que este número aumente cada vez mais, já que ainda existem muitos campos a serem explorados, principalmente considerando-se as estimativas otimistas do tamanho dos reservatórios contidos no pré-sal.

Também segundo a ANP, atualmente grande parte das reservas marítimas provadas de petróleo encontra-se na região sudeste, porém este cenário pode mudar nos próximos anos, visto que no leilão, que ocorreu em novembro de 2013, foram ofertados blocos na região Norte e Nordeste.

O crescente aumento da produção de petróleo no Brasil e no mundo, e a descoberta e exploração de bacias cada vez mais onerosas operacionalmente, tornam a logística do ramo de óleo e gás cada vez mais importante, principalmente no âmbito offshore, no qual os custos envolvidos são extremamente altos, em particular na região do pré-sal.

A tecnologia de exploração de poços está evoluindo de modo que regiões com lâminas d'água ultra profundas, com camadas de sal (pré-sal) no caminho do objetivo (reservatório) e cada vez mais distantes da costa, possam ser exploradas e colocadas em produção.

Embora tecnologicamente possível, na região do pré-sal todas as etapas das operações de exploração e produção de petróleo tornam-se mais complexas e onerosas. Se considerado também as variações do preço de venda do petróleo no mercado internacional, para que um projeto seja viável economicamente, o

reservatório precisa possuir uma reserva expressiva de óleo e ter uma capacidade de produção diária que alcance o break-even do projeto.

Por exemplo, a Petrobrás, em recente nota de esclarecimento (Petrobras, 2015) informou que para alcançar o break-even leva em consideração uma vazão de poços entre 15 e 25 mil barris por dia. Atualmente a Petrobras produz no pré-sal a uma vazão média de 20 mil barris por dia. Alguns poços do Polo Pré-sal da Bacia de Santos têm alcançado vazão superior a 30 mil barris de óleo por dia, com efeito positivo na economicidade dos projetos.

Caso o poço seja considerado economicamente viável, programas de redução de custo deverão ser implementados e esforços na logística de produção contribuirão para aumentar ainda mais a competitividade econômica do projeto. A logística é responsável pela retirada do óleo extraído do reservatório e armazenado nas plataformas e pelo transporte até os terminais marítimos. Esta operação é denominada alívio de plataforma.

Há dois meios de transportar o óleo processado nas plataformas de produção para os terminais. O primeiro é através de dutos, que são utilizados normalmente em poços próximos à costa e o segundo é por meio de embarcações denominadas navios aliviadores, que é o meio mais utilizado e cuja programação de suas retiradas é o foco dessa dissertação.

A programação dos navios aliviadores consiste em definir a quantidade de óleo que será retirado de cada plataforma, em cada período, e o navio da frota que será responsável por esse transporte até o terminal, de modo que todas as demandas sejam atendidas e a produção de nenhuma plataforma precise ser interrompida. Esta questão é relevante, pois em hipótese alguma a capacidade máxima de armazenamento da plataforma pode ser alcançada, interrompendo o processamento do óleo sem agendamento prévio, provocando a interrupção da produção e incorrendo em custos e despesas indesejáveis, tais como a perda de produção e aluguel da plataforma paralisada.

Para que a programação dos navios aliviadores seja bem sucedida, diversas variáveis devem ser consideradas, como exemplo:

- Taxa de processamento das plataformas;
- Capacidade de armazenagem das plataformas e do terminal;

- Distância entre o terminal e as plataformas;
- Velocidade das embarcações;
- Capacidade das embarcações;
- Demanda das refinarias e dos navios exportadores;
- Taxa de carregamento e descarregamento dos navios aliviadores.

Diante do exposto, cada vez mais alternativas e soluções estão sendo propostas de forma a minimizar os custos envolvidos nas operações de exploração e produção de petróleo, sempre com as devidas precauções para que o processo produtivo jamais seja interrompido, sem agendamento prévio. Essa dissertação busca apresentar e implementar uma solução para a programação de navios aliviadores nas operações de alívio de plataformas.

1.1. Objetivo da dissertação

O objetivo desta dissertação é apresentar uma visão geral da logística de petróleo, com ênfase na logística de produção offshore, descrevendo detalhadamente a operação de alívio de plataformas, que será o principal ponto abordado.

Esta dissertação propõe um modelo matemático capaz de promover a otimização da programação de alívio de plataformas, além de identificar futuros gargalos operacionais. O modelo busca apresentar uma solução que minimize o tamanho da frota de navios aliviadores e as distâncias percorridas entre as plataformas e os terminais marítimos e que ao mesmo tempo atenda todas as restrições das operações e demandas da cadeia de suprimentos.

O modelo visa auxiliar nos processos de tomada de decisão de operações envolvendo navios aliviadores em qualquer região do Brasil, de forma a garantir que todas as variáveis listadas anteriormente sejam respeitadas e as demandas atendidas, uma vez que o modelo é capaz de simular diversos cenários.

Foram escolhidos três cenários que representassem ao máximo o dia a dia de uma operação de navios aliviadores, envolvendo uma refinaria e navios exportadores com a demanda sendo aumentada progressivamente, elevando a

complexidade da operação. Todos os cenários contêm quatro plataformas de diferentes tipos e com capacidade de armazenamento e taxas de processamento distintos. A definição dos cenários objetiva demonstrar que o modelo matemático poderá ser utilizado em situações reais.

No primeiro momento, o modelo será utilizado para verificar se uma determinada rede logística é viável, considerando todas as restrições operacionais e as demandas propostas. Caso a resposta seja positiva, ele indicará a quantidade de óleo que deve ser retirado de cada plataforma em cada período, para que a operação continue fluindo normalmente, sem gerar nenhum custo desnecessário. Em seguida será definida a quantidade de navios que atenderão a programação das transferências de óleo para o terminal marítimo.

1.2. Metodologia

O estudo realizado para esta dissertação compreendeu primeiramente uma revisão bibliográfica sobre a logística de petróleo e modelagem da operação de navios aliviadores.

Na etapa de desenvolvimento do modelo matemático foram consultados especialistas em engenharia de petróleo e profissionais da área naval, visando identificar todos os pontos importantes e gargalos da cadeia. Em seguida, a modelagem foi efetuada no software de otimização AIMMS.

Após o desenvolvimento do modelo, foi iniciada a coleta dos dados de entrada que seriam utilizados para validação do modelo. Os dados foram obtidos por meio de análise de situações reais.

Na sequência, os dados de entrada foram inseridos nos cenários adotados no estudo de caso, para que o modelo de otimização fosse validado. Os resultados foram analisados com objetivo de avaliar a eficácia do modelo proposto e verificar se estava de acordo com a realidade operacional do problema de alívio de plataformas.

1.3. Organização e Conteúdo da Dissertação

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica acerca dos assuntos tratados na dissertação. O Capítulo 3 apresenta a descrição do problema, demonstrando todas as variáveis envolvidas na engenharia de petróleo e as etapas nos quais a logística se torna um grande diferencial nas operações. O Capítulo 4 apresenta o modelo matemático e as premissas e limitações consideradas na modelagem, no momento de sua implementação no software AIMMS. O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos em todas as variações de cenário e, por último, no Capítulo 6, apresenta-se o estudo de caso e a análise dos resultados obtidos.

2. Revisão bibliográfica

Esta revisão bibliográfica aborda as cadeias de suprimentos, a logística do petróleo e sua otimização, bem como a programação de navios aliviadores em plataformas.

2.1. Cadeia de suprimentos

De aplicação geral, Ballou (2006) cita que as cadeias de suprimentos são um conjunto de atividades funcionais (transporte, controle de estoques, estoques, etc.) que se repetem inúmeras vezes ao longo do canal pelo qual matérias-primas vão sendo convertidas em produtos acabados, aos quais se agrega valor ao consumidor.

Com relação ao gerenciamento da cadeia de suprimentos, Lambert et al. (1998) afirmam que o gerenciamento é a integração de processos de negócios chave do usuário final por meio de fornecedores originais que fornecem produtos, serviços e informações que agregam valor para clientes e outras partes interessadas.

2.2. Logística de Petróleo

Face ao ambiente altamente competitivo da indústria do petróleo e o seu crescimento nas últimas décadas, Azevedo et al.(2005) cita que, a partir da flexibilização do monopólio do petróleo, ocorrido na segunda metade da década de 90, o setor de petróleo e gás no Brasil vem sofrendo uma série de modificações que têm impactado diretamente as relações comerciais entre as empresas do setor. Estas modificações têm como principal causa o crescimento contínuo do número de companhias de petróleo e de fornecedores de bens e serviços especializados

que vêm se instalando no país. As atividades de exploração e produção de petróleo offshore requerem um elevado nível de suporte logístico. Assim, a boa administração da logística torna-se, para uma empresa, um fator de diferenciação de custos.

Ainda pode-se acrescentar que devido à natureza dinâmica do negócio do petróleo, as empresas petrolíferas estão cada vez mais interessadas em melhorar o planejamento de suas operações. Aplicativos de planejamento são de particular interesse devido à natureza inerente incerta, altos incentivos econômicos e importância estratégica. O planejamento pode ser classificado nos seguintes níveis: estratégico (longo prazo), tático (médio prazo) e operacional (curto prazo) (Marcelino, 2013).

Acrescenta-se Hamacher et al. (2005) citando que ao crescimento da oferta de petróleo soma-se o desafio de abastecer a crescente demanda de combustíveis e as preocupações ambientais, que tornam mais restritas as especificações de qualidades dos combustíveis. Em face destas oportunidades e desafios, é necessário um adequado planejamento estratégico da cadeia de petróleo que contemple todos os seus processos, como a produção de petróleo, refino, distribuição e comercialização de derivados. Dentre os aspectos que devem ser levados em conta em um planejamento como este, destacam-se fatores como: capacidades produtivas, custos de produção, restrições operacionais, flutuações de preços nos petróleos e, principalmente, o mercado que se busca atender.

2.3. Otimização da logística de petróleo

De acordo com Eichmann (2000), o gerenciamento da cadeia de suprimentos de petróleo representa um dos desafios mais difíceis encontrado em Supply Chain Management (SCM) atualmente. Maximizar o valor dos hidrocarbonetos em toda a cadeia de suprimentos tornou-se a chave fundamental para o sucesso do negócio.

Ribas (2012) define que as atividades que compõem a cadeia de suprimentos de petróleo são divididas em três grandes segmentos: upstream, midstream e downstream. O segmento upstream compreende as atividades de exploração e produção do petróleo. O midstream é um segmento intermediário e

consiste, basicamente, na atividade de refino, ficando as tarefas da logística necessária para transportar os produtos desde a refinaria até os pontos de consumo no segmento downstream. Esta dissertação trata de atividades referentes ao segmento upstream.

Modelos de otimização são largamente utilizados na cadeia de suprimentos de petróleo. Aires et al. (2004) descrevem como a programação matemática está sendo usada para resolver o problema de alocação de petróleo na Petrobras, propondo uma programação linear inteira-mista.

Já Vaquero et al. (2009) apresentam a experiência e os resultados obtidos desde a concepção de planejamento real aplicado na indústria de petróleo. Investigou também as atividades diárias de uma planta de produção, armazenamento e distribuição de petróleo a partir de um planejamento e perspectiva de agendamento.

Ribas et al. (2010) propõem o desenvolvimento de um modelo de planejamento estratégico para a interação da cadeia de petróleo considerando três fontes de incerteza: a produção de petróleo, a demanda por derivados e preços de mercado. Três formulações são propostas para lidar com as incertezas: 1) um modelo estocástico baseado no método de solução de problema em dois estágios, com um número finito de ocorrências; 2) um modelo robusto com base na teoria da decisão, e 3) um modelo de minimização.

Finalmente Cheng e Duran (2003) afirmam que a logística central de operação do transporte de petróleo mundial é responsável pela ligação entre as funções da logística upstream e downstream e desempenha um papel crucial no gerenciamento da cadeia de suprimentos na indústria do petróleo. Neste trabalho desenvolveram um sistema de apoio à decisão para investigar e melhorar um sistema integrado de estoque e transporte de um problema na cadeia de suprimentos. O sistema de apoio à decisão é baseado na integração de simulação de eventos discretos e controle ótimo estocástico do sistema de inventário/transporte.

2.4. Navios aliviadores

Nesta dissertação, a ênfase está no planejamento operacional, privilegiando a logística upstream, tendo como foco principal a operação de alívio de plataformas, otimizando a retirada de óleo e a frota de navios aliviadores, com a proposição de um modelo matemático baseado na programação linear.

Segundo Teixeira(2011), os navios aliviadores escoaram 1,4 milhões de barris/dia (bbd) em 2009, sendo 75% desse escoamento realizados através de embarcações com sistemas de posicionamento dinâmico (navios DP), que conferem maior confiabilidade e agilidade nas operações de alívio das unidades de produção marítima de petróleo na Bacia de Campos. Dentre as vantagens da realização de alívio com os navios com tecnologia de posicionamento dinâmico embarcada destacam-se a maior segurança nas operações por conta dos sistemas de controle redundantes e a maior capacidade de mobilidade das embarcações, reduzindo colisões e abalroamentos, custos com capitão de manobras (mooring master), equipes de amarração, rebocadores, dutos submarinos, além da flexibilidade operacional, permitindo a amarração e desamarração independentemente do turno em que for iniciada ou concluída uma operação de alívio, reduzindo a ocorrência de sobre-estadia e, por fim, otimizando a utilização da frota de navios aliviadores.

Denominam-se navios aliviadores os petroleiros ou navios-tanque que realizam operações de alívio ou “offloading” da produção de petróleo das unidades de produção marítimas, retirando óleo diretamente de FPSOs, navios cisterna e monobóias, transferindo essa produção para refinarias, tancagens terrestres ou realizando transbordo para navios exportadores (Teixeira, 2011).

De acordo com Silva (2005), o escoamento por navio aliviador é recomendado para cobrir grandes distâncias, principalmente onde possa alcançar pontos remotos em campos isolados, sem muito volume de óleo a ser explorado, situações onde a instalação de uma rede de dutos não se justifica. Lâminas d’água profundas é uma outra aplicação exclusiva de escoamento via navio aliviador, pela limitação na instalação de rede de dutos. A operação por navio aliviador apresenta como principais vantagens:

- Flexibilidade: possibilidade de estar em vários locais, coletar de várias plataformas e distribuir para vários terminais, tanto no mercado local como na exportação;

- Multifuncionalidade: os navios operam com óleo e outros produtos, como, por exemplo, com transporte de água produzida, extraída do processamento realizado na plataforma.

Com o crescimento do mercado de petróleo e a maior demanda por embarcações, somando-se ao custo elevado do afretamento das embarcações utilizadas nas operações de exploração e produção, cada vez mais a otimização da frota de embarcações tem se tornado um elemento importante na minimização dos custos.

Pelizaro e Leal (2008) colocam que uma gestão de frota eficiente é condição sine qua non para a obtenção de bons resultados empresariais. A previsão de demanda por transporte é um fator chave para o emprego de estratégias de contratação mais adequadas, que possibilitem maior rentabilidade ao negócio. Para a elaboração de um bom dimensionamento de frota, portanto, é necessário representar de forma fidedigna os acontecimentos e limitações operacionais inerentes à atividade econômica que está sendo analisada.

Nesta linha, estar bem preparado consiste em evitar perdas, seja por desperdício ou por falta de capacidade para executar um serviço de transporte. Em se tratando do escoamento da produção de petróleo em plataformas marítimas, o custo de um transporte não realizado equivale à receita oriunda da venda deste mesmo petróleo no mercado internacional. Frente a isto, há questões críticas e estratégicas (Pelizaro e Leal, 2008).

Diante disso, cada vez mais estudos propõem a otimização do tamanho da frota de embarcações. Takahashi (2009) aborda um caso real do problema de dimensionamento da frota, considerando a incerteza de embarcações do tipo AHTS (Anchor Handling Tug and Supply), que são utilizadas como apoio a sondas e embarcações especiais de lançamento de dutos nas atividades de manutenção de poços de petróleo offshore.

Moura (2012) desenvolveu um método para estimar o valor de uma solução ótima para ajuste da programação da frota de embarcações de lançamento de dutos, conhecidas como “Pipe Layer Support Vessel” (PLSV), que deve atender

uma demanda de serviço conhecida em um horizonte de médio prazo, respeitando restrições operacionais.

3. Descrição do problema

Neste capítulo serão apresentados diversos aspectos e particularidades da logística de petróleo, porém com um detalhamento maior na operação de alívio das plataformas de petróleo (offloading). Além disso, será apresentado um resumo sobre as fases e operações que contemplam a engenharia de petróleo.

3.1. A Logística de Petróleo

A logística de apoio offshore vem se tornando uma nova área de conhecimento no segmento de óleo e gás (O&G), já que, cada vez mais, as empresas de exploração e produção de petróleo demandam elevados níveis de serviço nas atividades de suporte à operação de exploração e produção.

Isso é consequência dos impactos que falhas no processo logístico podem causar ao sistema, como, por exemplo, paradas de produção e atraso no cronograma de perfuração de determinado poço. Uma parada de produção não programada pode gerar prejuízos altíssimos, como, por exemplo, a perda da venda do óleo que estaria sendo extraído naquele momento, formação de hidratos na tubulação de produção e custos com aluguel da plataforma e das embarcações de apoio e dos navios aliviadores que continuam sendo gerados mesmo com a plataforma parada. Atrasos no cronograma de perfuração causam as mesmas consequências.

Com relação aos fatores financeiros, é importante ressaltar que o custo da operação é bastante elevado, dado que sua cadeia logística compreende a armazenagem e o transporte terrestre das cargas, a operação portuária e o transporte até as unidades marítimas, além de atividades como transporte de pessoal, serviços de movimentação de unidades marítimas, etc.

Pelos motivos expostos, é de suma importância que todos os elos da cadeia logística sejam eficientes, para que um elevado nível de serviço possa ser oferecido às unidades marítimas, com utilização ótima dos ativos necessários a essa operação.

Conforme mencionado anteriormente, a logística de petróleo é tipicamente dividida em três vertentes: downstream, midstream e upstream (Ribas,2012). Downstream contempla o transporte dos produtos da refinaria até os locais de consumo. Midstream é a fase em que as matérias-primas são transformadas em produtos prontos para uso específico e upstream engloba as operações de perfuração para a localização das fontes de óleo e de produção do mesmo.

Na logística upstream existem algumas diferenças entre o foco da logística nas operações de perfuração e produção, porém em ambas as operações são utilizados helicópteros para transporte de pessoal e embarcações de apoio para transporte do rancho, produtos químicos e materiais, além de uma embarcação específica para salvamento, combate a incêndio e contenção da poluição e do vazamento de óleo (OSRV).

Nas operações de perfuração os fatores logísticos de maior importância são a armazenagem e o transporte para sonda dos materiais e fluidos que serão utilizados em cada fase de perfuração do poço, uma vez que, caso falte ou danifique algum material ou produto químico, a perfuração tem que ser interrompida. O transporte é realizado, em sua maioria, por embarcações PSV (Platform Supply Vessel) ou AHTS (Anchor Handling Tug Supply). A principal diferença entre as duas é que a segunda também está apta a realizar atividades de mobilização e desmobilização das sondas.

O foco principal desta dissertação é a logística de produção offshore, mais precisamente a transferência do óleo produzido pelas plataformas de produção para os terminais. Essa transferência pode ser realizada através de dutos ou por navios aliviadores das plataformas de produção petróleo. Este tipo de operação consiste no navio visitar as plataformas e retirar o petróleo armazenado no tanque de estocagem da mesma e transportá-lo para o terminal ou descarregá-lo diretamente em um navio exportador, caso o destino do óleo seja a exportação. Na

Figura 3.1 é demonstrado o detalhamento de uma rede logística do setor de petróleo e gás.

O navio aliviador pode visitar uma única plataforma ao longo do percurso ou efetuar uma roteirização e extrair óleo de algumas plataformas, antes de retornar ao terminal. Essa operação se torna ainda mais complexa quando o óleo retirado de plataformas distintas possuem diferentes características e não podem ser misturados em uma único tanque.

O óleo descarregado no terminal é levado para as refinarias através de dutos, após o refino e a transformação do mesmo em produto final. Neste instante, inicia-se a logística denominada como downstream, na qual o produto é transportado para as bases primárias através de modal dutoviário (dutos) ou por navios-tanque, através de cabotagem. Já as transferências entre as instalações das Bases Primárias e Secundárias são feitas por modal rodoviário (caminhões-tanque), por modal ferroviário (vagões-tanque) ou por modal hidroviário em raras exceções. Já para o consumidor final esse transporte é realizado basicamente por caminhões-tanque.

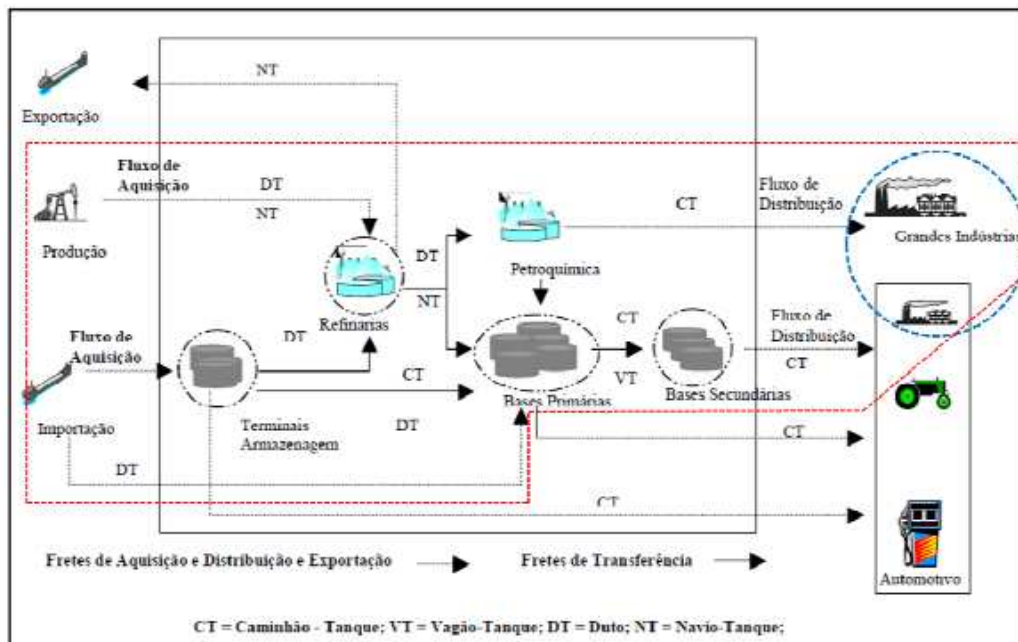


Figura 3.1: Detalhamento da Rede de Logística do setor de petróleo e gás natural. Fonte: Soares et al. (2003)

3.1.1. Terminais marítimos

Os terminais marítimos são instalações portuárias adequadas às operações de transferência de óleo dos navios para os tanques de armazenagem ou para navios exportadores. Os terminais possuem locais para que os navios atraquem durante a operação de transferência, denominados berços, e um parque de tanques cuja quantidade determina a capacidade de armazenamento do terminal. A forma mais utilizada é o tanque de armazenamento cilíndrico vertical, cuja capacidade varia de 100 barris para mais de 1,5 milhões de barris em um único tanque de armazenagem. Além disso, o tamanho do calado é um fator determinante no tipo e tamanho das embarcações que serão capazes de atracar em cada terminal.

3.1.2. A refinaria

O princípio básico do refino de petróleo consiste na separação dos diferentes tipos de hidrocarbonetos que compõem o óleo cru por meio do aquecimento progressivo do óleo e a remoção de impurezas (EBC,2012). Em uma refinaria de petróleo ocorre principalmente a destilação fracionada do petróleo para a obtenção de seus derivados. No Brasil, atualmente existem treze refinarias, sendo onze da Petrobras e duas privadas, como demonstrado na Figura 3.1.

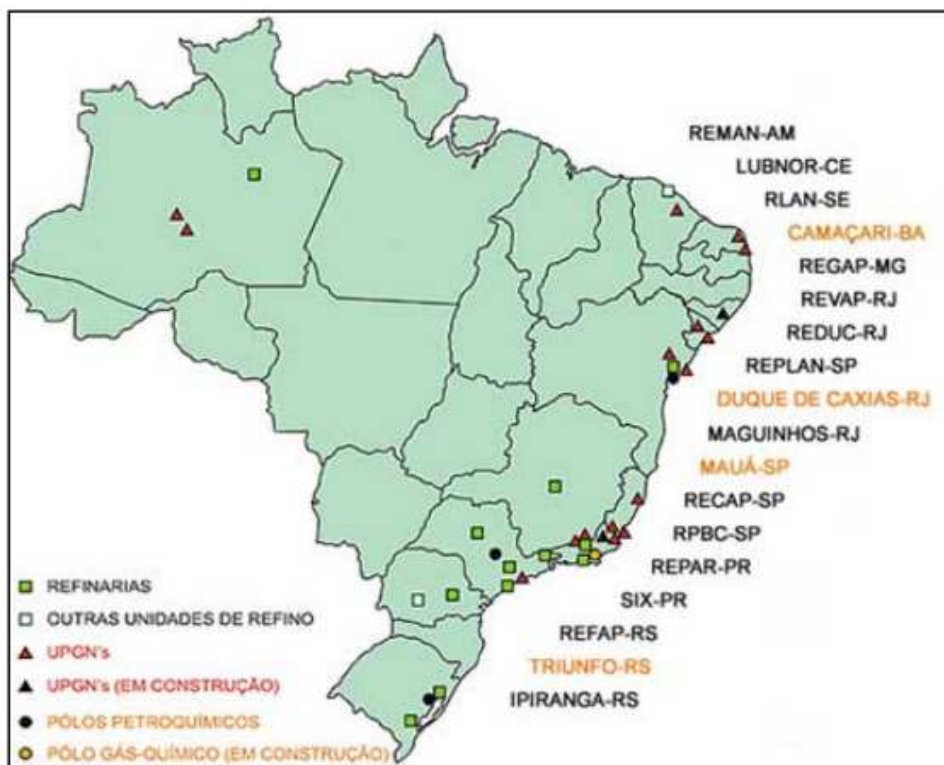


Figura 3.2: Refinarias e polos petroquímicos no Brasil. Fonte: Petrobras.
(2010)

3.1.3. Bases de Distribuição

As bases primárias têm como característica receber os produtos diretamente de uma refinaria, de um terminal ou através de um navio importador.

Já as bases secundárias são caracterizadas por receberem o produto de outra base, seja principal ou secundária. A principal função desse tipo de base é atender os mercados distantes dos pontos de oferta. A Figura 3.3 demonstra todas as bases de distribuição contidas no Brasil.

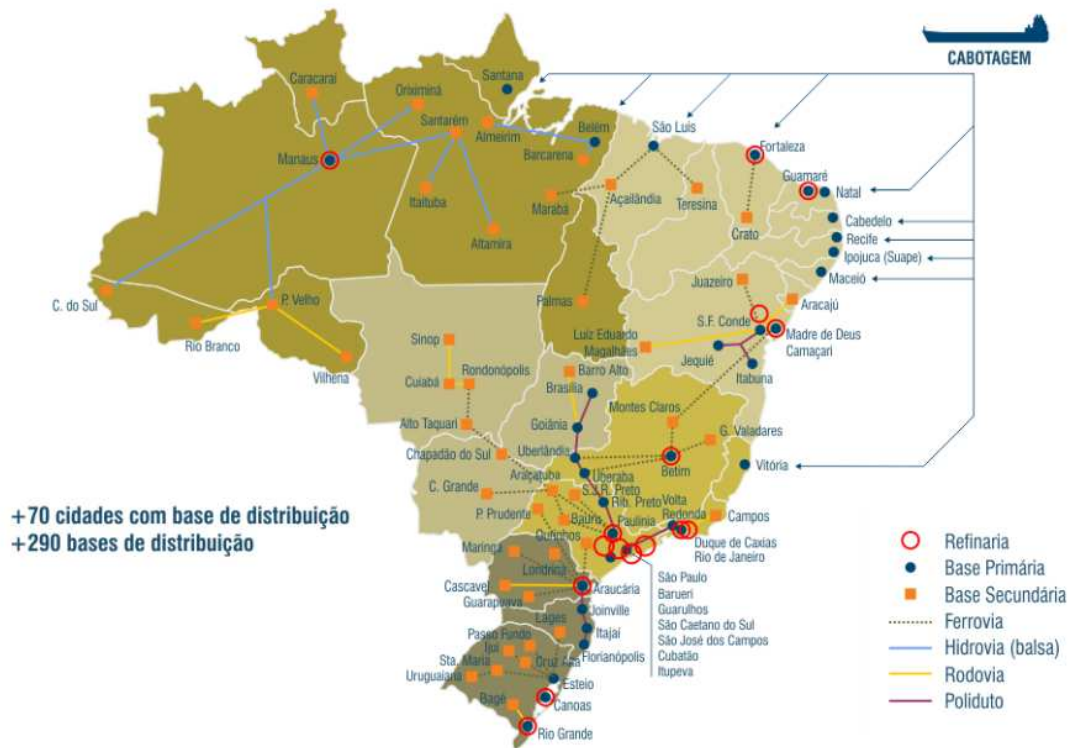


Figura 3.3: Bases de distribuição de combustíveis. Fonte: Sindicon. (2015)

3.1.4. Navios exportadores

Existem diferentes tamanhos de navios-tanque utilizados para o transporte internacional de petróleo, porém, devido a questões logísticas, considerando a capacidade de transportar grandes volumes de óleo em uma única viagem, os mais utilizados atualmente são o VLCC (Very Large Crude Carrier), com capacidade de 200 mil a 300 mil toneladas de porte bruto (TPB), e o ULCC (Ultra Large Crude Carrier), cuja capacidade é de mais de 300 mil toneladas de porte bruto (TPB). Além destas, as principais embarcações utilizadas na logística de petróleo são:

PSV (Plataform Supply Vessel)

Embarcações de apoio com capacidade de transportar óleo diesel marinho, água potável, rancho, produtos químicos, água industrial, tubos, revestimentos, brocas e ferramentas especiais.

AHTS (Anchor Handling Tug Supply)

Embarcações de apoio que atuam como rebocadores e no manuseio de âncoras, além de serem capazes de realizar todos os serviços de um PSV.

Combate a Incêndio e SOS (Fire Fighting)

Embarcações que possuem bombas e canhões de incêndio com capacidade de aplicar jatos à vazão de 9.000 m³ de água por hora, para atender, em caso de emergência, as solicitações de socorro e incêndio em plataformas e/ou embarcações.

WSV (Well Stimulation Vessel)

Embarcações dotadas de “plantas” para aplicação de injeção de agentes químicos, visando monitorar e melhorar a produtividade dos poços e linhas em operação.

PLSV (Pipe Laying Support Vessel)

Embarcações capazes de efetuarem o lançamento, construção e recolhimento de linhas no mar, utilizadas para conectar as plataformas aos sistemas de produção de petróleo.

OSRV (Oil Spill Recovery Vessel)

Embarcações dedicadas a Operação de Oil Recovery. Equipadas para combater o derramamento de óleo através de barreiras de contenção oceânica. Além disso, possuem equipamentos capazes de recolher o óleo derramado e armazenar em um tanque no interior da embarcação.

3.2. Exploração e produção de petróleo

As operações de exploração e produção são divididas em cinco etapas, que estão descritas a seguir:

3.2.1. Prospecção do petróleo

Etapa na qual o objetivo é descobrir jazidas de petróleo em uma nova área, por meio de estudos geofísicos e geológicos das bacias sedimentares (Thomas.et.al, 2004). Somente após a realização do prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço. Um programa de prospecção visa fundamentalmente dois objetivos, sendo o primeiro localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condições para a acumulação de petróleo e o segundo verificar quais deles possuem mais chances de conter petróleo, já que é impossível prever exatamente onde existe óleo, e sim os locais mais favoráveis para a ocorrência.

3.2.2. Perfuração

A perfuração de um poço é a fase em que ocorre a verificação se realmente existe óleo no local indicado pelos geólogos e geofísicos. Os equipamentos de perfuração estão localizados em sondas ou plataformas de perfuração.

A perfuração do solo é feita pela ação da rotação e do peso aplicado a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. A direção e o peso aplicado na broca são controlados através de tubos de comando e tubos de perfuração. Os tubos de comando são tubos com paredes espessas e a quantidade dos mesmos, que serão acoplados na coluna, é determinada pelo peso necessário para execução de cada fase da perfuração.

Os fragmentos de solo oriundos de cada fase são removidos através de fluidos ou lama de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção e retorna para superfície, juntamente com os fragmentos, através do espaço anular presente entre as paredes do poço e a coluna. Após atingir a profundidade pré-determinada no projeto do poço, a coluna de perfuração é retirada e começa a descer a coluna de revestimentos de aço, sempre de diâmetro menor do que o da broca.

Após a descida da coluna, ocorre a cimentação do poço, na qual o anular entre os tubos de revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo o avanço da perfuração com segurança. Ao final desta operação, a coluna de perfuração é novamente acionada, mas desta vez com uma broca de diâmetro inferior ao da coluna de revestimento.

A operação de perfuração, no âmbito offshore, é geralmente dividida em fases, referenciadas ao diâmetro da broca (ver tabela 3.1) e só termina quando alcança o objetivo (área na qual se acredita que existe um reservatório de petróleo). Um projeto de poço e a sua complexidade varia de acordo com o campo explorado, e muitas vezes são alterados durante a própria operação, devido à tamanha incerteza do que realmente será encontrado abaixo do fundo do mar.

Tabela 3.1: Diâmetro da coluna de perfuração e o correspondente diâmetro da coluna de revestimento.

Coluna de perfuração (polegadas)	Coluna de revestimento (polegadas)
36	30
26	20
17,5	13,375
12,25	11,75
10,5	9,625
8,5	7

3.2.3. Avaliação de Formações

Esta etapa busca definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera, isto é, sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas de óleo e gás (Thomas et.al. 2004). Porém, ela só é realizada caso

ocorram indícios da presença de hidrocarbonetos na formação durante a fase de perfuração. Esses indícios podem ser observados nas amostras de calha das rochas perfuradas, em testemunhos, pelos kicks, pela velocidade da perfuração, etc. A avaliação das formações baseia-se principalmente na perfilagem a poço aberto, no teste de formação, nos testes de pressão a poço revestido e na perfilagem de produção.

A chamada perfilagem final, executada ao término da perfuração do poço, permite obter informações importantes a respeito das formações atravessadas ao longo da perfuração. Com base na análise dos perfis decide-se quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação.

Caso não haja nenhum intervalo de interesse, o poço é abandonado. Porém, somente após o término do teste de formação é possível dizer se o poço é economicamente viável ou não, visto que, mesmo que os testes anteriores indiquem a presença de hidrocarbonetos na formação, somente com a colocação do poço em fluxo é possível verificar a permeabilidade do poço e as condições reais do fluxo do poço.

3.2.4. Completação e Produção

Estas duas últimas etapas são completamente associadas, por isso serão descritas juntas. Ao fim da fase de perfuração de poço é de extrema importância deixá-lo em condições para produzir, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida útil. Deve-se buscar otimizar a vazão de produção ou de injeção e tornar a completação a mais permanente possível, de modo que minimize a necessidade de intervenções futuras para a manutenção do poço.

A coluna de produção instalada durante a etapa de completação é constituída basicamente de tubos metálicos, onde são conectados os demais componentes. Essa coluna desce por dentro do revestimento de produção (revestimento de menor diâmetro descido durante a operação de perfuração) e tem as seguintes utilidades básicas:

- Conduzir os fluidos produzidos até a superfície, protegendo o revestimento contra fluidos e pressões elevadas;
- Permitir a instalação de equipamentos para a elevação artificial;
- Possibilitar a circulação de fluidos para amortecimento do poço, em intervenções futuras.

Caso o reservatório não possua energia suficiente para vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos e se deslocar para os poços é necessária a utilização de mecanismos que possam gerar uma quantidade de energia capaz de colocar esse reservatório em produção, sendo que os três principais são: mecanismo de gás em solução, de capa de gás e influxo de água.

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada e os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície são denominados poços surgentes, uma vez que são produzidos por elevação natural. Caso o mesmo não possua esse privilégio, os fluidos não alcançam a superfície sem que sejam utilizados métodos de elevação artificiais. Os métodos de elevação artificiais mais comuns na indústria do petróleo são:

- Gas-lift contínuo e intermitente;
- Bombeio centrífugo submerso;
- Bombeio mecânico com hastes;
- Bombeio com cavidades progressivas.

Um comportamento padrão esperado para um campo de petróleo é que ele produza simultaneamente óleo, gás e água, juntamente com impurezas. Conforme demonstrado na figura 3.4. Como o interesse econômico restringe-se à produção de hidrocarbonetos, os campos em produção possuem instalações destinadas a efetuar o processamento primário do fluido que executam os seguintes processos:

- A separação do óleo, do gás e da água produzidos;
- O tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias;

- O tratamento da água para descarte ou reinjeção.

Toda planta de produção possui uma capacidade nominal de processamento de óleo, que é projetada de acordo com os parâmetros do poço produtor, que nada mais é que a quantidade de óleo que chega ao estoque da plataforma de produção após passar pelos processos de separação do gás e da água e pelo tratamento e/ou condicionamento dos hidrocarbonetos. Esses processos são realizados por separadores e manifold's. A Figura 3.5 representa um campo de produção de petróleo.

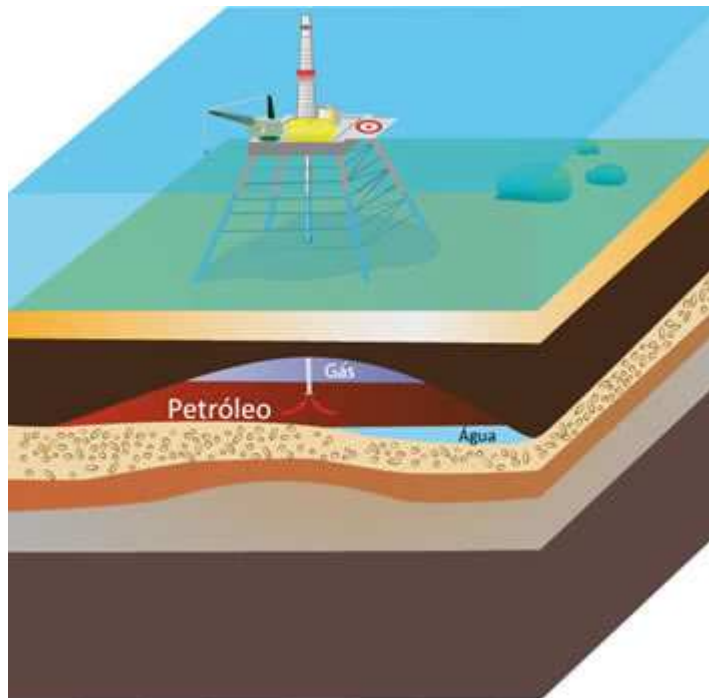


Figura 3.4: Composição de um reservatório. Fonte: internet <<http://www.dreamstime.com>>

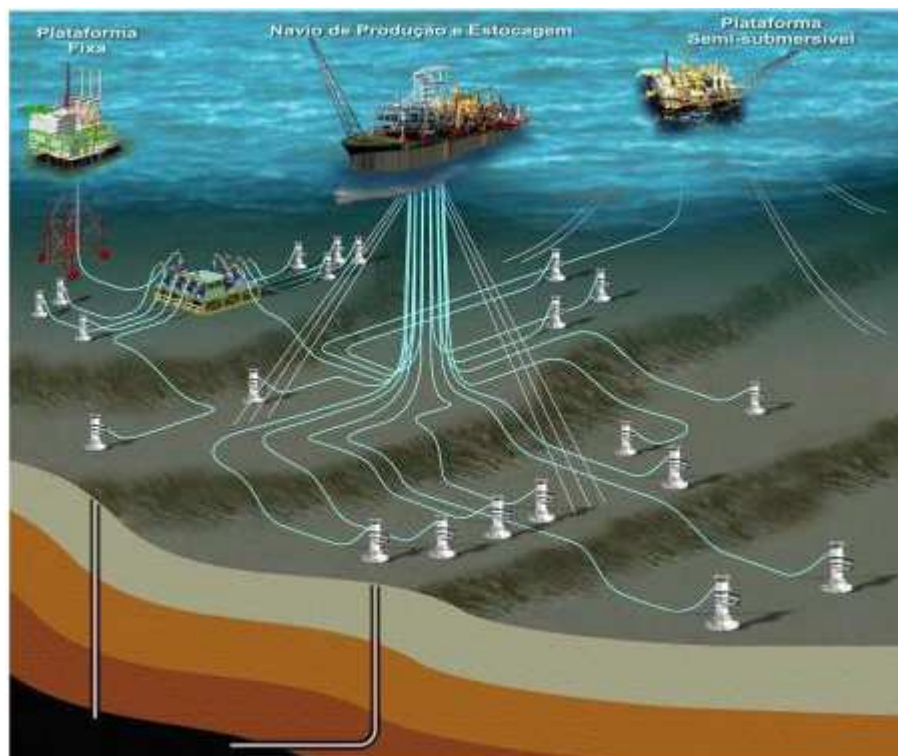


Figura 3.5: Representação de um campo de produção de petróleo.

Fonte: internet <[http:// https://diariodopresal.wordpress.com](http://https://diariodopresal.wordpress.com)>

3.3. Classificação do petróleo e seus derivados

O petróleo cru tem uma composição centesimal com pouca variação, à base de hidrocarbonetos de série homóloga. As diferenças em suas propriedades físicas são explicadas pela quantidade relativa de cada série e de cada componente individual. Os hidrocarbonetos formam cerca de 80% de sua composição.

Todos os tipos de petróleo contêm efetivamente os mesmos hidrocarbonetos, porém em diferentes quantidades. Uma amostra de petróleo e mesmo suas frações podem ser caracterizadas pelo grau de densidade API (°API), do American Petroleum Institute. A fórmula para efetuar este cálculo é:

$$^{\circ} \text{API} = \frac{141,5}{\text{Densidade específica}} - 131,5$$

A densidade específica do material é calculada tendo-se como referência a água. Quanto maior o valor de °API, mais leve é o composto. Como descrito na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Demonstração do grau de API dos produtos.

Asfalto	11°API
Óleo bruto pesado	18°API
Óleo bruto leve	36°API
Nafta	50°API
Gasolina	60°API

Dessa forma, uma amostra de petróleo pode ser classificada segundo o grau de densidade API, como segue:

- Petróleos Leves: acima de 30°API ($< 0,72 \text{ g / cm}^3$);
- Petróleos Médios: entre 21 e 30°API;
- Petróleos Pesados: abaixo de 21°API ($> 0,92 \text{ g / cm}^3$).

O refino do petróleo compreende uma série de operações físicas e químicas interligadas entre si, que garantem o aproveitamento pleno de seu potencial energético através da geração dos cortes, ou produtos fracionados derivados, de composição e propriedades físico-químicas determinadas e modifica-se conforme o tipo de óleo. Refinar petróleo é, portanto, separar suas frações e processá-las, transformando-o em produtos de grande utilidade.

Os principais derivados do petróleo e seus usos são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Demonstra os principais derivados do petróleo e os seus principais usos.

Derivado	Uso Principal
Combustível	
Gasolina	Combustível Automotivo
Óleo Diesel	Combustível Automotivo
Óleo Combustível	Industrial, Naval, Geração de eletricidade
Gás Liquefeito de Petróleo (GPL)	Cocção
Querosene de Aviação	Combustível Aeronáutico
Querosene de iluminante	Iluminação
Insumo Petroquímico	
Parafina	Velas, Indústria Alimentícia
Nafta	Matéria-prima Petroquímica
Propeno	Matéria-prima para plásticos e tintas
Outros	
Óleos Lubrificantes	Lubrificantes de Óleos e Motores
Asfalto	Pavimentação

3.4. Tipos de Plataformas

Atualmente, a indústria do petróleo utiliza duas famílias de plataformas, segundo a função a que se destinam: plataformas de perfuração, ou sondas de perfuração marítima, e as plataformas de produção. Essas plataformas são divididas em três grupos: Estruturas fixas, complacentes e flutuantes.

3.4.1. Plataformas de estruturas fixas

Jaquetas

Esse tipo de plataforma (Figura 3.6) é muito comum no Brasil, possuindo estruturas de aço fixadas no fundo do mar através de estacas, e por isso é utilizada somente em águas rasas. Quando é utilizada em operações de petróleo, é necessário que esteja acoplada a oleodutos ou a algum navio, visto que sua capacidade de armazenar é bem restrita.

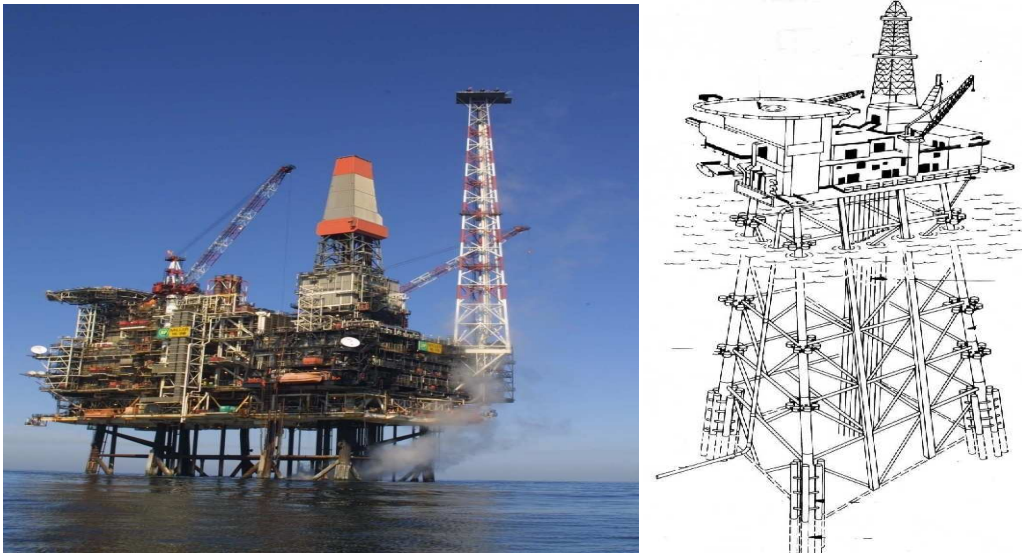


Figura 3.6: Plataforma do tipo jaqueta. Fonte:internet <
<http://slideplayer.com.br/>>

Gravidade

Conhecida como GBS - Gravity Base Structure (Figura 3.7) – o apoio no fundo do mar é realizado pelo próprio peso, visto que a estrutura é constituída por concreto protendido em peça única. Além disso, possui grande capacidade de armazenamento de óleo. Esse tipo de plataforma não é encontrado no Brasil, visto que ela é utilizada somente em locais que possuem condições severas.

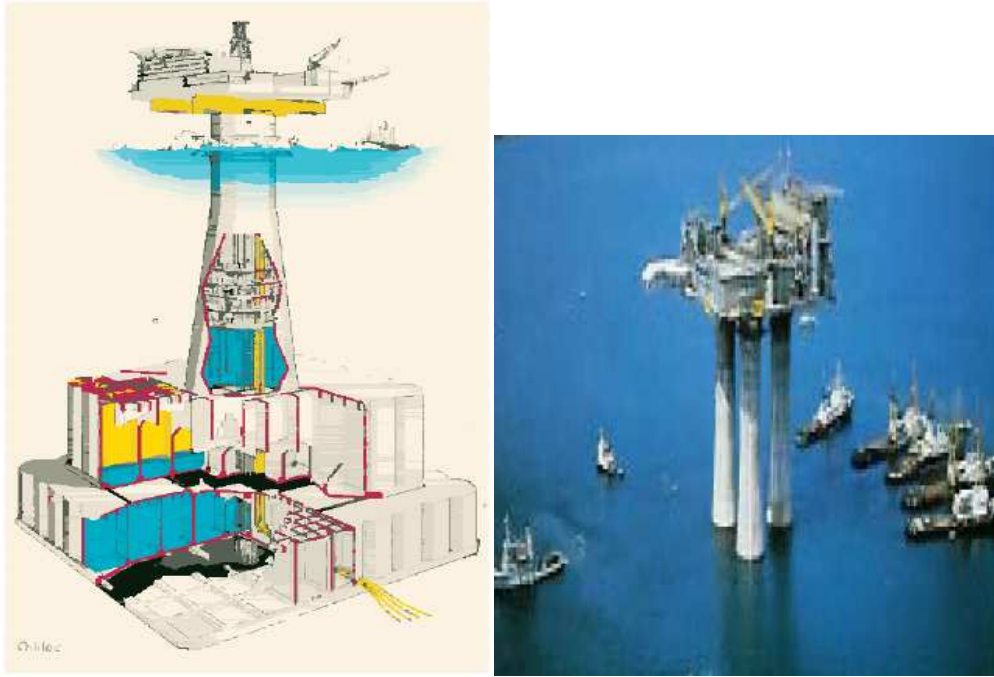


Figura 3.7: Plataforma do tipo GBS. Fonte:internet <
<http://slideplayer.com.br/>>

Auto-elevatórias

Esse tipo de plataforma (Figura 3.8) é utilizado em águas rasas. As pernas se apoiam no fundo do mar e são compostas de treliças e, pelo fato de serem vazadas, suportam melhor o fluxo das ondas. Além disso, as pernas se elevam para navegação, o que facilita muito o transporte e a movimentação, uma vez que sua estrutura funciona como uma espécie de balsa. Esse tipo de plataforma possui capacidade de armazenagem restrita.



Figura 3.8: Plataforma do tipo Auto-elevatória. Fonte:internet <
<http://slideplayer.com.br/>>

3.4.2. Plataformas Complacentes

TLP (Tension Leg Platform)

Esta plataforma (Figura 3.9) possui flutuadores convencionais e com estrutura semelhante a das semissubmersíveis. A diferença é na ancoragem, que é realizada por meio de estruturas tubulares, como tendões, fixados no fundo do mar por estacas, e mantidos esticados pela flutuação da plataforma, ou seja, pela tensão entre a superfície do mar e o fundo. Esta tensão, mantida pelos tendões, concede estabilidade à unidade de produção, como se fosse uma plataforma fixa. A TLP tem capacidade de armazenamento bem restrita.

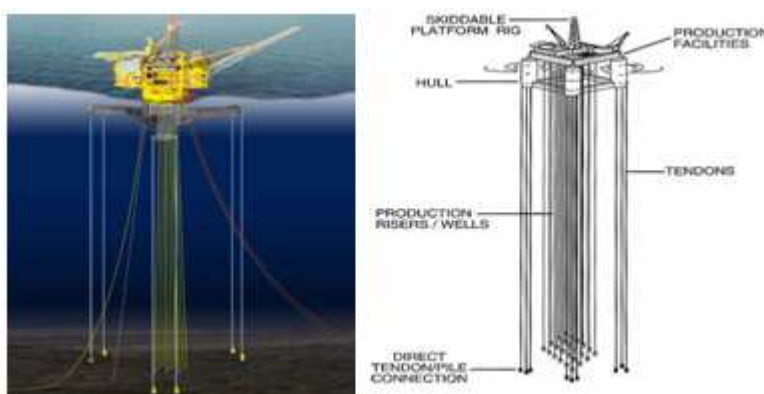


Figura 3.9: Plataforma do tipo TPL. Fonte:internet <
<http://slideplayer.com.br/>>

3.4.3. Plataformas Flutuantes

Semi-Submersível

Este tipo de plataforma (Figura 3.10) se apoia em flutuadores cuja profundidade pode ser alterada através do bombeio de água para o tanque de lastro, o que facilita sua movimentação e transporte. Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico. Esse tipo de plataforma é utilizado em grandes lâminas d'água. Além disso, ela pode ser utilizada tanto nas operações de perfuração como nas de produção. Sua capacidade de armazenamento é pequena.

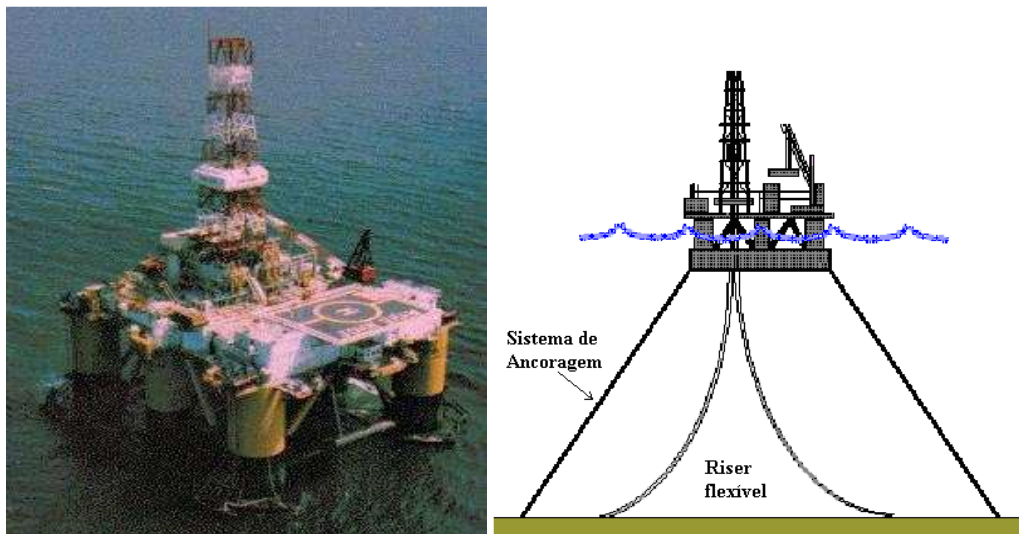


Figura 3.10: Plataforma do tipo Semi-submersível. Fonte:internet <<http://slideplayer.com.br/>>

SPAR (Single Point Anchor Reservoir)

Essa plataforma (Figura 3.11) possui estrutura de secção circular e flutua verticalmente, sendo sua principal vantagem a grande capacidade de armazenagem. Além disso, sua forma estrutural diminui um dos movimentos mais

críticos das estruturas flutuantes nas operações de exploração do petróleo offshore, a movimentação vertical conhecida como Heave, gerada pela ação das ondas. Esse tipo de plataforma é capaz de operar em águas ultra profundas.



Figura 3.11: Plataforma do tipo SPAR. Fonte:internet < <http://slideplayer.com.br/>>

Monocoluna

Este tipo de plataforma (Figura 3.12) possui um esquema de flutuação e ancoragem muito semelhantes ao das plataformas semi-submersíveis, porém o seu grande diferencial é a grande capacidade de armazenagem.



Figura 3.12: Plataforma do tipo Monocoluna. Fonte:internet < <http://slideplayer.com.br/>>

FPSO

Consiste em uma unidade estacionária de produção que utiliza um navio ancorado, o qual suporta no seu convés uma planta de processo, armazenamento do óleo produzido utilizando-se um sistema de ancoragem.

O FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) (Figura 3.13) consiste em navios-tanque (petroleiros) desativados convertidos em uma unidade estacionária de produção, o qual suporta no seu convés uma planta de processo, com capacidade de produzir, processar e armazenar óleo produzido. Um FPSO possui excesso de área no convés, ou seja, alta capacidade de armazenamento de carga, porém a principal característica desse tipo de plataforma de produção é a grande capacidade de armazenamento de petróleo.



Figura 3.13: Plataforma do tipo FPSO. Fonte:internet < <http://slideplayer.com.br/>>

3.5. Operação de Alívio de plataformas

A operação de offloading (também conhecida como operação de alívio plataformas) do petróleo produzido nas unidades de produção marítimas, demonstrada nas Figuras 3.14 e 3.15, é realizada por navios aliviadores (petroleiros ou navios tanques) e consiste em transferir o óleo diretamente de uma plataforma de produção, FPSOs, FSOs ou monoboias para um aliviador, e

transportá-lo para os terminais, refinarias ou realizando transbordo para navios exportadores.

Em geral, as embarcações são projetadas para serem versáteis, podendo atender boa parte das plataformas (Teixeira 2011), por isso os navios possuem alguns tanques separados e não somente um único tanque, visto que a mesma embarcação pode receber diferentes tipos de óleo que não podem ser misturados. A operação consiste na saída do terminal com os tanques vazios, com a finalidade de atender a necessidade de alívio das plataformas.

O navio aliviador se aproxima da plataforma de produção, no momento em que está a uma distância de 1500 metros da mesma e a uma velocidade máxima de 1,5 nós, verifica-se se é possível realizar a operação offloading ou se existe algo fora da normalidade. Em caso positivo, efetua-se o lançamento do sistema amarração, quando o navio aliviador está a uma distância de 1000 metros. O navio aliviador se posiciona a uma distância na qual será realizada a operação offloading e “ancora” na plataforma de produção, conecta o mangote (mangueiras flexíveis) e inicia a transferência. Ao término da transferência executada pela bomba da plataforma, o mangote é desconectado e vedado. O próximo destino do aliviador varia de acordo com a programação efetuada, que pode ser outra plataforma para carregamento, o terminal para descarregamento ou um navio exportador para descarregamento. O descarregamento é efetuado pela bomba do navio aliviador.

Essa operação é complexa devido aos custos envolvidos e a questões ambientais e climáticas que podem impedir o andamento normal da operação, uma vez que não podem ocorrer erros ou falhas. Entre os pontos mais críticos dessa operação estão:

- 1) Aproximação das embarcações: consiste na aproximação, em baixa velocidade, das unidades para realização do alívio e para diminuir os danos, em caso de choque entre as duas, são posicionados amortecedores pneumáticos entre as embarcações, denominadas como defensas;
- 2) Amarração: momento em que as embarcações são “presas” ou “ancoradas” umas nas outras;
- 3) Conexão do mangote: os tanques das embarcações são conectados por meio dos mangotes. É através destes que ocorre a transferência do óleo;

4) Transferência do petróleo: momento em que ocorre a transferência do petróleo de uma embarcação para outra. A linha de transferência deve ser pressurizada antes do início da operação de transferência. Além disso, no início e no final do processo as válvulas de transferência devem ser reguladas de forma que a vazão seja baixa, minimizando os riscos de transbordamento do tanque.

As três primeiras fases acima citadas podem demorar horas para serem realizadas, visto que ao longo de todo processo, principalmente na fase de transferência do óleo cru, devem ser evitadas manobras arriscadas e movimentos bruscos, já que caso tenha alguma falha, pode ocorrer vazamento de óleo, ocasionando danos ambientais e incêndios. Além disso, os procedimentos de alívio de plataforma, têm que ser interrompidos ou podem ser dificultados caso questões ambientais e climáticas não estejam dentro do limite permitido, como, por exemplo, a velocidade do vento e o tamanho das ondas. Caso a operação de transferência já tenha sido iniciada e ocorram mudanças climáticas, a mesma deve ser interrompida. Por este motivo, é realizada uma verificação na previsão do clima e nas condições ambientais antes do navio adentrar a área no qual inicia-se a operação de alívio de plataformas.

. Antes dos anos 2000 as operações de alívio de plataformas eram realizadas exclusivamente por navios convencionais, desprovidos de qualquer adaptação específica, por isso, necessitavam do auxílio de navios rebocadores para a manutenção de seu posicionamento em relação a unidade produtora.

Após os anos 2000 as embarcações utilizadas nas operações de alívio de plataformas começaram a obter tecnologias adaptadas e específicas para este tipo de operação, como por exemplo: projetos de casco, propulsores, dispositivos de carregamento e sistemas de informação. Atualmente, a maioria dos navios aliviadores possui sistemas de posicionamento dinâmico ou DP, o que facilita a aproximação das plataformas e a conexão do mangote. A função do sistema de posicionamento dinâmico é permitir que embarcação controle sua posição automaticamente, em relação as outras unidades marítimas, utilizando propulsores dispensando o auxílio de rebocadores. Em complemento a tecnologia de posicionamento dinâmico destacam-se dois equipamentos típicos de navios aliviadores: O sistema de carregamento pela proa e a hélice de passo variado.

Um sistema de posicionamento dinâmico é composto por pacotes tecnológicos embarcados: sistemas de propulsão, sensores, geradores de energia exclusivamente para o sistema DP, um pacote eletrônico com conjunto de sistema de referências e geográfica, etc. Todos os componentes listados trabalham em conjunto. Sendo que, uma unidade de controle computacional recebe as informações dos sensores e do sistema de referência e posicionamento geográfico, após o processamento dos dados recebidos, os propulsores auxiliares recebem a indicação da potência e direções que devem ser impressas, de forma que a embarcação permaneça estática em relação a unidade estacionária. O sistema de propulsão é composto de propulsores auxiliares capazes de movimentar as embarcações em todas as direções. O sistema DP influencia diretamente na segurança e na eficiência de um navio aliviador, uma vez que torna a aproximação e às amarrações as plataformas mais rápidas e seguras.

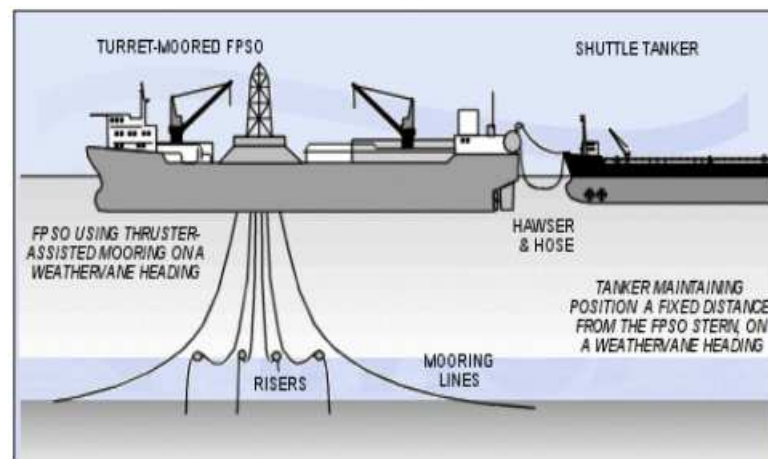


Figura 3.14: Demonstração de um FPSO sendo aliviado por um navio aliviador. Fonte:Teixeira(2011)



Figura 3.15: Foto real de uma operação de alívio de plataformas

Fonte: internet <<http://tnpetroleo.com.br/>>

3.5.1. Tipos de navios Aliviadores

A escolha do navio que será utilizado nas operações de alívio de plataforma depende de algumas variáveis, como, por exemplo, o tamanho do calado e a previsão de óleo processado pelas plataformas, sendo os principais tipos de navio: Handysize, Panamax, Aframax e Suezmax.

Suezmax

Navio petroleiro para o transporte de óleo cru (Figura 3.16). A capacidade de carregamento está na faixa de 140 mil a 175 mil toneladas de porte bruto (TPB). Essa embarcação atende às limitações do Canal de Suez, no Egito, cuja largura é de 48 metros. Compatível somente com portos que possuam berços com calado de no mínimo 17 metros.



Figura 3.16: Embarcação do tipo Suezmax. Fonte:internet <<http://www.euronav.com/>>

Aframax

Navio petroleiro para transporte de óleo cru (Figura 3.17). A capacidade de carregamento está na faixa de 80 mil a 120 mil toneladas de porte bruto (TPB). O nome é baseado na terminologia Average Freight Rate Assessment (AFRA), ou, em português, Valor Médio de Frete. Compatível somente com portos que possuam berços com calado de no mínimo 15 metros.



Figura 3.17: Embarcação do tipo Aframax. Fonte:internet <<http://www.euronav.com/>>

Panamax

Navio petroleiro para o transporte de óleo cru e produtos escuros (Figura 3.18). A capacidade de carregamento está na faixa de 65 mil a 80 mil toneladas de porte bruto (TPB). Essa embarcação atende às limitações das eclusas do Canal do Panamá. Compatível somente com portos que possuam berços com calado de no mínimo 12 metros.



Figura 3.18: Embarcação do tipo Panamax. Fonte: internet <
<http://www.euronav.com/> >

Handysize

São os menores petroleiros (Figura 3.19), com capacidade de armazenamento entre 15 mil e 60 mil toneladas de porte bruto (TPB). Ao contrário de outras categorias, sua denominação não aponta para rotas específicas, mas os Handysize se subdividem em mais três categorias, conforme seu porte: Handy (porte de 15 mil a 40 mil toneladas), Handymax (entre 40 mil e 50 mil toneladas) e Supramax (entre 50 mil e 60 mil toneladas). Possui compatibilidade somente com portos que possuam berços com calado de no mínimo 10 metros.



Figura 3.19: Embarcação do tipo Handysize. Fonte:internet<
<http://www.euronav.com/> >

3.6.

Considerações finais

Diante do exposto, verifica-se a complexidade das operações relacionadas à logística de produção de petróleo das operações citadas, principalmente do alívio de plataformas, haja visto as diversas variáveis envolvidas, tais como plataformas com diferentes características, navios aliviadores com capacidades distintas, poços com diversas taxas de produção, etc. Além disso, os elevados custos envolvidos na logística produção offshore e o prejuízo financeiro altíssimo gerado em caso de falha fazem com que a margem de erro seja praticamente zero. Somando-se isso ao crescimento exponencial da produção diária de petróleo, os processos operacionais tornam-se mais sensíveis e os problemas derivados das operações mais complexos.

Diante da complexidade das operações de alívio de plataformas, dos riscos e custos envolvidos e das consequências que uma falha pode gerar, faz-se necessário o uso de metodologias de apoio à tomada de decisões que auxiliem os processos referentes à logística de produção offshore. Nos próximos capítulos será proposto um modelo matemático que auxilie a otimização das operações de alívio de plataformas.

4. Modelo matemático

Neste capítulo será apresentado o objetivo, a descrição, a formulação matemática e as restrições do modelo matemático desenvolvido para minimizar as distâncias percorridas por navios aliviadores ao longo de uma operação de alívio de plataformas.

4.1. Objetivo do modelo

O objetivo do modelo é apoiar o processo de tomada de decisão nas operações de alívio das plataformas. O modelo busca otimizar as retiradas de óleo, de modo a atender todas as restrições deste tipo de operação. Além disso, o modelo é capaz de auxiliar em outras decisões estratégicas. Será adotado horizonte de tempo em dias, sendo que cada dia será representado por um período t . No final do último período o modelo será realimentado para gerar resultados para o próximo horizonte de estudo.

O objetivo principal do modelo é calcular a quantidade de óleo que deve ser retirado de cada plataforma em cada período para que toda a operação de alívio de plataformas funcione perfeitamente, cumprindo os seguintes requisitos:

- A produção de nenhuma plataforma pode ser interrompida sem agendamento prévio, já que o fechamento repentino do poço pode causar a formação de plugs de hidrato, além de gerar prejuízos financeiros;
- Atender as diversas demandas, como por exemplo, de refinarias e navios exportadores;

- Evitar que estoques dos terminais fiquem completamente esgotados ou o terminal alcance o limite da sua capacidade de forma que provoque alguma interrupção na cadeia logística.

O modelo também pode ser utilizado para auxiliar no processo de tomadas de decisões estratégicas, como, por exemplo:

- Verificar a necessidade de aumentar a capacidade de armazenagem do terminal ou de alocação de algum navio tanque, em caso de aumento da taxa de processamento das plataformas ou da descoberta de um novo reservatório;
- Verificar até que ponto a taxa de processamento das plataformas deve ser reduzida, sem que sejam interrompidas, no caso de ocorrer algum problema na refinaria ou no terminal;
- Verificar se em determinada rede logística é possível a inserção de navios exportadores, uma vez que a demanda de óleo a ser entregue no terminal aumentará e existe a possibilidade das plataformas de produção não possuírem capacidade de atender essa nova demanda.

4.2. Descrição do modelo

A descrição do modelo se inicia pela apresentação das premissas consideradas, seguida da exposição dos parâmetros, restrições e variáveis adotadas.

4.2.1. Premissas

Esta seção apresenta as premissas consideradas para a construção do modelo matemático, a saber:

- O Transporte do óleo será efetuado por meio de navios do tipo Suezmax, com capacidade de 135.000 m³;

- A taxa de carregamento do navio aliviador é de 5.625 m³ por hora, ou seja, 135.000 m³ por dia;
- Nenhuma plataforma poderá atingir 80% de sua capacidade máxima, sendo obrigatório que esta seja aliviada antes de atingir o percentual determinado;
- A demanda da refinaria e dos navios exportadores tem que ser atendidas obrigatoriamente;
- O óleo retirado de qualquer plataforma é entregue no terminal somente no período seguinte, a fim de tornar o caso mais real;
- O transporte do óleo do terminal para a refinaria é executado basicamente por modal dutoviário, mas sem impacto no desenvolvimento do modelo;
- Para o horizonte considerado não há alteração nas capacidades de armazenamento do terminal e nas taxas de processamento e de armazenagem das plataformas;
- Por se tratar de um modelo determinístico, as incertezas em relação à demanda do produto não são levadas em consideração;
- O horizonte de planejamento contempla um período de 15 dias, discretizado diariamente.

4.2.2. Índices, parâmetros e variáveis

Índice

O modelo contém um conjunto de plataformas, denominado **p**, sendo que cada uma delas possui diferentes particularidades. O óleo retirado das plataformas é descarregado no terminal ou nos navios exportadores, através de transbordo, ambos pertencentes ao conjunto **b**. Esse processo ocorre ao longo de um período pré-determinado **t**. Os índices do modelo são:

- **b** = terminal ou navio exportador
- **p** = plataformas
- **t** = período

Parâmetros

Os parâmetros consistem nos dados de entrada considerados. A seguir são descritos os parâmetros utilizados no modelo proposto:

- $TxProd_{p,t}$ = taxa de processamento de óleo das plataformas (m^3), no período t
- $EstIniP_p$ = Estoque inicial das plataformas (m^3)
- $LimEst_{p,t}$ = Limite de estoque das plataformas (m^3)
- $TxAli_p$ = taxa de descarregamento da plataforma por período
- $EstIniT_b$ = Estoque inicial do terminal (m^3)
- $Dem_{b,t}$ = demanda da refinaria e dos navios exportadores (m^3), no período
- $LimEstT_{b,t}$ = Limite de estoque do terminal e dos navios exportadores (m^3)
- $Dis_{b,p}$ = Distância entre o terminal e as plataformas

Variáveis

São as incógnitas a serem determinadas pela solução do modelo, conforme descritas abaixo:

- $transf_{p,b,t}$ = Quantidade de óleo transferida da plataforma p , para o terminal ou navio exportador b (m^3), no período t
- $est_{r,t}$ = estoque de óleo na plataforma p , no final do período t (m^3)
- $estT_{b,t}$ = estoque de óleo no terminal ou no navio exportador, no final do período t (m^3)
- $y_{p,t}$ = Variável binária que indica o trecho que será percorrido por um navio aliviador

4.2.3.

Função objetivo e restrições

Função objetivo

A função objetivo foi definida de forma a minimizar as distâncias percorridas pelas embarcações ao longo do horizonte considerado, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Minimizar Distância Total} = \sum_{b,p,t} \text{Dis}_{b,p} * Y_{p,t} \quad (4.1)$$

Restrições

Nesta seção são descritas todas as restrições do modelo matemático. É por meio delas que é possível adequar o modelo à realidade, uma vez que é possível implementar todas as limitações físicas e operacionais.

A equação 4.2 representa a restrição responsável pelo cálculo do nível de estoque das plataformas no período $t=1$. O cálculo garante que o somatório estoque inicial com a taxa de produção seja igual ao que é retirado da plataforma mais o estoque em $t=1$. A equação 4.3 possui o mesmo conceito, porém o estoque inicial é substituído pelo estoque do período anterior, $est_{p,t-1}$, já que essa restrição é válida para os períodos $t > 1$

$$\text{EstIniP}_p + \text{TxProd}_{p,t} = est_{p,t} + \sum_b \text{transf}_{p,b,t} \quad \forall p, t | t = 1 \quad (4.2)$$

$$est_{p,t-1} + \text{TxProd}_{p,t} = est_{p,t} + \sum_b \text{transf}_{p,b,t} \quad \forall p, t | t > 1 \quad (4.3)$$

A equação (4.4) é responsável por garantir que a plataforma não interrompa a produção no período t , alcançando seu limite de armazenamento.

$$est_{p,t} \leq \text{LimEst}_{p,t} \quad \forall p, t \quad (4.4)$$

A equação (4.5) é responsável por garantir que a quantidade de óleo retirada da plataforma e transferida para o terminal não ultrapasse a taxa de alívio ou taxa de carregamento das plataformas.

$$\sum_b \text{transf}_{p,b,t} \leq \text{TxAli}_p * y_{b,p,t} \quad \forall b, p, t \quad (4.5)$$

As equações (4.6), (4.7) e (4.8) são responsáveis pelo cálculo do nível de estoque do terminal e dos navios exportadores. Foram utilizadas três equações com a finalidade de garantir que o óleo retirado das plataformas em determinado período seja entregue no terminal somente no período seguinte. A equação (4.6) representa o cálculo no período $t=1$. A equação (4.7) representa o cálculo do estoque no período $t=2$, uma vez que ela garante que o estoque do terminal no período $t=1$ mais o somatório das transferências para o terminal no período seja igual ao estoque no período $t=2$ mais demanda da refinaria. A equação (4.8) é similar a equação anterior, porém, como ela representa todos os períodos contidos em $t > 2$, o lado esquerdo da equação é substituído por $\text{estT}_{b,t-1} + \sum_p \text{transf}_{p,b,t-1}$

$$\text{EstIniT}_b = \text{estT}_{b,t} + \text{Dem}_{b,t} \quad \forall b, t | t = 1 \quad (4.6)$$

$$\text{estT}_{b,1} + \sum_p \text{transf}_{p,b,1} = \text{estT}_{b,t} + \text{Dem}_{b,t} \quad \forall b, t | t = 2 \quad (4.7)$$

$$\text{estT}_{b,t-1} + \sum_p \text{transf}_{p,b,t-1} = \text{estT}_{b,t} + \text{Dem}_{b,t} \quad \forall b, t | t > 2 \quad (4.8)$$

A equação (4.9) é responsável por garantir que o terminal e os navios exportadores não ultrapassem o limite de sua capacidade.

$$\text{estT}_{b,t} \leq \text{LimEstT}_{b,t} \quad \forall b, t \quad (4.9)$$

O modelo matemático completo proposto para otimização da operação de alívio de plataformas offshore:

$$\text{Minimizar Distância Total} = \sum_{b,p,t} \text{Dis}_{b,p} * y_{p,t} \quad (4.1)$$

Sujeito a:

$$\text{EstIniP}_p + \text{TxProd}_{r,t} = \text{est}_{p,t} + \sum_b \text{transf}_{p,b,t} \quad \forall p, t | t = 1 \quad (4.2)$$

$$\text{est}_{p,t-1} + \text{TxProd}_{p,t} = \text{est}_{p,t} + \sum_b \text{transf}_{p,b,t} \quad \forall p, t | t > 1 \quad (4.3)$$

$$\text{est}_{p,t} \leq \text{LinEst}_{p,t} \quad \forall p, t \quad (4.4)$$

$$\sum_b \text{transf}_{p,b,t} \leq \text{TxAli}_p * y_{bpt} \quad \forall p, t \quad (4.5)$$

$$\text{EstIniT}_b = \text{estT}_{b,t} + \text{Dem}_{b,t} \quad \forall b, t | t = 1 \quad (4.6)$$

$$\text{estT}_{b,1} + \sum_p \text{transf}_{p,b,1} = \text{estT}_{b,t} + \text{Dem}_{b,t} \quad \forall b, t | t = 2 \quad (4.7)$$

$$\text{estT}_{b,t-1} + \sum_p \text{transf}_{p,b,t-1} = \text{estT}_{b,t} + \text{Dem}_{b,t} \quad \forall b, t | t > 2 \quad (4.8)$$

$$\text{estT}_{b,t} \leq \text{LimEstT}_{b,t} \quad \forall b, t \quad (4.9)$$

$$\text{transf}_{p,b,t} \geq 0 \quad \forall p, b, t \quad (4.10)$$

$$\text{est}_{p,t} \geq 0 \quad \forall p, t \quad (4.11)$$

$$\text{estT}_{b,t} \geq 0 \quad \forall b, t \quad (4.12)$$

$$y_{b,p,t} = (0,1) \quad \forall b, p, t \quad (4.13)$$

O modelo elaborado neste trabalho foi implementado no software comercial AIMMS (Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software), versão 3.13, da Paragon Decision Technology. Tal software possui uma linguagem de modelagem algébrica (LMA) que oferece um ambiente de desenvolvimento de apoio analítico à decisão, no qual é possível criar aplicações funcionais, prontas para serem usadas por pessoas leigas em modelagem ou usuários finais. As principais razões para a escolha do software AIMMS foram a facilidade de modelagem e a interface amigável com o usuário.

5. Estudo de Caso

O modelo proposto no Capítulo 4 será aplicado na programação das operações offloading como forma de minimizar os custos envolvidos, evitar que as produções sejam interrompidas e atender a demanda das refinarias e dos navios exportadores. No primeiro momento será calculada a quantidade de óleo que deve ser retirado de cada plataforma em cada período. Em seguida será efetuada a programação dos navios aliviadores e definido o tamanho da responsável por essas transferências. A programação da janela de atendimento dos navios e a definição do tamanho da frota serão efetuadas manualmente no software Excel e de acordo com os resultados obtidos do modelo apresentado no Capítulo 4. Porém, será considerado que o ciclo completo de cada atendimento (viagem de ida, carregamento, viagem de volta e descarregamento) terá a duração de três períodos para todas as plataformas. Inicialmente a proposta apresentada é de que seja utilizado um navio dedicado para cada plataforma, ou seja, cada plataforma possuirá um navio exclusivo.

Neste estudo de caso serão considerados três diferentes cenários, os quais serão diferenciados segundo o nível de demanda, sendo que todos eles contarão com quatro plataformas. Os cenários foram escolhidos de forma a aproximar ao máximo o estudo de caso a situações operacionais reais, já que são situações que realmente ocorrem em uma operação de produção de petróleo. Ao longo do estudo de caso foi possível identificar alguns gargalos da operação. O primeiro gargalo identificado foi na demanda da refinaria. No primeiro momento o estudo mostrou que caso a demanda fosse inferior a um determinado patamar a operação se tornaria inviável. Em seguida foram levados em consideração cenários que continham navios exportadores e pode-se analisar que, caso essa demanda fosse muito elevada, as plataformas não teriam capacidade de atendê-las. Por isso, foram adotados cenários nos quais as plataformas fossem capazes de atender sem

que sofressem alterações em suas taxas de processamento. Os cenários foram definidos de forma que representassem ao máximo situações cotidianas de uma operação de navios aliviadores. No cenário 1 as plataformas terão que atender uma refinaria, o cenário 2 é composto de uma refinaria e um navio exportador e o cenário 3 de uma refinaria e dois navios exportadores. A intenção é de que a cada cenário a operação se torne mais complexa, com a introdução de altas demandas pontuais de navios exportadores. Assim, será possível avaliar se é realmente necessária a utilização de um navio aliviador dedicado para cada plataforma.

O horizonte do estudo de caso será de 15 dias e cada dia será representado por um período. Sendo que a cada 15 dias o software será atualizado, para seja efetuada uma nova programação, como descrito no capítulo anterior.

5.1.

Método utilizado para a definição do tamanho da frota e da janela de atendimento

Método proposto para a definição do tamanho da frota e da janela de atendimento será descrito no passo a passo abaixo:

O software Aimms gera a programação de alívio das plataformas indicando a quantidade de óleo que deverá ser aliviada de cada plataforma, em cada período, de modo que, as embarcações percorram as menores distâncias possíveis. Todas as premissas e restrições foram elencadas no Capítulo 4. Após a produção das tabelas pelo Aimms, o processo se inicia.

Passo 1 – identificar a primeira necessidade de alívio de uma plataforma. Para que seja efetuado esse alívio é necessária a contratação de um navio aliviador, identificado como embarcação **A**. Nesse primeiro momento, a frota contém uma embarcação.

Passo 2 – identificar a segunda necessidade de alívio de uma plataforma, Ate então a frota possuía uma única embarcação **A** (passo 1), porém é necessário analisar se essa embarcação contratada estará ocupada, atendendo alguma outra plataforma ou se estará disponível para efetuar esse alívio.

Passo 3 – Caso a embarcação A esteja em serviço quando seria iniciado o processo programado da segunda retirada de óleo, uma nova embarcação B é contratada. Caso a embarcação A esteja disponível, ela mesma efetuará o atendimento.

Passo 4 – O processo descrito acima se repete até que todos os períodos sejam analisados (15 períodos). Toda vez que houver alívio de plataforma programado na janela de atendimento, verifica-se se alguma embarcação já contratada está disponível. Se nenhuma embarcação estiver disponível, uma nova embarcação é contratada e acrescentada à frota. Caso duas ou mais embarcações estejam disponíveis, a escolha de qual delas será responsável pelo atendimento será feita de forma aleatória.

5.2. Dados de Entrada

O estudo de caso ocorrerá da região na região sudeste. O Terminal considerado no estudo está localizado no Estado do Rio de Janeiro, mais precisamente em Angra dos Reis (Tebig). Este terminal tem capacidade de armazenar grande quantidade de óleo e uma de suas finalidades é atender as refinarias de Duque de Caxias – Reduc, localizada em Duque de Caxias, além de servir como hub para navios exportadores (Transpetro, 2013). Ou seja, este terminal será responsável por abastecer a refinaria e carregar os navios exportadores. As quatro plataformas irão descarregar neste terminal. A Tabela 5.1 representa a distância, em quilômetros, do Terminal para as plataformas.

Tabela 5.1 - Distância entre o terminal e as plataformas

Distâncias (km)	P1	P2	P3	P4
Terminal	109	21	43	79

Como descrito acima, o estudo de caso contará com quatro plataformas. Cada uma delas terá sua taxa de processamento e capacidade de armazenamento específica. Por medidas de segurança, o limite de armazenamento das plataformas será sempre 80% da sua capacidade total (Silva, 2005). As plataformas P1, P2, P3

e P4 são: FPSO, Monocoluna, Auto Elevatória e FPSO, respectivamente. Na Tabela 5.2 estão referenciados os dados de cada plataforma.

Tabela 5.2 – Informações referente a capacidade de processamento e ao estoque das plataformas

	Capacidade de processamento		Capacidade de armazenamento		80%	Estoque inicial
	BBL /dia	m ³ / dia	BBL /dia	m ³ / dia		
P1	180.000,00	28.616,85	2.000.000,00	317.965,02	254.372,02	200.000,00
P2	80.000,00	12.718,60	1.600.000,00	254.372,02	203.497,62	100.000,00
P3	65.000,00	10.333,86	1.000.000,00	158.982,51	127.186,01	80.000,00
P4	150.000,00	23.847,38	1.600.000,00	254.372,02	203.497,62	70.000,00

5.3. Cenários Analisados

Nesta seção serão apresentados os três cenários, que compõem o estudo de caso, e suas respectivas particularidades.

5.3.1. Cenário 1

O Cenário 1 conta com um terminal com capacidade máxima de armazenamento de 800.000 m³, sendo seu estoque inicial de 100.000 m³. As plataformas terão que atender uma refinaria cuja demanda é de 40.000 m³ por período, conforme a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Demanda do terminal no cenário 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Terminal	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

5.3.2. Cenário 2

No Cenário 2 foi considerado um terminal e uma refinaria nos mesmos moldes do Cenário 1, porém, neste cenário, as plataformas terão que atender também a um navio exportador do tipo VLCC (Very Large Crude Carrier) com a saída agendada para o décimo primeiro período e demanda de 300.000 m³,

conforme a Tabela 5.4, sendo que o VLCC está disponível para carregamento a partir do quarto período.

Tabela 5.4 – Demanda do terminal e do navio exportador no Cenário 2

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Terminal	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Exportador1											300				

5.3.3. Cenário 3

O Cenário 3 será similar ao Cenário 2, com exceção de que as plataformas terão dois navios exportadores do tipo VLCC (Very Large Crude Carrier) ao invés de um único. Neste cenário, o segundo navio tem a saída agendada para o décimo quinto período, com demanda de 300.000 m³, conforme a Tabela 5.5, e estará disponível para carregamento a partir do nono período.

Tabela 5.5 – Demanda do terminal e dos navios exportadores no cenário 3

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Terminal	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Exportador 1											300				
Exportador 2															300

5.4. Análise dos Resultados

Nesta seção serão analisados os resultados obtidos pelo modelo para cada um dos cenários considerados.

5.4.1. Cenário 1

No Cenário 1 o modelo matemático definiu que as embarcações deverão aliviar as plataformas de acordo com a Tabela 5.6, para que a demanda da

refinaria fosse atendida e todas as restrições fossem respeitadas, sendo que os navios aliviadores teriam que percorrer 1098 km.

Tabela 5.6 – Programação de alívio das plataformas no cenário 1

Plataforma	P1			P2	P3	P4	
Período	1	7	9	4	5	3	11
Terminal	135	134	135	135	130	135	135

As Figuras 5.1 a 5.4 apresentam o nível de estoque nas plataformas ao longo do horizonte considerado no estudo é possível notar que nenhuma plataforma atingiu 80% da sua capacidade máxima. Além disso, os gráficos são influenciados, principalmente, pela taxa de processamento, visto que, mesmo possuindo uma capacidade de armazenamento mais elevada, as plataformas que foram aliviadas mais vezes foram as que possuem as maiores taxa de processamento, já que as mesmas atingem o seu limite mais rapidamente.

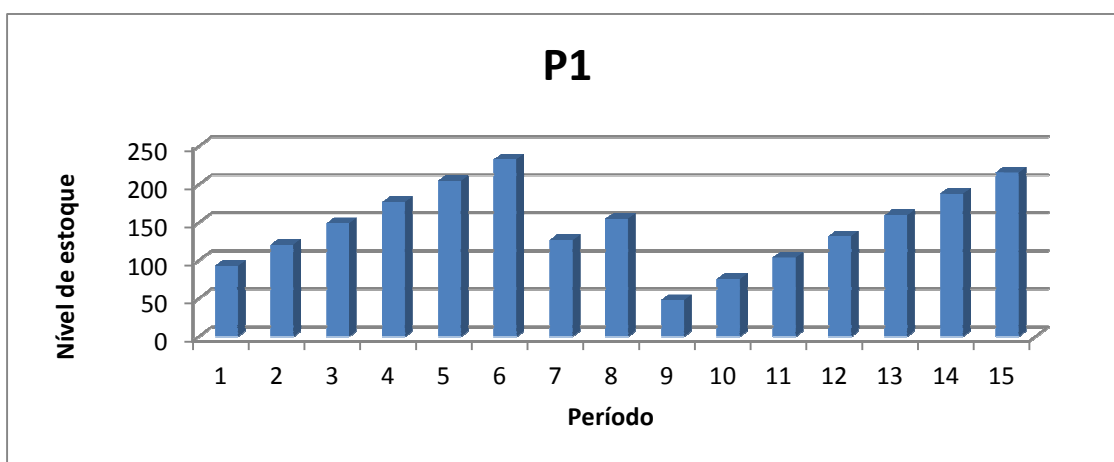


Figura 5.1 – Estoque da plataforma P1 no Cenário 1

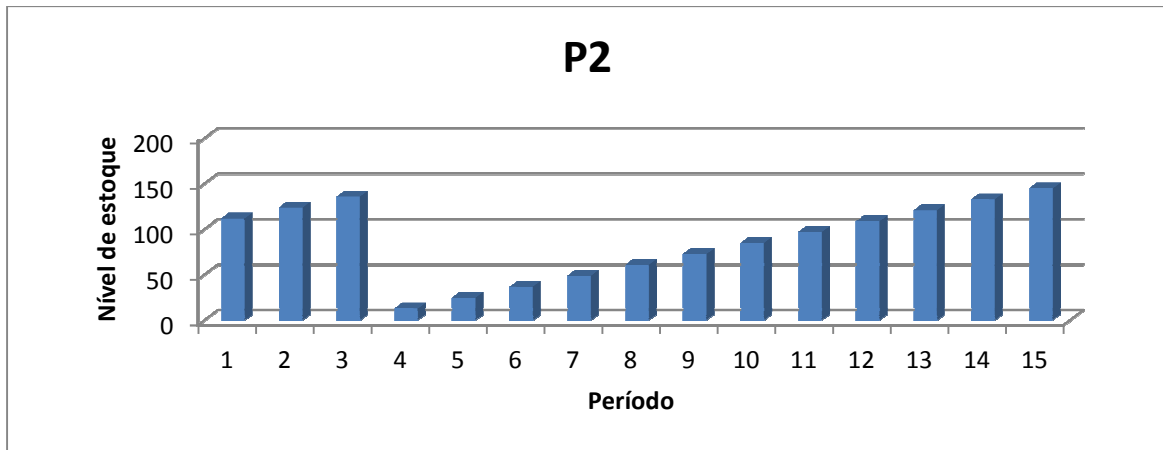


Figura 5.2 – Estoque da plataforma P2 no Cenário 1

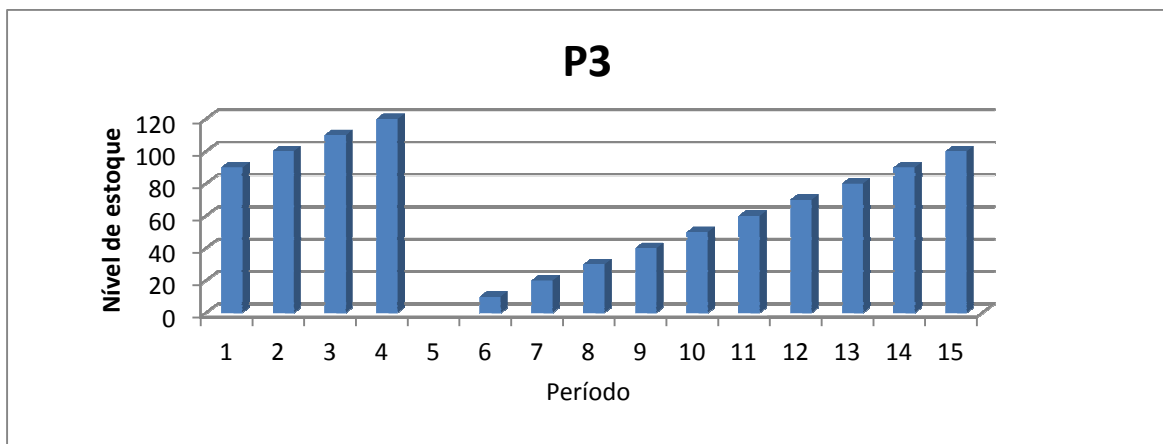


Figura 5.3 – Estoque da plataforma P3 no Cenário 1

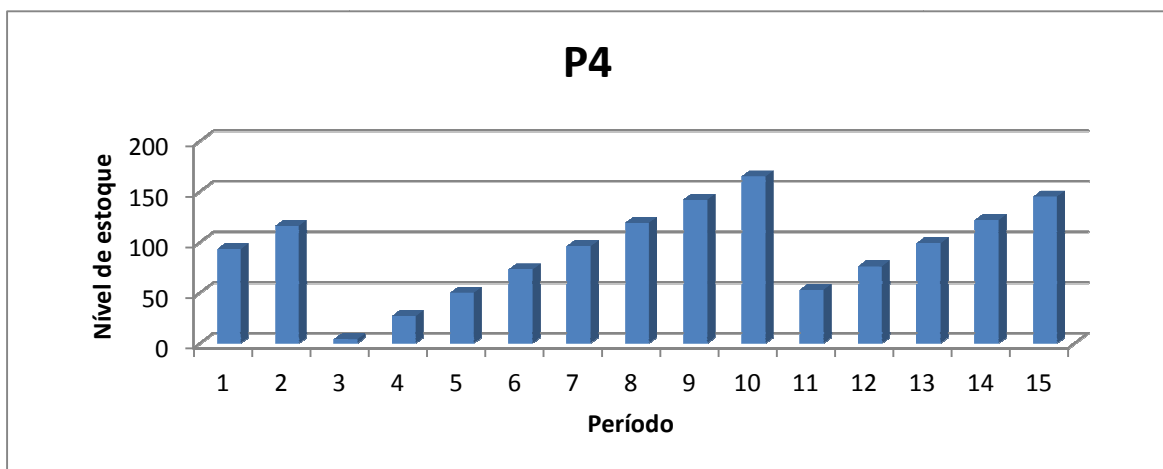


Figura 5.4 – Estoque da plataforma P4 no Cenário 1

A Figura 5.5 apresenta o nível de estoque no terminal ao longo do horizonte considerado no estudo. Apesar do mesmo não chegar ao seu limite no período em questão, ele segue uma tendência de crescimento, já que a demanda diária da refinaria é inferior ao total produzido pelas plataformas no horizonte de tempo considerado.

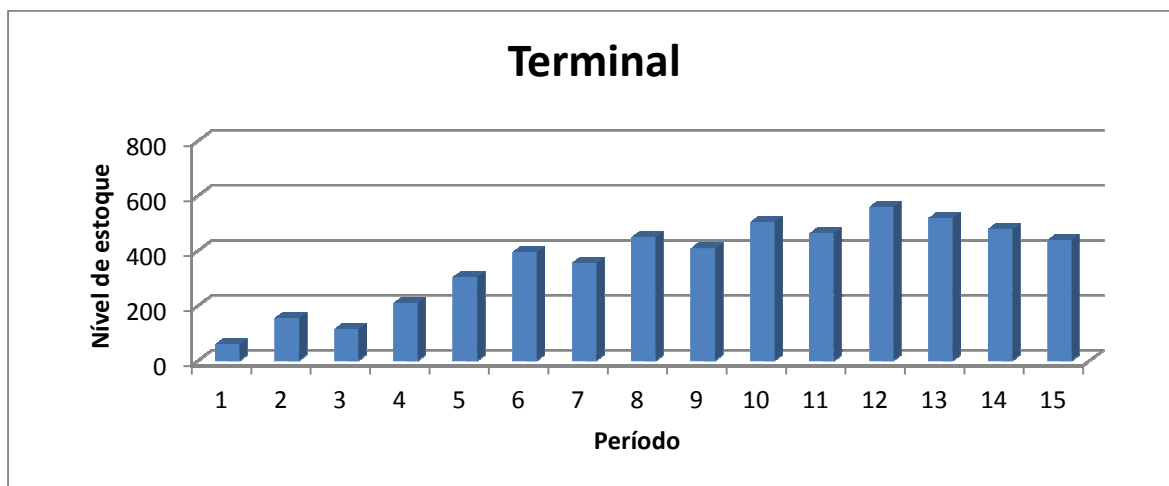


Figura 5.5 –Estoque da plataforma P5 no Cenário 1

Após análise dos resultados, foi constatado que, para efetuar o alívio das plataformas nos períodos pré-determinados pelo modelo, será necessária a utilização de três embarcações, nomeadas como A, B e C, o que já demonstra um ganho em relação a proposta inicial, que era um navio dedicado para cada plataforma. A Tabela 5.7 demonstra os períodos que cada embarcação estará dedicada ao atendimento de uma determinada plataforma e a Tabela 5.8 a quantidade de óleo que será retirado de cada plataforma e a embarcação responsável por este atendimento.

Tabela 5.7 – Tabela referente aos períodos em que as embarcações estarão dedicadas ao atendimento de cada plataforma

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
A	P1	P1	P2	P2	P2			P1	P1	P1					
B		P4	P4	P4		P1	P1	P1		P4	P4	P4			
C				P3	P3	P3									

Tabela 5.8 – Demonstrativo da quantidade de óleo que será retirado em cada período e a embarcação responsável por este atendimento.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P1	Terminal	135						134		135						
P2	Terminal				135											
P3	Terminal					130										
P4	Terminal			135									135			

5.4.2. Cenário 2

No Cenário 2 o modelo matemático definiu que as embarcações deverão aliviar as plataformas de acordo com a Tabela 5.9 para que a demanda da refinaria e do navio exportador fossem atendidas e todas as restrições fossem respeitadas, sendo que os navios aliviadores teriam que percorrer 1358 km. Note que em uma única visita à plataforma, a embarcação pode retirar, no mesmo período, a quantidade de óleo que será entregue no navio exportador, mais o que será entregue na refinaria, mas sempre respeitando a capacidade da embarcação.

Tabela 5.9 – Programação de alívio das plataformas no Cenário 2

Plataforma	P1				P2		P3	P4	
Período	2	7	8	13	5	15	5	4	11
Terminal	135	24	135	135		57		135	103
Exportador		87			90		123		

As Figuras 5.6 a 5.9 representam o nível de estoque nas plataformas ao longo do horizonte considerado no estudo. É possível notar que alguns gráficos

sofreram alterações em relação ao Cenário 1. Mesmo que os gráficos continuem sendo norteados pela taxa de processamento e pela taxa de armazenamento das plataformas, em alguns casos, o óleo foi retirado da plataforma bem antes de chegar perto da zona de risco, como por exemplo, na plataforma P1, visto que neste cenário existe uma demanda grande e pontual que precisa ser atendida, que é a do navio exportador.

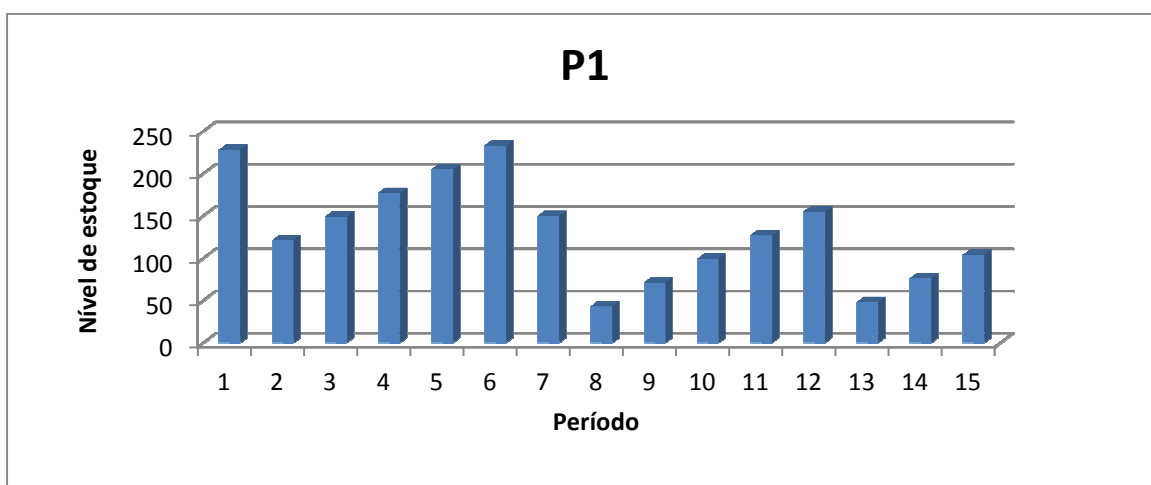


Figura 5.6 – Estoque da plataforma P1 no Cenário 2

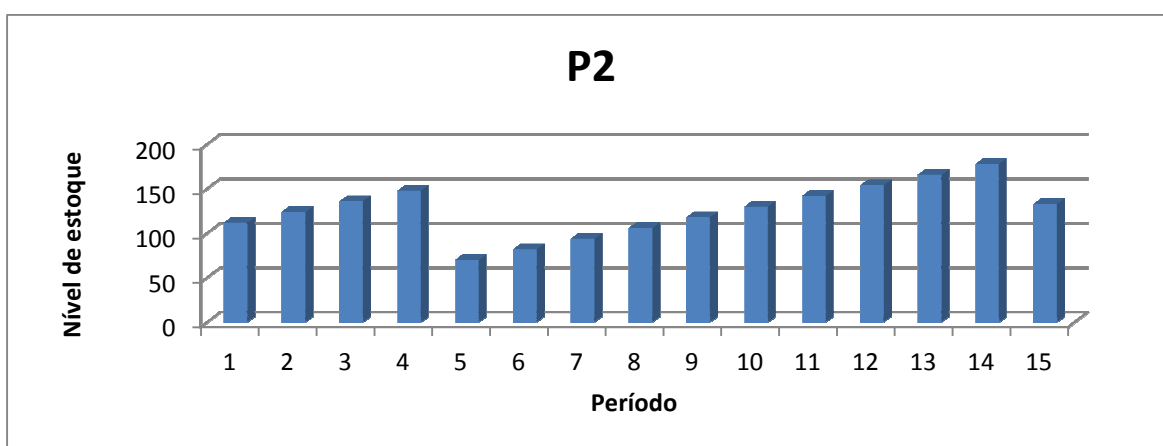


Figura 5.7 – Estoque da plataforma P2 no Cenário 2.

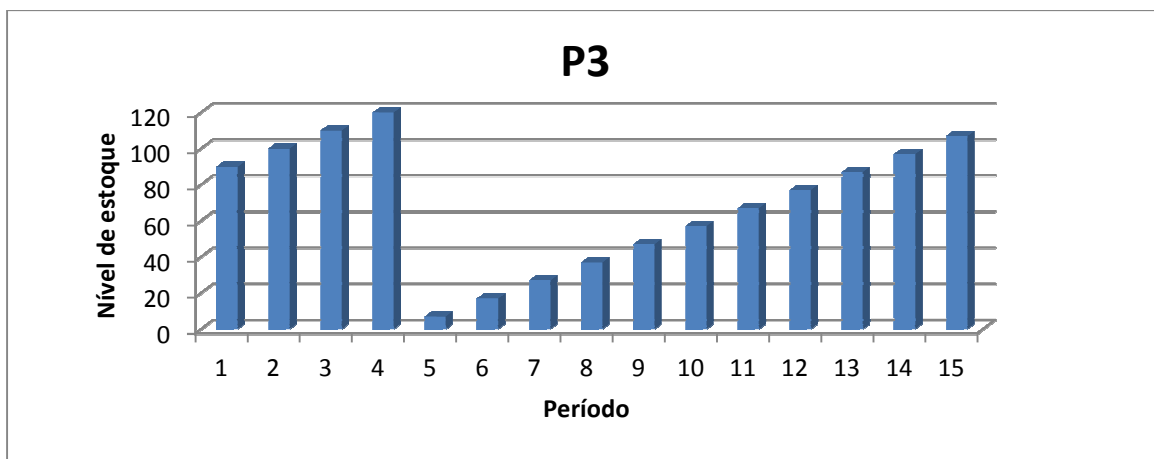


Figura 5.8 – Estoque da plataforma P3 no Cenário 2

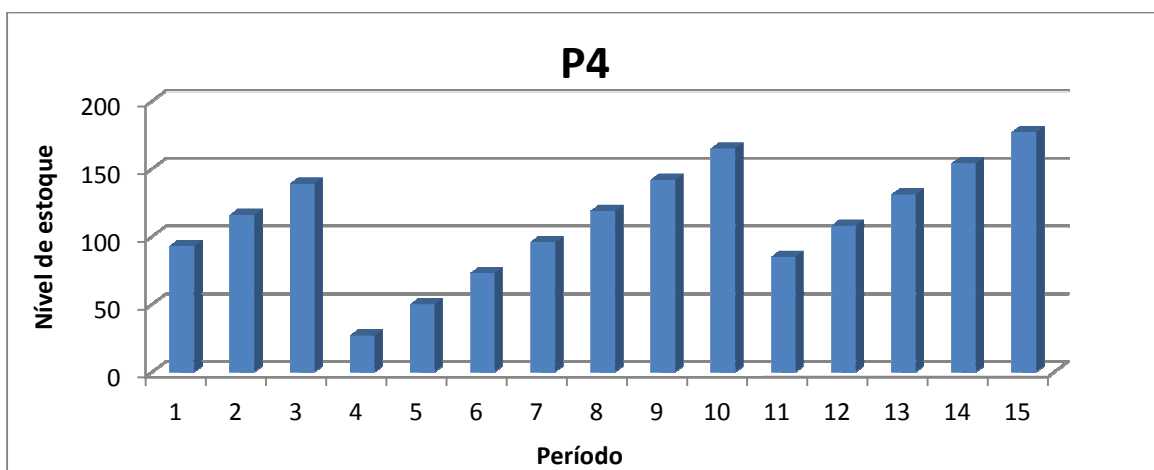


Figura 5.9 – Estoque da plataforma P4 no Cenário 2

A Figuras 5.10 e 5.11 representam o nível de estoque no terminal e do navio exportador, respectivamente, ao longo do horizonte considerado no estudo. Neste cenário o estoque do terminal possui características diferentes do Cenário 1 até o décimo primeiro período, período no qual o navio exportador desancora do terminal completamente carregado em direção ao seu destino. O estoque se mantém com uma variação praticamente contínua, já que o óleo produzido é dividido entre o estoque do terminal e o navio exportador. No momento em que o estoque do navio exportador atinge a sua meta, o mesmo fica aguardando até a data prevista para a sua saída.

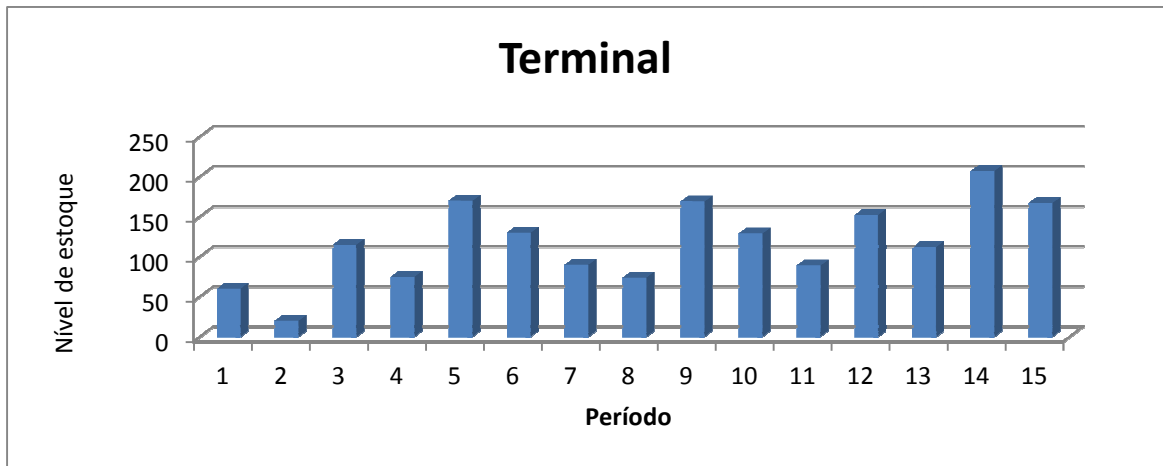


Figura 5.10 – Estoque do terminal no cenário 2

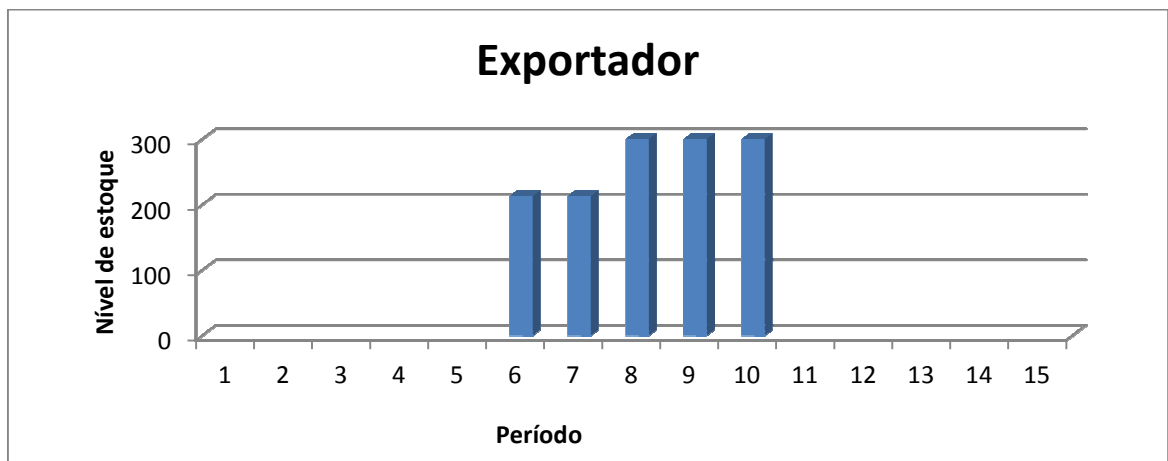


Figura 5.11 – Estoque do navio exportador no cenário 2

Após análise dos resultados, do mesmo modo que havia ocorrido no Cenário 1, foi constatado que, para efetuar o alívio das plataformas nos períodos pré-determinados pelo modelo, será necessário a utilização de 3 embarcações, nomeadas como A, B e C. Como pode ser observado nas Tabelas 5.10 e 5.11. Sendo assim, novamente obtivemos um ganho em relação a proposta inicial.

Tabela 5.10 – Tabela referente aos períodos em que as embarcações estarão dedicadas ao atendimento de cada plataforma

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
A	P1	P1	P1	P2	P2	P2				P4	P4	P4			
B			P4	P4	P4	P1	P1	P1						P2	P2
C				P3	P3	P3	P1	P1	P1			P1	P1	P1	

Tabela 5.11 – Demonstrativo da quantidade de óleo que será retirado em cada período e a embarcação responsável por este atendimento.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P1	Terminal		135					24	135					135		
	Exportador							87								
P2	Terminal															
	Exportador					90										57
P3	Terminal															
	Exportador					123										
P4	Terminal				135							135				
	Exportador															

5.4.3. Cenário 3

No Cenário 3 o modelo matemático definiu que as embarcações deverão aliviar as plataformas de acordo com a Tabela 5.12 para que a demanda da refinaria e dos dois navios exportadores fossem atendidas e todas as restrições fossem respeitadas, sendo que os navios aliviadores teriam que percorrer 1298 km. Como no Cenário 2, a embarcação é capaz de retirar em um mesmo período uma quantidade de óleo para atender os 3 clientes (a refinaria e os dois navios exportadores), mas sempre respeitando a capacidade da embarcação.

Tabela 5.12 – Programação de alívio das plataformas no Cenário 3

Plataforma	P1			P2		P3	P4		
Período	2	7	10	1	11	5	5	12	14
Terminal	135	100	33	112			135	80	99
Exportador 1		35				130			
Exportador 2			102		120			55	23

As Figuras 5.12, 5.13, 5.14 e 5.15 representam o nível de estoque nas plataformas ao longo do horizonte considerado no estudo. Neste cenário, os gráficos do estoque das plataformas tiveram um comportamento similar aos gráficos do cenário 2, apesar dos níveis de estoque permanecerem um pouco mais baixos em comparação ao cenário anterior.

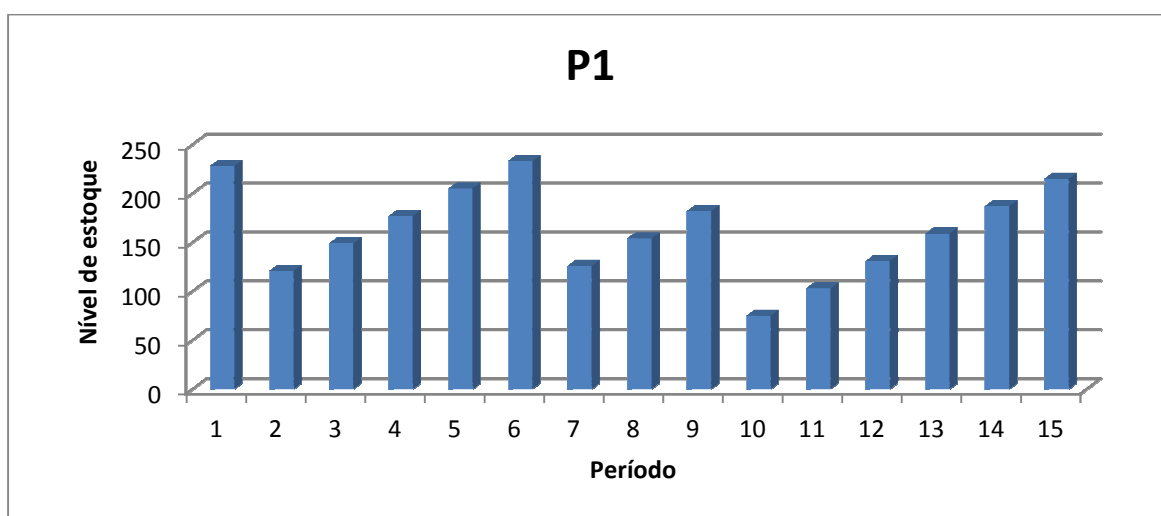


Figura 5.12 – Estoque da plataforma P1 no cenário 3

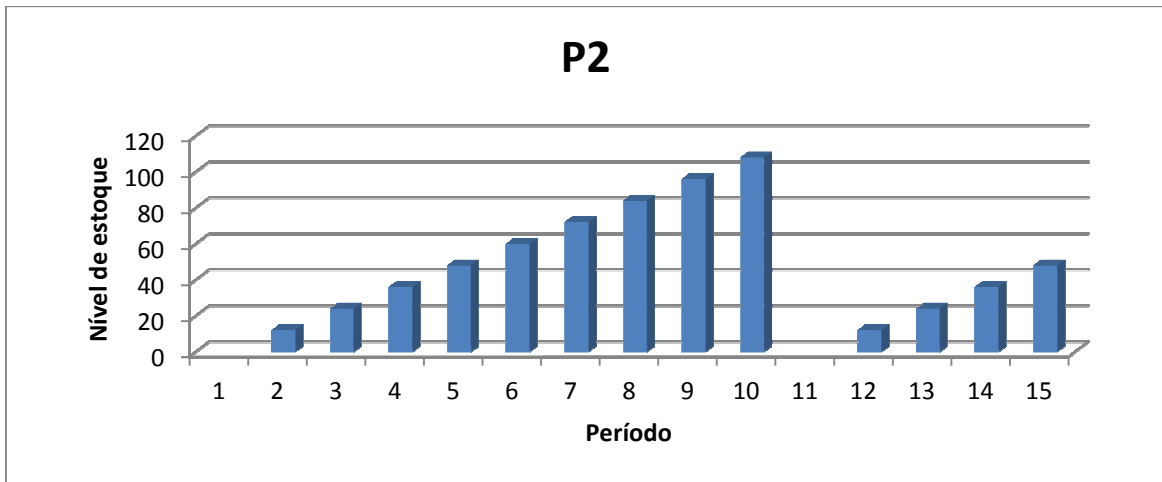


Figura 5.13 – Estoque da plataforma P2 no cenário 3.

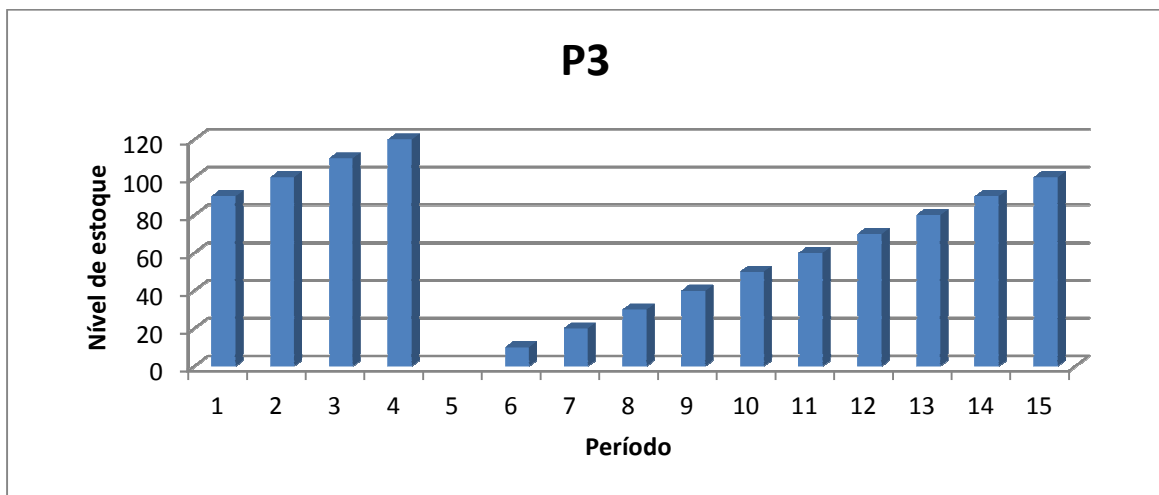


Figura 5.14 – Estoque da plataforma P3 no cenário 3

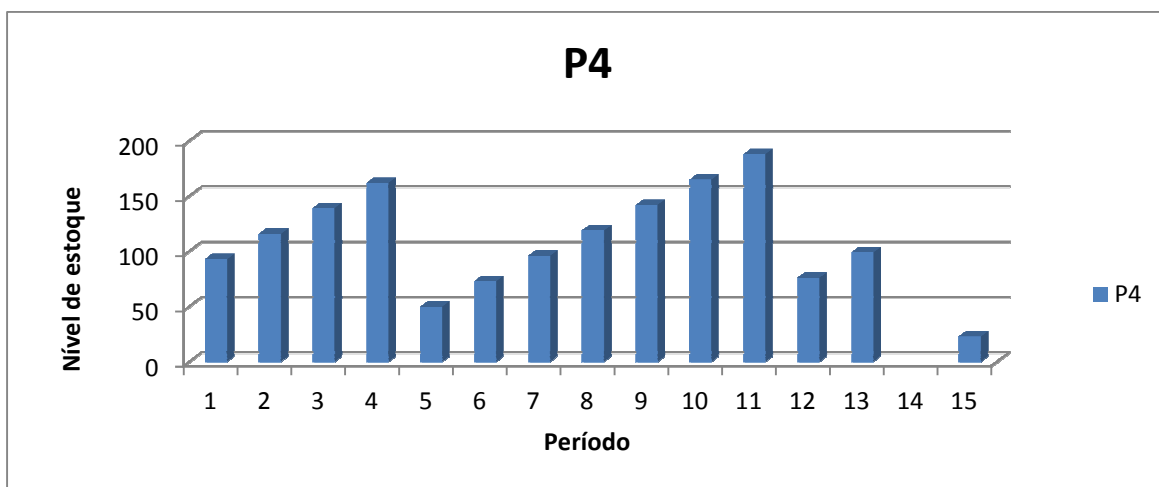


Figura 5.15 – Estoque da plataforma P4 no cenário 3

A Figuras 5.16, 5.17 e 5.18 representam o nível de estoque no terminal e dos dois navios exportadores, respectivamente, ao longo do horizonte considerado no estudo. O grande diferencial deste cenário, em relação ao cenário anterior, é o estoque do terminal, que ao longo de todo horizonte fica bem distante do limite, atingindo no máximo 132.000 m³, já que existem dois navios exportadores com datas de saída próximas uma da outra. Além disso, foi possível verificar que o navio exportador com saída agendada para o décimo primeiro período começou a ser carregado mais cedo em comparação ao cenário anterior.

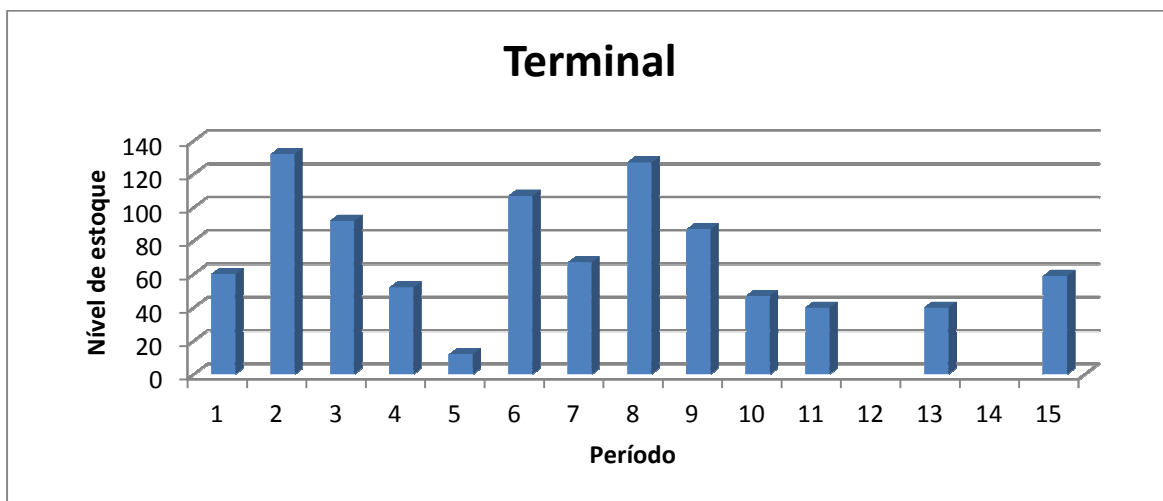


Figura 5.16 – Estoque do terminal no cenário 3

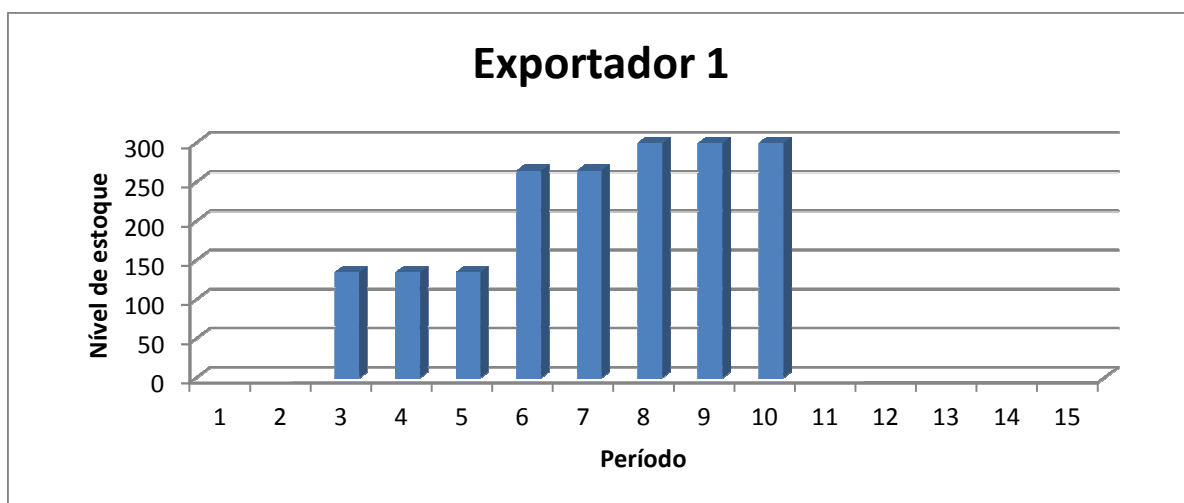


Figura 5.17 – Estoque do navio exportador 1 no cenário 3

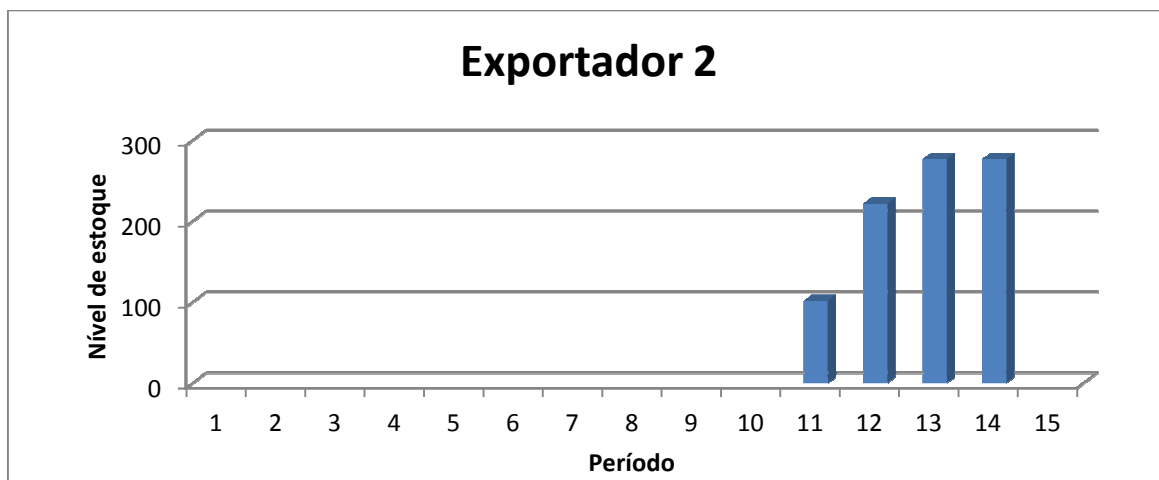


Figura 5.18 – Estoque do navio exportador 2 no cenário 3

Após análise dos resultados, foi constatado que para efetuar o alívio das plataformas nos períodos pré-determinados pelo modelo será necessária a utilização de três embarcações, nomeadas como A, B e C. Como pode ser observado nas Tabelas 5.13 e 5.14. Sendo assim, novamente obtivemos um ganho em relação a proposta inicial.

Tabela 5.13 – Períodos em que as embarcações estarão dedicadas ao atendimento de cada plataforma

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
A	P2	P2		P3	P3	P3			P1	P1	P1		P4	P4	P4
B	P1	P1	P1	P4	P4	P4				P2	P2	P2			
C						P1	P1	P1			P4	P4	P4		

Tabela 5.14 – Demonstrativo da quantidade de óleo que será retirado em cada período e a embarcação responsável por este atendimento.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P1	Terminal							100			33					
	Exportador 1		135					35								
	Exportador 2										102					
P2	Terminal	112														
	Exportador 1															
	Exportador 2											120				
P3	Terminal															
	Exportador 1					130										
	Exportador 2															
P4	Terminal					135							80		99	
	Exportador 1															
	Exportador 2												55		23	

6. Conclusão

A produção de petróleo no Brasil e no mundo vem crescendo consideravelmente, e a descoberta e exploração de bacias, principalmente na zona do pré-sal, cada vez mais onerosas operacionalmente, tornam a logística do ramo de óleo e gás cada vez mais importante, principalmente no âmbito offshore, no qual os custos envolvidos são extremamente altos.

Ao longo da dissertação foram demonstrados diversos aspectos da logística de petróleo e suas particularidades, enfatizando a logística de produção offshore. Foi apresentado um modelo matemático capaz de apoiar a tomada de decisão no planejamento estratégico, tático e operacional. Porém o foco do modelo implementado é a operação de alívio de plataformas.

Foi possível constatar que a utilização de um modelo de programação matemática é de suma importância perante a logística de produção offshore, visto que o mesmo é capaz de identificar a quantidade de óleo que deve ser retirado de cada plataforma por período, de forma que todas as demandas sejam atendidas e todas as restrições respeitadas e, como exemplo, que a produção de óleo da plataforma não seja interrompida. Além disso, o modelo mencionado também é capaz de demonstrar futuros gargalos operacionais.

Três cenários reais foram definidos para avaliar a eficácia do modelo. Após analisarmos os cenários que compõem o estudo de caso, conclui-se que o resultado esperado foi atingido e que o modelo pode ser utilizado por empresas em situações reais, para apoiar a tomada de decisões.

No primeiro momento o modelo indicou se a operação era possível ou se existia algum gargalo a inviabilizando. Em seguida, o modelo retornou a quantidade de óleo que deveria ser aliviada em cada plataforma por período.

Os dados acima foram utilizados para a elaboração da programação dos navios aliviadores. Em todos os cenários foi constatado que seria possível utilizar apenas três embarcações, contrariando a proposta inicial que era a utilização de um navio dedicado para cada uma das quatro plataformas e demonstrando que em todos os cenários houve ganho em relação a quantidade de embarcações afretadas, o que leva a uma redução significativa do custo operacional.

6.1. Trabalhos futuros

O modelo desenvolvido pode ser utilizado futuramente para a tomada de decisões estratégicas, como, por exemplo, a inserção de uma nova unidade de refino ou aumento da capacidade de uma já existente na rede logística, ou verificar se é necessário ampliar a capacidade do terminal em caso do aumento da produção ou da descoberta de um novo reservatório.

O modelo, apesar de contribuir com o objetivo proposto e atingir o resultado esperado, tem possibilidade de ser aperfeiçoado, de modo que a atribuição das embarcações seja definida automaticamente.

E ainda aumentando a complexidade do modelo seria possível implementar a escolha do tipo de alívio das plataformas, seja por embarcações ou por dutos.

7. Referencias Bibliográficas

AIRES, M., LUCENA, A., ROCHA, R., SANTIAGO, C., SIMONETTI, L., **Optimizing the petroleum supply chain at Petrobras**. Computer Aided Chemical Engineering, 2004, 18, 871-876.

BALLOU, R.H, **Gerenciamento da cadeia de suprimentos: Logística Empresarial**. 5^a edição, São Paulo Editora Bookman, 2006.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Janeiro de 2015.

AZEVEDO, I.R.M, LEAL, J.L, **Aplicação da metodologia de custeio baseado em atividades na determinação dos custos de movimentação interna de um depósito. Aplicação à produção de petróleo offshore**, I Seminário de Logística e de Supply Chain Organização: Mestrado Profissional em Logística / DEI, PUC-Rio

CHENG, L. DURAN, M.A., **World-wide crude transportation logistics: A decision support system based on simulation and optimization**. 2003

EICHMANN, D.A., **Creating a High-Performance Downstream Petroleum Supply Chain**. Achieving Supply Chain Excellence Through Technology. p.229-232, 2000.

HAMACHER, S., RIBAS, G.P., OLIVEIRA, F.C., **Um modelo para o planejamento estratégico da cadeia de petróleo**. XL SBOP. 2005

LAMBERT, D.M., COOPER, M.C., PAGH, J.D., **Supply Chain Management: Implementation issues and research opportunities**. The international Journal of logistics Management. Volume 9, 1998.

MACHADO, E. L., **Economia de baixo carbono: Avaliação de impactos de restrições e perspectivas tecnológicas**. Núcleo de estudos de economias de baixo carbono, BNDS, São Paulo, 2012.

MARCELLINO, F.J.M., **Planejamento integrado da cadeia de suprimentos da indústria do petróleo baseado em agentes holônicos**. (D.Sc.). Tese – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2013.

MOURA, V.C., **Programação de frota de embarcações de lançamentos de dutos**. (M.Sc.). Dissertação – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2012.

PELIZARO, C., LEAL, J.L., **Dimensionamento de Frota em uma empresa de Petróleo Integrada**, VI Seminário de Logística e de Supply Chain Organização: Mestrado Profissional em Logística / DEI, PUC-Rio
PETROBRAS – Disponível em www.petrobras.com.br. Acesso em Janeiro de 2008.

RIBAS, G.P., HAMACHER, S., STREET, A., **Optimization under uncertainr of the integrated oil supply chain using stochastic and robst programming**. International Transactions in Operational Research, 2010, 17, 777-796

RIBAS, F.J.M., **Planejamento operacional de refinarias de petróleo sob incerteza**. (D.Sc.). Tese – PUC-Rio, Rio de Janeiro. 2012.

SILVA, J.L., **Modelo de Cálculo do Custo de Escoamento de Óleo da Bacia de Campos – RJ, usando a Técnica de Custo Baseado na Atividade –ABC Costing**. (M.Sc.). Dissertação – PUC-Rio, Rio de Janeiro. 2005.

SINDICOM, Sindicato das distribuidoras de combustíveis, Disponível em <http://www.sindicom.com.br>. Acessado em Janeiro de 2015.

SOARES, A.C., LEAL, J. E., AZEVEDO, I.R. **Diagnóstico da rede de distribuição de derivados de petróleo no Brasil e sua representação em um SIG**. XXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Ouro Preto, 2003.

TAKAHASHI, M.T., VASCONCELOS, R.V.J.C., **Uma proposta para dimensionamento de embarcações especiais tipo AHTS**. XLI SBPO - Pesquisa Operacional na Gestão do Conhecimento, 2009, 17, 1342-1352

TEIXEIRA, V.B., **Operações de transbordo de petróleo nacional na Baía da Ilha Grande**. (M.Sc.). Dissertação – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro. 2011.

THOMAS, J.E (organizador), **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª edição. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2004.

TRANSPETRO – Disponível em www.transpetro.com.br. Acesso em Janeiro de 2015.

VAQUERO, T.S, SETTE, F., SILVA, J.R, BECK, J.C., **Planning and Scheduling of Crude Oil Distribution in a Petroleum Plant.** 2009