

**PAULO SERGIO GARCIA JUNIOR**

**PLANEJAMENTO DAS OPERAÇÕES DE ALÍVIO NA BACIA DE SANTOS**

**Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção  
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**SANTOS**

**2020**

**PAULO SERGIO GARCIA JUNIOR**

**PLANEJAMENTO DAS OPERAÇÕES DE ALÍVIO NA BACIA DE SANTOS**

**Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção  
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**Área de concentração: Otimização em  
Engenharia de Petróleo**

**Orientadora: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Elsa Vásquez Alvarez**

**SANTOS**

**2020**

### Catlogação-na-publicação

Junior, Paulo Sergio Garcia  
PLANEJAMENTO ÓTIMO DAS OPERAÇÕES DE ALÍVIO NA BACIA DE  
SANTOS / P. S. G. Junior -- São Paulo, 2020.  
60 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.Petróleo 2.Offloading 3.Bacia de Santos 4.FPSO I.Universidade de São  
Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de  
Petróleo II.t.

## RESUMO

A transferência de óleo da plataforma para um navio petroleiro é o processo chamado de operação de alívio. Este processo é indispensável na produção de óleo de campos *offshore* no Brasil por carecer de oleodutos submarinos longos para escoamento da produção até a costa e continuar com o processo de refino. Neste contexto, o presente trabalho de conclusão de curso tem por objetivo a obtenção do planejamento ótimo de atendimento às unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo (*Floating Production Storage and Offloading* - FPSOs) de modo que o custo devido ao deslocamento das embarcações aliviadoras seja mínimo e que as unidades de produção não atinjam capacidade máxima de armazenamento de óleo. Para atingir tal finalidade, são definidas as hipóteses, conjuntos, parâmetros, variáveis, função objetivo e restrições. O modelo resultante é do tipo Linear Inteiro Misto (*Mixed Integer Linear Programming* – MILP) o qual foi implementado no *software* GAMS v25.1.2 e para a busca da solução foi usado solver CPLEX. Dois cenários foram resolvidos e obtiveram-se respostas ótimas. O modelo formulado é uma proposta nova e consideram-se os resultados viáveis para um problema real na Bacia de Santos. Assim, estes resultados gerados são discutidos quanto ao planejamento de viagens, a evolução do volume de petróleo estocado ao longo do tempo, o custo de deslocamento das embarcações decorrente da função objetivo e o número total de operações realizadas. Além disso, foi possível concluir que as operações de alívio representam grande importância no setor petrolífero sendo que taxas de produção maiores demandam maior quantidade de atendimentos aos FPSOs.

**Palavras-chave:** OFFLOADING, PLANEJAMENTO, PETRÓLEO

## **ABSTRACT**

Transferring oil from the platform to an oil tanker is a process called an offloading operation. This process is indispensable in the production of oil from offshore fields in Brazil, as it lacks long submarine pipelines to transport production to the coast and continue with the refining process. In this context, the purpose of the present course conclusion work is to obtain the optimal planning of offloading operations for floating production, storage and oil transfer units (Floating Production Storage and Offloading - FPSOs) so that the cost due to the displacement of vessels is minimal and the production units do not reach maximum oil storage capacity. To achieve this purpose, hypotheses, sets, parameters, variables, objective function and restrictions are defined. The resulting model is of the Mixed Integer Linear Programming (MILP) type which was implemented in the GAMS v25.1.2 software and for the solution search was used CPLEX solver. Two scenarios were resolved and optimal responses were obtained. The model formulated is a new proposal and the results are considered viable for a real problem in the Santos Basin. Thus, these results are discussed in terms of travel planning, the evolution of the volume of oil stored over time, the cost of displacement of vessels due to the objective function and the total number of operations performed. In addition, it was possible to conclude that the offloading operations represent great importance in the oil sector, with higher production rates demanding a greater number of services to the FPSOs.

**Keywords:** OFFLOADING, PLANNING, OIL.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>6</b>
1.1	OBJETIVO .....	7
1.2	JUSTIFICATIVA .....	7
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	7
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>8</b>
2.1.	BREVE HISTÓRICO DO PETRÓLEO BRASILEIRO <i>OFFSHORE</i> .....	8
2.2.	OPERAÇÕES DE ALÍVIO E FUNCIONAMENTO DE EMBARCAÇÕES .....	9
2.3.	SEGURANÇA NAS OPERAÇÕES DE <i>OFFLOADING</i> .....	14
2.4.	MODELOS DE OTIMIZAÇÃO .....	15
2.5.	HISTÓRICO DA OTIMIZAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i> .....	17
2.6.	TRABALHOS <i>REALIZADOS EM RELAÇÃO ÀS OPERAÇÕES</i> <i>OFFLOADING</i> .....	19
<b>3.</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>21</b>
3.1.	MÉTODO DE OBTENÇÃO DE DADOS .....	21
3.2.	<i>SOFTWARE</i> UTILIZADO – GAMS.....	21
3.3.	FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO.....	22
<b>4.</b>	<b>INTRODUÇÃO AO PROBLEMA.....</b>	<b>24</b>
4.1.	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA .....	25
4.2.	HIPÓTESES.....	26
4.3.	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	27
4.3.1.	INDÍCES .....	27
4.3.2.	PARÂMETROS .....	28

4.3.3. DADOS DE ENTRADA .....	29
4.3.4. VARIÁVEIS .....	37
4.3.5. FUNÇÃO OBJETIVO .....	38
4.3.6. RESTRIÇÕES .....	39
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	41
5.1. PLANEJAMENTO DE ATENDIMENTO AOS FPSOs E EVOLUÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO ARMAZENADO – CENÁRIO 1.....	42
5.2. PLANEJAMENTO DE ATENDIMENTO AOS FPSOs E EVOLUÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO ARMAZENADO PARA CENÁRIO ALTERNATIVO .....	48
5.3. COMPARATIVO DOS CENÁRIOS.....	53
6. APRENDIZADOS E PROPOSTAS PARA CONTINUAÇÃO DO TRABALHO ..	54
6.1. APRENDIZADOS E DESAFIOS NA REALIZAÇÃO DO TRABALHO .....	54
6.2. PROPOSTAS PARA CONTINUAÇÃO DO TRABALHO .....	55
7. CONCLUSÃO.....	56
8. REFERÊNCIAS .....	58

## 1 INTRODUÇÃO

A indústria de óleo e gás é umas das mais importantes atualmente no que tange à questão energética mundial. Segundo Wu *et al.* (2019), o óleo cru e gás natural dominam a matriz energética de potências mundiais como Estados Unidos e Reino Unido. Contudo, em relação ao petróleo *offshore*, tratam-se de matérias primas de difícil obtenção uma vez que é necessário o emprego de numerosas tecnologias de alto custo de equipamentos e operação nas diversas unidades petrolíferas em funcionamento, sendo assim, é sempre desejável que se evite custos desnecessários devido às limitações de capacidade das plataformas e FPSOs (*Floating Production Storage and Offloading*).

Segundo Petrobras (2017), um FPSO é um navio adaptado que funciona como uma plataforma que pode produzir e armazenar óleo e gás. Este tipo de unidade possui capacidades de produção que podem chegar até 180.000 barris diários, armazenam o óleo em tanques que chegam à 1.600.000 bbls. Para que continue produzindo, os produtos são descarregados por meio de navios tanque que aliviam o FPSO e transferem para os terminais na costa sendo esta uma das operações que permeiam o setor petrolífero e possuem grande importância sendo chamadas de *offloading*.

Petrobras (2020) explica que a empresa possui uma frota de 21 navios aliviadores que possuem sistema de posicionamento dinâmico que garante a segurança das embarcações, as estabilizando de forma automática em meio às condições meteorológicas. Além disso, a esta frota, que realiza cerca de 1.800 operações de *offloading* anualmente, serão adicionados outros três navios em 2022 que são essenciais para corresponder ao grande potencial brasileiro no que diz respeito à produção de petróleo.

Desta forma, configura-se como operação essencial gerando valor à Petrobras e consequentemente à nação brasileira sendo que, estudos relacionados ao tema, são de suma importância para compreender a necessidade de alívio dos FPSOs e aumentar a eficiência da produção de petróleo nacional.



## **1.1 OBJETIVO**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) tem por objetivo a obtenção do planejamento ótimo de atendimento aos FPSOs de modo que o custo devido ao deslocamento das embarcações aliviadores seja mínimo e que as unidades de produção não atinjam capacidade máxima de armazenamento de óleo.

## **1.2 JUSTIFICATIVA**

O setor petrolífero é um dos que mais movimentam valores monetários atualmente, desta forma, quanto mais otimizado, mais se desfruta de seus resultados reduzindo custos desnecessários e evitando perdas. Neste contexto, o presente TCC apresenta sua importância no que tange à realizar o melhor planejamento das operações de alívio de maneira que as plataformas possam operar da melhor maneira possível sendo de grande relevância para a indústria do petróleo brasileira uma vez que trabalha em área de desenvolvimento da Bacia de Santos.

## **1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

O presente TCC está estruturado em introdução, revisão da literatura, metodologia, introdução ao estudo de caso, resultados e discussão, sugestão de trabalhos futuros e desafios encontrados, conclusão e referências bibliográficas. O estado da arte é contextualizado e introduzido na primeira seção além de adquirir embasamento científico através da revisão da literatura. A metodologia introduz as maneiras utilizadas para coleta de dados pertinentes e ferramentas utilizadas seguido pela introdução ao estudo de caso que descreve propriamente o estudo proposto na Bacia de Santos. Os resultados são expostos na seção seguinte bem como a discussão de seu significado. São sugeridos cenários alternativos para continuação do trabalho e explicitadas dificuldades encontradas. A conclusão e as referências bibliográficas finalizam extraindo os ensinamentos adquiridos com a realização do projeto e os trabalhos de outros autores utilizados como suporte.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O petróleo é atualmente a fonte de energia principal das nações e de onde derivam-se diversos produtos. Contudo, sua obtenção é caracterizada por diversos processos complexos e que demandam alta quantia de recursos. O óleo e o gás natural são encontrados em reservatórios espalhados pelo planeta e podem se situar em terra firme, caracterizando o petróleo *onshore*, ou em ambiente marítimo, caracterizando o petróleo *offshore*.

### 2.1. BREVE HISTÓRICO DO PETRÓLEO BRASILEIRO *OFFSHORE*

Em relação ao petróleo *offshore*, Neto e Costa (2007) explicam que a exploração começou em 1968 com a descoberta do poço no Campo de Guaricema (SE) tendo dando início a uma nova fase de produção da empresa nacional do setor, Petrobrás.

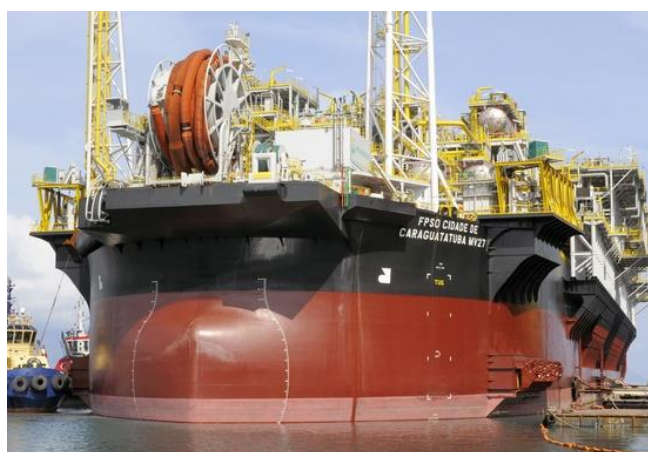
Segundo Macaé (2020), neste primeiro momento, foram utilizadas técnicas convencionais como plataformas fixas de aço e unidades de tratamento de fluidos localizadas na costa. Eram utilizadas plataformas auto-elevatórias junto à fixa para perfuração e completação dos poços. O desenvolvimento do setor *offshore* se seguiu com projetos em Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará resultando na criação das três famílias de plataformas. A primeira família possuía unidades para até 6 poços de produção e lâmina d'água até 60 metros. Já a segunda família atingia um total de 9 poços com a mesma lâmina d'água. Em contrapartida, a terceira família chegava à um limite de 15 poços de produção e apresentavam planta completa, com teste, separação e tratamento de fluidos. Contudo, a estatal teve a necessidade de utilizar tecnologia importada neste momento para posteriormente começar a produzir estas ferramentas e recursos necessários à exploração tendo hoje grandes números de plataformas e FPSOs em operação.

## 2.2. OPERAÇÕES DE ALÍVIO E FUNCIONAMENTO DE EMBARCAÇÕES

De acordo com Fuller, Arruda e Ferreira Filho (2013), a produção de óleo e gás marítima é realizada com o emprego de plataformas sendo que sua produção é levada até locais de estocagem nos terminais. Este transporte pode ser feito através de dutos ou por navios aliviadores os quais são solicitados para recolher a produção. É importante destacar que o Brasil carece de dutos e o alívio é feito principalmente com o emprego de embarcações.

A retirada de óleo das plataformas podem ser realizadas de maneiras diferentes. Além da possibilidade de transferência de óleo à costa por meio de oleodutos, é possível a realização através das operações de *offloading*. De acordo com Leal Júnior (2015), este procedimento ocorre com a retirada do petróleo da plataforma ou FPSO (**figura 1**) à embarcação aliviadora (**figura 2**) com auxílio de rebocador *Anchor Handling Tug Supply* (AHTS) (**figura 3**) que tem como função o auxílio no sistema de amarração e reboque do mangote.

**Figura 1.** FPSO Cidade de Caraguatatuba



(Fonte: Carvalho, 2016).

**Figura 2.** Navio aliviador do tipo Suezmax.



(Fonte: Petrobrás, 2015b)

**Figura 3.** Rebocador AHTS.



(Fonte: Rimorchiatori, 2020)

Leal Júnior (2015) explica que, para a etapa de aproximação e amarração entre as duas unidades (FPSO/Plataforma e navio aliviador), o rebocador possui a função de conduzir o cabo *hauser* do FPSO à embarcação de alívio e segue-se até o término da amarração como indica a **figura 4**.

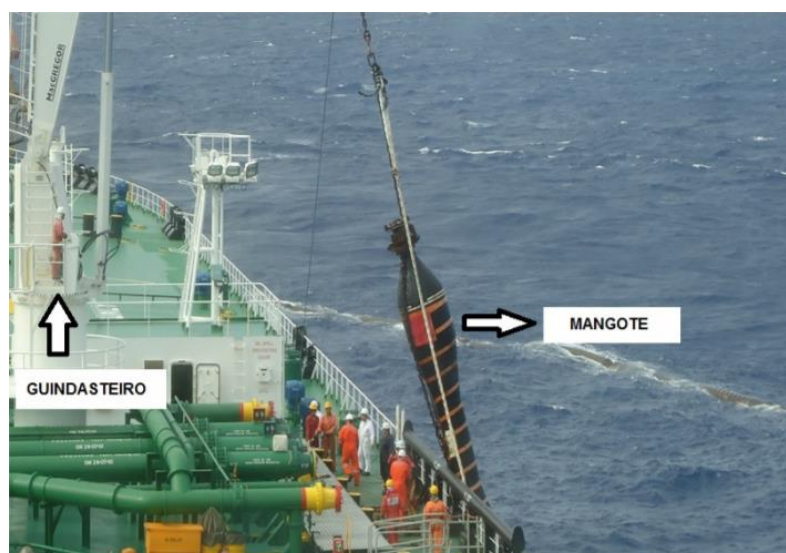
**Figura 4.** Amarração final para aproximação do navio aliviador.



(Fonte : Leal Junior, 2015).

Com a aproximação do navio aliviador, é feito o reboque do mangote que vem do FPSO à embarcação. Esta ferramenta é então içada com auxílio de guindastes e acoplada ao navio (**figura 5**) para dar início ao carregamento com petróleo.

**Figura 5.** Conexão do mangote no navio aliviador



(Fonte: Leal Junior, 2015)

Após o término do carregamento é feita a desconexão do mangote e seu reboque de volta ao FPSO além da retirada do sistema de amarração. Desta forma, segue o afastamento do navio aliviador e seu retorno ao terminal para descarregamento do petróleo cru.

Para a realização das operações descritas, Rodríguez (2012) comenta que atualmente existem oito tipos diferentes de embarcações distinguidas por suas dimensões e capacidade do tanque em armazenar o óleo. As classes de navios referem-se à *Small, Handysize, Handymax, Panamax, Aframax, Suezmax, VLCC (Very-large Crude Carriers) e ULCC (Ultra-large Crude Carriers)*.

Em relação ao Brasil, segundo Bisneto (2017), os investimentos da Petrobrás no pré-sal são crescentes explorando áreas cada vez mais complexas e que demandam quantia maior de recursos para extração de óleo. Enquanto as primeiras operações de *offloading* são do ano de 1975 utilizando navios comuns, somente em 1999 que a utilização de embarcações especializadas começou a ocorrer. As vantagens adquiridas com o aumento da tecnologia empregada referem-se à presença de casco próprio para a função, sistema para escoamento do óleo, ferramentas de controle de posição dinâmico além de propulsores específicos que facilitam a operação. Em especial, o sistema de posicionamento dinâmico dos navios que passou a ser utilizado consiste na tentativa de manter a embarcação com o menor movimento possível devido à fatores ambientais como correnteza, ondas e vento. Esta ferramenta proporcionou aumento da eficiência na transferência do óleo da plataforma para o navio para ser posteriormente levado aos terminais.

De acordo com Petrobrás (2014c), os principais tipos de navio utilizados no cenário brasileiro referem-se ao *Suezmax, Aframax e Panamax*. No caso do tipo *Suezmax*, a capacidade de armazenamento de óleo gira em torno de 140 mil e 175 mil toneladas e os mesmos possuem as dimensões máximas possíveis para a passagem no canal de Suez. *Aframax* possui capacidade menor em comparação ao *Suezmax*, restando em torno de 80 mil e 120 mil toneladas. O foco da embarcação *Panamax* é o

transporte principalmente do óleo cru. A capacidade de armazenamento é ainda menor que as anteriores girando em torno de 65 mil e 80 mil toneladas.

### 2.3. SEGURANÇA NAS OPERAÇÕES DE *OFFLOADING*

Em relação aos aspectos de segurança, Rodriguez (2018) comenta que para agir adequadamente em relação às operações de *offloading* é necessário compreender a relação existente entre as condições ambientais, operacionais além de equipamentos e embarcações de apoio a serem utilizadas. Uma das maneiras de identificar situações que podem ocasionar acidentes é a quantificação dos riscos envolvidos. Basicamente o processo pode ser estruturado na modelagem dos tipos de acidentes possíveis, aplicação de técnicas Bayesianas para probabilidade de falhas, avaliação das consequências e etapa de decisão final. O processo de quantificação e análise de riscos relacionados às operações de *offloading* é aplicado por Rodriguez (2018) em estudo de caso relacionado à utilização de um *shuttle tanker* com sistema de posicionamento dinâmico. Neste estudo, a etapa na qual derivaram o maior número de situações indesejadas refere-se à fase inicial de conexão da embarcação aliviadora e o FPSO. Estão presentes o processo de amarração bem como monitoramento e conexão do mangote onde podem ocorrer acidentes como falha de amarras auxiliares, do mecanismo principal de conexão bem como do sistema de reboque. Desta forma, o aspecto de segurança bem como sua modelagem é essencial para o bom funcionamento das operações de *offloading* sendo importante descrevê-lo em trabalhos de otimização à respeito destes procedimentos de alívio de FPSOs e plataformas, por mais que não seja levado em consideração nas hipóteses estabelecidas.



## 2.4. MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

De acordo com Vásquez-Alvarez (2020), a otimização consiste em utilizar técnicas e ferramentas para determinar a melhor solução de um problema proposto. Partindo de um sistema real, a etapa inicial consiste em definir o problema a ser estudado bem como todos os aspectos envolvidos e que afetam o objetivo principal. Desta forma, é possível a construção do modelo matemático e sua solução bem como a utilização das informações contidas na literatura além de dados reais para sua validação. Os resultados obtidos são verificados a fim de avaliar se determinam a situação ótima realizando assim a avaliação final do modelo. O modelo matemático utilizado nos processos de otimização é um conjunto de relações matemáticas que iniciam com a definição das variáveis de decisão, seguido da definição da função objetivo para a então implementação de equações que representem as restrições existentes no problema estudado.

Belfiore e Favero (2013) comenta que os tipos de modelos de otimização são classificados de acordo com as características da função objetivo, restrições e do tipo de variáveis envolvidas. O primeiro grande grupo refere-se à programação linear (em inglês – *Linear Programming* (LP)) onde todas as expressões do modelo, tanto a função objetivo quanto restrições, são lineares, ou seja, possuem a reta como gráfico representativo. Dentre este tipo de modelo, as variáveis podem assumir valores discretos, remetendo à programação inteira, contínuos, programação não inteira, ou binários, programação binária. A **tabela 1** reúne os principais tipos de modelos de otimização, bem como suas características.

**Tabela 1.** Principais tipos de modelos de otimização

<b>Tipo de Modelo</b>	<b>Função Objetivo</b>	<b>Restrições</b>	<b>Variável</b>
Prog. Linear	Linear	Linear	Contínua
Prog. L. Inteira	Linear	Linear	Discreta
Prog. L. I. Mista	Linear	Linear	Discreta e Contínua
Prog. Linear Binária	Linear	Linear	Binária
Prog. L. B. Mista	Linear	Linear	Binária e Contínua
Prog. L. I. Binária	Linear	Linear	Discreta e Binária
Prog. Não Linear	Pelo menos uma delas é não Linear		Contínua
Prog. N L. Inteira	Pelo menos uma delas é não Linear		Discreta
Prog. N. L. I. Mista	Pelo menos uma delas é não Linear		Discreta e contínua
Prog. N. L. B. Mista	Pelo menos uma delas é não Linear		Binária e Contínua
Prog. N. L. I. Binária	Pelo menos uma delas é não Linear		Discreta e Binária

(Fonte: Belfiore e Favero, 2013).

Dada a grande variedade de variáveis que permeiam os problemas inerentes ao setor petrolífero, o modelo pode assumir classificações distintas. Trabalhos de otimização relacionados às operações de *offloading*, por exemplo, podem assumir aspectos lineares ou não-lineares dependendo das hipóteses e da forma de construção das equações e restrições impostas.

## 2.5. HISTÓRICO DA OTIMIZAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO OFFSHORE

Ao longo dos anos, diversos trabalhos de otimização foram feitos referentes à indústria do petróleo. Em relação aos campos *offshore*, o primeiro estudo de relevância pertence à Devine e Lesso (1972, **apud Rodrigues et al., 2016**). Utilizando variáveis de decisões como capacidade e alocação de plataformas além do posicionamento de operações de perfuração, sua função objetivo visava desenvolver o campo de óleo de gás à um custo mínimo.

Rodrigues *et al.* (2016) comentam que o trabalho de Devine e Lesso (1972) foi ampliado por Frair e Devine (1975). O estudo complementava seu anterior incluindo o planejamento para os instantes de tempo em que as plataformas eram alocadas além da programação de produção para cada reservatório. Apesar do modelo utilizar programação inteira não linear (*Mixed Integer Non Linear Programming* - MINLP), seus primeiros resultados coincidiram com Devine e Lesso<sup>1</sup> (**apud Rodrigues et al., 2016**) comprovando a eficácia e evolução de seu trabalho.

Um modelo matemático foi proposto por Grimmett e Startzman (1988) para minimizar investimentos em campos de petróleo *offshore*. Para resolver o problema foi usado o algoritmo de programação binária *Branch-and-Bound*, ferramenta que possibilita busca da solução ótima.

Hansen, Pedrosa Filho e Ribeiro (1992) propôs nos anos 1990 a otimização do dimensionamento de plataformas *offshore* dado um conjunto de poços pré-determinados e possíveis localizações. O problema considera incrementos na capacidade das plataformas de modo que a função objetivo é construída levando em consideração o custo de perfuração do poço  $i$  em determinada plataforma  $j$  acoplado à uma variável binária  $x_{ij}$  que determina se a operação de perfuração foi realizada na região correspondente. É preciso destacar que certas restrições foram aplicadas a

---

<sup>1</sup> Devine, M.D., Lesso, W.G., 1972. Models for the minimum cost development of offshore oil fields.

fim de finalizar o modelo matemático como a possibilidade de ocorrência um poço perfurado em certa localidade e que o mesmo está ligado a apenas uma plataforma.

Hansen, Pedrosa Filho e Ribeiro (1992) concluíram que a modelagem através do método de programação inteira utilizando restrições redundantes torna possível a solução de problemas de médio porte como o proposto no estudo.

Os trabalhos de Hansen, Pedrosa Filho e Ribeiro (1992) influenciaram diversas pesquisas atuais. Tem-se, por exemplo, a de Rodrigues *et al.* (2016) que propõe a redução de custos no desenvolvimento de campos de petróleo levando em consideração a localização de poços e plataformas. É considerado no trabalho de Rodrigues *et al.* (2016) o modelo já proposto por Hansen, Pedrosa Filho e Ribeiro (1992) à plataformas multicapacitadas e poços produtores tomando um eixo cartesiano em três dimensões para indicar além de possíveis localizações referidas, imperfeições topográficas do solo submarino e outras propriedades dos reservatórios, indicados pelo eixo z. A função objetivo proposta visa minimizar o custo global no desenvolvimento de campos de petróleo.

## **2.6. TRABALHOS REALIZADOS EM RELAÇÃO ÀS OPERAÇÕES OFFLOADING**

Fuller, Arruda e Ferreira Filho (2013) realizaram um estudo sobre a determinação da frota ótima de aliviadores para um conjunto pré-determinado de plataformas, ou seja, quando não é fixado o conjunto de aliviadores, é possível obter a situação de eficiência levando em consideração o intervalo entre as necessidades de alívio de cada localidade. Os fatores que influem na escolha dos navios, analisados pelo autor, são a capacidade de transporte, custo de afretamento diário e tempo de operação total. De acordo com Fuller, Arruda e Ferreira Filho (2013), duas etapas são necessárias para que se realize o dimensionamento da frota. A primeira consiste em determinar a necessidade de alívio de cada plataforma uma vez que operações serão solicitadas levando em consideração este fator. A segunda etapa então determina a frota ótima de navios buscando a maior rentabilidade do sistema. São tomados na análise fatores como custos pelo atraso na produção, afretamentos dos navios aliviadores e operação das plataformas para os casos com 4 e 32 unidades.

Schiller (2013) ressalta em seu trabalho a importância de se definir as condições de operação da embarcação consumindo a menor quantidade de combustível uma vez que o fator peso e distância influem nos resultados e cada plataforma possui produção diária distinta. Além do peso, o fator velocidade também modifica os resultados uma vez que para obter maior velocidade há a necessidade de maior propulsão no motor da embarcação, assim encontrar o ponto de equilíbrio é fundamental uma vez que velocidades baixas, apesar de consumirem menos combustível, acarretariam atrasos nas operações de alívio das plataformas.

Morishita *et al.* (2004) reforçam a importância das operações de alívio no setor petrolífero e enfatiza o cenário brasileiro. Durante a operação de *offloading*, as embarcações aliviadoras e o FPSO são conectados através de um cabo para garantir a segurança à medida que o óleo é transferido. Contudo, fatores ambientais como correnteza, vento e intensidade de ondas devem ser levados em consideração

uma vez que é preciso que se mantenha distanciamento mínimo para não ocorrer colisão.

Morishita *et al.* (2004) comentam que a grande contribuição de seu trabalho diz respeito à auxiliar no posicionamento da embarcação aliviadora durante o momento de *offloading* atuando desta forma como suporte à possíveis trabalhos de otimização. São utilizados sistemas de referência de posição fixados na Terra e nos centros de gravidade do FPSO e do navio aliviador. As soluções obtidas referem-se quando a posição relativa das duas unidades é dada de forma angular ou linear. No trabalho foi analisado estudo de caso sob condições encontradas na Bacia de Campos e expõe aspecto importante do processo de alívio no momento do carregamento.

Rodríguez (2012), reforça o desafio existente na identificação de fatores que podem levar a condições inadequadas de operação com consequências para as pessoas envolvidas e para o ecossistema além de minimização do capital perdido decorrente destes cenários. Neste contexto, o autor propõe um modelo de avaliação de risco ligado à plataforma FPSO e navio aliviador *Suezmax*. Em fase inicial, ocorre o reconhecimento de cenários que podem oferecer prejuízo para as operações de alívio cujas consequências contribuem para acontecimento de acidentes. Seguindo a identificação de situações são atribuídas probabilidades para cada uma denotando a chance de que cada cenário de perigo aconteça para que assim sejam avaliadas as consequências para as operações. Com a confecção de tal modelo, Rodríguez (2012) analisa operações que englobam a sequência de eventos de embarcações aliviadoras, desde sua viagem à plataforma até seu carregamento. Desta forma, são identificados cenários prejudiciais como choques entre o FPSO e o navio aliviador o que poderia acarretar em atraso no descarregamento de plataformas ocasionando custos adicionais desnecessários.

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1. MÉTODO DE OBTENÇÃO DE DADOS

Para a realização do presente trabalho foi necessária a aquisição de dados abertos, como produção diária e capacidade de armazenamento dos FPSOs bem como sua distância ao terminal São Francisco do Sul. Esses dados foram usados para caracterizar o modelo e ainda foi preciso, da mesma forma, caracterizar as embarcações utilizadas do tipo Suezmax, verificando características como sua velocidade média e gasto de combustível. Sendo assim, de maneira geral, todos os dados utilizados foram retirados de maneira direta da plataforma Petrobrás (2014a, 2014b, 2014c), Petrobrás (2015a, 2015b), Petrobrás (2017) e Petrobrás (2020a, 2020b).

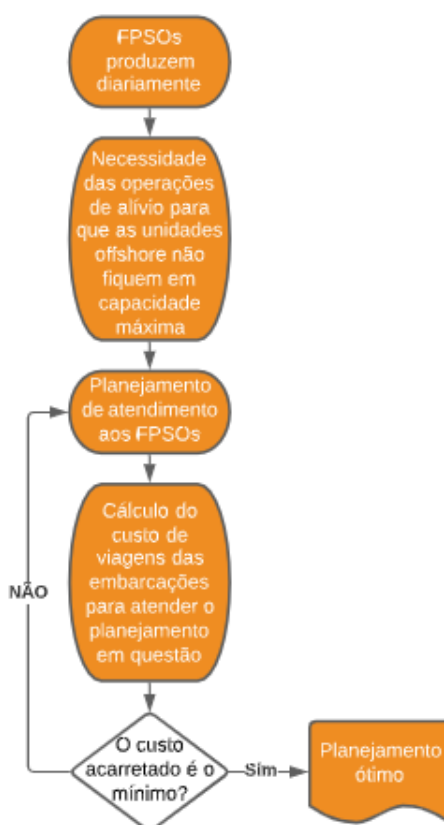
#### 3.2. SOFTWARE UTILIZADO – GAMS

A ferramenta a ser utilizada neste trabalho de TCC é o *software* comercial de otimização GAMS v25.1.2 com o *solver* CPLEX. Este recurso permite a resolução de problemas com alto grau de complexidade. Além disso, o *software* facilita sua utilização para usuários de programação e outras áreas introduzindo modelos complexos de forma simples e consistente. Com o auxílio da ferramenta computacional, foi possível introduzir modelos de programação matemática cujos tipos variaram conforme natureza das variáveis e tipo de relação entre as mesmas. O uso do GAMS possibilita a resolução de problemas de programação linear (*Linear Programming*, LP), programação não linear (*Non Linear Programming*, NLP), programação linear inteira mista (*Mixed Integer Linear Programming*, MILP) e programação não linear inteira mista (*Mixed Integer Non Linear Programming*, MINLP).

### 3.3. FLUXOGRAMA DE RESOLUÇÃO

Nascido do fato das plataformas da Bacia de Santos solicitarem alívio, o problema de planejamento destas operações segue lógica de resolução expressa pelo fluxograma da **figura 6**.

**Figura 6.** Fluxograma de resolução do projeto.



(Fonte: Próprio autor)

Seguindo o fluxograma exposto, os FPSOs produzem diariamente, contudo, cada unidade possui uma capacidade máxima. Caso a capacidade máxima fosse atingida, a produção deveria ser suspensa, o que acarretaria prejuízos ao setor, situação que deve ser evitada. Desta forma, existe a necessidade das operações de alívio de forma que cada plataforma opere e o volume de óleo presente seja menor que sua



capacidade de armazenamento própria. Seguindo a demanda dos FPSOs, os aliviadores realizam, além da própria operação de *offloading*, as viagens de ida e volta à cada unidade tendo gasto distinto de deslocamento dado que cada plataforma dista do terminal por valores diferentes. Desta forma, estas viagens são feitas em dias determinados dando origem ao planejamento de atendimento, ou seja, quais FPSOs serão atendidos e em qual momento da linha do tempo. Realizando-se a somatório das viagens, cada planejamento de atendimento resulta em custo distinto de deslocamento das embarcações. Assim, é realizado processo iterativo até que o custo obtido seja mínimo, ou seja, que a solução seja ótima.

#### 4. INTRODUÇÃO AO PROBLEMA

Atualmente, a Petrobras possui em operação na bacia de Santos diversas plataformas sendo vinte do tipo FPSO. Dentre elas, devido a fatores como taxas de processamento de óleo da costa e lâmina d'água, estas unidades têm sistema de alívio através de navios.

A necessidade de alívio das plataformas demanda planejamento de forma que as mesmas operem sem atingir capacidade máxima, o que acarretaria em suspensão da produção. Contudo, as unidades *offshore* possuem produção e capacidades distintas, por consequência, é desejado obter o planejamento ótimo de forma a atender as necessidades, resultando em custo mínimo com viagens.

#### 4.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Segundo a Petrobras (2020a), a frota brasileira de navios aliviadores com sistema de posição dinâmico é de 21 embarcações onde, para o presente trabalho, serão utilizadas apenas 9. Desta forma, é proposta a obtenção da sequência ótima de atendimento dos FPSOs da Bacia de Santos de modo que os navios são tomados três a três, ao longo do período de tempo considerado e partindo do terminal de São Francisco do Sul. As 9 embarcações foram denominadas genericamente de A à I e a disponibilidade será como descrito na **tabela 2**.

**Tabela 2.** Cronograma para disponibilidade das embarcações.

<b>Dias</b>	<b>Embarcações disponíveis para atendimento</b>
<b>1</b>	A B C
<b>2</b>	D E F
<b>3</b>	G H I
<b>4</b>	A B C
<b>5</b>	D E F
<b>6</b>	G H I
<b>7</b>	A B C
<b>8</b>	D E F
<b>9</b>	G H I
<b>10</b>	A B C
<b>11</b>	D E F
<b>12</b>	G H I
<b>13</b>	A B C
<b>14</b>	D E F
<b>15</b>	G H I
<b>16</b>	A B C
<b>17</b>	D E F
<b>18</b>	G H I
<b>19</b>	A B C
<b>20</b>	D E F

## 4.2. HIPÓTESES

Com o objetivo de caracterizar o modelo matemático, algumas hipóteses são feitas:

- **Hipótese 1.** As operações de alívio se iniciam na costa e vão até o FPSO e voltam imediatamente ao ponto de origem e são feitas sempre em linha reta garantindo assim que não ocorram atrasos devido à desvio de rotas e que os navios percorram sempre as menores distâncias.
- **Hipótese 2.** As velocidades das embarcações se mantêm constantes iguais à 14,8 nós (27,4 km/h) e são iguais para todas tanto na viagem de ida quanto na volta sendo esta uma velocidade média.
- **Hipótese 3.** O volume do tanque de um navio Suezmax utilizado pela Petrobras é de aproximadamente 1 milhão de barris (Correio Braziliense, 2012)
- **Hipótese 4.** Os FPSOs produzem em 100% de eficiência, ou seja, a produção por dia corresponde à sua capacidade de processamento máxima diária.
- **Hipótese 5.** No horizonte de tempo analisado de 20 dias , a produção diária dos FPSOs se mantêm constante, porém varia de unidade para unidade.
- **Hipótese 6.** O volume de óleo nos FPSOs é limitado por sua capacidade armazenamento.
- **Hipótese 7.** Dada a programação de embarcações, o máximo de 3 FPSOs podem ser atendidos diariamente.
- **Hipótese 8.** Todos os navios aliviadores são iguais, mantendo suas características.
- **Hipótese 9.** Os navios denominados de A até I são agrupados em trios para atender o máximo de 3 plataformas diárias.
- **Hipótese 10.** O volume inicial das plataformas no dia 1 é nulo, ou seja, todas começam a produção no início do horizonte de tempo.
- **Hipótese 11.** O horizonte de tempo analisado é fixo em 20 dias para o problema.
- **Hipótese 12.** O tempo de processo de *offloading* é 24 horas, fixa e independente da quantidade transferida.

### 4.3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

#### 4.3.1. INDÍCES

- **FPSOs:** A fim de modelar o conjunto de FPSOs é tomado um conjunto numérico onde cada índice  $i$  representa cada um dos vinte FPSOs da Bacia Santos:

$i \in I : \text{Conjunto de FPSOs, onde } i = 1, 2, 3, \dots, 20.$

- **Tempo:** Para o presente trabalho é tomado como período de tempo 20 dias, sendo assim é definido o conjunto a seguir:

$j \in J : \text{Conjunto de dias, onde } j = 1, 2, 3, \dots, 20.$

- **Navios:** Apesar de programação pré-determinada, é tomado o conjunto de navios onde cada índice  $k$  representa uma embarcação, genericamente denominada de  $A$  à  $I$  de forma que:

$k \in K : \text{Conjunto de Navios, onde } k = A, B, C, \dots, I.$

#### 4.3.2. PARÂMETROS

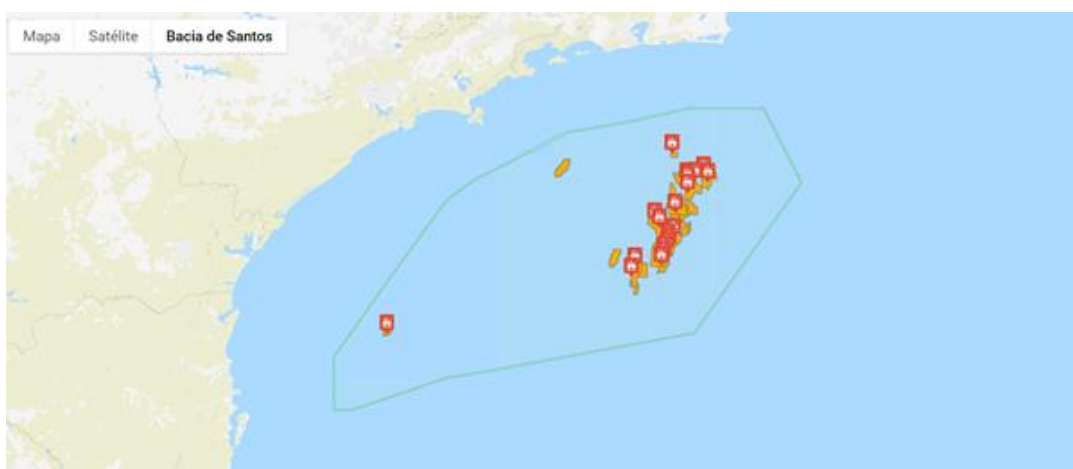
- Produção diária dos FPSOs –  $p_{dpi}$ : O parâmetro  $p_{dpi}$  indica o valor da produção de óleo diária dos FPSOs de índices  $i$ .
- Capacidade de armazenamento de óleo dos FPSOs -  $c_{arm_i}$ : A capacidade de armazenamento do FPSO  $i$  que delimita o volume de óleo que pode ser estocado é indicada pelo parâmetro  $c_{arm_i}$ .
- Custo devido à distância –  $c_{di}$ : O custo devido à distância, ou seja, de combustível, do terminal  $j$  ao FPSO  $i$  é dado pelo parâmetro  $c_{di}$ .
- Tempo total –  $temp_{toti}$ : Tempo total até que uma embarcação esteja disponível novamente englobando tempo de viagem (ida e volta) e tempo da operação de *offloading*.

### 4.3.3. DADOS DE ENTRADA

#### 4.3.3.1. PRODUÇÃO DIÁRIA DOS FPSOs – $p_{dpi}$

De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2020), a Bacia de Santos, a qual é região de foco do trabalho, possui atualmente em operação vinte FPSOs. A **figura 7** indica a disposição no mapa das plataformas.

**Figura 7.** Disposição dos FPSOs no polígono da Bacia de Santos.



(Fonte: Petrobras, 2020a)

É possível verificar analisando a **figura 7** a concentração de FPSOs na região à leste do polígono além de uma mais próxima à costa. Cada unidade possui capacidade de processamento diária distinta o que influencia na demanda por operações de alívio. Levando em consideração a **hipótese 4**, as plataformas trabalham em 100% de eficiência e sua produção corresponde à capacidade de processamento máxima diária como indica a **tabela 3** construída a partir de dados da ANP (2020) :

**Tabela 3.** Dados relativos ao conjunto de FPSOs em análise.

Índice	Sigla	Nome	Bacia	Tipo	Capacidade de Processamento de óleo (bbl/dia)	Produção diária (bbl)
1	FPCAR	FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	Santos	FPSO	100000	100000
2	FPCCG	FPSO CIDADE DE CARAGUATATUBA	Santos	FPSO	100000	100000
3	FPCIB	FPSO CIDADE DE ILHA BELA	Santos	FPSO	150000	150000
4	FPCIG	FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ	Santos	FPSO	150955	150955
5	FPCI	FPSO CIDADE DE ITAJAI	Santos	FPSO	80000	80000
6	FPCMB	FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	Santos	FPSO	150000	150000
7	FPCMC	FPSO CIDADE DE MARICÁ	Santos	FPSO	150000	150000
8	FPCP	FPSO CIDADE DE PARATY	Santos	FPSO	120000	120000
9	FPCST	FPSO CIDADE DE SANTOS	Santos	FPSO	35000	35000
10	FPCSP	FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	Santos	FPSO	120000	120000
11	FPCSQ	FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	Santos	FPSO	150000	150000
12	FPSOPL	FPSO PIONEIRO DE LIBRA	Santos	FPSO	50318	50318
13	P-66	Petrobras 66 (P-66)	Santos	FPSO	150000	150000
14	P-67	Petrobras 67 (P-67)	Santos	FPSO	150000	150000
15	P-69	Petrobras 69	Santos	FPSO	150000	150000
16	P-74	Petrobras 74 (P-74)	Santos	FPSO	150000	150000
17	P-75	Petrobras 75 (P-75)	Santos	FPSO	150000	150000
18	P-76	Petrobras 76	Santos	FPSO	150000	150000
19	P-77	Petrobras 77	Santos	FPSO	150000	150000
20	PJ-1	Petrojarl 1	Santos	FPSO	35000	35000

(Fonte: ANP, 2020).



#### 4.3.3.2. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DOS FPSOs - Carm

De acordo com a agência Modec (2020) e a empresa Petrobras (2014a e 2014b), a capacidade armazenamento de um FPSO convencional como Cidade Angra dos Reis, Caraguatatuba, Ilhabela e Itaguaí é de 1.600.000 barris de petróleo. A fim de unificar o parâmetro, é considerado esta capacidade para todas as unidades como indica a **tabela 4**:

**Tabela 4.** Capacidades de armazenamento de óleo.

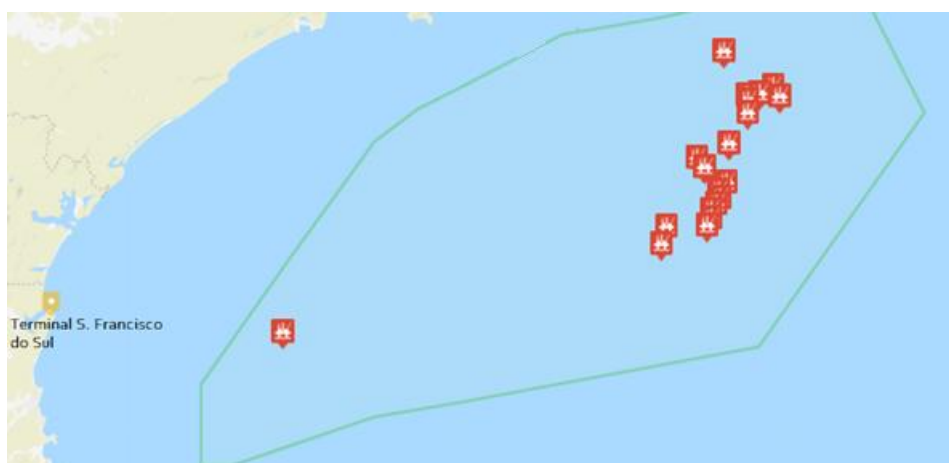
Nome	Capac. de Armazenamento de óleo (bbl)
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	1600000
FPSO CIDADE DE CARAGUATATUBA	1600000
FPSO CIDADE DE ILHA BELA	1600000
FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ	1600000
FPSO CIDADE DE ITAJAÍ	1600000
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	1600000
FPSO CIDADE DE MARICÁ	1600000
FPSO CIDADE DE PARATY	1600000
FPSO CIDADE DE SANTOS	1600000
FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	1600000
FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	1600000
FPSO PIONEIRO DE LIBRA	1600000
Petrobras 66 (P-66)	1600000
Petrobras 67 (P-67)	1600000
Petrobras 69	1600000
Petrobras 74 (P-74)	1600000
Petrobras 75 (P-75)	1600000
Petrobras 76	1600000
Petrobras 77	1600000
Petrojarl 1	1600000

(Fonte: Modec, 2020 e Petrobrás, 2014a e 2014b)

#### 4.3.3.3. CUSTO DEVIDO À DISTÂNCIA – $c_{di}$

O terminal de onde partirá o navio aliviador refere-se ao de São Francisco do Sul o qual está indicado na **figura 8**.

**Figura 8.** Terminal de São Francisco do Sul de onde partirão as embarcações em direção aos FPSOs.



(Fonte: Petrobrás, 2020b)

O terminal possui distâncias distintas à cada FPSO as quais foram obtidas por intermédio do mapa utilizando sua escala e localização dos FPSOs (Petrobrás, 2020b) e são discriminadas na **tabela 5**.

**Tabela 5.** Distância aproximada de cada FPSO ao terminal de São Francisco.

	São Francisco do Sul (km)
FPCAR	546,03
FPCCG	233,35
FPCIB	513,37
FPCIG	541,37
FPCI	186,68
FPCMB	546,03
FPCMC	560,04
FPCP	564,70
FPCST	592,70
FPCSP	504,03
FPCSQ	555,37
FPSOPL	625,37
P-66	550,70
P-67	574,04
P-69	541,37
P-74	592,70
P-75	597,37
P-76	597,37
P-77	606,71
PJ-1	654,86

(Fonte: Petrobrás, 2020b)

Através da análise da **tabela 5** é possível verificar que as distâncias podem influenciar na análise final uma vez que FPSOs mais próximos do terminal nem sempre serão as alternativas ótimas para determinado dia uma vez que outra unidade possa estar necessitando alívio neste período.

De acordo com Petrobrás (2015b), o consumo de combustível médio para os navios do tipo Suezmax é de 69 toneladas de óleo combustível por dia. A velocidade máxima considerada foi de 14,8 nós (27,4 km/h). De acordo com a agência Ship and Bunker (2020) o combustível usado pelas embarcações é cotado na região de Santos em US\$351,00 por tonelada, assim, é possível o cálculo do custo com viagens, considerando ida e volta, pela **equação 1**.

$$c_d = 2 * \frac{69 \text{ toneladas óleo comb.}}{\text{dia}} * \frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ horas}} * \frac{1 \text{ hora}}{27,4 \text{ km}} * \frac{351 \text{ US\$}}{1 \text{ tonelada}} * \text{dist. (km)} \quad (1)$$

Através da **equação 1** e das distâncias expressas na **tabela 5** é possível gerar a **tabela 6** dos custos totais com combustível:

**Tabela 6.** Custo devido à distância do terminal de São Francisco Do Sul aos FPSOs.

	Custo devido à distância (US\$)
FPCAR	40215,11
FPCCG	17186,23
FPCIB	37809,70
FPCIG	39871,90
FPCI	13748,98
FPCMB	40215,11
FPCMC	41246,95
FPCP	41590,16
FPCST	43652,36
FPCSP	37121,81
FPCSQ	40903,00
FPSOPL	46058,50
P-66	40559,06
P-67	42278,05
P-69	39871,90
P-74	43652,36
P-75	43996,30
P-76	43996,30
P-77	44684,19
PJ-1	48230,44

(Fonte: Próprio Autor)

#### 4.3.3.4. TEMPO TOTAL – tempo:

Segundo Rodríguez (2012), as operações de *offloading* podem durar até 24 horas. Utilizando esta informação e as distâncias expressas na **tabela 5**, o tempo total pode ser calculado através da somatória do tempo de ida ao FPSO, tempo de volta ao terminal, calculados utilizando a distância envolvidas, além da duração estimada da operação fixada em 24 horas. Desta forma este parâmetro indica o intervalo de tempo em que uma embarcação estará disponível novamente após partir em direção à um FPSO. Os valores são expressos na **tabela 7**:

**Tabela 7.** Tempo de viagem ao termino de São Francisco do Sul.

	Tempo total (hr)
<b>FPCAR</b>	63,84
<b>FPCCG</b>	41,02
<b>FPCIB</b>	61,46
<b>FPCIG</b>	63,5
<b>FPCI</b>	37,62
<b>FPCMB</b>	63,84
<b>FPCMC</b>	64,86
<b>FPCP</b>	65,2
<b>FPCST</b>	67,26
<b>FPCSP</b>	60,78
<b>FPCSQ</b>	64,52
<b>FPSOPL</b>	69,64
<b>P-66</b>	64,18
<b>P-67</b>	65,9
<b>P-69</b>	63,5
<b>P-74</b>	67,26
<b>P-75</b>	67,6
<b>P-76</b>	67,6
<b>P-77</b>	68,28
<b>PJ-1</b>	71,8

(Fonte: Próprio Autor)

Verifica-se através da **tabela 7** que o maior tempo resulta em 71,8 horas, ou seja, o máximo tempo que uma embarcação levará para estar disponível novamente no

terminal é de cerca de 3 dias (72 horas) sendo esta a razão da escolha em relação à programação das embarcações descrita na **seção 4.1**. Como o foco do trabalho é o atendimento aos FPSOs, a programação dos 9 navios tomados três a três respeita o tempo total expresso nesta seção.

#### 4.3.4. VARIÁVEIS

- **VARIÁVEL DE DECISÃO – Indicador de viagem ( $indv_{i,j}$ )** : A embarcação parte do terminal de São Francisco do Sul em direção FPSO  $i$  no dia  $j$ , desta forma, a variável de decisão do tipo binária pode ser definida pela **equação 2** a seguir:

$$indv_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{se há viagem} \\ 0 & \text{em caso contrário} \end{cases} \quad (2)$$

- **VARIÁVEL –  $v_{iarm,j}$**  : Variável positiva que indica o volume de óleo estocado nos FPSOs.
- **VARIÁVEL BINÁRIA –  $indemb_{j,k}$**  : Define qual embarcação  $k$  atenderá os FPSOs em necessidade no dia  $j$  definida pela **equação 3**.

$$indemb_{j,k} = \begin{cases} 1 & \text{se a embarcação } k \text{ atende no dia } j \\ 0 & \text{em caso contrário} \end{cases} \quad (3)$$

#### 4.3.5. FUNÇÃO OBJETIVO

Com o objetivo de obter a sequência ótima de viagens em atendimento aos FPSOs no que diz respeito à minimização do custo decorrente de viagens das embarcações, levando em consideração a demanda de cada plataforma bem como o custo devido à distância, é definida a função objetivo a seguir pela **equação 4**.

$$\text{Min } Z = \sum_{j=1}^j \sum_{i=1}^i \text{ind}v_{i,j} * c_{di} \quad (4)$$

Onde  $\text{ind}v_{i,j}$  é a variável de decisão binária que controla quando ocorre viagem de alívio e o  $c_{di}$  o custo devido a distância.



#### 4.3.6. RESTRIÇÕES

O volume de óleo armazenado em cada FPSO  $i$  aumenta de acordo com sua produção diária  $p_{dpi}$ , e diminui pelo volume aliviado do tanque correspondente ao navio Suezmax de 1.000.000 barris, se há viagem, conforme **Equação 5**.

$$v_{iarm_{j+1}} = v_{iarm_j} + p_{dpi} - indv_{i,j} * 1000000 \quad (5)$$

De acordo com a **hipótese 6**, à cada dia as plataformas nunca atingem seu volume máximo, ou seja, o volume estocado de óleo pela produção é limitado por sua capacidade máxima, de acordo com **Equação 6**.

$$v_{iarm_j} \leq c_{arm} \quad (6)$$

De acordo com **Equação 7**, o máximo de 3 FPSOs podem ser atendidos por dia.

$$\sum_1^i indv_{i,j} \leq 3 \quad (7)$$

Levando em consideração o foco do trabalho de atendimento às plataformas, as seguintes restrições definem a programação de embarcações determinada na **seção 4.1** na **tabela 2** garantindo assim que sempre haja um trio para atender a quantidade de FPSOs em determinado dia, fornecida pela **Equação 8**.

$$\sum^k indemb_{j,k} = \sum_1^i indv_{i,j} , \begin{cases} Se j = 1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, então k = A, B, C \\ Se j = 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, então k = D, E, F \\ Se j = 3, 6, 9, 12, 15, 18, então k = G, H, I \end{cases} \quad (8)$$

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O modelo formulado do tipo MILP e os dados fornecidos no capítulo 4 foram implementados no GAMS v25.1.2/CPLEX v12.8 e resolvidos utilizando um Workstation Xeon CPU E5 2665 0 @ 2.40GHz RAM 16,0GB. O diagnóstico de execução do código é expresso pela **figura 9**.

**Figura 9.** Diagnóstico de execução do código do trabalho.

```
Proven optimal solution.

MIP Solution:      1134282.950000    (128 iterations, 0 nodes)
Final Solve:      1134282.950000    (0 iterations)

Best possible:    1134282.950000
Absolute gap:     0.000000
Relative gap:     0.000000
```

Segundo estatísticas do modelo foram geradas 841 equações e 861 variáveis únicas, dos quais 460 são variáveis discretas. O tempo de execução foi de 0,125 segundos computacionais. O alto número de variáveis decorrentes da dimensão dos conjuntos *i* e *j* utilizados resultam em número maior de iterações a serem realizadas pelo *software*, contudo, recursos computacionais permitem sua execução em tempo mínimo.

### 5.1. PLANEJAMENTO DE ATENDIMENTO AOS FPSOs E EVOLUÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO ARMAZENADO – CENÁRIO 1

Com a execução do modelo, foi possível obter uma solução viável para o planejamento indicado pela variável de decisão  $ind_{i,j}$  que indica se o FPSO  $i$  recebeu operação de alívio no dia  $j$ . Além disso, foi possível, por intermédio da variável  $v_{iarm,j}$ , acompanhar a evolução do volume de óleo armazenado ao longo do tempo em cada unidade de produção, os resultados são apresentados a seguir e expressos por meio das **tabelas 8, 9 e 10**.



**Tabela 9.** Evolução do volume de óleo armazenado (bbl) ao longo dos dias do FPSO i.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>FPCAR</b>	0	100000	200000	300000	400000	500000	600000	700000	800000	900000
<b>FPCCG</b>	0	100000	200000	300000	400000	500000	600000	700000	800000	900000
<b>FPCIB</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	350000
<b>FPCIG</b>	0	150955	301910	452865	603820	754775	905730	1056685	1207640	1358595
<b>FPCI</b>	0	80000	160000	240000	320000	400000	480000	560000	640000	720000
<b>FPCMB</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000
<b>FPCMC</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	350000
<b>FPCP</b>	0	120000	240000	360000	480000	600000	720000	840000	960000	80000
<b>FPCST</b>	0	35000	70000	105000	140000	175000	210000	245000	280000	315000
<b>FPCSP</b>	0	120000	240000	360000	480000	600000	720000	840000	960000	1080000
<b>FPCSQ</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000
<b>FPSOPL</b>	0	50318	100636	150954	201272	251590	301908	352226	402544	452862
<b>P66</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000
<b>P67</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	50000	200000	350000
<b>P69</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	200000	350000
<b>P74</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	200000	350000
<b>P75</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	200000	350000
<b>P76</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	50000	200000	350000
<b>P77</b>	0	150000	300000	450000	600000	750000	900000	50000	200000	350000
<b>PJ-1</b>	0	35000	70000	105000	140000	175000	210000	245000	280000	315000

**Tabela 10.** Evolução do volume de óleo armazenado (bbl) ao longo dos dias do FPSO i.

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>FPCAR</b>	1000000	100000	200000	300000	400000	500000	600000	700000	800000	900000
<b>FPCCG</b>	0	100000	200000	300000	400000	500000	600000	700000	800000	900000
<b>FPCIB</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	1250000	400000	550000	700000	850000
<b>FPCIG</b>	1509550	660505	811460	962415	1113370	1264325	415280	566235	717190	868145
<b>FPCI</b>	800000	880000	960000	1040000	1120000	1200000	1280000	1360000	1440000	1520000
<b>FPCMB</b>	1500000	650000	800000	950000	1100000	250000	400000	550000	700000	850000
<b>FPMC</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	1250000	400000	550000	700000	850000
<b>FPCP</b>	200000	320000	440000	560000	680000	800000	920000	1040000	1160000	1280000
<b>FPCST</b>	350000	385000	420000	455000	490000	525000	560000	595000	630000	665000
<b>FPCSP</b>	1200000	1320000	440000	560000	680000	800000	920000	1040000	1160000	1280000
<b>FPCSQ</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	250000	400000	550000	700000	850000
<b>FPSOPL</b>	503180	553498	603816	654134	704452	754770	805088	855406	905724	956042
<b>P66</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	1250000	1400000	550000	700000	850000
<b>P67</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	250000	400000	550000	700000	850000
<b>P69</b>	500000	650000	800000	950000	100000	250000	400000	550000	700000	850000
<b>P74</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	1250000	1400000	550000	700000	850000
<b>P75</b>	500000	650000	800000	950000	100000	250000	400000	550000	700000	850000
<b>P76</b>	500000	650000	800000	950000	100000	250000	400000	550000	700000	850000
<b>P77</b>	500000	650000	800000	950000	1100000	1250000	1400000	550000	700000	850000
<b>PJ-1</b>	350000	385000	420000	455000	490000	525000	560000	595000	630000	665000

É possível verificar primeiramente, através da **tabela 8**, que nos seis primeiros dias do horizonte de tempo analisado nenhum FPSO foi atendido pela embarcação aliviadora. De acordo com a **hipótese 10** da **seção 4.2**, todas as unidades *offshore* iniciaram sua produção no dia 1, ou seja, seu volume de óleo armazenado inicialmente era de 0 bbls indicado pela **tabela 9**. Dado o fato que as embarcações possuem melhor custo benefício à máxima carga e de acordo com a **hipótese 3**, os navios do tipo Suezmax sempre aliviam no valor de 1.000.000 bbl, volume este que só foi atingido a partir do dia 7, contabilizando a produção diária. A fim de exemplificar, um dos FPSOs aliviados no dia 7 refere-se ao P67 que no início do dia possuía, segundo a **tabela 9**, 900.000 bbls. Desta forma, produzindo a quantia de 150.000 bbls, acumulou 1.050.000 bbls de petróleo sendo aliviado e resultando em balanço final de 50.000 bbls no dia 8.

Levando em consideração a análise anterior, é possível perceber que, como todos os FPSOs possuem a mesma capacidade máxima, o planejamento deu preferência de atendimento às unidades que possuem produção diária maior. FPCIB, FPCIG, FPCMB, FPCMC, FPCSQ, P66, P67, P69, P74, P75, P76 E P77 produzem valores iguais ou superiores à 150.000 bbls por dia e foram atendidos entre os dias 7 e 11, de acordo com a **tabela 9**. Além disso, apenas uma viagem, ao longo do período considerado, não foi suficiente para mantê-los abaixo da capacidade máxima, sendo assim, cada FPSO deste grupo recebeu uma operação de alívio adicional mantendo ainda o custo mínimo com viagem das embarcações, todas as outras unidades receberam apenas uma viagem.

Outro fato a ser observado é o não recebimento de alívio por parte dos FPSOs FPCI, FPSOPL, FPCST e PJ-1. Dadas suas produções respectivas de 80.000, 50.318, 35.000 e 35.000 bbls, o grupo não atingiu a capacidade máxima de armazenamento de óleo ao longo dos dias considerados.

Com um total de 28 viagens, o custo total resultou em **US\$1.134.282,5**, ou seja, apenas para custear o deslocamento dos navios aliviadores, levando em consideração o Brent à US43,53 (Oil Price, 2020), seriam necessários aproximadamente 26.056 bbls de óleo. Dada a produção de óleo diária expressa pela **tabela 3** da **seção 4.3.3.1**, o volume somado pelos FPSOs em 20 dias equivale



à 48.825.460 bbls. Assim, em um possível planejamento de projeto da Petrobras para o caso hipotético, o gasto de combustível das embarcações corresponderia à 0,05% da renda bruta total. Seguindo o cronograma da **tabela 2** da **seção 4.1**, fator indicado inclusive pela variável auxiliar  $indemb_{j,k}$ , as embarcações que atenderam os FPSOs estão expressas na **tabela 11** a seguir:

**Tabela 11.** Cronograma de embarcações para atendimento aos FPSOs.

	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>FPCAR</b>					D						
<b>FPCCG</b>				A							
<b>FPCIB</b>			G							A	
<b>FPCIG</b>					E					B	
<b>FPCMB</b>					F				G		
<b>FPCMC</b>			H							C	
<b>FPCP</b>			I								
<b>FPCSP</b>						G					
<b>FPCSQ</b>				B					H		
<b>P66</b>				C							D
<b>P67</b>	A								I		
<b>P69</b>		D						D			
<b>P74</b>		E									E
<b>P75</b>		F						E			
<b>P76</b>	B							F			
<b>P77</b>	C										F

É possível verificar, através da **tabela 11**, que as embarcações ficaram paradas no porto em diversos dias, contudo, levando em consideração a análise proposta pelo trabalho, os navios não geraram custo de deslocamento.

## 5.2. PLANEJAMENTO DE ATENDIMENTO AOS FPSOs E EVOLUÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO ARMAZENADO PARA CENÁRIO ALTERNATIVO

Como analisado na **seção 5.1**, alguns FPSOs não receberam operação de alívio, pois a produção diária não foi o suficiente para atingir sua capacidade máxima ao longo do período considerado. Desta forma, foi estudado o cenário em que cada unidade de produção possua volume inicial de óleo, no dia 1, igual à 50% de sua capacidade máxima, alterando, portanto, a **hipótese 10**.

O planejamento deste cenário específico e a evolução do volume de óleo armazenado são expressos nas **tabelas 12, 13 e 14** a seguir:



**Tabela 13.** Evolução do volume de óleo armazenado (bbls) ao longo dos dias do FPSO i - Cenário Alternativo 1.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>FPCAR</b>	800000	900000	1000000	1100000	1200000	300000	400000	500000	600000	700000
<b>FPCCG</b>	800000	900000	1000000	1100000	1200000	1300000	1400000	500000	600000	700000
<b>FPCIB</b>	800000	950000	1100000	1250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>FPCIG</b>	800000	950955	1101910	1252865	1403820	554775	705730	856685	1007640	1158595
<b>FPCI</b>	800000	880000	960000	1040000	1120000	1200000	1280000	1360000	1440000	520000
<b>FPCMB</b>	800000	950000	1100000	1250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>FPCMC</b>	800000	950000	1100000	1250000	1400000	1550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>FPCP</b>	800000	920000	1040000	1160000	1280000	1400000	1520000	640000	760000	880000
<b>FPCST</b>	800000	835000	870000	905000	940000	975000	1010000	1045000	1080000	1115000
<b>FPCSP</b>	800000	920000	40000	160000	280000	400000	520000	640000	760000	880000
<b>FPCSQ</b>	800000	950000	1100000	250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>FPSOPL</b>	800000	850318	900636	950954	1001272	1051590	1101908	1152226	1202544	1252862
<b>P66</b>	800000	950000	1100000	1250000	1400000	550000	700000	850000	1000000	150000
<b>P67</b>	800000	950000	1100000	1250000	1400000	1550000	700000	850000	1000000	150000
<b>P69</b>	800000	950000	100000	250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>P74</b>	800000	950000	1100000	1250000	1400000	1550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>P75</b>	800000	950000	1100000	250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>P76</b>	800000	950000	1100000	1250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>P77</b>	800000	950000	100000	250000	400000	550000	700000	850000	1000000	1150000
<b>PJ-1</b>	800000	835000	870000	905000	940000	975000	1010000	1045000	1080000	1115000

**Tabela 14.** Evolução do volume de óleo armazenado (bbl) ao longo dos dias do FPSO i - Cenário Alternativo I.

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>FPCAR</b>	800000	900000	1000000	1100000	1200000	1300000	1400000	1500000	600000	700000
<b>FPCCG</b>	800000	900000	1000000	1100000	1200000	1300000	400000	500000	600000	700000
<b>FPCIB</b>	1300000	1450000	600000	750000	900000	1050000	200000	350000	500000	650000
<b>FPCIG</b>	1309550	460505	611460	762415	913370	1064325	1215280	1366235	1517190	668145
<b>FPCI</b>	600000	680000	760000	840000	920000	1000000	1080000	1160000	1240000	1320000
<b>FPCMB</b>	1300000	1450000	1600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000	500000	650000
<b>FPCMC</b>	1300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	350000	500000	650000
<b>FPCP</b>	1000000	1120000	1240000	1360000	480000	600000	720000	840000	960000	1080000
<b>FPCST</b>	1150000	1185000	1220000	1255000	1290000	1325000	1360000	1395000	1430000	1465000
<b>FPCSP</b>	1000000	1120000	1240000	360000	480000	600000	720000	840000	960000	1080000
<b>FPCSQ</b>	1300000	450000	600000	750000	900000	50000	200000	350000	500000	650000
<b>FPSOPL</b>	1303180	1353498	1403816	1454134	504452	554770	605088	655406	705724	756042
<b>P66</b>	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000	500000	650000
<b>P67</b>	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	350000	500000	650000
<b>P69</b>	300000	450000	600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000	1500000	650000
<b>P74</b>	1300000	1450000	600000	750000	900000	1050000	200000	350000	500000	650000
<b>P75</b>	1300000	1450000	1600000	750000	900000	1050000	1200000	1350000	1500000	650000
<b>P76</b>	300000	450000	600000	750000	900000	50000	200000	350000	500000	650000
<b>P77</b>	300000	450000	600000	750000	900000	50000	200000	350000	500000	650000
<b>PJ-1</b>	1150000	1185000	1220000	1255000	1290000	1325000	1360000	1395000	1430000	1465000

Analisando a **tabela 12** é possível verificar que, diferentemente do cenário anterior da **seção 5.1**, houve no mínimo um atendimento à um FPSO a cada dia, com exceção do instante inicial (1º dia). A alteração do volume inicial para 50% da capacidade das plataformas, ou seja, 800.000 bbls (**tabela 13**), provocou a necessidade de um número maior de operações de alívio. De maneira geral, com exceção de FPCST e PJ-1, cada unidade de produção necessitou de uma viagem a mais em comparação ao caso anterior, onde o volume inicial era nulo. Os FPSOs FPCI, FPSOPL, que antes não necessitavam serem descarregados, receberam um operação de *offloading* cada nos dias 9 e 14, respectivamente. Em relação à FPCST e PJ-1, mesmo começando em 50% de sua capacidade, suas baixas produções de 35.000 não foram suficientes para requisitar alívio.

Com um total de 46 viagens, o custo total ótimo resultou em **US\$1.829.288,56**, ou seja, comparando-se os custos como feito no exemplo anterior da **seção 5.1**, levando em consideração o Brent à US43,53 (Oil Price, 2020), seriam necessários aproximadamente 42.024 bbls de óleo. Dada a produção de óleo diária expressa pela **tabela 3** da **seção 4.3.3.1**, o volume somado pelos FPSOs em 20 dias equivale a 48.825.460 bbls somado a 800.000 bbls, dado volume inicial para este cenário, resultando em 49.625.460 bbls. Assim, neste caso, em um projeto hipotético, o custo com deslocamento de embarcações seria de 0,08% em relação à renda bruta total. Comparando-se com o caso da **seção 5.1**, onde os FPSOs iniciavam vazio, houve um aumento percentual e 0,03% em relação à participação em um possível balanço financeiro. Para este cenário alternativo, o *software* GAMS executou um total de 61 iterações. O diagnóstico de execução é expresso na **figura 10**.

**Figura 10.** Diagnóstico de execução do modelo para cenário alternativo.

```

Proven optimal solution.

MIP Solution:      1829288.560000      (61 iterations, 0 nodes)
Final Solve:      1829288.560000      (0 iterations)

Best possible:    1829288.560000
Absolute gap:     0.000000
Relative gap:     0.000000

```

### 5.3. COMPARATIVO DOS CENÁRIOS

Em relação ao custo total, o cenário alternativo culminou em valor maior, resultando em **US\$1.829.288,56** em comparação a **US\$1.134.282,5** do cenário principal, ou seja, um aumento de 64,28% no número de viagens resultou em custo 61,27% maior.

Com a finalidade de ter um referencial de comparação com a literatura usou-se Bastos (2017) por usar na pesquisa, um petroleiro Suezmax. Analisou-se a rota de um navio entre Oriente Médio e Europa fazendo um total de 7337 milhas náuticas (13588,12 km) com um custo total médio de combustível por viagem igual à US\$837.767,00.

No cenário 1, contabilizando todas as viagens realizadas, um total de 15.401 km foram percorridos pelas embarcações, o que representa aumento de 13,34% em relação ao trabalho de Bastos (2017), além disso, o custo total que teve um aumento de 35,39%. No cenário alternativo, com um total de 24837,6 km rodados, as porcentagens referentes ao aumento de km rodados e custo total foram de 82,7% e 118,3%, respectivamente, em relação a Bastos (2017).

É importante notar que as diferenças entre os custos de combustível que um navio do tipo Suezmax apresenta são pelas condições de operação, das viagens e das hipóteses feitas pelos autores dos trabalhos.

## 6. APRENDIZADOS E PROPOSTAS PARA CONTINUAÇÃO DO TRABALHO

### 6.1. APRENDIZADOS E DESAFIOS NA REALIZAÇÃO DO TRABALHO

Como engenheiro de petróleo em formação, pude aplicar os conhecimentos adquiridos durante a vida acadêmica neste trabalho de conclusão de curso. Primeiramente a habilidade de escrita de textos voltados ao meio acadêmico desenvolvido por intermédio de diversos trabalhos e projetos durante minha formação. Além disso, conhecimentos de cartografia adquiridos através de disciplinas de geociências o que possibilitou a coleta de dados das plataformas por meio do mapa da Bacia de Santos. Além de tudo, todos os aprendizados específicos da engenharia de petróleo que permitiram a modelagem de um problema real, porém simplificado que é fundamental no setor petrolífero para seu bom funcionamento, as operações de *offloading*. Da mesma forma, conhecimentos adquiridos em otimização e programação e a supervisão da professora Dra. Elsa Vasquez Alvarez permitiram a execução do modelo e interpretação de resultados.

Contudo, apesar de possuir alguns conhecimentos básicos de otimização e programação, as maiores dificuldades que tive em relação ao trabalho referem-se à coleta de grande quantidade de dados e a criação de um modelo novo próprio. Além disso, em relação ao *software* GAMS, apesar de já ter utilizado a ferramenta anteriormente, o havia feito apenas em exercícios simples sendo um desafio realizar um trabalho aplicado de forma que surgiram diversos erros que tiveram de ser consertados. Porém, foi de grande proveito para consolidar todo o conhecimento adquirido durante a vida de estudante e exercer a função de engenheiro com excelência no futuro.



## 6.2. PROPOSTAS PARA CONTINUAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho realizado possuiu suas hipóteses particulares para simplificar o problema real das operações de alívio na Bacia de Santos. Desta forma, abre-se a possibilidade de continuação do estudo realizando modificações no modelo para desenvolvê-lo.

Dentre as possibilidades possíveis, é pertinente citar a inclusão de outros terminais de descarregamento do petróleo os adicionando a São Francisco do Sul a fim de analisar os efeitos sobre o planejamento ótimo bem como de quais locais partiriam as embarcações, possibilitando, inclusive, o aumento de sua quantidade e cronograma de atendimento, além do horizonte de tempo considerado.

Além disso, o trabalho analisou somente o custo de deslocamento dos navios, desta forma, pode-se incluir na função objetivo outros fatores pertinentes à indústria do petróleo como a renda bruta obtida com o volume de óleo aliviado podendo, desta forma, verificar as modificações na sequência ótima de viagens, o que possibilitaria a diferenciação do tipo do óleo cru produzido por cada plataforma e seu valor de mercado.

## 7. CONCLUSÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) teve como objetivo a obtenção do planejamento ótimo de atendimento aos FPSOs minimizando o custo devido ao deslocamento das embarcações aliviadores. Para atingir o objetivo um modelo de programação matemática do tipo MILP foi formulado considerando hipóteses para simplificar o problema. Dois cenários foram testados com dados reais obtidas de fontes disponíveis ao público. Nos dois casos obtiveram-se soluções ótimas com gasto computacional mínimo. O modelo para o cenário 1 sugere que a produção diária interfere no número de viagens recebidas por um FPSO. Por isso, as unidades FPCI, FPSOPL, FPCST e PJ-1, devido às suas baixas produções, não receberam operação de alívio enquanto outras como FPCIB, FPCIG, FPCMB, FPCMC, FPCSQ, P66, P67, P69, P74, P75, P76 e P77 receberam duas visitas, devido à volumes de óleo produzidos mais elevados. Além disso, o cenário alternativo, dado quantidade de óleo inicial mais elevada, sugere um aumento proporcional no número de viagens e no custo total em relação ao cenário 1, 64,28% e 61,27%, respectivamente. Contudo, as sugestões deste novo modelo precisam ser validadas, antes de serem aplicados à indústria de óleo e gás.

Finalmente, foi possível concluir que as operações de alívio representam grande importância para o bom funcionamento do setor petrolífero brasileiro no que tange à necessidade de levar o óleo do local de extração até terminais especializados em terra mantendo, portanto, as plataformas em pleno funcionamento. Apesar dos desafios enfrentados em relação à coleta de grande quantidade de dados e sua modelagem para adequá-los ao trabalho, foi possível obter riqueza de resultados dado grande potencial da bacia de Santos. Além disso, foi possível perceber que as análises envolvidas, aliadas à outros estudos pertinentes, auxiliam na tomada de decisão de projetos, sobretudo quando há grande quantia de valores envolvidos minimizando perdas desnecessárias. Desta forma, as operações de alívio, aliada à outros estudos do setor petrolífero, permite amplificar a eficiência da indústria que

fornece a maior parcela de energia no mundo, trazendo assim benefícios para o desenvolvimento da nacional Petrobrás e, conseqüentemente, do Brasil.

## 8. REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Fase de Exploração**. 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- BASTOS, Igor Vieira. **ANÁLISE ECONÔMICA E OPERACIONAL DE UM PETROLEIRO SUEZMAX**. 2017. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- BELFIORE, P.; FAVERO, L. P. **Pesquisa Operacional para cursos de Engenharia**. 2013.
- BISNETO, Aziz Baruque. **Operações De Transferência De Petróleo Ship To Ship No Brasil**. 2017.
- CARVALHO, André. **Navio FPSO Cidade de Caraguatatuba deve iniciar produção ainda neste mês**. 2016. Disponível em: <https://opetroleo.com.br/navio-fpso-cidade-de-caraguatatuba-deve-iniciar-producao-ainda-neste-mes/>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- CORREIO BRAZILIENSE. **Navio que transporta 1 milhão de barris de petróleo é lançado ao mar**. 2012. Disponível em: [https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2012/11/23/internas\\_economia,335565/navio-que-transporta-1-milhao-de-barris-de-petroleo-e-lancado-ao-mar.shtml](https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2012/11/23/internas_economia,335565/navio-que-transporta-1-milhao-de-barris-de-petroleo-e-lancado-ao-mar.shtml). Acesso em: 10 nov. 2020.
- FULLER, Daniel Barry; DE ARRUDA, Edilson Fernandes; FERREIRA FILHO, Virgílio José Martins. **Determinação de frota ótima de aliviadores para um conjunto de plataformas**. XIV SBPO, p. 2614–2624, 2013.
- GRIMMETT, T. T.; STARTZMAN, R. A. OPTIMIZATION OF OFFSHORE FIELD DEVELOPMENT TO MINIMIZE INVESTMENT. **SPE Drilling Engineering**, v. 3, n. 04, p. 403–410, 1988. DOI: <https://doi.org/10.2118/16297-PA>. Disponível em: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16297-PA>.
- HANSEN, Pierre; DE LUNA PEDROSA FILHO, Eugenio; CARNEIRO RIBEIRO, Celso. Location and sizing of offshore platforms for oil exploration. **European Journal of Operational Research**, v. 58, n. 2, p. 202–214, 1992. DOI: 10.1016/0377-2217(92)90207-P.
- LEAL JUNIOR, José Ferreira. **A importância de um rebocador AHTS na manobra de offload com navios tanque convencionais**. 2015. Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, 2015.
- MACAÉ. **A ATIVIDADE OFFSHORE NO BRASIL**. 2020. Disponível em: <https://clickmacae.com.br/petroleo-e-gas/pagina/99/a-atividade-offshore-no-brasil>. Acesso em: 16 dez. 2020.

- MODEC. **FPSO Cidade de Angra dos Reis MV22**. 2020. Disponível em: [https://www.modec.com/fps/fps\\_fso/projects/tupi.html](https://www.modec.com/fps/fps_fso/projects/tupi.html). Acesso em: 31 ago. 2020.
- MORISHITA, Helio Mitio; TANNURI, Eduardo A.; BRAVIN, Tiago T. **Methodology for dynamic analysis of offloading operations**. 2004.
- NETO, José Benedito Ortiz; COSTA, Armando João Dalla. **A Petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário**. *Revista Brasileira de Economia*, 2007.
- OIL PRICE. **OIL PRICE CHARTS**. 2020. Disponível em: <https://oilprice.com/>. Acesso em: 11 de nov. 2020.
- PETROBRÁS. **Navio-tanque contratado para aumentar capacidade de escoamento da produção da Petrobras conclui primeira operação em Búzios**. 2020a. Disponível em: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=983018](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983018). Acesso em: 10 nov. 2020.
- PETROBRÁS. **COMUNICAÇÃO BACIA DE SANTOS**. 2020b. Disponível em: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/mapa>. Acesso em: 2 set. 2020.
- PETROBRÁS. **Você sabe o que é um FPSO?** 2017. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/voce-sabe-o-que-e-um-fps0.htm>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- PETROBRÁS. **Navio-plataforma Cidade de Itaguaí chega ao campo de Lula**. 2015a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/navio-plataforma-cidade-de-itagua-i-chega-ao-campo-de-lula.htm>. Acesso em: 30 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **Transpetro coloca em operação o 12º navio do Promef**. 2015b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/transpetro-coloca-em-operacao-o-12-navio-do-promef.htm#:~:text=Ficha técnica dos navios suezmax&text=O consumo total de óleo,69%2C0 toneladas por dia>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **Navio-plataforma Cidade de Caraguatatuba chega ao pré-sal**. 2014a. Disponível em: [https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/navio-plataforma-cidade-de-caraguatatuba-chega-ao-pre-sal.htm#:~:text=Dados do FPSO Cidade de Caraguatatuba%3A&text=· Capacidade de armazenamento%3A 1%2C,altura\)%3A 28%2C8 metros](https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/navio-plataforma-cidade-de-caraguatatuba-chega-ao-pre-sal.htm#:~:text=Dados do FPSO Cidade de Caraguatatuba%3A&text=· Capacidade de armazenamento%3A 1%2C,altura)%3A 28%2C8 metros). Acesso em: 31 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **FPSO Cidade de Ilhabela entra em operação, no campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos**. 2014b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/fps0-cidade-de-ilhabela-entra-em-operacao-no-campo-de-sapinhoa-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm#:~:text=A plataforma Cidade de Ilhabela,no estaleiro CXG%2C na China>. Acesso em: 31 ago. 2020.

- PETROBRÁS. **Transpetro: conheça nossos principais tipos de navios**. 2014c. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/transpetro-conheca-nossos-principais-tipos-de-navios.htm>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- RIMORCHIATORI. **SUPRIMENTOS PARA REBOCADORES PARA MANUSEIO DE ÂNCORA “AH VALLETTA”**. 2020. Disponível em: <https://www.rimorchiatori.com/pt-br/ah-valletta/>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- RODRIGUES, H. W. L.; PRATA, B. A.; BONATES, T. O. **Integrated optimization model for location and sizing of offshore platforms and location of oil wells**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 145, p. 734–741, 2016. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.002. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.07.002>.
- RODRÍGUEZ, C. E. P.. **We are IntechOpen, the world’s leading publisher of Open Access books. Built by scientists, for scientists**. *In: Probabilistic Modeling in System Engineering*. Colombia: IntechOpen, 2018. DOI: 10.5772/intechopen.75833. Disponível em: <https://www.intechopen.com/books/probabilistic-modeling-in-system-engineering/decision-making-model-for-offshore-offloading-operations-based-on-probabilistic-risk-assessment>.
- RODRÍGUEZ, C. E. P. **Análise De Risco Em Operações De “Offloading” – Um Modelo De Avaliação Probabilística Dinâmica Para a Tomada De Decisão**. p. 270, 2012.
- SCHILLER, Rodrigo Achilles. **Análise da Eficiência Energética em Navios Mercantes e Estudo de Caso do Consumo de Combustível em Navio Aliviador do Tipo Suezmax**. p. 108, 2017.
- SHIP AND BUNKER. **World Bunker Prices**. 2020. Disponível em: <https://shipandbunker.com/prices>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- VÁSQUEZ-ALVAREZ, Elsa. **PMI5920 - Modelagem matemática e técnicas de otimização**. Santos. Escola Potécnica da USP, , 2020. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/course/view.php?id=78093>.
- WU, X. D.; GUO, J. L.; JI, Xi; CHEN, G. Q. **Energy use in world economy from household-consumption-based perspective**. *Energy Policy*, v. 127, n. June 2018, p. 287–298, 2019. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.005.



# PLANEJAMENTO ÓTIMO DAS OPERAÇÕES DE ALÍVIO NA BACIA DE SANTOS

Paulo Sergio Garcia Junior

Orientador: Prof. Dra. Elsa Vásquez Alvarez

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II  
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

## Resumo

A transferência de óleo da plataforma para um navio petroleiro é o processo chamado de operação de alívio. Este processo é indispensável na produção de óleo de campos *offshore* no Brasil por carecer de oleodutos submarinos longos para escoamento da produção até a costa e continuar com o processo de refino. Neste contexto, o presente trabalho de conclusão de curso tem por objetivo a obtenção do planejamento ótimo de atendimento às unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo (*Floating Production Storage and Offloading* - FPSOs) de modo que o custo devido ao deslocamento das embarcações aliviadoras seja mínimo e que as unidades de produção não atinjam capacidade máxima de armazenamento de óleo. Para atingir tal finalidade, são definidas as hipóteses, conjuntos, parâmetros, variáveis, função objetivo e restrições. O modelo resultante é do tipo Linear Inteiro Misto (*Mixed Integer Linear Programming* – MILP) o qual foi implementado no *software* GAMS v25.1.2 e para a busca da solução foi usado solver CPLEX. Dois cenários foram resolvidos e obtiveram-se respostas ótimas. O modelo formulado é uma proposta nova e consideram-se os resultados viáveis para um problema real na Bacia de Santos. Assim, estes resultados gerados são discutidos quanto ao planejamento de viagens, a evolução do volume de petróleo estocado ao longo do tempo, o custo de deslocamento das embarcações decorrente da função objetivo e o número total de operações realizadas. Além disso, foi possível concluir que as operações de alívio representam grande importância no setor petrolífero sendo que taxas de produção maiores demandam maior quantidade de atendimentos aos FPSOs.

**Palavras-chave:** OFFLOADING, PLANEJAMENTO, PETRÓLEO.

## Abstract

Transferring oil from the platform to an oil tanker is a process called an offloading operation. This process is indispensable in the production of oil from offshore fields in Brazil, as it lacks long submarine pipelines to transport production to the coast and continue with the refining process. In this context, the purpose of the present course conclusion work is to obtain the optimal planning of oil offloading operations for Floating Production Storage and Offloading (FPSOs) so that the cost due to the displacement of vessels is minimal and the production units do not reach maximum oil storage capacity. To achieve this purpose, hypotheses, sets, parameters, variables, objective function and restrictions are defined. The resulting model is of the Mixed Integer Linear Programming (MILP) type which was implemented in the GAMS v25.1.2 software and for the solution search was used CPLEX solver. Two scenarios were resolved and optimal responses were obtained. The model formulated is a new proposal and the results are considered viable for a real problem in the Santos Basin. Thus, these results are discussed in terms of travel planning, the evolution of the volume of oil stored over time, the cost of displacement of vessels due to the objective function and the total number of operations performed. In addition, it was possible to conclude that the offloading operations represent great importance in the oil sector, with higher production rates demanding a greater number of services to the FPSOs.

**Keywords:** OFFLOADING, PLANNING, OIL.

# 1. Introdução

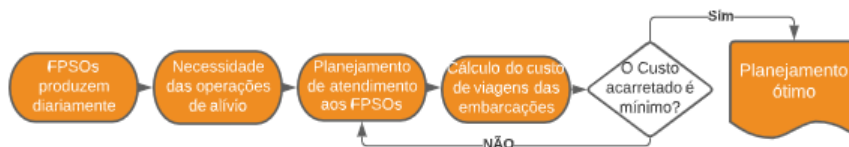
A indústria de óleo e gás é umas das mais importantes atualmente no que tange à questão energética mundial. Segundo Wu *et al.* (2019), o óleo cru e gás natural dominam a matriz energética de potências mundiais como Estados Unidos e Reino Unido. Contudo, trata-se de matérias primas de difícil obtenção uma vez que é necessário o emprego de numerosas tecnologias de alto custo de equipamentos e operação nas diversas unidades petrolíferas *offshore* em funcionamento sendo assim, é sempre desejável que se evite custos desnecessários devido à limitações de capacidade das plataformas e FPSOs (do inglês *Floating Production Storage and Offloading*). Para que os FPSOs continuem produzindo, os produtos são descarregados por meio de navios tanque (aliviadores) que aliviam o FPSO e transferem para o petroleiro que leva o óleo e gás para os terminais na costa sendo esta uma das operações que permeiam o setor petrolífero, sendo chamada de *offloading*.

Petrobrás (2020, A) explica que a empresa possui frota de 21 navios aliviadores que possuem sistema de posicionamento dinâmico que garante a segurança das embarcações. O conjunto de embarcações brasileiras realizam cerca de 1.800 operações de *offloading* anualmente. Além disso, serão entregues outros três navios em 2022 que são essenciais para corresponder ao grande potencial brasileiro no que diz respeito à produção de petróleo. Desta forma, configura-se como operação essencial gerando valor à Petrobrás e conseqüentemente à nação brasileira sendo que, estudos relacionados ao tema, são de suma importância para compreender a necessidade de alívio dos FPSOs e aumentar a eficiência da produção de petróleo nacional. Neste contexto, o presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) tem por objetivo a obtenção do planejamento de atendimento aos FPSOs de modo que o custo devido ao deslocamento das embarcações aliviadores seja mínimo e que as unidades de produção não atinjam capacidade máxima de armazenamento de óleo.

# 2. Metodologia

Para a realização do presente trabalho foi necessária a aquisição de dados abertos que estão disponíveis na plataforma da nacional Petrobrás (2014a, 2014b, 2014c), Petrobrás (2015a, 2015b), Petrobrás (2017) e Petrobrás (2020a, 2020b). Com o intuito de modelar a região em estudo, foram retirados dados sobre Bacia de Santos referentes aos FPSOs e o terminal de São Francisco do Sul. Para melhor entendimento da modelagem do problema, foi construído fluxograma, o qual é exposto na **figura 1**:

Figura 1. Fluxograma de resolução do modelo



(Fonte: Próprio autor).

Seguindo o fluxograma exposto, os FPSOs produzem diariamente, contudo, cada unidade possui uma capacidade máxima. Caso a capacidade máxima fosse atingida, a produção deveria ser suspensa, o que acarretaria prejuízos ao setor, situação que deve ser evitada. Desta forma, existe a necessidade das operações de alívio de forma que cada plataforma opere e o volume de óleo presente seja menor que sua capacidade de armazenamento própria. Cada planejamento de atendimento aos FPSOs resulta em custo distinto de deslocamento das embarcações, o que se deseja minimizar. O modelo do tipo MILP por sua vez é executado utilizando o *software* de otimização GAMS v25.1.2/CPLEX v12.8 e resolvidos utilizando um computador Xeon CPU E5 2665 0 @ 2.40GHz RAM 16,0GB.



### 3. Introdução ao modelo

Segundo a Petrobrás (2020a), a frota brasileira de navios aliviadores com sistema posição dinâmico é de 21 embarcações atualmente onde, para o presente trabalho, serão utilizados apenas 9. Desta forma, é proposta a obtenção da sequência de atendimento dos FPSOs da Bacia de Santos de modo que os navios são tomados três a três, ao longo do período de tempo considerado e partindo do terminal de São Francisco do Sul. As 9 embarcações foram denominadas genericamente de A à I e a disponibilidade será como descrito na **tabela 1**.

Tabela 1. Programação de embarcações.

Dias	Embarcações disponíveis para atendimento
1	A B C
2	D E F
3	G H I
4	A B C
5	D E F
6	G H I
7	A B C
8	D E F
9	G H I
10	A B C
11	D E F
12	G H I
13	A B C
14	D E F
15	G H I
16	A B C
17	D E F
18	G H I
19	A B C
20	D E F

### 3.1. FORMULAÇÃO DO MODELO

#### 3.1.1. ÍNDICES

Tomou-se três conjuntos de modo que I modela os FPSOs da Bacia de Santos de tal forma que  $i=1, 2, 3, 4, \dots, 20$ . Da mesma maneira, o horizonte de tempo é indicado por J, em dias, assim,  $j=1, 2, 3, 4, \dots, 20$ . As embarcações são denominadas genericamente pelo conjunto K,  $k=A, B, C, \dots, I$ .

#### 3.1.2. PARÂMETROS

Para modelo o problema, foram consideradas a produção diária dos FPSOs ( $p_{dpi}$ ), sua capacidade de armazenamento de óleo ( $c_{arm_i}$ ), o custo de deslocamento das embarcações ( $c_{di}$ ) e o tempo total até que uma embarcação esteja disponível novamente, levando em consideração ida, volta e operação de *offloading* ( $tempotot_i$ ).

#### 3.1.3. DADOS DE ENTRADA

A modelagem dos parâmetros se deu de forma à buscar dados distintos na literatura a fim de adaptá-los e implementar no modelo. Os dados estão sintetizados e reunidos na **tabela 2** a seguir:

Tabela 2. Dados de entrada do modelo de otimização.

Índice	Sigla	Process.(Produção) (bbl)	Cap. de Armaz. (bbl)	Dist. ao terminal (km)	Custo devido à distância (cd) - US\$	Tempo total (hr)
1	FPCAR	100000	1600000	546,03	40215,11	63,84
2	FPCCG	100000	1600000	233,35	17186,23	41,02
3	FPCIB	150000	1600000	513,37	37809,7	61,46
4	FPCIG	150955	1600000	541,37	39871,9	63,5
5	FPCI	80000	1600000	186,68	13748,98	37,62
6	FPCMB	150000	1600000	546,03	40215,11	63,84
7	FPCMC	150000	1600000	560,04	41246,95	64,86
8	FPCP	120000	1600000	564,7	41590,16	65,2
9	FPCST	35000	1600000	592,7	43652,36	67,26
10	FPCSP	120000	1600000	504,03	37121,81	60,78
11	FPCSQ	150000	1600000	555,37	40903	64,52
12	FPSOPL	50318	1600000	625,37	46058,5	69,64
13	P-66	150000	1600000	550,7	40559,06	64,18
14	P-67	150000	1600000	574,04	42278,05	65,9
15	P-69	150000	1600000	541,37	39871,9	63,5
16	P-74	150000	1600000	592,7	43652,36	67,26
17	P-75	150000	1600000	597,37	43996,3	67,6
18	P-76	150000	1600000	597,37	43996,3	67,6
19	P-77	150000	1600000	606,71	44684,19	68,28
20	PJ-1	35000	1600000	654,86	48230,44	71,8

(Fonte: ANP, 2020; Modec, 2020; Petrobras, 2020a, 2020b, 2015, 2014a, 2014b, 2014c)

É possível verificar através da **tabela 2** os dados de entrada do modelo para cada FPSO considerado sendo eles, capacidade de Processamento (tomada como valor para produção diária), capacidade de armazenamento de óleo, distância dos FPSOs ao terminal de São Francisco do Sul, custo devido ao deslocamento dos navios e o total total de operação, consideração ida, volta e *offloading*. De acordo com Petrobrás (2015b), o consumo de combustível médio para os navios do tipo Suezmax é de 69 toneladas de óleo combustível por dia. A velocidade máxima considerada foi de 14,8 nós (24,7 km/h). De acordo com a agência *Ship and Bunker* (2020) o combustível usado pelas embarcações é cotado na região de Santos em US\$351,00 por tonelada, assim, é possível o cálculo do custo com viagens, considerando ida e volta, pela **equação 1** a seguir:

$$c_d = 2 * \frac{69 \text{ toneladas óleo comb.}}{\text{dia}} * \frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ horas}} * \frac{1 \text{ hora}}{27,4 \text{ km}} * \frac{351 \text{ US\$}}{1 \text{ tonelada}} * \text{dist. (km)} \quad (1)$$

### 3.1.4. VARIÁVEIS

Para o modelo do trabalho, foram utilizadas uma variável de decisão binária,  $indv_{i,j}$ , e outras duas,  $v_{iarm,j}$ , discreta, e  $indemb_{j,k}$ , binária. A variável  $indv_{i,j}$  assume valor 1 se há viagem de alívio para a plataforma  $i$  no dia  $j$ , e 0 caso contrário. Já a variável  $indemb_{j,k}$  assume valor 1 se a embarcação  $k$  atende no dia  $j$  e 0 caso contrário.  $v_{iarm,j}$  indica a evolução do petróleo armazenado nos FPSOs ao longo do tempo.

### 3.1.5. FUNÇÃO OBJETIVO

Com o objetivo de obter a sequência ótima de viagens em atendimento aos FPSOs no que diz respeito à minimização do custo decorrente de viagens das embarcações, levando em consideração a demanda de cada plataforma bem como o custo devido à distância, é definida a função objetivo a seguir pela **equação 2**, Onde  $indv_{i,j}$  é a variável de decisão binária que controla quando ocorre viagem de alívio e o  $C_{di}$  o custo devido a distância.:

$$\text{Min } Z = \sum_{j=1}^j \sum_{i=1}^i \text{indv}_{i,j} * c_{di} \quad (2)$$

### 3.1.6. RESTRIÇÕES

As restrições aplicadas no modelo, construídas a partir das hipóteses, são definidas a seguir pelas equações 3 à 7:

$$v_{iarm\_j+1} = v_{iarm\_j} + p_{dpi} - indv_{i,j} * 1000000 \quad (3)$$

$$v_{iarm\_j} \leq c_{arm} \quad (4)$$

$$\sum_1^i indv_{i,j} \leq 3 \quad (5)$$

$$\sum_1^k indemb_{j,k} = \sum_1^i indv_{i,j} , \begin{cases} Se j = 1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, \text{então } k = A, B, C \\ Se j = 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, \text{então } k = D, E, F \\ Se j = 3, 6, 9, 12, 15, 18, \text{então } k = G, H, I \end{cases} \quad (6)$$

A equação 3 define o volume armazenado no dia j+1, que corresponde ao volume de óleo no dia j somado à sua produção diária e diminuído pelo volume do tanque do navio Suezmax, 1.000.000 bbls, se há alívio. A seguir, a equação 4 limita o volume armazenado de óleo em cada FPSO pela sua capacidade. A equação 5 limita a quantidade de atendimento aos FPSO à no máximo três operações diárias. Além disso, a restrição da equação 6, fixa cada trio de embarcações para estarem disponíveis em dias pré-determinados, uma vez que o foco do trabalho é o atendimento aos FPSOs.

## 4. RESULTADOS

### 4.1. PLANEJAMENTO E EVOLUÇÃO DO VOLUME DE ÓLEO

Segundo estatísticas do modelo foram geradas 841 equações e 861 variáveis únicas, dos quais 460 são variáveis discretas. Foi obtido o planejamento para o modelo proposto de tal forma que a configuração de embarcações e os FPSOs atendidos são expostos na tabela 3:

Tabela 3. Planejamento ótima de atendimento aos FPSOs – indemb<sub>j,k</sub>.

	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
FPCAR					D						
FPCCG				A							
FPCIB			G							A	
FPCIG					E					B	
FPCMB					F				G		
FPCMC			H							C	
FPCP			I								
FPCSP						G					
FPCSQ				B					H		
P66				C							D
P67	A								I		
P69		D						D			
P74		E									E
P75		F						E			
P76	B							F			
P77	C										F

É possível verificar primeiramente, através da tabela 3, que o primeiro atendimento se deu a partir do dia 7, como os FPSOs iniciaram com volume inicial nulo, o valor mínimo de óleo estocado para ocorrer alívio, correspondente ao valor do tanque dos navios (1.000.000 bbls), ocorreu nesta data. Além disso, é possível perceber que, como todos os FPSOs possuem a mesma capacidade máxima, o planejamento deu preferência de atendimento às unidades que possuem produção diária maior. FPCIB, FPCIG, FPCMB, FPCMC, FPCSQ, P66, P67, P69, P74, P75, P76 E P77 produzem valores iguais ou superiores à 150.000 bbls por dia e foram atendidos entre os dias 7 e 11, de acordo com a tabela 3. Além disso, apenas uma viagem, ao longo do período considerado, não foi suficiente para mantê-los abaixo da capacidade máxima, sendo assim, cada FPSO deste grupo recebeu uma operação de alívio adicional mantendo ainda o custo mínimo com viagem das embarcações, todas as outras unidades receberam apenas uma viagem. Outro fato a ser observado é o não recebimento de alívio por parte dos FPSOs FPCI, FPSOPL, FPCST e PJ-1. Dado suas produções respectivas de 80.000, 50.318, 35.000 e 35.000 bbls, o grupo não atingiu a capacidade máxima de armazenamento de óleo ao longo dos dias considerados, não sendo necessário uma operação de offloading para estes FPSOs o que aumentaria o custo de deslocamentos de navios aliviadores.

Com um total de 28 viagens, o custo total resultou em **US\$1.134.282,5**, ou seja, apenas para custear o deslocamento dos navios aliviadores, levando em consideração o Brent à US43,53 (Oil Price, 2020), seriam necessários aproximadamente 26.056 bbls de óleo. Dado a produção de óleo diária expressa pela **tabela 2 da seção 3.1.3**, o volume somado pelos FPSOs em 20 dias equivale à 48.825.460 bbls. Assim, em um possível planejamento para o caso hipotético, o gasto ótimo de combustível das embarcações corresponderia à 0,05% da renda bruta total. Seguindo o cronograma das embarcações, indicado pela variável  $indemb_{j,k}$ , **tabela 3**, que as embarcações ficaram paradas no porto em diversos dias, contudo, levando em consideração a análise proposta pelo trabalho, os navios não geraram custo de deslocamento.

## 5. Conclusão

O TCC teve como objetivo a obtenção do planejamento ótimo de atendimento aos FPSOs minimizando o custo devido ao deslocamento das embarcações aliviadores. Para atingir o objetivo um modelo de programação matemática do tipo MILP foi formulado considerando hipóteses para simplificar o problema. Obteve-se solução ótima com gasto computacional mínimo. O modelo proposto sugere que a produção diária interfere no número de viagens recebidas por um FPSO. Por isso, as unidades FPCI, FPSOPL, FPCST e PJ-1, devido às suas baixas produções, não receberam operação de alívio enquanto outras como FPCIB, FPCIG, FPCMB, FPCMC, FPCSQ, P66, P67, P69, P74, P75, P76 e P77 receberam duas visitas, devido à volumes de óleo produzidos mais elevados.

Finalmente, foi possível concluir que as operações de alívio representam grande importância para o bom funcionamento do setor petrolífero brasileiro no que tange à necessidade de levar o óleo do local de extração até terminais especializados em terra mantendo, portanto, as plataformas em pleno funcionamento. Apesar dos desafios enfrentados em relação à coleta de grande quantidade de dados e sua modelagem para adequá-los ao trabalho, foi possível obter riqueza de resultados dado grande potencial da bacia de Santos. Além disso, foi possível perceber que as análises envolvidas, aliadas à outros estudos pertinentes, auxiliam na tomada de decisão de projetos, sobretudo quando há grande quantidade de valores envolvidos minimizando perdas desnecessárias. Desta forma, as operações de alívio, aliada à outros estudos do setor petrolífero, permite amplificar a eficiência da indústria que fornece a maior parcela de energia no mundo, trazendo assim benefícios para o desenvolvimento da nacional Petrobrás e, conseqüentemente, do Brasil.

## 6. Referências

- OIL PRICE. **OIL PRICE CHARTS**. 2020. Disponível em: <https://oilprice.com/>. Acesso em: 11 de nov. 2020.
- PETROBRÁS. **Navio-tanque contratado para aumentar capacidade de escoamento da produção da Petrobras conclui primeira operação em Búzios**. 2020a . Disponível em: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=983018](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983018). Acesso em: 10 nov. 2020.
- PETROBRÁS. **COMUNICAÇÃO BACIA DE SANTOS**. 2020b . Disponível em: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/mapa>. Acesso em: 2 set. 2020.
- PETROBRÁS. **Você sabe o que é um FPSO?** 2017. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/voce-sabe-o-que-e-um-fpso.htm>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- PETROBRÁS. **Navio-plataforma Cidade de Itaguaí chega ao campo de Lula**. 2015a . Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/navio-plataforma-cidade-de-itagua-i-chega-ao-campo-de-lula.htm>. Acesso em: 30 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **Transpetro coloca em operação o 12º navio do Promef**. 2015b . Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/transpetro-coloca-em-operacao-o-12-navio-do-promef.htm#:~:text=Ficha técnica dos navios suezmax&text=O consumo total de óleo,69%2C0 toneladas por dia>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **Navio-plataforma Cidade de Caraguatatuba chega ao pré-sal**. 2014a . Disponível em: [https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/navio-plataforma-cidade-de-caraguatatuba-chega-ao-pre-sal.htm#:~:text=Dados do FPSO Cidade de Caraguatatuba%3A&text=Capacidade de armazenamento%3A1%2C,altura\)%3A28%2C8 metros](https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/navio-plataforma-cidade-de-caraguatatuba-chega-ao-pre-sal.htm#:~:text=Dados do FPSO Cidade de Caraguatatuba%3A&text=Capacidade de armazenamento%3A1%2C,altura)%3A28%2C8 metros). Acesso em: 31 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **FPSO Cidade de Ilhabela entra em operação, no campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos**. 2014b . Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/fpso-cidade-de-ilhabela-entra-em-operacao-no-campo-de-sapinhoa-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm#:~:text=A plataforma Cidade de Ilhabela,no estaleiro CXG%2C na China>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- PETROBRÁS. **Transpetro: conheça nossos principais tipos de navios**. 2014c . Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/transpetro-conheca-nossos-principais-tipos-de-navios.htm>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- SHIP AND BUNKER. **World Bunker Prices**. 2020. Disponível em: <https://shipandbunker.com/prices>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- WU, X. D.; GUO, J. L.; JI, Xi; CHEN, G. Q. **Energy use in world economy from household-consumption-based perspective**. *Energy Policy*, v. 127, n. June 2018, p. 287–298, 2019. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.005.