EDUARDO MARÇAL VILAMEÁ

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA APLICADO AO
DESENVOLVIMENTO DO CONCEITO DE PLATAFORMA ULFPSO
COM UTILIZAÇÃO DE RISER RÍGIDO EM CATENÁRIA LIVRE**

São Paulo

2017

EDUARDO MARÇAL VILAMEÁ

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA APLICADO AO
DESENVOLVIMENTO DO CONCEITO DE PLATAFORMA ULFPSO
COM UTILIZAÇÃO DE RISER RÍGIDO EM CATENÁRIA LIVRE**

**Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de Mestre
em Ciências**

**Área de Concentração:
Engenharia Naval e Oceânica**

**Orientador:
Prof. Dr. Kazuo Nishimoto**

São Paulo

2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 04 de Julho de 2017

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Vilameá, Eduardo

Estudo de viabilidade técnica aplicado ao desenvolvimento do conceito de plataforma ULFPSO com utilização de riser rígido em catenária livre / E. Vilameá -- versão corr. -- São Paulo, 2017.

124 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Naval e Oceânica.

1.Plataforma 2.ULFPSO 3.FPSO 4.Otimização multidisciplinar 5.SCR
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Naval e Oceânica II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao amor de minha família,
e pela dedicação e amor de minha esposa Domênica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por ter possibilitado que eu chegasse até aqui, pelo apoio nos momentos difíceis e alegrias compartilhadas.

Ao meu professor orientador, Professor Kazuo Nishimoto, pela liberdade, estímulo e orientação que me foram concedidos durante a evolução deste trabalho.

Aos amigos, Allan Carre de Oliveira, Edgard Borges Malta, Fabio Gouveia Telles de Menezes, Felipe Ruggeri e Pedro Mello que contribuíram excepcionalmente para a realização deste estudo, ajudando na superação de diversas dificuldades técnicas e dando conselhos inestimáveis.

A Petrobras, em especial aos Engenheiros Sylvio Henrique Sá Correa da Silva e Gustavo Adolfo Villela de Castro, pelo apoio e orientação desde minha chegada ao E&P. Mais uma vez a Petrobras se destaca como uma empresa que investe em seus profissionais visando o crescimento tecnológico.

A todos que colaboraram com esse trabalho e não foram citados nominalmente nesta dissertação.

RESUMO

A exploração de bacias petrolíferas do pré-sal, principalmente campos gigantes como o campo de Libra, na bacia de Santos, traz consigo demandas por sistemas capazes de operar com poços de alta capacidade de produção e em grandes profundidades. Nesse cenário, linhas de produção ou injeção (risers) rígidas em catenária livre apresentam a forma mais simples de solução para essas demandas.

A utilização de risers rígidos em catenária livre, como já sabido, permite uma maior produtividade por linha devido a possibilidade de utilização de dutos de maiores diâmetros, ao mesmo tempo em que resistem a maiores pressões, possibilitando a exploração de forma mais eficiente de poços em grandes profundidades.

No entanto, este tipo de solução, devido a sua natureza de maior rigidez quando comparado com dutos flexíveis, é submetida a esforços dinâmicos elevados impostos no topo do riser pela grande movimentação da embarcação, principalmente em operações em águas profundas, inviabilizando sua aplicação em unidades do tipo FPSOs convencionais, construídos a partir da conversão de um navio petroleiro. Este problema dinâmico é agravado pelas condições ambientais da região, que são mais severas do que as observadas na Bacia de Campos, tornando difícil a aplicação das tecnologias existentes.

A alta produtividade dos poços do pré-sal da Bacia de Santos também estimula a utilização de plantas de processo de alta capacidade de processamento de óleo, maiores do que as utilizadas até hoje no offshore brasileiro. Estimativas iniciais mostram que estas plantas gigantes demandam uma área de convés muito maior do que as plataformas convencionais, e, mais do que isso, de uma maior largura (boca) da embarcação.

Para atender requisitos tão conflitantes, foi desenvolvido o conceito ULFPSO (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Alívio Ultra-Larga), que se caracteriza por sua proa e popa circulares e pela presença do *moonpool*, de forma a viabilizar a conexão dos risers mais próximos ao centro de gravidade da plataforma, reduzindo assim o esforço dinâmico. Adicionalmente a forma do casco é otimizada para redução do nível de movimentos verticais, reduzindo os esforços dinâmicos nos risers.

Nesta dissertação de mestrado serão apresentados os estudos relativos à comprovação de viabilidade do conceito, dividido em três etapas: A primeira com foco no entendimento do problema e dimensionamento preliminar da unidade; A segunda focada na avaliação experimental do conceito; E finalmente, a terceira, com objetivo de avaliar o modelo de síntese para otimização do projeto do casco, com base nos resultados obtidos nas fases anteriores.

Palavras chave: Plataforma, ULFPSO, FPSO, Otimização multidisciplinar, SCR.

ABSTRACT

The offshore exploitation of oil fields in the pre-salt, especially giant fields such as Libra, in the Santos basin, brings with it demands for systems capable of operating with high capacity production wells and at ultra-deep waters. In this scenario production or injection steel catenary risers present the simplest solution for these demands.

As known in industry, the use of steel catenary risers in free-hanging configuration allows greater productivity per line due to the possibility of using pipes of larger diameters, at the same time withstand higher pressures, allowing for more efficient wells operation at great depths.

However, due to its nature more rigid compared to flexible pipe, this kind of solution is subjected to high dynamic forces imposed on the top of the riser by the large movement of the vessel, especially in deepwater operations, impeding their application in FPSO conventional units, constructed from the conversion of an oil tanker. This dynamic problem is compounded by environmental conditions of the region, which are harsher than those observed in the Campos Basin, making it difficult to apply other extant technologies.

The high productivity of the pre-salt of Santos Basin wells stimulate the use of plants to high-capacity oil processing process, larger than those used today in the Brazilian offshore. Initial estimates show that these plants require a much larger deck area than conventional platforms and, more than that, a greatest width (breadth) of the vessel.

To satisfy such conflicting requirements, the ULFPSO (Ultra Large Floating Production, Storage and Offloading) concept was developed, which is characterized by its circular bow and stern and the presence of the *moonpool*, to enable the connection of the risers closest to the platform's center of gravity, thereby reducing the dynamic tension. Additionally, the hull shape is optimized to reduce vertical movements, reducing dynamic stresses on the riser.

In this master's thesis will be presented studies on the proof of concept viability, divided into three stages: The first focused on understanding the problem and preliminary sizing of the unit; The second focused on the experimental evaluation of the concept; And finally, the third, to evaluate the synthesis model for optimizing hull design, based on the results obtained in the previous phases.

Keywords: Platform, FPSO, ULFPSO, Multidisciplinary optimization, SCR.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 CAPEX em projetos de desenvolvimento da produção [2]	2
Figura 2 Reservas Mundiais e Brasileiras de petróleo [3].....	5
Figura 3 Evolução das reservas provadas da Petrobras [4]	6
Figura 4 Maiores reservas de petróleo por país [3]	7
Figura 5 Reservas Mundiais e Brasileiras de gás [3].....	7
Figura 6 Produção doméstica de petróleo [4].....	8
Figura 7 Evolução da produção de petróleo offshore na costa brasileira [4]	9
Figura 8 Produção offshore em números [4]	10
Figura 9 Configuração típica dos primeiros sistemas de produção no pré-sal [4]	11
Figura 10 Tipos de UEPs classificadas de acordo com a completção dos poços	12
Figura 11 Fatores externos que influenciam o projeto de uma UEPs	13
Figura 12 Malhas de escoamento do Mar do Norte (esq.) e Brasil (dir.) [6] e [7].....	14
Figura 13 Configuração do campo de Kizomba A [8]	15
Figura 14 Estratégia de escoamento da produção de óleo e gás na Bacia de Santos	16
Figura 15 Principais características do conceito Monocoluna	16
Figura 16 Campo de Dulang – Esquemático do sistema de produção [11].....	20
Figura 17 Campo de Dulang - Ciclo serial de análise do projeto (adaptado de [11])	20
Figura 18 Ciclo funcional de análise do projeto [15]	21
Figura 19 Modelo integrado de análise [16].....	22
Figura 20 Processo de Engenharia de Sistemas [17].....	24
Figura 21 Espiral de projeto aplicado ao sistema de produção [18].....	25
Figura 22 Fatores que influenciam o projeto DP [18]	25
Figura 23 Procedimento de projeto de uma embarcação proposto por Papanikolau [19].....	28
Figura 24 Espiral de projeto, J.H. Evans [9]	28
Figura 25 Otimização paramétrica de um navio cargueiro [19].....	33
Figura 26 Regiões de domínio viável e inviável [12].....	36
Figura 27 Conceito de mínimo local e global [12].....	37
Figura 28 Exemplo de várias alternativas para compra de um caminhão [20].....	38
Figura 29 Conceito ULFPSO	43
Figura 30 Desenho esquemático da conexão dos risers	43
Figura 31 Arranjo preliminar da planta de processo	44
Figura 32 Estabilidade intacta do conceito ULFPSO, condição carregada.....	46
Figura 33 Esforço cortante e momento fletor no casco ULFPSO, condição carregada	47
Figura 34 Calibrador Hidrodinâmico (CH-TPN) [35].....	49
Figura 35 Características do CH-TPN (esq.) e limite de geração de ondas (dir.) [35].....	50
Figura 36 Sistema de coordenadas para modelos em teste [35]	50
Figura 37 Modelo geométrico (esq.) e modelo em escala (dir.) do conceito ULFPSO [35]....	51
Figura 38 Disposição dos <i>wave probes</i> no modelo [35].....	52

Figura 39 Comparação entre os RAOs de <i>heave</i> experimentais e numérico [35].....	54
Figura 40 Comparação entre os RAOs de <i>roll</i> experimentais e numérico [35]	55
Figura 41 Comparação entre os RAOs de <i>pitch</i> experimentais e numérico [35]	55
Figura 42 RAO do movimento do <i>moonpool</i> [35]	56
Figura 43 Representação gráfica da metodologia proposta.....	58
Figura 44 Arranjo proposto da planta de processo [36]	59
Figura 45 Topologia estrutural das cavernas e longitudinais [36]	60
Figura 46 Modelo simplificado de proa e popa [36]	61
Figura 47 Pontos de avaliação das máximas acelerações [36]	63
Figura 48 Condições operacionais do heliponto [36].....	63
Figura 49 Acelerações máximas na conexão do riser [36].....	63
Figura 50 Representação gráfica da metodologia proposta.....	64
Figura 51 Variáveis de dimensionamento do casco [36].....	65
Figura 52 Histograma de Student (deslocamento)	70
Figura 53 Histograma de Student (armazenamento de petróleo)	70
Figura 54 Histograma de Student (custo de construção).....	71
Figura 55 Histograma de Student (aceleração máxima).....	71
Figura 56 Avaliação de influência no custo de construção (SOBOL)	72
Figura 57 Aceleração máxima vs. Custo de construção.....	73
Figura 58 Evolução das iterações do processo de otimização.....	75
Figura 59 Fluxograma de um algoritmo genético [20].....	76
Figura 60 Avaliação de influência no custo de construção (MOGA)	77
Figura 61 Cenários de produção avaliados.....	79
Figura 62 Comparação da CAPEX nos cenários propostos	81
Figura 63 Análise de sensibilidade ao preço do Brent	82
Figura 64 Setup experimental (180°, esq., 45°, centro e 90°, dir.) [35]	94
Figura 65 Determinação da posição do CG do modelo [35]	94
Figura 66 Disposição dos lastros do modelo [35]	95
Figura 67 Curvas obtidas no teste de <i>pull-out</i> [35]	96
Figura 68 Teste de estabilidade estática [35].....	97
Figura 69 Gráfico do teste de estabilidade estática [35].....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Avaliação qualitativa dos conceitos existentes.....	41
Tabela 2 Avaliação da viabilidade de SCRs.....	42
Tabela 3 Dimensões principais do casco (300 kbopd)	45
Tabela 4 Comparação ULFPSO x FPSO convencional	45
Tabela 5 Avaliação de riser para o ULFPSO e Convencional	47
Tabela 6 Onda transiente	52
Tabela 7 Ondas irregulares	53
Tabela 8 Ondas regulares	53
Tabela 9 Configuração da planta de processo	59
Tabela 10 Requisitos para dimensionamento do casco	60
Tabela 11 Limites de variação adotados no processo de otimização	66
Tabela 12 Restrições aplicadas ao problema de projeto.....	67
Tabela 13 Resumo da população inicial	68
Tabela 14 Características do casco de menor custo	75
Tabela 15 Resultado da otimização por algoritmos genéticos	78
Tabela 16 Cenários da avaliação econômica	80
Tabela 17 Avaliação de atratividade	83
Tabela 18 Propriedades do casco.....	93
Tabela 19 Resultados do teste de <i>pull-out</i>	97
Tabela 20 Resultados dos testes de decaimento	99

GLOSSÁRIO

ANFLEX	Algoritmo de projeto de linhas oceânicas (produção e amarração), desenvolvido pelo CENPES em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro.
API	American Petroleum Institute.
bbl	Medida padrão para petróleo e seus derivados. Um barril é igual a 35 galões imperiais, ou 42 galões norte-americanos, ou 159 litros.
Beam sea	Condição de mar em que as ondas incidem no través da plataforma.
BOE	Barril de óleo equivalente. É uma unidade de energia aproximadamente equivalente à energia libertada pela queima de um barril de óleo cru.
BSW	“ <i>Basic sediments and water</i> ”. É a fração de água produzida, comparada com a produção total de um poço.
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> . Designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa
CENPES	Centro de pesquisas da Petrobras.
CG	Centro de gravidade de uma embarcação ou estrutura oceânica.
Fast-tracking	Jargão da indústria para projetos onde a etapa de aquisição de bens e construção é iniciada antes da conclusão do projeto de detalhamento.
Flowlines	Trecho de dutos que ficam apoiados no fundo do mar e ligam a plataforma de petróleo aos poços, com o objetivo de trazer a produção de óleo e/ou gás. Podem ser rígidos ou flexíveis.
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i> . Tipo de plataforma de petróleo, cuja característica principal é a capacidade de armazenamento da produção. Normalmente são cascos de navios petroleiros convertidos em plataformas.
<i>FPSO ship-shaped</i>	Unidade de produção tipo FPSO construída a partir da conversão de um casco existente de navio petroleiro.
<i>FPSO box-shaped</i>	Unidade de produção tipo FPSO construída a partir de um casco novo em formato prismático, ou comumente denominado de “barcaça”.
Heave	Movimento de translação na direção do eixo “z” do sistema de coordenadas.

IACS	<i>International Association of Classification Societies.</i> A Associação Internacional das Sociedades de Classificação é uma organização técnica composta pelas doze sociedades de classificação marítima, com sede em Londres
Matlab®	Software interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico.
ModeFrontier®	Software de otimização, desenvolvido pela empresa Esteco, capaz de integrar diferentes ferramentas de engenharia.
Mono-coluna	Tipo especial de FPSO, com casco cilíndrico. No caso específico do projeto chamado MonoBR (desenvolvido através da parceria entre Petrobras e USP), essa tem uma grande reserva de estabilidade e níveis de movimento muito reduzidos, especialmente o movimento vertical (<i>heave</i>), devido a um grande orifício central, vertical e interno ao casco (chamado <i>moonpool</i>), no qual o movimento da água pode atuar no sentido de atenuar o movimento vertical da plataforma.
Onshore	Produção de petróleo em terra.
Offshore	Produção de petróleo em alto mar.
Pitch	Movimento de rotação em torno do eixo “y” do sistema de coordenadas.
Pontoon	Parte submersa da plataforma semi-submersível, aos quais as colunas são conectadas.
RAO	Response Amplitude Operator. O RAO é a função de transferência, resultado da resposta do sistema a diferentes frequências de uma excitação de onda com amplitude unitária.
Reservas possíveis	São aquelas em que as análises dos dados geológicos e de engenharia tenham indicado que há incerteza maior na recuperação dessas reservas em comparação com a estimativa de reservas provadas.
Reservas provadas	Quantidades de petróleo, que por análises da geologia e dados da engenharia, podem ser estimadas com uma razoável certeza de ser comercialmente recuperada, sob condições econômicas atuais, métodos operacionais e regulamentações governamentais.
RGO	Razão gás-óleo.
Riser	Trecho suspenso dos dutos que ligam a plataforma de petróleo aos poços no fundo do mar, com o objetivo de trazer a produção de óleo e/ou gás. Podem ser rígidos ou flexíveis.

Roll	Movimento de rotação em torno do eixo “x” do sistema de coordenadas.
SCR	Riser rígido em catenária livre.
Semi-submersível	Tipo de plataforma que não tem grande capacidade de armazenamento de petróleo, mas possui baixo nível de movimento, comparado com os FPSOs usuais.
Surge	Movimento de translação na direção do eixo “x” do sistema de coordenadas.
Sway	Movimento de translação na direção do eixo “y” do sistema de coordenadas.
UEP	Unidade estacionária de produção
VLCC	<i>Very Large Crude Carrier</i> . Classe de navios petroleiros com DWT entre 200.000 e 320.000ton e capazes de estocar aproximadamente 2.000.000 bbl.
WAMIT [®]	<i>Wave Analysis</i> do MIT. Algoritmo de análises hidrodinâmica, que utiliza o método de elementos de contorno (<i>Boundary Element Method</i> - BEM) para solução do problema potencial.
Yaw	Movimento de translação na direção do eixo “z” do sistema de coordenadas.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS.....	X
GLOSSÁRIO	XI
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	1
1.2. OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO	2
1.3. APRESENTAÇÃO DO TEXTO	3
2. CONTEXTO DA PESQUISA.....	5
2.1. VISÃO GERAL DA EXPLORAÇÃO OFFSHORE.....	5
2.1.1. A evolução de reservas no Brasil e no Mundo	5
2.1.2. A exploração e produção offshore no Brasil	8
2.1.3. Soluções aplicadas à produção offshore	12
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
3.1. DESENVOLVIMENTO MULTIDISCIPLINAR INTEGRADO DE PROJETOS	18
3.2. METODOLOGIAS APLICADAS AO PROJETO DE UEPS	26
3.3. METODOLOGIA APLICADA À OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO	30
3.3.1. Definição de Otimização	30
3.3.2. Breve histórico sobre otimização	31
3.3.3. Definições básicas do problema de otimização.....	34
3.3.3.1. Variáveis de projeto.....	34
3.3.3.2. Função objetivo	35
3.3.3.3. Restrições	35
3.3.3.4. Domínio viável e inviável	36
3.3.3.5. Função multiobjetivo e conceito de ótimo-pareto	37
3.3.3.6. Métodos de solução de problemas de otimização.....	39
4. DESENVOLVIMENTO DO CONCEITO ULFPSO	40
4.1. ASPECTOS GERAIS DO DESENVOLVIMENTO.....	40
4.2. DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR.....	44
5. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL	48
5.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO EXPERIMENTO	48
5.2. CONDIÇÕES AMBIENTAIS ENSAIADAS	52
5.3. RESULTADOS EXPERIMENTAIS EM ONDAS	54
6. MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO APLICADA AO PROJETO DO ULFPSO	57
6.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	57
6.1.1. Arranjo geral.....	59
6.1.2. Dimensões principais	60
6.1.3. Arranjo estrutural.....	60
6.1.4. Plano de capacidades, pesos e centros.....	61
6.1.5. Estabilidade.....	61
6.1.6. Comportamento hidrodinâmico.....	62
6.2. PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO APLICADO AO PROJETO ULFPSO	64
6.2.1. Variáveis de projeto.....	65
6.2.2. Restrições do modelo.....	66
6.2.3. Função Objetivo	67
7. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO ULFPSO.....	68
7.1. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DAS VARIÁVEIS	68
7.1.1. Correlação das variáveis.....	69
7.1.2. Comportamento das variáveis	72
7.2. OTIMIZAÇÃO DA FORMA DO CASCO	74

8.	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PARA “FIELD DEVELOPMENT”	79
8.1.	APRESENTAÇÃO DO CENÁRIO E PREMISSAS ADOTADAS	79
8.2.	RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE.....	81
9.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	84
9.1.	QUANTO A METODOLOGIA PROPOSTA.....	84
9.2.	QUANTO AO CONCEITO ULFPO.....	85
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	87
ANEXO A	SURVEYS E ESTATÍSTICAS COMPLEMENTARES	89
ANEXO B	DIAGRAMAS DE FLUXO PARA OTIMIZAÇÃO	91
ANEXO C	RESULTADOS COMPLEMENTARES DO ENSAIO	92
ANEXO D	CARACTERÍSTICAS DO CASCO CANDIDATO	109
ANEXO E	DADOS ECONÔMICOS COMPLEMENTARES	117

1. INTRODUÇÃO

1.1. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Com as primeiras descobertas em 2006 de campos petrolíferos na camada do pré-sal¹ na Bacia de Santos, Brasil, novas demandas tecnológicas nas áreas de exploração e produção se apresentam para viabilizar a exploração desta nova fronteira exploratória.

Para o desenvolvimento inicial da região foi adotada uma estratégia *fast-tracking* de desenvolvimento dos projetos e a maximização do uso de tecnologias consagradas em campo ou extensão da aplicação destas quando necessário, de forma a antecipar o início da produção (consolidado em Andrade *et al.* [1]). Apesar dos resultados expressivos que este tipo de estratégia traz, mundialmente reconhecidos através do prêmio “*OTC Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions*”, esta possui como principal consequência a impossibilidade de otimização dos sistemas de produção e maximização da rentabilidade dos projetos.

Neste contexto foram consideradas unidades do tipo FPSO com plantas de processo de até 150.000 bbl/dia de capacidade de processamento e utilização de *risers*² flexíveis (em configuração *lazy-wave*) ou rígidos em configurações complacentes ou desacopladas do movimento do FPSO. Por ser uma configuração tecnicamente dominada à mesma possibilitou uma rápida implementação dos projetos em contrapartida de um número elevado de sistemas de produção, aumentando assim o custo de extração do petróleo.

A partir dos acontecimentos recentes na indústria do petróleo e a descoberta de novos campos gigantes, novas alternativas para produção offshore vêm sendo discutidas, buscando a redução dos custos de produção e a racionalização de recursos. Neste sentido a utilização de unidades de produção de maior capacidade e o uso de configurações mais simples para o sistema de coleta pode trazer uma redução nos dispêndios globais do campo.

¹ A camada do pré-sal refere-se a um conjunto de rochas sob a crosta terrestre formadas exclusivamente de sal petrificado, depositado sob outras lâminas menos densas durante a última fase do mar raso e de clima semi-árido (entre 1 a 7 milhões de anos). Entre a costa ocidental da África e a oriental da América do Sul consta um depósito de matéria orgânica que viria se acumulando sob o sal prensado por pesadas lâminas, transformando-se em petróleo.

² Na falta de um termo consolidado na língua portuguesa para substituir a palavra riser, esta será utilizada ao longo da dissertação e escrita não em itálico, mas na forma regular.

Desta forma, o presente estudo desenvolveu uma metodologia para dimensionamento de um sistema de produção que possibilite a utilização de plantas de processo de grande capacidade (acima de 200.000 bbl/dia) e risers rígidos em configuração de catenária livre, com objetivo principal de apresentar uma solução de menor custo de implementação.

1.2. OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO

Conforme citado anteriormente, o objetivo principal do presente estudo foi desenvolver uma metodologia para o dimensionamento de uma unidade estacionária de produção (UEP) capaz de agregar as vantagens de uma unidade tipo FPSO, principalmente a possibilidade de armazenamento da produção e de possuir grande área disponível, e os níveis reduzidos de movimento de uma unidade semi-submersível, de forma a possibilitar a utilização de risers rígidos em catenária.

O foco deste estudo no dimensionamento de unidades de grande porte é extremamente relevante na implementação de megaprojetos, pois apenas os sistemas de produção e coleta são responsáveis por aproximadamente 2/3 do custo total de investimento (CAPEX) de um campo, conforme ilustrado na Figura 1 (obtida através de Hanrahan *et al.* [2]).

Figura 1 CAPEX em projetos de desenvolvimento da produção [2]

Desta forma alterações de projeto que busquem a redução de custo destes sistemas trazem grande impacto ao desenvolvimento do campo, podendo em alguns casos viabilizar a produção. Por outro lado, a demanda por unidades de maior porte e menor movimento intuitivamente trazem impacto ao projeto, tanto do ponto de vista técnico, no que tange a requisitos construtivos, quanto do ponto de vista econômico, face ao aumento do CAPEX da unidade em detrimento a redução dos risers.

À luz das características supracitadas observa-se que o antagonismo dos objetivos e das disciplinas envolvidas direciona a solução do problema para a aplicação de metodologias de projeto que utilizem conceitos de otimização multidisciplinar, que apesar de consolidados na indústria, pouco se encontra na literatura sua aplicação em projetos offshore.

1.3. APRESENTAÇÃO DO TEXTO

Após a introdução do problema, o texto discorre com maior profundidade sobre o contexto da pesquisa e o objetivo do estudo, considerando as questões já apresentadas. Portanto, o Capítulo 2 apresenta os motivos que deram origem a pesquisa e consolida os objetivos a serem alcançados com o estudo em questão.

O Capítulo 3 desenvolve a uma revisão bibliográfica focada na teoria pertinente ao estudo. Em linhas gerais a revisão bibliográfica é dividida em três partes principais: a primeira focada no desenvolvimento de projetos multidisciplinares aplicados a indústria offshore, a segunda com foco na evolução das metodologias de projeto aplicadas às embarcações, e como elas podem ser adaptadas ao projeto de UEPs e ao final a terceira apresentará as metodologias aplicadas a otimização de sistemas de produção.

Já Capítulo 4, por sua vez, descreve os principais aspectos considerados no processo criativo que originou o conceito proposto, incluindo os resultados do dimensionamento preliminar realizado para avaliação da viabilidade do casco.

Dando sequência ao texto, o Capítulo 5 apresenta as etapas de calibração do modelo numéricos através dos ensaios em tanque de prova. Serão apresentados no corpo do texto os principais resultados da validação experimental, de forma a comparar os resultados numéricos preliminares e experimentais, além de calibrar o modelo hidrodinâmico utilizado durante a etapa de otimização. Já o detalhamento das características dos ensaios pode ser visto no ANEXO C.

Após a explanação sobre a teoria aplicada ao estudo e o processo de engenharia que gerou o conceito proposto, o Capítulo 6 discute a metodologia aplicada ao dimensionamento do casco, premissas e restrições, modelando desta forma o problema ao qual a dissertação se propõe solucionar.

Com a conclusão da apresentação do arcabouço teórico, o Capítulo 7 conclui a avaliação técnica apresentando os resultados obtidos através da aplicação de processos de otimização para dimensionamento do casco e discorre sobre estes.

Com o material obtido ao longo do trabalho, o Capítulo 8 repercute sobre a aplicação deste conceito no cenário apresentado através do estudo de caso para avaliação técnico-econômica (considerando avaliação em fase FEL-2³).

Finalmente no Capítulo 9 são apresentadas as principais conclusões desta dissertação e as considerações finais do trabalho desenvolvido.

³ FEL (*Front End Loading*) é um processo de gestão de projetos muito caracterizado pela presença de fases de aprovação no ciclo de vida do projeto antes de receber fundos e proceder para o próximo estágio de evolução do projeto. A metodologia FEL define o ciclo de vida do projeto em três fases, adaptadas a indústria do petróleo: Análise da oportunidade (1), Seleção/Conceitual (2) e Definição (3).

2. CONTEXTO DA PESQUISA

2.1. VISÃO GERAL DA EXPLORAÇÃO OFFSHORE

Neste capítulo será apresentada uma visão global da exploração e produção de petróleo *offshore*, com foco nas áreas de lâmina d'água profunda e ultra-profunda, e os principais desafios inerentes a esta fronteira exploratória.

2.1.1. A evolução de reservas no Brasil e no Mundo

Nos últimos quinze anos as reservas mundiais de petróleo aumentaram aproximadamente 62%, conforme ilustrado na Figura 2 (adaptado da referência [3]), principalmente devido à descoberta de areias betuminosas no Canadá em 2003 e da incorporação de reservas da Bacia do Orinoco, na Venezuela, em 2011. Já no Brasil observa-se um crescimento das reservas provadas (tipo SEC⁴) em aproximadamente 102%, o que significa um incremento de aproximadamente 7,1 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE).

Figura 2 Reservas Mundiais e Brasileiras de petróleo [3]

⁴ As definições de reserva provada adotadas pela SEC "Securities and Exchange Commission", em dezembro de 1978 pelo ASR ("Accounting Series Release") nº 257 são do Departamento de Energia dos EUA (U.S. DOE) e estão divulgadas no SFAS ("Statement of Financial Accounting Standards").

Deste volume aproximadamente 70% foram descobertas em novas fronteiras exploratórias no pré e pós-sal da Bacia de Campos, sendo os 20% restantes provenientes de descobertas no pré-sal da Bacia de Santos, conforme apresentado na Figura 3 (adaptado de Thomas [4]). Contudo, espera-se que após a declaração de comercialidade das áreas já licitadas na região do pré-sal da Bacia de Santos⁵ esta parcela aumente em aproximadamente 20 bilhões de barris.

Figura 3 Evolução das reservas provadas da Petrobras [4]

Quando comparamos as reservas por países, apresentadas na Figura 4 (adaptado de Thomas [4]), podemos observar a importância desta nova fronteira exploratória, pois atualmente o Brasil ocupa o 16º país em reservas provadas, porém quando incorporamos as áreas com reservas possíveis⁶ haveria uma evolução para o 12º lugar (aumento de 130% nas reservas atuais).

⁵ Segundo fontes não oficiais apenas a incorporação das reservas excedentes de Búzios e Libra por parte da Petrobras seriam responsáveis por, no mínimo, 13 bilhões de barris.

⁶ Grande parte das áreas já licitadas na região do pré-Sal da Bacia de Santos ainda não foram incorporadas as reservas provadas já que é necessária a declaração de comercialidade submetida à ANP (Agência Nacional do Petróleo).

Figura 4 Maiores reservas de petróleo por país [3]

O mesmo cenário pode ser observado quando avaliamos as reservas de gás, conforme ilustrado na Figura 5 (adaptado da referência [3]). Porém convém destacar que a grande maioria das reservas é de gás associado, ou seja, vinculado à produção de petróleo. Esta informação é de grande importância para o dimensionamento de uma UEP, pois grande parte da planta de processo é ocupada pela planta de tratamento de gás, que tem aumento proporcional de peso e área requerida com a capacidade de processamento da mesma.

Figura 5 Reservas Mundiais e Brasileiras de gás [3]

2.1.2. A exploração e produção *offshore* no Brasil

Desde a descoberta e início do processo de busca com afirmação do produto petróleo na sociedade moderna (com a exploração comercial nos Estados Unidos em 1858) nota-se uma expressiva evolução nos processos de exploração e produção, principalmente em regiões onde a necessidade da exploração no mar se faz necessária.

Neste tópico ilustraremos a evolução ocorrida em sistemas de produção ao longo destes 159 anos utilizando como pano de fundo a produção no Brasil, bem como o impacto desta no desenvolvimento tecnológico.

Apesar da história do petróleo no Brasil iniciar-se no mesmo período dos Estados Unidos, com a liberação da exploração de betume em terrenos situados às margens do rio Maraú (Bahia) em 1858, a exploração comercial teve início apenas em 1941, em Candeias, BA, em área *onshore*.

Com a criação do monopólio estatal do petróleo em 1953 e a criação da Petrobras nota-se um aumento no número de descobertas e consequentemente na produção nacional, principalmente em campos de terra, conforme ilustrado na Figura 6 (adaptado de Thomas [4]).

Figura 6 Produção doméstica de petróleo [4]

Nas décadas subsequentes foram descobertos os primeiros campos em águas rasas, o campo de Guaricema (década de 60), em Sergipe, e o campo de Garoupa (década de 70), na Bacia de Campos. Desde então, com a descoberta sucessiva nas décadas de 80 e 90 de novos reservatórios em profundidades maiores, houve a necessidade por parte da comunidade científica e da Petrobras em desenvolver tecnologias que viabilizassem a produção destas novas áreas.

Desta necessidade surgiram os programas PROCAP⁷ (1986) e PROCAP 2000 (1993), que com a participação de Universidades e Centros e Pesquisa nacionais e internacionais viabilizaram um número expressivo de tecnologias que possibilitaram a exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas ao longo dos anos, conforme ilustrado na Figura 7 (adaptado de Thomas [4]).

Figura 7 Evolução da produção de petróleo offshore na costa brasileira [4]

Como forma de ilustrar a importância ao suporte de programas de fomento a institutos de pesquisa a Figura 8 (adaptado de Thomas [4]) apresenta em números globais o tamanho da indústria de petróleo offshore no país.

⁷ PROCAP – Programa Tecnológico de Águas Profundas, lançado no início da década de 1990 pela Petrobras, com objetivo de desenvolver tecnologias necessárias a produção de petróleo em águas profundas (Campos de Marlim e Albacora).

Figura 8 Produção offshore em números [4]

O último programa de fomento criado pela Petrobras para desenvolvimento de tecnologias viabilizadoras foi iniciado em 2007, com o PROCAP 3000. O principal fato gerador desta necessidade foi a descoberta um ano antes, em 2006, do campo gigante de Tupi, atualmente denominado Lula, na Bacia de Santos, o primeiro campo gigante situado na região do pré-sal.

Diferente do desenvolvimento inicial da produção em águas profundas e ultra-profundas da Bacia de Campos, facilitada pela existência de uma grande infraestrutura instalada ao longo dos últimos 30 anos (principalmente de gasodutos e a presença de plataformas de bombeamento e monobóias), a área do pré-sal da Bacia de Santos se apresenta como uma nova fronteira exploratória, caracterizada pela grande distância da costa (entre 200 e 300 km), condições extremas de pressão, presença de contaminantes (H_2S e CO_2), temperatura e RGO, além de grandes lâminas d'águas, exigindo assim o desenvolvimento ou aprimoramento de tecnologias para operar nesse cenário adverso.

Neste contexto podemos destacar o desenvolvimento da BSR (bóia de sustentação de risers), uso extensivo de completação inteligente⁸, utilização de poços de injeção tipo WAG (*water and gas*) e plantas de processamento e injeção de CO_2 , entre outras. Por outro lado, quando avaliamos o desenvolvimento do casco destas unidades podemos perceber que a estratégia de desenvolvimento buscou a maximização do uso de tecnologias consagradas em campo, de forma a antecipar o início da produção.

⁸ Completção é o conjunto de trabalhos necessários para deixar um poço pronto para produzir óleo ou gás. No processo de completação inteligente é possível controlar a produção de petróleo de cada zona por meio de válvulas e sensores alojados na coluna de produção, viabilizando maior recuperação do óleo existente num reservatório.

Considerando esta estratégia foram utilizadas unidades do tipo FPSO a partir da conversão de navios petroleiros existentes, que limitam a capacidade da planta de processo em 150.000 bbl/dia de capacidade de processamento e utilização de risers flexíveis (em configuração *lazy-wave*) ou rígidos em configurações complacentes ou desacopladas do movimento do FPSO, conforme ilustrado na Figura 9 (adaptado de Thomas [4]). Por ser uma configuração tecnicamente dominada à mesma possibilitou uma rápida implementação dos projetos em contrapartida de um número elevado de sistemas de produção, aumentando assim o custo de extração do petróleo.

Figura 9 Configuração típica dos primeiros sistemas de produção no pré-sal [4]

2.1.3. Soluções aplicadas à produção *offshore*

Atualmente podem-se dividir os tipos de UEPs em dois grandes grupos, classificados de acordo com o tipo de completação dos poços a serem conectados a unidade, conforme ilustrado na Figura 10. A pioneira na indústria offshore, conhecida como completação seca, onde a cabeça do poço fica na superfície, e a molhada, quando a cabeça do poço fica no fundo do mar, instalando-se uma ANM⁹.

Figura 10 Tipos de UEPs classificadas de acordo com a completação dos poços

A utilização da completação seca em sistemas offshore data do final do século XIX, em 1897, em Summerland, Califórnia. Por utilizar tecnologia similar às aplicadas em terra este tipo de completação foi largamente utilizada até a descoberta de jazidas de petróleo em profundidades maiores, onde a tecnologia aplicada a unidades fixas não pudesse ser aplicada¹⁰. Neste momento, já em meados da década de 1970, os primeiros sistemas flutuantes de produção (SS Argyll, 1975 e o FPSO Castellon em 1977) com a utilização de completação molhada surgem como solução para este desafio.

Ao longo das décadas a produção offshore foi difundida mundialmente, fazendo com que outros aspectos sejam considerados na seleção do conceito do sistema de produção além do tipo de completação, tais como desafios tecnológicos e aspectos geopolíticos que cercam este tipo de indústria. A Figura 11 ilustra alguns dos fatores atualmente considerados.

⁹ ANM – A árvore de natal molhada é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas que é acoplado à cabeça do poço, com objetivo de controlar e permitir a produção de petróleo e gás.

¹⁰ Com o desenvolvimento das tecnologias de projeto e construção de estruturas de aço os limites tecnológicos para aplicação de Jaquetas são significativamente maiores que os considerados no início da produção offshore, conforme consolidado no Anexo A.

Figura 11 Fatores externos que influenciam o projeto de uma UEPs

A partir deste conjunto de fatores podemos caracterizar as onze grandes áreas produtoras offshore ao redor do mundo em dois grandes grupos, com cenários de aplicação distintos. O primeiro grupo composto por áreas consideradas desenvolvidas e maduras, com significativa presença de redes de oleodutos e gasodutos para escoamento da produção, tal como o Golfo do México. Face às características mencionadas e algumas adicionais (como por exemplo, a proibição por parte das autoridades reguladoras americanas do uso de sistemas de produção definitivos com capacidade de armazenamento interno no Golfo do México) nota-se uma predominância de unidades do tipo TLPs e SPARs.

Esta predominância é evidenciada em números, consolidados no ANEXO A (adaptado da referência [5]). Na região americana do Golfo do México estão instaladas 19 TLPs e 20 SPARs, representando 75% do número total de unidades instaladas no mundo. Convém destacar que a presença desta infraestrutura é determinante na escolha deste tipo de UEP, mesmo para áreas mais afastadas da costa e de maior profundidade, como nos casos dos campos de Perdido, Big Foot e Jack/St.Malo, onde oleodutos e gasodutos foram instalados para conexão a malha existente.

Já o segundo grupo é formado por regiões de novas fronteiras exploratórias e com baixo acesso a rede de dutos para escoamento da produção, tanto em lâminas d'água rasas (tais como Mar da China e Sudeste Asiático) como em águas profundas (grande parte das Bacias Sedimentares Brasileiras e Costa da África), conforme podemos observar na Figura 12 (adaptado das referências [6] e [7]). Nas regiões citadas acima a produção é majoritariamente feita através de FPSOs, sendo 39 no Brasil e 38 distribuídos por toda costa oeste da África, e semi-submersíveis.

Figura 12 Malhas de escoamento do Mar do Norte (esq.) e Brasil (dir.) [6] e [7]

Na África podemos verificar a predominância de unidades do tipo FPSO, face a ausência quase que total de infraestrutura de dutos para escoamento da produção e ao baixo número de intervenções nos poços durante sua vida útil. Entretanto, em campos como os de Kizomba e West Seno, onde o uso de completação seca é fundamental para garantir a viabilidade econômica da produção foram utilizadas soluções não convencionais de unidades de produção, como a integração de uma plataforma do tipo TLP ou SPAR e um FPSO, trabalhando de uma forma integrada, conforme ilustrado na Figura 13 (retirado da referência [8]). Este cenário também pode ser observado no Campo de Papa-terra, na Bacia de Campos, Brasil.

Nesses sistemas a TLP é responsável pela perfuração e intervenções nos poços e a produção é escoada para o FPSO. Através desta configuração consegue-se agregar as vantagens da completação seca, principalmente a redução de OPEX pela presença de uma sonda dedicada, com a utilização de um FPSO, que possibilita além do armazenamento de petróleo a produção de áreas mais afastadas do cluster de perfuração da TLP através de poços satélites conectados na unidade.

Figura 14 Estratégia de escoamento da produção de óleo e gás na Bacia de Santos

Outro tipo de UEP que se adequa ao cenário descrito são as não convencionais, onde se destaca o conceito conhecido como Monocoluna ou MPSO¹¹, caracterizado pelas amplitudes de movimentos extremamente reduzidas e formato de uma única coluna.

Figura 15 Principais características do conceito Monocoluna

¹¹ Adaptação da sigla FPSO para o casco de uma monocoluna que acasualmente pode ser encontrado em algumas publicações, MPSO – Monocolumn Production Storage and Offloading.

Esse tipo de casco integra as maiores vantagens presentes nos outros sistemas, pois conta com uma grande área de convés e a capacidade de carga no *deck* e armazenamento, equivalente a um VLCC convertido em FPSO, possui reserva de estabilidade avariada superior a qualquer outro sistema e movimentos verticais (acoplamento de *Heave*, *Roll* e *Pitch*) equivalentes ao de uma semi-submersível. Como maior desvantagem este conceito apresenta a necessidade de um dique com grande largura para sua construção.

Neste subcapítulo foram apresentados os principais sistemas de produção e como as características do campo podem influenciar a escolha por um tipo específico. Entre os conceitos apresentados e avaliando as características dos novos campos, principalmente no pré-sal, pode-se vislumbrar que as plantas de grande capacidade, e consequentemente cascos de maior porte que os usuais, têm maior oportunidade de serem aplicados.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentada a revisão bibliográfica, bem como discutir os principais fundamentos para a elaboração deste estudo. O capítulo está estruturado em três seções que reúnem os principais aspectos do desenvolvimento deste novo conceito de UEP: Primeiramente serão abordados os principais aspectos de projeto e da integração das diversas disciplinas responsáveis pelo desenvolvimento de um campo offshore, onde será dado destaque para os conceitos fundamentais da disciplina, através de Cockcroft *et al.* [11] e Egbogah *et al.* [10], e a visão da indústria offshore na atualidade.

Após será abordada a metodologia de projetos navais, consolidada por Evans [9], e como esta metodologia é aplicada no desenvolvimento de sistemas de produção. Por fim discutiremos os principais assuntos que compõem a otimização multidisciplinar, consolidado em Silva [12] e sua aplicação na indústria offshore, com destaque para Birk & Clauss [13] e Oliveira [14].

3.1. DESENVOLVIMENTO MULTIDISCIPLINAR INTEGRADO DE PROJETOS

Podemos observar na indústria do petróleo que os projetos de desenvolvimento da produção em lâminas d'água profundas e ultra-profundas estão aumentando em complexidade e custo, e sendo frequentemente pressionados por cronogramas que minimizem o tempo de aprovação do projeto e a data de primeiro óleo. Em termos de custo, projetos na indústria do petróleo podem variar entre US\$ 1 bilhão, considerando apenas a interligação de um poço, até US\$ 8 bilhões, por um sistema de produção típico do pré-sal.

Logo, podemos afirmar que a garantia de que as etapas iniciais de avaliação gerem as informações necessárias para redução das incertezas inerentes ao projeto e, ao mesmo tempo, subsidiem de forma robusta a escolha pelo sistema de produções mais adequado é crítica. As consequências de um projeto que não consegue lidar com este desafio podem ser desde revisões de projeto, e consequente atraso no início da produção, até mesmo o cancelamento da operação do sistema de produção de forma prematura.

Este introdutório tem como único objetivo demonstrar como o planejamento do desenvolvimento de um campo de produção é crucial para o sucesso do empreendimento, porém não pode ser tratado como novo.

Através de pesquisa bibliográfica nota-se que as primeiras discussões relativas aos benefícios do desenvolvimento planejado datam do início da indústria do Petróleo. Porém, em face da estabilidade no preço do petróleo à época, aos poucos avanços tecnológicos existentes na área de processamento de dados e a descoberta de campos gigantes e de alta qualidade, este assunto não foi amadurecido por décadas.

Dentre estes podemos destacar o trabalho realizado por Cockcroft *et al.* [10] , que além de apresentar uma pesquisa histórica sobre o assunto discute a metodologia de desenvolvimento do projeto até sua fase de aprovação, a qual se propõe de forma sequencial e com iterações entre as disciplinas em forma de loop até que o plano de desenvolvimento evolua para a melhor solução encontrada que minimize as incertezas desta etapa, bastante similar aos procedimentos discutidos no próximo subcapítulo.

Outro fato que deve ser destacado neste trabalho são os primeiros estudos demonstrando que o conceito de desenvolvimento multidisciplinar integrado tem potencial de ganho em campos complexos, fazendo referência a Egbogah *et al.* [11] .

Neste trabalho é apresentada a metodologia aplicada ao desenvolvimento do campo de Dulang (Costa da Malásia), ilustrado na Figura 16, como o conceito de integração das disciplinas foi aplicado e os principais marcos do projeto. O autor justifica a utilização da abordagem multidisciplinar face a complexidade do reservatório do campo e a quantidade reduzida de informações sísmicas à época do desenvolvimento inicial.

Figura 16 Campo de Dulang – Esquemático do sistema de produção [11]

Apesar de pioneiro na área podemos verificar a existência de inúmeros desafios para implementação do conceito à época, tais como a falta de recursos computacionais que gerassem os dados necessários para avaliação do campo em curto espaço de tempo e a aplicação de uma metodologia de natureza seriada, onde a influência dos dados de entrada e saída de uma disciplina não eram avaliados plenamente pela seguinte, conforme ilustrado na Figura 17.

Figura 17 Campo de Dulang - Ciclo serial de análise do projeto (adaptado de [11])

Desta forma o conceito inicialmente proposto se resumia a utilização de uma equipe multidisciplinar dedicada ao projeto, com a participação das disciplinas que se julgava crítico ao sucesso de empreendimento e sem uma avaliação integrada do processo. Através da mesma pesquisa bibliográfica verificamos que este tipo de metodologia ainda é aplicado até os dias atuais, mesmo com o avanço tecnológico das diversas áreas envolvidas.

Ao final da última década, com o aumento significativo da complexidade dos sistemas de produção, e consequentemente, do aumento dos custos de desenvolvimento, a indústria do petróleo volta a discutir os ganhos da aplicação de metodologias de desenvolvimento multidisciplinar integrado, exemplificado neste estudo por Okoro *et al.* [15] .

Este trabalho discute os impactos do baixo nível de maturidade na tomada de decisão par aprovação do projeto, representado pela grande quantidade de incertezas nas diversas disciplinas que o compõem, e como uma metodologia que possibilite a avaliação dos pontos chave de forma expedita de diversos cenários agrega neste processo.

Ao longo do trabalho é demonstrado que para obtenção do resultado esperado se faz necessária a mudança do modelo de trabalho das equipes, do formato “serial” ilustrado por Egbogah *et al.* [11] , para um modelo que o autor denomina como “funcional”, ilustrado na Figura 18, onde cada bloco compartilha e recebe informações com os demais blocos funcionais, mesmo que em nível mais baixo de maturidade comparado ao modelo em série, de modo que sejam gerados um número maior de casos a serem avaliados.

Figura 18 Ciclo funcional de análise do projeto [15]

Por exemplo, pelo processo serial, é corriqueiro a disciplina de reservatório concluir todos os estudos de drenagem e definir o número e localização dos poços antes de passar esta informação a disciplina de poços, para que esta inicie o projeto, planejamento e estimativa de custo. Pela metodologia proposta, a disciplina de reservatório provê a disciplina de poços com um pacote mínimo de dados, como possíveis locações, requisitos de controle de areia e capacidade dos poços para cada modelo de reservatório, o que possibilitaria a disciplina de poços projetar e estimar o custo para cada uma das malhas de drenagem estudadas, garantindo que o melhor custo x benefício seja escolhido.

Em um trabalho similar, Serbini *et al.* [16] apresenta o estudo de caso da aplicação de um modelo integrado de avaliação para avaliação técnica e econômica do projeto de revitalização de um campo maduro. A metodologia proposta busca a integração automatizada das análises de cada disciplina (reservatório, elevação e escoamento, engenharia submarina e instalações de superfície), de modo que a equipe de projeto seja capaz de modelar todos os componentes de um sistema de produção simultaneamente, verificar os gargalos do sistema proposto, e por fim, avaliar o resultado econômico, conforme ilustrado na Figura 19.

Figura 19 Modelo integrado de análise [16]

Os exemplos acima demonstram formas distintas e complementares de integração multidisciplinar aplicada ao projeto, a primeira com foco no gerenciamento e suas interfaces e a segunda nas ferramentas de cada disciplina, e o mais importante, ambos repercutem os benefícios desta abordagem, apresentada por Yasseri [17] sob a ótica da engenharia de sistemas.

Segundo o autor as primeiras menções ao termo “engenharia de sistemas” datam da década de 1940 e foi inicialmente desenvolvido pela indústria militar como um processo de projeto, implementação e teste de projetos de engenharia de alta complexidade.

Neste contexto podemos definir a Engenharia de Sistemas como uma disciplina focada na integração de sistemas interdependentes projetados por diferentes disciplinas, e seu principal objetivo é balancear e definir os requisitos de cada um destes subsistemas para alcançar o melhor projeto possível, considerando todas as restrições e interfaces do problema proposto. De forma análoga a NASA¹² define esta disciplina como:

“Systems engineering is a methodical, disciplined approach for the design, realization, technical management, operations, and retirement of a system. A “system” is a construct or collection of different elements that together produce results not obtainable by the elements alone.”

A mesma agência ainda define o processo da Engenharia de Sistemas através de uma abordagem interativa, aplicada sequencialmente de forma “*top-down*” por uma equipe integrada para desmembrar um sistema complexo em subsistemas gerenciáveis, aumentando o nível de detalhe e requisitos de performance em cada nível, na forma de loops, ilustrados na Figura 20.

Por fim o autor apresenta um estudo aplicado ao desenvolvimento de um sistema submarino de produção aplicando os conceitos descritos anteriormente, como o pleno entendimento das interfaces é fundamental o sucesso do projeto do sistema e os requisitos mínimos que a equipe de projeto deve possuir, a conhecer:

- Avaliar o projeto do ponto de vista do usuário final, neste caso quem irá operar o sistema de produção ao longo de sua vida útil;
- Iniciar pelo final – definir qual será o produto entregue pelo projeto e como ele será operado;

¹² Nasa – National Aeronautics and Space Administration, *Systems Engineering Handbook*, 2007.

- Identificar os riscos de cada solução nas fases mais imaturas do projeto, onde impactos de alteração no projeto são menores;
- Definir “o que precisa ser feito” antes do “como pode ser feito”;
- Foco em avaliar as interfaces entre as disciplinas.

Figura 20 Processo de Engenharia de Sistemas [17]

Como pode ser observado neste subcapítulo diversas publicações buscam racionalizar o processo de projeto de um sistema de produção desde o início da produção de petróleo offshore, a partir da introdução de equipes multidisciplinares, até os atuais modelos de projeto, utilizando para os mesmos conceitos de Engenharia de Sistemas.

Nesta linha Chakrabarti [18] apresenta as principais etapas de concepção e aprovação de um sistema de produção e os principais direcionadores para tomada de decisão quanto as características da UEP. Para o mesmo o autor utiliza os princípios utilizados por Evans [9] para o projeto de embarcações (e que será apresentado com maiores detalhes no próximo subcapítulo), e Yasseri [17], para o projeto de sistemas submarinos.

Ilustrados na Figura 21 e Figura 22 em forma de uma espiral, a escolha da plataforma de produção e dos demais sistemas para produção de determinado campo é mostrado de forma integrada, porém cabe lembrar que em grande parte dos casos esta definição é única, sem que se possa avaliar os impactos nas demais disciplinas e concluir a espiral de projeto.

Figura 21 Espiral de projeto aplicado ao sistema de produção [18]

Figura 22 Fatores que influenciam o projeto DP [18]

3.2. METODOLOGIAS APLICADAS AO PROJETO DE UEPS

A literatura sobre o desenvolvimento do projeto de unidades estacionárias de produção considerando uma visão multidisciplinar integrada é escassa, logo se propõem o desenvolvimento deste trabalho considerando os fundamentos principais do projeto de embarcações, em face das similaridades metodológicas.

Sabe-se que a humanidade navega através dos oceanos desde os primórdios da civilização¹³, e desde então, até meados do século XX, o projeto de embarcações pode ser considerado mais uma arte que uma ciência exata, dependente principalmente da experiência do engenheiro naval, que deveria possuir grande embasamento técnico nas várias disciplinas científicas e de engenharia fundamentais e especializadas, além de grande experiência prática.

Neste cenário pode-se observar que o espaço de soluções viáveis para o projeto de uma embarcação foi praticamente explorado usando métodos heurísticos, ou seja, métodos decorrentes de um processo de tentativa e erro, e que, gradualmente, geraram conhecimento adquirido que acabou por constituir uma base de conhecimento, ou seja, métodos semi-empíricos e dados estatísticos de navios existentes e projetos bem-sucedidos.

Atualmente as metodologias de projeto utilizam abordagens mais modernas, sendo o navio um sistema complexo composto por diversos subsistemas, além de avaliar todo o ciclo de vida da embarcação, conforme discutido por Papanikolau [19] . Neste trabalho o autor considera o projeto de navio como sendo composto tradicionalmente por quatro etapas:

a. Projeto conceitual / viabilidade: Nesta etapa do projeto os requisitos da embarcação são traduzidos em características técnicas dos navios, de forma a avaliar a viabilidade técnica da embarcação. Estimativas preliminares das dimensões básicas navio são feitas e soluções alternativas de concepção são exploradas no que diz respeito à identificação da solução de menor custo, no entanto, esta não é necessariamente alcançada nesta fase, embora a viabilidade de soluções satisfatórias é assegurada.

¹³ Descobertas arqueológicas no Mar Egeu indicam a existência de navegação através de embarcações conceitualmente similares as atuais, datadas de 525 A.C. (*"How Archaeologists Discovered 23 Shipwrecks in 22 Days"*, National Geographic – <http://news.nationalgeographic.com/2016/07/greece-shipwrecks-discovery-fourni-ancient-diving-archaeology>).

b. Projeto básico: Esta etapa compreende uma elaboração abrangente das várias disciplinas do projeto do navio, parcialmente abordada na primeira fase. Ela envolve a determinação precisa das principais características do navio de modo a satisfazer os requisitos do armador e para corresponder a uma solução ótima em relação a um critério económico. A combinação das fases de a e b é também conhecido como a concepção básica.

c. Projeto de detalhamento: O objetivo desta fase é a conclusão dos cálculos necessários e desenhos de arquitetura naval, bem como a elaboração das especificações técnicas de construção do navio, que todas as formas partes indispensáveis do contrato formal de construção naval entre o armador e o estaleiro nomeado, demandando um esforço maior do que as fases anteriores.

d. Projeto de construção: Na última fase do processo, um projeto detalhado de todos os elementos estruturais do navio é realizado, juntamente com a configuração do técnico especificações para a construção do navio e a instalação de equipamentos, com objetivo de gerar as informações necessárias para as unidades de produção do estaleiro (técnicos, soldadores, montadores, operadores, etc.), e os fornecedores externos.

Neste mesmo trabalho o autor se aprofunda nos principais objetivos dos projetos conceitual e básico, definidos de uma forma mais abrangente como estudos de viabilidade técnico-econômica iniciais do subsistema “navio” onde suas principais características são determinadas, à luz do tipo de serviço (“*mission*”), funcionalidades (“*Function*”), forma do casco, áreas necessárias, pesos, etc., seguindo um procedimento racional (ver Figura 23), e discute sobre a complexidade do projeto, principalmente face a quantidade de requisitos técnico-econômicos que devem ser atendidos, muitos deles contraditórios entre si.

Figura 23 Procedimento de projeto de uma embarcação proposto por Papanikolau [19]

O procedimento de projeto descrito na figura acima pode ser ilustrado pela conhecida espiral de projeto, originalmente introduzido por Evans [9]. Apresentada na Figura 24, esta espiral ilustra um procedimento racional e sequencial do projeto de um navio através das várias etapas do projeto, sua repetição, e iterações para a determinação das dimensões principais do navio e suas propriedades.

Figura 24 Espiral de projeto, J.H. Evans [9]

O objetivo deste procedimento é contribuir para a organização do processo criativo, de modo a permitir que os problemas de projeto possam ser resolvidos de forma mais eficiente, e automatizados, se desejado. As linhas radiais do diagrama representam as considerações importantes para a execução da missão a que a embarcação se dispõe, e dispostas em ordem lógica mais propícia para convergência rápida de uma solução refinada e equilibrada, indicada pelo círculo fechado interior.

Em linhas gerais, o autor busca demonstrar a existência de uma estrutura que permite a solução do problema de projeto do navio. Destaca-se neste trabalho que já nesta época vislumbra-se vantagem na aplicação da automatização e otimização do projeto, mesmo que neste período esta solução não seja ideal em todos os aspectos em face da demanda por sequência de análises complexas antes da aplicação do esboço proposto na Figura 24 para todo o navio.

Por fim o autor discute as aplicações possíveis da racionalização do processo de projeto do navio e como esta pode ser extrapolada para outras áreas, que servirá de base para a proposição do modelo de projeto e otimização aplicado ao conceito proposto nesta dissertação, discutido no Capítulo 6.

3.3. METODOLOGIA APLICADA À OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO

3.3.1. Definição de Otimização

Como apresentado em Silva [12] , a melhor forma de entender a importância de se estudar técnicas de otimização é analisar um problema típico de engenharia.

“Vamos considerar um problema de engenharia estrutural em que se deseja maximizar a rigidez da asa de um avião. Suponhamos que os parâmetros que possam ser alterados sejam a espessura das nervuras, momento de inércia das longarinas, distância entre as nervuras, distância entre as longarinas, espessura da chapa em diferentes pontos, material da estrutura, totalizando 10 parâmetros. Suponha ainda que cada parâmetro possa assumir 10 valores definidos devido a restrições de fabricação e que será usado um software de elementos finitos (MEF) para a simulação da estrutura da asa. Vejamos duas abordagens para a solução desse problema. ”

“A primeira abordagem, mais conhecida por todos, seria construir um modelo parametrizado de elementos finitos da asa com os parâmetros acima e rodar várias análises de MEF considerando as diversas combinações dos parâmetros acima. Para cada resultado de análise (obtido para uma combinação de parâmetros), calcula-se o valor correspondente da rigidez da asa. De posse dos valores de rigidez da asa para as diferentes combinações de parâmetros, podemos tomar uma decisão sobre a combinação ótima dos valores desses parâmetros. Essa abordagem é denominada abordagem de análise. No entanto, essa abordagem apresenta uma grande limitação. Suponha que tivéssemos apenas 3 parâmetros (dos 10 acima) para considerar no projeto da asa. Como cada parâmetro pode assumir 10 valores, teríamos 10^3 combinações possíveis para serem analisadas. Se cada análise de MEF demora 0,1s (supor um modelo simples de MEF) o tempo total para analisar essas 1000 combinações seria 100s. Agora, considerando os 10 parâmetros, teríamos 10^{10} combinações de parâmetros para serem analisadas, e considerando agora que cada análise de MEF demora 10s, o tempo total passa a ser 10^{11} s, ou seja, 3200 anos!! Quer dizer, essa abordagem é inviável para o problema acima. Deve-se ainda computar os tempos de construção do modelo pelo software e a interpretação dos dados (cálculo da rigidez, etc.) o que aumenta ainda mais os tempos anteriores. ”

Assim, a abordagem de análise somente faz sentido quando temos um número muito reduzido de casos a serem estudados, do contrário, pode-se utilizar um segundo método, denominado de síntese ou otimização. Nessa abordagem, é realizada uma busca racionalizada da solução através de algoritmos numéricos de otimização, o que reduz drasticamente o tempo para encontrar a solução ótima.

Logo, podemos definir o processo de otimização como uma busca automática, sistemática e dirigida para obtenção da melhor solução dentro de um universo de soluções existentes.

Ainda durante a discussão sobre os principais conceitos do processo de otimização Silva [12] alerta para o fato de que muitas pessoas ainda confundem o conceito de abordagem de análise com a otimização (ou síntese), sendo comum encontrar trabalhos publicados sob o título de “otimização” de um elemento estrutural ou mecânico, quando na verdade o autor realiza uma análise diferenciada que permite verificar se uma determinada modificação apresenta maior eficiência, sendo, por conta disto, denominada “otimizada”.

3.3.2. Breve histórico sobre otimização

Uma das primeiras áreas de pesquisa em que a otimização foi estudada desde o século XIX é a área do cálculo estrutural, cujo objetivo básico é a redução do peso da estrutura mantendo o seu desempenho. Como consequência, é natural que a maior parte das contribuições na otimização de sistemas mecânicos tenham sido desenvolvidas na área de otimização estrutural.

Segundo Silva [12] e Tancredi [20], os primeiros problemas de otimização estrutural foram resolvidos por Maxwell em 1872 e, posteriormente, por Michell, em 1904, e consistiam essencialmente em calcular o campo de tensão mecânicas principais de uma força aplicada num ponto de um domínio infinito que está sujeito a restrições de deslocamento em outros pontos.

Neste trabalho a ideia básica era propor uma estrutura formada por barras (treliças), em que cada elemento desta estivesse alinhada com as direções principais de tensão calculadas no domínio, ou seja, a estrutura ótima seria aquela que os elementos estariam sujeitos apenas a tração e compressão, não havendo momentos fletores.

Após os resultados de Michell em 1904, não houve praticamente evolução na otimização estrutural¹⁴ até a década de 60, sendo restritos apenas a estudos de problemas acadêmicos em estruturas simples (vigas, treliças) sem aplicação prática. Com o surgimento dos computadores e do MEF na década de 60 problemas práticos de otimização estrutural passam a ser estudados usando otimização paramétrica, ou seja, alterando-se apenas as dimensões (ou as razões de dimensão da estrutura). Assim, por exemplo, é desenvolvido o método Simplex para a solução de problemas de programação linear.

Nas décadas de 70 e 80 são implementados vários algoritmos de otimização para problemas não-lineares bastante utilizados atualmente e surgem os primeiros *softwares* comerciais. Em verdade, a formulação teórica de alguns destes algoritmos já havia sido desenvolvida, porém somente com o desenvolvimento das linguagens de programação eles foram implementados.

Neste mesmo período podemos verificar a aplicação destes conceitos na indústria naval. Papanikolau [19] apresenta um exemplo clássico e histórico de otimização paramétrica sistemática para identificação do "navio de menor custo", ilustrado na Figura 25. Este procedimento, proposto por Taggart, refere-se à otimização de um navio cargueiro com base nos principais requisitos do armador.

Na década de 90 o Método de Otimização Topológica (MOT) é implementado em *softwares* comerciais, provocando grande repercussão na indústria automotiva e aeronáutica nos Estados Unidos, Japão e Europa.

Atualmente as pesquisas de otimização estrutural se concentram no desenvolvimento de algoritmos e métodos de otimização para problemas com múltiplos objetivos e, em alguns casos, problemas multidisciplinares.

¹⁴ Existem atualmente três abordagens em otimização estrutural: otimização paramétrica, otimização de forma e otimização topológica. Na otimização paramétrica são otimizadas as dimensões (ou a razão das dimensões) da estrutura, mantendo-se a sua forma pré-definida. Na otimização de forma são alterados os contornos (internos e externos) da estrutura. Finalmente na otimização topológica elementos de massa são encontrados novos "buracos" de forma ótima no domínio estrutural.

Figura 25 Otimização paramétrica de um navio cargueiro [19]

Dentro desta linha de pesquisa destacamos os trabalhos realizados por Birk *et al.* [13] e Oliveira [14]. O primeiro apresenta uma proposta de método automatizado para geração da forma do casco de uma semi-submersível e ilustra sua aplicação através do estudo de caso: o primeiro utilizando uma abordagem mono objetiva, buscando minimizar o “*downtime*” da planta de processo e o segundo, através de uma abordagem multiobjetiva, avaliando a relação entre “*downtime*” e porte bruto.

Destaca-se também a discussão sobre o papel do arquiteto naval, que passa de “*manipular a forma do casco com o auxílio de ferramentas de CAD*” para uma avaliação mais abrangente do problema de projeto, implementando e discutindo critérios de projeto e avaliando os resultados do processo de otimização.

O segundo trabalho, desenvolvido por Oliveira [14] , apresenta e discute os resultados do processo de dimensionamento de uma plataforma de produção de petróleo e intervenção tipo monocoluna para aplicação no pré-sal da Bacia de Santos.

Neste estudo, em face das restrições de movimento impostas pelo tipo de completação e a necessidade de redução de peso de aço (indiretamente o custo), foi proposto um processo de automatização do projeto, similar ao proposto por Birk *et al.* [13] , com a aplicação de algoritmos genéticos para o estudo do espaço de soluções.

Por fim destacamos a importância deste trabalho para o estudo proposto nesta dissertação face da similaridade geométrica e do comportamento hidrodinâmico, logo grande parte do arcabouço teórico necessário ao estudo do conceito ULFPSO encontra-se disponível.

3.3.3. Definições básicas do problema de otimização

O problema de otimização pode ser formulado de maneira padronizada, conforme descrito em Silva [12] e Tancredi [20] , e são presentes os seguintes conceitos básicos: variáveis de projeto, função objetivo, restrições e domínio viável e inviável, que serão brevemente descritos a seguir.

3.3.3.1. Variáveis de projeto

Em linhas gerais, as variáveis de projeto são os parâmetros do problema que podem ser alterados para otimizar o sistema e são definidas pelo projetista.

Estas variáveis são determinísticas e podem ser classificadas em variáveis contínuas e discretas. As variáveis contínuas podem assumir qualquer valor (como no caso do comprimento de um navio), já as variáveis discretas estão limitadas a valores isolados (como por exemplo a espessura de chapas que compõem o navio, que são definidas por restrição do fabricante).

Além desta classificação, podemos definir ainda outro tipo de variável, denominadas “parâmetros”. Os parâmetros são variáveis que representam qualquer grandeza quantificável que não seja uma variável de decisão, uma restrição ou um objetivo (como por exemplo o valor da aceleração da gravidade).

3.3.3.2. Função objetivo

A função objetivo é uma função escalar que deve quantificar o que queremos otimizar e será função das variáveis de projeto escolhidas, sendo caracterizada como simples quando temos apenas um objetivo e é denominada multiobjetivo quando queremos otimizar vários objetivos de uma só vez. De forma genérica podemos definir a função como:

$$f(X) = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \quad (3.1)$$

A função objetivo também pode ser classificada como explícita, quando o modelo do projeto pode ser descrito apenas por equações, ou não explícita, quando não envolve apenas equações, como também tabelas, gráficos, simulações ou análises numéricas.

É importante destacar ainda que, sempre que possível, deve-se utilizar critérios objetivos ao se estabelecerem as funções objetivo, evitando aspectos como estética, fabricação, entre outros que possuem aspectos subjetivos ou de difícil formulação.

3.3.3.3. Restrições

Essencialmente, as restrições são as limitações impostas para se obter uma solução otimizada, podendo ser classificadas em três tipos: laterais, de igualdade e desigualdade.

Considerando o conjunto de variáveis de projeto explicitado na Equação (3.1), uma restrição lateral é do tipo:

$$x_{\min_i} \leq x_i \leq x_{\max_i}, i = 1, \dots, n_i \quad (3.2)$$

uma restrição de igualdade é um equação do tipo:

$$g_j(x) = 0, j = 1, \dots, n_j \quad (3.3)$$

e uma restrição de desigualdade é do tipo:

$$h_k(x) \geq 0, k = 1, \dots, n_k \quad (3.4)$$

Além da classificação acima, as restrições ainda são classificadas como implícitas e explícitas. Restrições implícitas se referem a um ponto localizado no domínio, como exemplo, temos as restrições de aceleração e deslocamento num ponto do casco da embarcação. Já a restrição explícita se refere a estrutura como um todo. Como exemplo, temos as restrições de dimensões máximas do casco, em virtude do método construtivo considerado.

Por fim, assim como a função objetivo, para a maioria dos problemas engenharia estas restrições são do tipo não explícitas.

3.3.3.4. Domínio viável e inviável

Apresentado os conceitos básicos do problema de otimização, podemos discutir a região de localização da sua solução. A partir de Silva [12] pode-se definir como domínio viável a parte do domínio em que as restrições são respeitadas, enquanto que a parte do domínio em que alguma restrição não é respeitada é denominada domínio inviável, conforme ilustrado na Figura 26 para um espaço bidimensional.

Figura 26 Regiões de domínio viável e inviável [12]

A partir do estudo da região bidimensional, podemos entender a influência das restrições na localização da solução ótima. Na Figura 27 são plotadas as curvas de nível da função f , com a seta indicando o sentido em que f decresce.

Figura 27 Conceito de mínimo local e global [12]

Nota-se que devido a função restrição especificada surge o conceito de mínimo local e mínimo global. O ponto X que apresenta o menor valor da função objetivo dentro de toda a região viável é denominado mínimo absoluto ou global. Já o ponto que apresenta um valor da função objetivo mínimo entre todos os pontos situados numa sub-região do espaço de soluções, convenientemente definida, é denominado mínimo local.

3.3.3.5. Função multiobjetivo e conceito de ótimo-pareto

Considerando problemas de engenharia em que se deseja otimizar vários objetivos de uma única vez a adoção de uma formulação objetivo não é óbvia e, em alguns casos, pode gerar um número muito grande de soluções adequadas, das quais nenhuma é absolutamente melhor que a outra.

Como ensina Tancredi [20], a melhor forma de demonstrar este cenário é através de um exemplo:

“Suponha-se que na hora de comprar um caminhão considera-se o preço e a capacidade de carga, cujas alternativas são ilustradas na Figura 28. O objetivo é minimizar o custo e maximizar a capacidade de carga, considerando cinco opções de compra. ”

Figura 28 Exemplo de várias alternativas para compra de um caminhão [20]

Avaliando as opções existentes podemos intuitivamente descartar as soluções 1 e 2, já que estas soluções fornecem menos capacidade de carga que a solução 5 com o mesmo custo ou maior. Desta forma as soluções 3, 4 e 5 se mostram as mais adequadas para compra. Em termos quantitativos nenhuma delas é melhor que a outra, pois a capacidade de carga necessariamente implica em maiores custos.

Logo podemos perceber que existe uma solução de compromisso entre os objetivos de forma inversamente proporcional, e mais importante, que existe um conjunto de soluções ótimas em um espaço contínuo de soluções.

Nestes casos, conforme discutido em Tancredi [20], pode-se desenhar uma curva, e seus pontos são chamados de Fronteira de Pareto, de forma que, quando a informação adicional sobre a importância dos objetivos é desconhecida, todas as soluções Pareto-ótimas são igualmente importantes.

3.3.3.6. Métodos de solução de problemas de otimização

Entre os principais métodos para solução de problemas de otimização pode-se citar os métodos analíticos, métodos numéricos e métodos gráficos.

Os métodos analíticos permitem, em geral, somente a solução de problemas simples de otimização como por exemplo, estruturas de geometria simples, como uma viga ou treliças. No entanto, permitem analisar conceitos importantes da otimização como existência e unicidade da solução ótima ou condições necessárias e suficientes da solução ótima, tendo por isso grande interesse acadêmico. Além disso permitem validar a solução de métodos numéricos que são aplicados em problemas genéricos.

Entre os diversos métodos analíticos podemos citar o cálculo diferencial, que permite trabalhar somente com funções simples e exige em geral, várias simplificações, e o cálculo variacional, que trabalha com a formulação integral do problema.

Os métodos numéricos podem ser classificados em dois tipos: específicos e gerais. Os métodos específicos são caracterizados por serem métodos numéricos de base empírica para a solução de problemas de otimização. Em geral, uma formulação específica deve ser desenvolvida para cada problema, o que faz com que estes métodos tenham aplicação restrita, uma vez que para cada novo tipo de problema uma nova formulação empírica deve ser desenvolvida. No entanto, são mais eficientes computacionalmente do que os métodos numéricos genéricos, implementados nos softwares de otimização em geral, e que são baseados na chamada teoria de programação matemática.

Os métodos gráficos consistem em se obter a solução através da construção de gráficos da função objetivo, restrições e domínio viável. Somente permitem a solução de problemas de otimização com até duas variáveis de projeto, no entanto são muito úteis na fase de aprendizagem, permitindo ilustrar os conceitos da otimização.

4. DESENVOLVIMENTO DO CONCEITO ULFPSO

Neste capítulo são apresentados os principais aspectos do desenvolvimento do conceito de plataforma ULFPSO. Na primeira parte do capítulo será apresentada a evolução do conceito desenvolvido com suporte operacional do Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES), contextualizando os principais aspectos deste sistema, bem como situar os aspectos estudados para o desenvolvimento desta dissertação.

Por fim discutiremos o dimensionamento preliminar do casco elaborado pela Petrobras com objetivo de mostrar a viabilidade da proposta, além de servir de base para o modelo utilizado nos ensaios experimentais e calibração do modelo numérico.

4.1. ASPECTOS GERAIS DO DESENVOLVIMENTO

Em dezembro de 2010, com a mudança do marco regulatório que cria o regime de partilha e a licitação do primeiro bloco exploratório neste regime, o campo de Libra, surge um novo cenário para a exploração no pré-sal.

Com potencial de produção entre 8 e 12 bilhões de barris de reserva de petróleo recuperáveis e capacidade de gás natural capaz de dobrar os atuais 450 bilhões de metros cúbicos, em uma área equivalente aos atuais campos do pré-sal, este é um exemplo de onde a aplicação de plantas de grande capacidade pode trazer ganhos econômicos significativos.

Com o objetivo de apresentar soluções que possam otimizar a produção de campos com estas características e promover a redução de investimentos necessários à sua implementação e operação, diversas iniciativas foram iniciadas, sendo o presente trabalho uma destas.

A primeira etapa no desenvolvimento do conceito de um sistema de produção é a definição dos principais requisitos que definirão as características principais do casco. Neste estudo temos como foco o desenvolvimento de uma unidade de grande capacidade de processamento de petróleo (maior que 200.000 bopd e 16 MMSm³/dia), armazenamento de petróleo e com a possibilidade de utilizar SCRs.

A partir da avaliação destes critérios chega-se a um dilema, pois os principais conceitos de UEPs já mencionados não conseguem atender integralmente aos requisitos impostos, conforme consolidado na Tabela 1. Desta forma surge como opção o desenvolvimento de um conceito híbrido, que possua as características dos FPSOs, com capacidade para armazenar grandes volumes de óleo além de área e capacidade de convés suficientemente grande para receber a planta, e de semi-submersíveis, que por possuírem níveis baixos de movimentos verticais possibilitam a conexão dos risers.

Tabela 1 Avaliação qualitativa dos conceitos existentes

Crítérios	Semi-submersível	Monocoluna sem moonpool	Monocoluna com moonpool	FPSO
Uso de SCR	Viável	Apenas SCR em configurações complexas	Viável	Apenas SCR em configurações complexas
Armazenamento	Depende de FSO	Viável	Viável	Viável
Arranjo e Topside	Estudos de segurança são necessários	Estudos de segurança são necessários	Estudos de segurança são necessários	Viável

Unidades híbridas que buscam este objetivo não podem ser consideradas uma novidade, porém os movimentos verticais excessivos no ponto de conexão do riser inviabilizam qualquer solução neste sentido. Um estudo recente apresentado por Moreu (referência [21]) propôs como forma de contornar este problema a utilização de um *moonpool* no corpo paralelo e a conexão do riser nesta região, próxima ao centro de rotação, eliminando assim os efeitos induzidos por *roll* e *pitch* no movimento vertical.

A partir desta proposta foi realizada uma verificação numérica interna¹⁵ para o cenário da Bacia de Santos utilizando um FPSO convencional (“*ship-shaped*”), no entanto, problemas na análise extrema, até mesmo quando se conectam os risers ao centro de gravidade, mostram que o movimento de *heave* da plataforma também precisa ser mitigado, a fim de permitir a utilização de SCR em FPSOs, conforme resumido na Tabela 2.

¹⁵ Foram adotados dois critérios para avaliação da viabilidade do SCR: O primeiro é o fator de utilização da norma DNV-OS-F201, denominado DNL, segundo o qual as tensões atuantes ao longo do riser devem ser inferiores às tensões admissíveis; O segundo, denominado FX, é baseado na não admissibilidade de forças de compressão ao longo do SCR.

Tabela 2 Avaliação da viabilidade de SCRs

		FPSO Box-Shaped		FPSO Ship-Shaped	
Ângulo de topo		8°			
Configuração	Ponto de Conexão	DNL	FX	DNL	FX
Lazy-wave	Proa BB	1.06	-221.4	1.22	17.8
Lazy-wave	Meia-nau BB	0.68	-867.8	0.76	-720.0
Lazy-wave	CG	0.65	-933.5	0.59	-1060.0
Catenária livre	Proa BB	3.11	611.5	3.26	899.0
Catenária livre	Meia-nau BB	1.82	-337.8	2.13	-121.0
Catenária livre	CG	1.59	-494.2	1.24	-885.0
Catenária livre	Popa BB	1.72	-298.5	2.19	101.0
Critérios: DNL < 1 (fator de tensão); FX < 0 (Compressão)					

Neste sentido a utilização do conceito MonoBr [23] se mostra uma solução mais atrativas que o FPSO convencional, pois sua geometria permite a redução dos movimentos induzidos por *roll* e *pitch*, além do movimento de *heave*, se aproximando do comportamento hidrodinâmico de uma semi-submersível. Sua grande desvantagem, no cenário proposto, é a necessidade de aumento do número de conveses para instalação de todos os equipamentos da planta de processo, interferindo negativamente a segurança da unidade. Uma alternativa ao aumento do número de decks seria o ajuste do diâmetro da unidade para atendimento do requisito de área, porém acarretaria em aumento na complexidade da construção e integração.

À luz destes fatos a Petrobras propôs um novo conceito de UEP, o “*Ultra Large Floating, Production, Storage and Offloading (ULFPSO)*”, que se caracteriza por ser um casco de Monocoluna com um *moonpool* alongado no sentido do comprimento, conforme ilustrado na Figura 29, permitindo assim a conexão dos risers na região interna do costado (Figura 30). Ao mesmo tempo, a alteração nas proporções geométricas do casco gera área suficiente para instalação de uma planta de alta capacidade utilizando a mesma filosofia de construção e integração de um FPSO.

Figura 29 Conceito ULFPSO

Figura 30 Desenho esquemático da conexão dos risers

4.2. DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR

Neste subcapítulo será apresentado e discutido o dimensionamento preliminar do conceito, realizado com suporte operacional do Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES), com objetivo de avaliar a viabilidade e a atratividade do conceito, quando comparado ao FPSO convencional.

A partir da análise de bancos de dados sobre a frota de FPSOs no mundo (referência [21]) verificamos que a utilização de FPSO com plantas de processo de grande capacidade em cascos “*ship-shaped*” é viável, e dependente das características do fluido produzido, destacando-se a RGO, BSW e os percentuais de contaminantes do gás (H_2S e CO_2).

Conforme discutido anteriormente as características de produção na Bacia de Santos, em especial o Campo de Libra, demandam plantas de processo mais complexas que em outras regiões (logo maiores e mais pesadas), por serem projetadas para remoção de elevados níveis de contaminantes e posterior tratamento ou exportação do gás. Consequentemente, estas plantas demandam cascos maiores que o VLCC padrão ou a redução da capacidade de produção.

Desta forma adotou-se como premissas iniciais de projeto para dimensionamento do casco a utilização da maior capacidade de planta possível e a viabilidade construtiva do casco para esta produção, considerando a infraestrutura nacional existente para construção da unidade. Estes requisitos resultaram em uma planta de processo para uma produção máxima de 300.000 bopd, conforme ilustrado na Figura 31.

Figura 31 Arranjo preliminar da planta de processo

Outro fator importante para o dimensionamento do casco é o armazenamento mínimo necessário para mitigação do risco de parada de produção. Para este caso adotou-se como premissa a estocagem mínima de 1.800.000 de barris, fazendo com que o intervalo entre o carregamento dos tanques seja de 6 dias no pico de produção.

Considerando estes dois fatores, características da planta de processo e o armazenamento mínimo, foi desenvolvida a primeira proposta de casco que consiga atender a estes requisitos e viabilizar o uso de SCR, cujas dimensões principais são resumidas na Tabela 3.

Tabela 3 Dimensões principais do casco (300 kbopd)

Dimensões Principais	
Comprimento	340.0 metros
Boca	100.0 metros
Largura do Moonpool	55.0 metros
Comprimento do Moonpool	295.0 metros
Pontal	40.0 metros
Calado	25.0 metros
Deslocamento	570.000 tons
Armazenamento	2.200.000 bbl

A Tabela 4 apresenta uma comparação entre as características principais do conceito proposto e de um FPSO convencional, construído para o cenário de produção no Pré-sal. Conforme podemos observar, o conceito ULFPSO é capaz de comportar a planta de processo de dois FPSO convencionais utilizando menos peso em aço, possibilitando a redução de custo na construção do casco, não apenas através do sistema submarino.

Tabela 4 Comparação ULFPSO x FPSO convencional

	ULFPSO	FPSO convencional
Deslocamento	570.000 tons	350.000 tons
Peso da planta de processo	60.000 tons	30.000 tons
Área da planta de processo	30.000 m ²	14.000 m ²
Tanques de carga	20	12
Tanques de lastro	20	20
Peso leve do casco	75.000 tons	46.000 tons
Armazenamento	2.200.000 bbl	1.700.000 bbl
Configuração do riser	SCR	Flexível

Após o dimensionamento do casco foram realizados estudos complementares de arquitetura naval utilizando o software próprio SSTAB. Os resultados apresentados na Figura 32 (Curva de GZ para a condição carregada) mostram que o conceito possui estabilidade intacta inicial pequena e maior em grandes ângulos, similar ao comportamento de uma semi-submersível. A altura metacêntrica (GM) na pior condição de carregamento (carregada completamente de óleo) é de 2 metros, já com a correção de superfície livre.

Figura 32 Estabilidade intacta do conceito ULFPSO, condição carregada

Também foram avaliados os esforços cortantes e os momentos fletores do ULFPSO. Considerando que o conceito proposto é projetado para operar em calado constante não foram observadas alterações bruscas no comportamento dos esforços no casco. Adicionalmente foi observado que os esforços cortantes e momentos fletores são similares aos de um FPSO convencional, conforme ilustrado na Figura 33.

Devemos destacar que esta avaliação considerou apenas o comportamento usual de uma unidade “*ship-shaped*”, onde os esforços longitudinais são predominantes, que pode não ser completamente verdadeiro no conceito proposto. Em face de suas características dimensionais, com menor relação L/B, podem aparecer componentes torcionais típicas de unidade semi-submersíveis, e deverão ser avaliadas após a otimização do casco.

Figura 33 Esforço cortante e momento fletor no casco ULFPSO, condição carregada

Por fim foi realizada a avaliação do comportamento hidrodinâmico do casco¹⁶, através do software WAMIT® [24], e revisada a análise de risers com os RAOs obtidos, resumida na Tabela 5. Através destes resultados podemos concluir que conceito proposto possibilita a utilização de SCR, salvo na região de popa, mostrando a possível viabilidade do casco proposto, cujo comportamento será confirmado na avaliação experimental, apresentados no Capítulo 6.

Tabela 5 Avaliação de riser para o ULFPSO e Convencional

		FPSO Box-Shaped		FPSO Ship-Shaped		ULFPSO 300k	
Ângulo de topo		8°					
Configuração	Ponto de Conexão	DNL	FX	DNL	FX	DNL	FX
Lazy-wave	Proa BB	1.06	-221.4	1.22	17.8	0.49	-1447.0
Lazy-wave	Meia-nau BB	0.68	-867.8	0.76	-720.0	0.57	-1499.0
Lazy-wave	CG	0.65	-933.5	0.59	-1060.0	0.57	-1498.0
Catenária livre	Proa BB	3.11	611.5	3.26	899.0	0.59	-1804.0
Catenária livre	Meia-nau BB	1.82	-337.8	2.13	-121.0	0.54	-1854.0
Catenária livre	CG	1.59	-494.2	1.24	-885.0	0.54	-1860.0
Catenária livre	Popa BB	1.72	-298.5	2.19	101.0	1.83	-1464.0
Critérios: DNL < 1 (fator de tensão); FX < 0 (Compressão)							

¹⁶ Em face do ineditismo do conceito proposto os resultados da análise hidrodinâmica necessitam de validação experimental. Desta forma os resultados numéricos e experimentais serão discutidos em maior profundidade no Capítulo 6.

5. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL

Neste capítulo, devido a forma não convencional do casco, cujo efeitos de amortecimento e de comportamento da superfície livre no moonpool podem afetar o comportamento dinâmico do casco, serão descritos todos os aspectos envolvidos na validação experimental para verificação dos cálculos numéricos. Primeiramente serão apresentadas todas as características do ensaio em tanque de prova, como tipo de testes realizados, dimensões principais do modelo, linhas, sistemas de coordenadas e condições ambientais utilizadas.

Também serão apresentados os resultados obtidos nos ensaios, com foco apenas na condição de onda. Este método foi adotado em face da indisponibilidade de tanques de prova que possam simular todas as condições ambientais (onda, vento e corrente), e principalmente, em face da priorização de calibrar os coeficientes hidrodinâmicos do casco, necessários para a correta implementação da metodologia de otimização do casco.

O capítulo termina com a conclusão acerca desses resultados, onde são apresentadas as devidas comparações do modelo numérico e experimental, e outros aspectos que se mostram importantes para a conclusão do trabalho.

Todos os resultados apresentados no estudo são em escala real. Apesar da plataforma utilizada no estudo experimental ser um modelo em escala reduzida e não existir na escala real, o software utilizado, WAMIT® [24], permite receber dados de entrada nessa última escala. Portanto, os resultados experimentais foram transformados para o que seria uma escala real e comparados com os numéricos de mesma grandeza.

5.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO EXPERIMENTO

Com o intuito de verificar a existência de alguns fenômenos e validar o modelo numérico, uma bateria de ensaios com escala 1:100 foi realizada no Calibrador Hidrodinâmico do Tanque de Provas Numérico (CH-TPN), na Universidade de São Paulo.

O CH-TPN (Figura 34) é um tanque oceânico dedicado a experimentos com modelos offshore em escala reduzida. A Figura 35 mostra as principais características do tanque, que possui 14 metros de comprimento, 14 metros de largura e 4,1 metros de profundidade, com 148 flaps geradores de ondas dispostos nos 4 lados do tanque. Devido ao fato de possuir geradores de ondas em todas as laterais, ele está preparado para gerar e absorver ondas multi-direcionais.

O gerador de ondas pode executar ondas regulares de 0.4, Hz à 2.0 Hz. A altura de ondas máxima prevista é de 0.40 metros em torno de 0.75 Hz. A Figura 35 mostra os limites do gerador de ondas. A área delimitada abaixo das quatro curvas indica a faixa de funcionamento do gerador de ondas. Ela é limitada pela máxima excursão e velocidade do mecanismo, limite de projeto do tanque em 0.40 metros e pela máxima declividade das ondas.

Figura 34 Calibrador Hidrodinâmico (CH-TPN) [35]

Figura 35 Características do CH-TPN (esq.) e limite de geração de ondas (dir.) [35]

O sistema de referência para experimentos no tanque pode ser visto na Figura 36. Existem dois referenciais; um fixo ao modelo e outro fixo ao tanque (vistos na Figura 36 e Figura 37).

Figura 36 Sistema de coordenadas para modelos em teste [35]

Conforme descrito no Capítulo 4 a unidade utilizada nos ensaios em tanque de prova foi desenvolvida durante os estudos de viabilidade do conceito proposto, em escala 1:100, construído em acrílico e com o *deck* em alumínio, conforme ilustrado na Figura 37.

Figura 37 Modelo geométrico (esq.) e modelo em escala (dir.) do conceito ULFPSO [35]

Para obtenção do RAO do casco foram executados ensaios de decaimento, em onda regular e onda transiente. O sistema ótico instalado no tanque foi responsável por registrar todas as séries temporais de deslocamento nos diversos graus de liberdade, além dos ângulos do modelo.

Os resultados de comparação numérica dos RAOs compõem o um dos principais insumos para a determinação das dimensões ótimas do casco, pois os níveis de aceleração na conexão dos risers são uma das restrições do problema, e diretamente dependentes do comportamento do casco.

Adicionalmente foram incluídos nos ensaios a medição das ondas progressivas no interior do *moonpool* através da instalação de *waves probes* capacitivos, mantidos em suas posições através de um suporte construído em perfis de alumínio fixado as anteparas de reforço verticais do modelo. A Figura 38 mostra o arranjo dos *wave probes* no *moonpool* do modelo.

Figura 38 Disposição dos *wave probes* no modelo [35]

5.2. CONDIÇÕES AMBIENTAIS ENSAIADAS

Após a verificação do arranjo experimental, em especial o modelo, serão executados os ensaios em ondas, na seguinte sequência: transiente, irregulares e regulares.

A Tabela 6 mostra a característica da onda transiente que será executada. A faixa de períodos visa cobrir os períodos de maior energia, que vai de 7,14 a 22,22 segundos. A altura da onda visa utilizar uma declividade tal que ela seja linear em qualquer período de teste.

Tabela 6 Onda transiente

Tipo	Escala Real			Escala do Modelo (1:100)			Duração (s)
	T _{MIN} (s)	T _{MAX} (s)	H (m)	T _{MIN} (s)	T _{MAX} (s)	H (m)	
Transiente	7,14	22,22	2,80	0,71	2,22	0,028	244

A Tabela 7 mostra as ondas irregulares selecionadas para o ensaio baseado em dados da meteoceanográficos da costa brasileira.

Tabela 7 Ondas irregulares

Tipo	Escala Real		Escala do Modelo (1:100)	
	H _s (m)	T _P (s)	H _s (m)	T _P (s)
Irregular 1	4,5	9,5	0,045	0,95
Irregular 2	4,5	12,0	0,045	1,20
Irregular 3	4,5	14,0	0,045	1,40
Irregular 4	4,5	16,0	0,045	1,60
Irregular 5	4,5	18,0	0,045	1,80

Após a execução das ondas transientes e irregulares, foram executadas 8 ondas regulares para exploração de diferentes períodos, apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 Ondas regulares

Tipo	Escala Real		Escala do Modelo (1:100)	
	H (m)	T (s)	H (m)	T (s)
Regular 1	4,5	8,0	0,045	0,80
Regular 2	4,5	11,0	0,045	1,10
Regular 3	4,5	12,0	0,045	1,20
Regular 4	4,5	14,0	0,045	1,40
Regular 5	4,5	16,0	0,045	1,60
Regular 6	4,5	17,0	0,045	1,70
Regular 7	4,5	18,5	0,045	1,85
Regular 8	4,5	19,5	0,045	1,95

5.3. RESULTADOS EXPERIMENTAIS EM ONDAS

O comportamento hidrodinâmico do casco foi avaliado através de análises numéricas, utilizando o software do WAMIT® [24] , e validados através de ensaios experimentais, descritos ao longo deste capítulo.

De forma a simplificar a avaliação dos resultados serão apresentados nesta seção a composição necessária para a comparação entre os resultados numéricos e experimentais, obtidos através dos ensaios com ondas regulares, irregulares e transientes. Os resultados completos dos ensaios são apresentados no ANEXO C.

Primeiramente foi avaliado o comportamento hidrodinâmico do casco, principalmente os movimentos de *heave*, *roll* e *pitch*, pois são estes que impactam diretamente as acelerações nos pontos de conexão dos risers.

Para cada um dos três graus de liberdade serão apresentados os gráficos de RAO obtidos a partir de ondas regulares e irregulares. Além disso, nos gráficos são apresentados também os resultados das análises numéricas obtidas através do aplicativo WAMIT® [24] .

Portanto, a Figura 39, a Figura 40 e a Figura 41 apresentam os gráficos de RAO citados, para os graus de liberdade de *heave*, *roll* e *pitch* respectivamente.

Figura 39 Comparação entre os RAOs de *heave* experimentais e numérico [35]

Figura 40 Comparação entre os RAOs de *roll* experimentais e numérico [35]

Figura 41 Comparação entre os RAOs de *pitch* experimentais e numérico [35]

Em geral os resultados de RAO para os ensaios foram bem reproduzidos pelas análises numéricas com o aplicativo WAMIT® [24]. No entanto, para todas as incidências avaliadas, podemos verificar um movimento ressonante de *heave* e *pitch* fora do período natural do casco, nas proximidades dos períodos de 6,9, 9,7, 13,7 e 16 segundos, com maior proeminência nas análises numéricas.

O problema hidrodinâmico encontrado neste conceito, já discutido por Molin [25] e Faltinsen [26], é o movimento da água (superfície livre) no interior do *moonpool* induzidas por ondas incidente e irradiada do casco. Este movimento da superfície livre no interior do *moonpool* ocorre principalmente nos modos naturais: o modo *sloshing*, entre as paredes verticais (como em um tanque), e o modo pistão, onde a água dentro do *moonpool* oscila verticalmente mais ou menos como um corpo rígido. O impacto desse fenômeno pode ser observado nos espectros de potência do *moonpoll* apresentados na Figura 42.

Figura 42 RAO do movimento do *moonpool* [35]

Em face da complexidade destes fenômenos existentes no *moonpool*, as análises numéricas não foram capazes de captar com exatidão a amplitude destes movimentos com a modelagem convencional, porém, há formas de tratar estes efeitos de superfície livre do *moonpool* que foram introduzidos por Newman [27] com a adoção de artifícios de modelação, por exemplo, com a introdução de um segundo corpo representando a superfície livre do *moonpool*, e a definição de coeficientes de massa adicional e amortecimento relacionados a este corpo, conforme descrito por Torres [28] .

Portanto, à luz do exposto, e considerando a adequada modelagem numérica (que inclua todos os aspectos de amortecimentos e dinâmica da superfície de moonpool), pode-se utilizar o método numérico para avaliação da forma geométrica do ULFPSO no dimensionamento preliminar do casco.

6. MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO APLICADA AO PROJETO DO ULFPSO

A metodologia aplicada ao desenvolvimento do projeto conceitual, implementada na rotina de otimização, será o foco deste capítulo. Primeiramente são discutidos os principais direcionadores do projeto, à luz dos conceitos apresentados no Capítulo 3, referentes a otimização multidisciplinar.

Após é apresentado o fluxograma de atividades para o dimensionamento do casco, baseado nos conceitos consolidados por Evans [9] .

Ao final são detalhadas todas as etapas do desenvolvimento do casco (principalmente restrições construtivas, de estabilidades e movimentos) e o processo de implementação da metodologia na ferramenta ModeFrontier® [34] .

6.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A partir da configuração desenvolvida para avaliação preliminar da viabilidade do conceito, discutida no Capítulo 4, é necessário gerar uma configuração de casco que atenda aos requisitos mínimos necessários, principalmente a aceleração no ponto de conexão dos SCRs. Entretanto, deparou-se com uma questão: considerando o potencial ganho do uso de algoritmos de otimização aplicados aos processos de projeto de estruturas complexas, descritos no Capítulo 3 (Revisão bibliográfica), o casco inicialmente proposto é o mais apropriado para aplicação em termos econômicos?

Avaliando os dois parâmetros em questão, aceleração do casco e custo de construção (impacta diretamente o resultado econômico), que pode ser diretamente relacionado ao peso leve do casco, podemos concluir que ambos tendem a ser inversamente proporcionais, na medida que para o conceito FPSO, a aceleração no ponto de conexão do SCR diminui com o aumento do deslocamento do casco, e conseqüentemente com o aumento do peso leve.

Considerando que o processo de definição das dimensões do casco depende diretamente da experiência do projetista, podemos encontrar um universo de configurações de casco que atende ao requisito de aceleração e apresente custos similares, fazendo com que o uso de algoritmos de otimização traga resultados significativos em termos de buscar uma solução mais adequada.

Para responder à questão acima e ser possível aplicar um método de otimização para desenvolvimento de uma solução viável é necessário primeiramente estabelecer um procedimento racional que possa ser aplicado ao projeto. Considerando a metodologia proposta por Evans [9] atualizada para o projeto conceitual de arquitetura naval de uma unidade de produção *offshore* podemos estabelecer um processo similar, ilustrado na Figura 43.

Figura 43 Representação gráfica da metodologia proposta

A metodologia proposta neste projeto é embasada pela experiência prévia em projetos de arquitetura naval de UEPs, e dividida em sete etapas, descritos nos itens subsequentes.

6.1.1. Arranjo geral

Diferente do estudo preliminar, a premissa para o dimensionamento do casco otimizado contou com informações detalhadas de uma planta de processo de grande capacidade, neste caso 225.000 kbopd, no mesmo cenário proposto, ilustrado na Figura 44.

Figura 44 Arranjo proposto da planta de processo [36]

Outro fator importante para o dimensionamento do casco é o armazenamento mínimo necessário para mitigação do risco de parada de produção. Para este caso adotou-se como premissa a estocagem mínima de 1.600.000 de barris, fazendo com que o intervalo entre o carregamento dos tanques seja de 7 dias no pico de produção.

A Tabela 9 apresenta um resumo dos requisitos mínimos que devem ser respeitados.

Tabela 9 Configuração da planta de processo

Peso	40.310 tons
Largura	70 metros
Comprimento	265 metros
Área	18.550 m ²

6.1.2. Dimensões principais

Nesta etapa do estudo são definidas as dimensões principais do casco, observando os requisitos mínimos necessários. A Tabela 10 apresenta um resumo dos requisitos mínimos que devem ser respeitados.

Tabela 10 Requisitos para dimensionamento do casco

Largura mínima da planta	70 metros
Largura máxima útil do dique	110 metros
Comprimento máximo útil do dique	340 metros
Altura máxima de içamento dos módulos	38 metros

6.1.3. Arranjo estrutural

São definidos os escantilhões de modo a garantir que as tensões máximas esperadas estão em conformidade com os requisitos da Sociedade Classificadora DNV [37] , utilizando para isto um modelo estrutural paramétrico baseado nos requerimentos de módulo de seção e área resistente ao esforço cortante da viga navio e dos reforçadores. Também foi desenvolvido um modelo das estruturas transversais (cavernas) e da estrutura longitudinal do casco, mostrados na Figura 45.

Figura 45 Topologia estrutural das cavernas e longitudinais [36]

A estrutura projetada pelo modelo numérico reflete o corpo paralelo médio, que corresponde à maior parcela da estrutura da embarcação. Porém, para estimar o peso total do casco, momentos de inércia e uma primeira estimativa do custo de construção do casco, a avaliação estrutural das regiões de proa e popa também é necessária.

Assim, a solução proposta foi adaptar os elementos estruturais conhecidos para representar uma aproximação desta região específica. Nestas regiões, os elementos do corpo paralelo foram divididos em fatias, e em seguida, eles foram posicionados e rotacionados de forma a representar uma aproximação destas, como ilustrado pela Figura 46.

Figura 46 Modelo simplificado de proa e popa [36]

6.1.4. Plano de capacidades, pesos e centros

São fornecidos a localização e o volume dos tanques de carga e lastro, de acordo com os requisitos do projeto. Nesta etapa também é estimada a quantidade de lastro necessária para duas condições de carregamento (estocagem de óleo mínimo e máximo). Por fim são estimados, para cada condição de carregamento, a posição do centro de gravidade e os momentos de inércia que serão utilizados no cálculo do comportamento em ondas.

6.1.5. Estabilidade

Nesta etapa são calculadas as curvas de braço de endireitamento até grandes ângulos de banda através do modelo geométrico do casco utilizando o software próprio SSTAB, para aplicar os requisitos da IMO (*“International Maritime Organization”*) referentes à estabilidade.

A curva de momento de emborcamento devido ao vento é calculada com base na borda livre e na área vélica da planta de produção.

Deve-se destacar que o projeto do conceito proposto possui características tanto de semi-submersível quanto de FPSO, por conseguinte, a seleção de um único critério pode não ser o mais adequado para o casco concebido. Uma vez que o calado é constante, as propriedades hidrostáticas são iguais para as três condições de carregamento, portanto, apenas a condição de maior KG é verificada, por ser a condição crítica em relação à estabilidade. A análise foi realizada apenas para a estabilidade transversal, na qual é a mais crítica para uma plataforma com formato de navio.

6.1.6. Comportamento hidrodinâmico

O modelo de comportamento em ondas é aplicado para verificar o movimento da plataforma sob as condições de mar da bacia de Santos, para determinar as condições operacionais máximas e a disponibilidade operacional para cada solução de projeto gerada pelo modelo paramétrico. Os critérios básicos adotados são o índice de conforto da tripulação na casaria, os limites operacionais de pouso/decolagem dos helicópteros e os limites de movimento vertical dos SCRs.

Os limites de viabilidade dos SCRs são verificados em termos de acelerações dos pontos de conexão dos risers, enquanto os limites de operação do heliponto são verificados com base nas máximas amplitudes de descolamento, enquanto os índices de conforto são baseados nos valores RMS das acelerações vertical e horizontal.

Os limites dos SCRs são avaliados considerando a amplitude máxima das acelerações verticais nos pontos de conexão p_n , calculados pela Equação (6.1), considerando as condições ambientais da Bacia de Santos.

$$a_{max,p_n} = 1,87 \times 2 \times \sqrt{m_{2,p_n}} \quad (6.1)$$

As acelerações máximas mudam em função da localização do ponto considerado na embarcação, então 6 pontos foram selecionados, mostrados na Figura 47, onde os pontos estão localizados no costado interno, na linha de base, e longitudinalmente a +/- 80m e a meia nau.

Figura 47 Pontos de avaliação das máximas acelerações [36]

Também são gerados resumos em relação ao atendimento aos requisitos de conforto e operação, mostrados na Figura 48 e em relação ao critério de viabilidade dos *risers*, mostrado na Figura 49.

Figura 48 Condições operacionais do heliponto [36]

Figura 49 Acelerações máximas na conexão do riser [36]

6.2. PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO APLICADO AO PROJETO ULFPSO

A partir da metodologia proposta para desenvolvimento do casco, foi utilizada como principal ferramenta numérica para implementação do processo de otimização o software modeFRONTIER® [34] .

O software permite ao usuário elaborar uma sequência de análises e verificar se as configurações geradas satisfazem ou não às restrições e objetivos do problema. No presente estudo esta sequência consiste essencialmente no processo racional apresentado no subcapítulo 6.1 (ver Figura 43), sendo cada uma das análises necessárias implementada através de módulos externos programados em Matlab® [33] , e acoplados ao software, conforme ilustrado na Figura 50, e detalhados nas seções subsequentes.

Figura 50 Representação gráfica da metodologia proposta

6.2.1. Variáveis de projeto

No processo de otimização, o primeiro passo é fornecer as variáveis de entrada que definem o problema. No estudo em questão, as variáveis são relacionadas as dimensões principais do casco, conforme ilustrado na Figura 51.

O software de otimização permite ajustar faixas de valores para cada uma destas variáveis. A definição destes intervalos é de fundamental importância, pois impactam diretamente na formação do espaço de soluções que será avaliado e, consequentemente, no resultado do processo de otimização. A Tabela 11 mostra os intervalos adotados para as variáveis acima citadas.

Figura 51 Variáveis de dimensionamento do casco [36]

Tabela 11 Limites de variação adotados no processo de otimização

Variável	Descrição	Limite Inferior	Limite Superior
LOA (m)	Comprimento total	280	340
B (m)	Boca total	70	110
Hb (m)	Altura do casco até o início da praia	15	30
b (m)	Meia-boca da unidade, descontado o moonpool	25	40
beta	Relação de estreitamento do casco na linha d'água	0,3	1,0
alfa	Relação de restrição de área do moonpool	0	1

Existe ainda outro tipo de variável, genericamente chamada de parâmetro ou variável de estado. Um “parâmetro” pode ser definido como uma grandeza quantificável que não seja uma variável de decisão, uma restrição ou uma função objetivo. No trabalho em questão serão considerados como parâmetros de projeto as características da planta (peso e dimensões), descritos previamente na Tabela 9.

6.2.2. Restrições do modelo

No fluxo de otimização, para que uma configuração gerada possa ser considerada viável ela deve atender a certas restrições do projeto. Outro aspecto importante é que, durante processo geração de cenários, diversas configurações são criadas e são necessárias análises custosas computacionalmente para a avaliação das mesmas, logo, a utilização completa da metodologia proposta em todos os casos pode inviabilizar o uso da técnica.

Desta forma, além das restrições necessárias para avaliação da viabilidade técnica de uma configuração, são necessárias restrições complementares para filtrar os casos tecnicamente inviáveis antes do início das análises mais complexas, reduzindo assim o custo computacional. A Tabela 12 apresenta todas as restrições adotadas no problema de projeto.

Tabela 12 Restrições aplicadas ao problema de projeto

Processo	Descrição	Valor
Dimensões principais	Restrição de dimensão longitudinal do dique de construção	$LOA < 340$ metros
Dimensões principais	Restrição de dimensão transversal do dique de construção	$B < 110$ metros
Dimensões principais	Altura máxima para içamento de módulos no cais de acabamento	$D < 38$ metros
Arranjo estrutural	Atendimento aos requisitos de classificadora	--
Volumes	Garantir a manutenção do calado de projeto em todas as condições de carregamento	$V_{\text{Óleo}} > 250.000 \text{ m}^3$
Estabilidade	Atendimento aos requisitos estatutários	--
Comportamento hidrodinâmico	Aceleração, máxima no ponto de conexão dos SCRs	$A < 0,75 \text{ m/s}^2$

6.2.3. Função Objetivo

O processo de otimização é controlado por objetivos pré-definidos onde se procura minimizar ou maximizar determinados resultados. Considerando os trabalhos científicos apresentados no decorrer desta dissertação e avaliando o problema em questão podemos concluir inicialmente que, existem dois objetivos principais: redução da aceleração no ponto de conexão do SCR e o redução do custo de construção.

Porém, diferente do estudo de caso já realizado, e discutidos no Capítulo 4, os movimentos do casco, representados na forma da aceleração vertical, não devem ser considerados um parâmetro a ser otimizado neste problema, mas sim uma restrição. Esta conclusão tem como base o fato de que a aceleração permitida para a utilização de SCR é rígida o suficiente para não existir margem de ganho com a utilização deste parâmetro dentro da função objetivo (em termos relativos, a aceleração máxima para aplicação de SCR é da ordem de 10 vezes menor que par ao uso de risers flexíveis).

Desta forma, para o problema apresentado, será considerado como função objetivo apenas a minimização do custo de construção do casco. Destaca-se que esta premissa será validada na etapa de avaliação do comportamento das variáveis, apresentado no Capítulo 7.

7. RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO ULFPSO

Neste capítulo discutiremos os resultados obtidos a partir da aplicação de algoritmos de otimização a metodologia apresentada no Capítulo 6, dividido em duas etapas: a primeira com foco no estudo do comportamento das variáveis e restrições definidas inicialmente, avaliando se estas premissas são adequadas ao projeto; a segunda terá foco na avaliação dos resultados do processo de otimização e determinação dos cascos candidatos.

7.1. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DAS VARIÁVEIS

Na primeira etapa do estudo propõe-se avaliar no espaço de soluções o comportamento das variáveis e restrições inicialmente propostas. Com este objetivo foi gerada uma população inicial de 500 soluções, geradas a partir de uma sequência SOBOL¹⁷, simulado no *software* ModeFrontier® [34], considerando os limites das variáveis apresentados no Capítulo 6 e avaliações prévias de viabilidade de construção.

A primeira análise que pode ser feita é quanto ao percentual do espaço de soluções que resultou em uma solução tecnicamente viável do ponto de vista de atendimento aos requisitos impostos, resumido na Tabela 13.

Tabela 13 Resumo da população inicial

População inicial	500
Casos Viáveis	421
Casos inviáveis	79
Módulo estrutural	0
Estabilidade inicial ($GM > 0$)	77
Estabilidade intacta	1
Acelerações máximas	1

¹⁷ SOBOL é um algoritmo determinista introduzido pelo matemático russo Ilya M. Sobol, em 1967, que imita o comportamento de uma sequência aleatória e, ao mesmo tempo, busca minimizar os efeitos de agrupamento de amostragem aleatória, gerando uma amostragem uniforme do espaço de soluções.

Como pode-se observar houve um número incomum de soluções viáveis (85% aproximadamente) quando comparado aos resultados observados na bibliografia existente (Birk & Clauss [13] e Oliveira [14]). Este fato se justifica principalmente pela avaliação prévia supracitada, limitando o espaço de soluções a uma região viável do problema.

Do ponto de vista dos requisitos pode-se verificar que o principal requisito de projeto que limitou a viabilidade das soluções geradas foi a estabilidade inicial, ou seja, o requisito de altura metacêntrica (GM) > 0 .

Este resultado demonstra que o conceito proposto naturalmente apresenta resultados de aceleração baixos devido à presença do estreitamento do casco na linha d'água, fazendo com que o período natural de *heave* seja maior que o período das ondas, e consequentemente, reduzindo as acelerações verticais. Desta forma o módulo de acelerações verticais não apresenta um grande número de reprovações.

7.1.1. Correlação das variáveis

Considerando agora apenas os casos viáveis, a próxima avaliação a ser feita é quanto a importância das variáveis de projeto para cada atributo de desempenho considerado, utilizando para isto histogramas de Student. Este tipo de histograma pode ser utilizado para avaliar o grau de correlação entre as variáveis de interesse a partir dos parâmetros da distribuição de Student (t-Student¹⁸).

Em linhas gerais, tais histogramas ordenam as variáveis de interesse em função do quanto uma variação no seu valor influencia o valor final do atributo que se deseja avaliar, de modo que variáveis mais à direita no gráfico de cada atributo podem ser ignoradas para avaliação do atributo, ou seja, se uma variável de projeto aparecer sempre à direita, para todos os atributos, isto é um forte indicio de que tal variável possa deixar de ser considerada variável de projeto.

A Figura 52, Figura 53, Figura 54 e Figura 55 trazem os histogramas de Student, respectivamente, para o deslocamento, capacidade de armazenamento de óleo, custo de construção do casco e aceleração na bancada de risers.

¹⁸ A distribuição t de Student é uma distribuição de probabilidade estatística, publicada por um autor que se chamou de Student, pseudônimo de William Sealy Gosset, que não podia usar seu nome verdadeiro para publicar trabalhos enquanto trabalhasse para a cervejaria Guinness (Fonte: Wikipedia).

Observando a Figura 52 podemos observar que todas as variáveis do projeto afetam de forma diretamente proporcional o deslocamento do casco, sendo as de maior influência o coeficiente H_b e b , seguido pelo comprimento total, ou seja, as dimensões principais que compõem o corpo paralelo, resultado esperado para um conceito de casco “*ship-shaped*”.

Figura 52 Histograma de Student (deslocamento)

Assim como na avaliação do deslocamento, observa-se comportamento similar das variáveis afetando o armazenamento de petróleo, mostrado na Figura 53, a menos da altura do *pontoon* (H_b), que é substituído pela altura h , e um pequeno incremento da influência do ângulo da praia (β). Este resultado também comprova a coerência das soluções geradas com o esperado, já que estas variáveis influenciam diretamente a geometria da seção mestra, e consequentemente, a capacidade dos tanques de carga.

Figura 53 Histograma de Student (armazenamento de petróleo)

Da mesma forma que no volume de petróleo podemos observar na Figura 54 uma grande influência das variáveis LOA, b, h e beta no custo total do casco, com destaque para o primeiro, corroborando com as conclusões anteriores, demonstrando que o conceito proposto, em termos de projeto de engenharia, possui grande semelhança com cascos do tipo “*ship-shaped*”.

Figura 54 Histograma de Student (custo de construção)

Já quando se avalia a aceleração vertical nos risers, ilustrado na Figura 55, observamos que o coeficiente beta é o único a influenciar de maneira diretamente proporcional, enquanto que a boca, altura do *pontoon*, LOA e o coeficiente alfa (comprimento da saia interna) exercem influência inversamente proporcional, isto é, quanto maior o valor destas variáveis, menor o da aceleração.

Figura 55 Histograma de Student (aceleração máxima)

A partir deste resultado podemos concluir que a presença da praia, representada pelo valor de beta, bem como as propriedades geométricas do *pontoon*, são de grande importância para a manutenção dos níveis de aceleração abaixo do limite estabelecido, demonstrando a semelhança do conceito proposto com uma monocoluna.

7.1.2. Comportamento das variáveis

Após o estudo de correlação das variáveis a próxima avaliação que deve ser feita é quanto ao comportamento das variáveis de interesse do projeto para a tomada de decisão.

A primeira avaliação mostra a influência da capacidade de armazenamento de petróleo e do deslocamento da plataforma no custo do casco da plataforma, ilustrada na Figura 56. Devemos destacar que nesta avaliação estamos em busca das soluções que apresentem o menor custo de construção e atendam ao mesmo tempo o requisito de capacidade de carga mínimo.

A linha horizontal em destaque marca a capacidade mínima de armazenamento, considerando uma produção diária de 225 mil barris. Podemos notar que existem alguns casos que não atendem este requisito, porém não foram descartados para melhor entendimento do comportamento das variáveis durante esta etapa de avaliação.

Figura 56 Avaliação de influência no custo de construção (SOBOL)

Como pode ser observado no gráfico supracitado o espaço de soluções apresenta menores valores de custo de construção para soluções que buscam a redução, simultaneamente, da capacidade de armazenamento e do deslocamento. Ao mesmo tempo pode-se observar a existência de restrições ativas no problema, relacionadas aos critérios construtivos, que fazem com que o espaço de soluções se restrinja a área delimitada pela linha tracejada em vermelho na Figura 56.

Da mesma forma podemos avaliar o comportamento da aceleração máxima nos risers em função do custo de construção, mostrado nas Figura 57.

Figura 57 Aceleração máxima vs. Custo de construção

É possível observar que a grande maioria das soluções se encontra abaixo de $0,3 \text{ m/s}^2$ para toda a faixa de custo de construção (destacados no gráfico em vermelho), ou seja, menos que a metade do limite máximo estabelecido de $0,75 \text{ m/s}^2$. Também podemos verificar que valores abaixo de $0,1 \text{ m/s}^2$ só ocorrem para plataformas de deslocamento superior a 650 mil toneladas, e cujo custo é superior a 700 milhões de dólares.

Desta forma podemos concluir que não existe uma correlação direta entre a aceleração máxima e o custo de construção. Conforme discutido no item 7.1.1 as propriedades geométricas do casco e a presença da praia são suficientes para a manutenção de níveis reduzidos de aceleração, e como visto acima, a ponto de os mesmos não impactarem o custo de construção do casco, o que difere da maioria dos projetos de UEPs¹⁹.

Este resultado se mostra de grande importância pois a partir dele podemos considerar que o problema apresentado pode ser equacionado com o único objetivo de buscar os cascos de menor custo através de uma avaliação mono objetiva, e mesmo que isto leve a penalização dos risers com o aumento da aceleração, os resultados obtidos ainda estarão muito abaixo do limite estipulado por esta disciplina.

7.2. OTIMIZAÇÃO DA FORMA DO CASCO

Considerando a análise das variáveis apresentada no item anterior é proposta a execução de um procedimento de otimização mono objetivo para obtenção da solução candidata de menor custo obtida através do espaço de soluções previamente estudado. Para tal foi utilizada uma variação do método baseado em gradiente “*Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno*”, ou BFGS, que permite a aplicação restrições de desigualdade, denominado “*Bounded-BFGS*”.

Os detalhes do algoritmo são omitidos por não serem escopo deste trabalho, porém, caso o leitor esteja interessado, tais informações estão disponíveis em Rigoni [29] .

A Tabela 14 traz os resultados obtidos através da escolha do casco de menor custo do espaço de soluções gerado e do processo de otimização mono objetivo. Através da análise do resultado pode-se observar uma pequena redução do custo de construção (5,2%), apenas alterando o valor da altura submersa do *pontoon* (H_b).

Por se tratar de um algoritmo de otimização local, onde lhe é permitido explorar apenas uma região restrita em torno da solução inicial, espera-se que a solução ótima esteja de fato próxima a solução inicial, de modo que tais redução podem ser consideradas significativas.

¹⁹ No projeto de UEPs em geral deseja-se reduzir a aceleração máxima da unidade e o custo de construção, que são inversamente proporcionais, levando o problema de otimização do casco a ser tratado como de múltiplos objetivos.

Tabela 14 Características do casco de menor custo

		SOBOL	B-BFGS
Variáveis de projeto	LOA (m)	297,1	297,1
	B (m)	89,1	89,1
	Hb (m)	18,0	15,0
	b	25,5	25,5
	beta	0,602	0,602
	h (m)	4,93	4,93
	Alfa	0,148	0,148
Atributos	Deslocamento (10^3 ton)	376,5	328,9
	Volume de óleo (10^3 m ³)	256,6	254,1
	Aceleração máxima (m/s ²)	0,26	0,54
	Custo de construção (MM US\$)	539,3	511,2

A Figura 58 apresenta a evolução do custo de construção ao longo do processo de otimização. Pode-se observar que o valor mínimo é encontrado nas primeiras iterações, e que o algoritmo não consegue encontrar soluções com valores menores que não violem uma das restrições impostas (geometria do casco, capacidade de armazenamento, estabilidade inicial e intacta, aceleração máxima na bancada de risers).

Figura 58 Evolução das iterações do processo de otimização

Por ser um algoritmo que trabalha com a penalização da função objetivo para soluções que violem alguma restrição, podemos observar que sempre que uma solução inviável é encontrada (ou viável, porém com custo maior que a anterior), o valor da função objetivo sofre uma grande variação, indicando que o algoritmo muda a direção de busca do ótimo local conforme esperado.

Apesar de constarem na literatura diversas publicações que apontam resultados semelhantes para o uso de métodos multiobjetivo, neste estudo o problema foi revisto utilizando um método de algoritmos genéticos de forma a avaliar a influência do caso inicial na otimização e comparação de resultados.

Esse método é baseado em uma população inicial aleatória viável que evolui através de processos genéticos, gerando uma nova população, e repetido através da geração de novas populações até que se obtenha uma solução esperada. A Figura 59 apresenta um fluxograma do processo evolutivo de um algoritmo genético.

Figura 59 Fluxograma de um algoritmo genético [20]

Tancredi [20] apresenta um histórico dos operadores genéticos destacando as principais vantagens e desvantagens desses operadores. O método utilizado para a otimização foi o MOGA (“Multiobjective Optimization Genetic Algorithm”) que apesar de ser um dos algoritmos genéticos de convergência mais lenta é de fácil utilização.

Neste estudo foram gerados aleatoriamente 20 indivíduos e 100 gerações de descendentes, totalizando 2000 casos. Conforme podemos verificar na Figura 60 o comportamento das variáveis é semelhante ao observado pelo espaço gerado através do SOBOL (Figura 56), com a redução do custo seguindo a tendência de redução da relação da capacidade de armazenamento.

Figura 60 Avaliação de influência no custo de construção (MOGA)

Na figura supracitada podemos observar que existe um conjunto de soluções que são igualmente ótimas quando não há um critério de importância claramente estabelecido, formando a chamada Fronteira de Pareto (linha tracejada em vermelho na Figura 60).

Considerando que no problema apresentado neste estudo o objetivo estabelecido é identificar os cascos candidatos que possuam menor custo respeitando a capacidade mínima de armazenamento, podemos selecionar o casco de menor custo dentro da região de 250 mil m³ (região amarela na Figura 60).

A Tabela 15 apresenta os resultados por método utilizado, desde a avaliação a partir do espaço de soluções até a aplicação de algoritmos genéticos. Como podemos observar uma redução de custo quando são aplicados os algoritmos de otimização (em média 15%) sobre os casos de menor custo do espaço de soluções (SOBOL). As características principais do casco candidato a ótimo geradas pelas ferramentas numéricas são apresentadas no ANEXO D.

Tabela 15 Resultado da otimização por algoritmos genéticos

		SOBOL	B-BFGS	MOGA
Variáveis de projeto	LOA (m)	297,1	297,1	294,6
	B (m)	89,1	89,1	89,0
	Hb (m)	18,0	15,0	15,0
	b	25,5	25,5	25,0
	beta	0,602	0,602	0,696
	h (m)	4,93	4,93	4,75
	Alfa	0,148	0,148	0,000
Atributos	Deslocamento (10^3 ton)	376,5	328,9	325,60
	Volume de óleo (10^3 m ³)	256,6	254,1	252,2
	Aceleração máxima (m/s ²)	0,26	0,54	---
	Custo de construção (MM US\$)	539,3	511,2	517,7

Apesar de parecer uma diferença pouco significativa devemos destacar que na faixa de variação para o volume mínimo de armazenamento pode-se encontrar soluções que atingem até 700 MMUS\$, o que mostra a importância da avaliação do comportamento das variáveis antes da aplicação direta de técnicas de otimização, principalmente em métodos mono objetivo, onde o resultado depende diretamente de ponto de início do processo.

8. EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PARA “FIELD DEVELOPMENT”

De forma a ilustrar o potencial ganho da adoção de metodologias de integração multidisciplinar em projetos de sistemas de produção, apresentado nesta dissertação através do estudo de viabilidade de uma unidade de maior capacidade de produção e utilização de SCR, são apresentados e discutidos os resultados da avaliação econômica simplificada, utilizando para tal um cenário de desenvolvimento genérico de um campo de produção do pré-sal da Bacia de Santos.

8.1. APRESENTAÇÃO DO CENÁRIO E PREMISSAS ADOTADAS

Para que seja possível avaliar a influência da aplicação da metodologia descrita nesta dissertação propõe-se avaliar em nível preliminar os resultados econômicos do desenvolvimento de um campo fictício do pré-sal da Bacia de Santos.

Para o mesmo, foi considerado como caso base um reservatório com duas áreas de produção capazes de comportar uma unidade tipo FPSO cada, com capacidade de tratamento de óleo de 112 kbopd, e a produção²⁰ será escoada para estas unidades através de dutos e *risers* flexíveis. Neste mesmo reservatório será proposta a adoção de uma unidade de maior porte, tipo ULFPSO, com capacidade de produção de 225 kbopd, conforme ilustrado na Figura 61.

Figura 61 Cenários de produção avaliados

²⁰ Curva de produção estimada através da base de dados da disciplina PNV5740 – Arquitetura de Sistemas Oceânicos, ministrada na Universidade de São Paulo (USP).

Considerando os objetivos principais desta dissertação foi adotado como premissa que apenas o trecho riser será substituído por linhas rígidas. Adicionalmente deve ser considerado um incremento do comprimento das *flowlines* no cenário de aplicação do ULFPSO, em face do aumento da distância entre o poço e a UEP, conforme discutido na referência [30]. A Tabela 16 apresenta as principais características dos cenários estudados.

Tabela 16 Cenários da avaliação econômica

Gerais		
Cenário	BASE (2x 120.000)	ULFPSO (1x 225.000)
Moeda	USD	USD
Vida útil	20	20
Taxa mínima de atratividade	21,00%	21,00%
Preço do barril de petróleo (USD)	40	40
Royalties ⁽¹⁾	10,00%	10,00%
Imposto de renda ⁽²⁾	8,00%	8,00%
Contribuição social ⁽²⁾	25,00%	25,00%
Reservatório		
Produção (BPD)	112.000	225.000
Profundidade (m)	2.200	2.200
Número de poços	10	20
Distância Poço – UEP (km)	8	8,5
Sistema Submarino		
Riser de produção	5	10
Riser de injeção	5	10
Manifold de serviço	2	4
Distância Poço – Manifold (km)	2,4	2,4
Umbilicais	12	24
Comprimento de Flowlines (km)	58	126
Comprimento de umbilicais (km)	35	68
Comprimento de risers (km)	44	88
Ancoragem		
Pontos fixos	24	28
Comprimento de linha (km)	79	92

(1) Percentual aplicado sobre o faturamento total

(2) Percentual aplicado sobre o lucro bruto, com crédito em caso de prejuízo

8.2. RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE

A partir do cenário proposto foi estimado através de planilhas eletrônicas o fluxo de caixa ao longo da vida operacional do campo em cada um dos cenários propostos, detalhados no ANEXO D.

Para que se possa comparar de forma adequada os dois cenários foram adotados dois critérios, o primeiro baseado no dispêndio de capital do projeto, o CAPEX, e o segundo no valor presente líquido (VPL) e do preço de equilíbrio do petróleo (ou brent²¹ de equilíbrio) dos cenários propostos.

Avaliando o primeiro critério pode-se observar primeiramente que em ambos os cenários a distribuição do dispêndio inicial²² entre as diversas disciplinas que compõem o desenvolvimento de um sistema de produção encontram-se dentro de limites consagrados na literatura (obtidos através da referência [2]), e comparados na Figura 62.

Figura 62 Comparação da CAPEX nos cenários propostos

²¹ Brent é uma classificação de petróleo cru, batizado assim porque era extraído de uma base da Shell chamada Brent, no Mar do Norte.

²² Valores obtidos através da base de dados da disciplina PNV5740 – Arquitetura de Sistemas Oceânicos, ministrada na Universidade de São Paulo (USP).

Conforme pode-se observar a adoção de uma metodologia de integração multidisciplinar foi capaz de reduzir aproximadamente 12% o dispêndio do sistema submarino no sistema proposto, através da utilização de SCRs, mesmo considerando a premissa de troca apenas do trecho riser. Somando-se os benefícios obtidos na área submarina aos possíveis com a utilização de uma unidade de maior porte chega-se a uma economia de 6% no custo total do projeto, aproximadamente 200 milhões de dólares.

Por outro lado, quando analisamos este resultado inserido em um fluxo de caixa ao longo da vida útil do projeto, nota-se que o mesmo não gera impactos positivos significativos em termos de breakeven (redução aproximada de 1 dólar), quanto em termos de VPL absoluto no cenário ULFPSO em relação ao Base, conforme ilustrado na Figura 63.

Figura 63 Análise de sensibilidade ao preço do Brent

Este resultado pode trazer erroneamente a conclusão de que o conceito proposto não é atrativo, já que não haveriam ganhos significativos em cenários de projeção do Brent alto (maior que 50 dólares neste exemplo), fazendo com que uma abordagem conservadora, e consequentemente mais cara, seja adotada.

Desta forma outros índices devem ser avaliados para comprovar a atratividade do conceito, com foco na atratividade das soluções. Neste sentido foi avaliado também o resultado do retorno obtido em função do investimento inicial e do total dispendido, resumidos na Tabela 17.

Tabela 17 Avaliação de atratividade

	Cenário Base	Cenário ULFPSO
VPL/Investimento (US\$/US\$)	0,45	0,56
VPL/Dispêndio total (US\$/US\$)	0,18	0,22
Lucro Unitário (US\$/BBL)	5,89	6,82

A partir desta análise podemos observar que o cenário com a unidade de maior porte possui resultados mais atrativos que o conceito base, em média 15% maiores, o que demonstra o potencial da metodologia de projeto e do conceito proposto.

9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Nesta dissertação foram expostos os principais desafios da exploração e produção de hidrocarbonetos nas bacias petrolíferas do pré-sal, que se destaca pelos poços de alta produtividade, alto teor de contaminantes e grande lâmina d'água. Considerando este cenário, linhas submarinas (risers) rígidas em catenária livre apresentam a solução tecnológica mais simples para atender a essas demandas.

A partir deste cenário foi apresentado o desenvolvimento de um conceito de sistema de produção, denominado ULFPSO, cuja principal vantagem é a capacidade de agregar as vantagens de uma plataforma tipo FPSO (armazenamento de petróleo e área disponível para a planta de processo) com os movimentos de uma monocoluna, viabilizando o uso do SCR conectado diretamente ao casco.

De acordo com os resultados descritos nos Capítulos anteriores, avaliamos o conceito proposto como sendo técnica e economicamente viável, com aplicação direta em áreas petrolíferas nos cenários previamente discutidos.

Em complemento, com base na revisão bibliográfica realizada e nos resultados apresentados, destacamos as seguintes conclusões:

9.1. QUANTO A METODOLOGIA PROPOSTA

Primeiramente, a partir da revisão bibliográfica necessária ao desenvolvimento desta dissertação, verificamos que a de avaliação do projeto através de uma abordagem integrada e multidisciplinar é uma realidade desde o início da produção offshore, porém, em face das circunstâncias da época não houve avanço significativo no assunto.

Neste contexto percebe-se um crescimento significativo de publicações relacionadas ao tema nas últimas décadas, porém em sua maioria com foco no gerenciamento de interfaces e nas ferramentas de cada disciplina. Uma abordagem de integração mais ampla, sob a ótica de Engenharia de Sistemas, que possa avaliar, balancear e definir os requisitos das diferentes disciplinas que compõem o projeto de um sistema de produção se faz necessária, e deve ser discutida em trabalhos futuros.

Outro objeto deste estudo que deve ser destacado é a importância dos modelos de síntese e a aplicação de técnicas de otimização ao projeto do casco. Atualmente as metodologias de projeto utilizam abordagens mais modernas, sendo o navio um sistema complexo composto por diversos subsistemas, aumentando o número de variáveis de interesse que se deseja avaliar simultaneamente. Neste cenário a adoção de modelos de síntese e a aplicação de técnicas de otimização se mostram ferramentas de grande importância para reduzir drasticamente o tempo para encontrar a solução ótima.

9.2. QUANTO AO CONCEITO ULFPSO

A partir da definição do cenário de aplicação a primeira etapa do processo de criação do conceito proposto foi a definição dos principais requisitos que definirão as características principais do casco, direcionando a solução para uma unidade híbrida que possua capacidade de armazenamento e movimentos otimizados para utilização de SCR.

Após uma discussão a respeito dos principais fenômenos físicos que precisariam ser considerados na análise realizou-se um estudo preliminar do dimensionamento da unidade e sua viabilidade técnica e construtiva. Como resultado deste estudo obteve-se um conceito de sistema de produção e foi definida a metodologia de validação tanto para esse conceito quanto para os modelos numéricos utilizados em seu dimensionamento.

Esta metodologia foi composta por ensaios com modelo em escala reduzida com a finalidade de confrontação com os principais parâmetros de entrada. Dessa forma foram avaliados os efeitos hidrodinâmicos, principalmente a superfície livre do *moonpool*, e a os coeficientes de massa adicional e amortecimento relacionados a este corpo, que são representados nas análises numéricas.

Através dos ensaios em modelo foi possível concluir que é necessário aprofundar a questão dos movimentos da superfície livre no interior do *moonpool*, de forma a simular todos os modos de vibração no modelo numérico que foram observados no ensaio.

Com base nos resultados dos ensaios o projeto do casco foi concluído através de um estudo detalhado do dimensionamento da unidade, aplicando os conceitos de avaliação multidisciplinar integrada (neste caso entre risers e casco) e modelos de síntese e otimização discutidos ao longo do texto. Este estudo de caso foi baseado em um cenário de produção típico da região do pré-sal na Bacia de Santos.

Como resultado deste estudo podemos destacar a dependência dos objetivos principais, o custo de construção e a aceleração vertical máxima, com os objetivos principais do estudo, ou seja, o custo de construção é diretamente proporcional às características que definem um casco tipo “*ship-shaped*” e as acelerações verticais máximas com as que definem o casco de uma monocoluna, através da presença da praia.

Outro ponto que podemos destacar é a importância do estudo do comportamento das variáveis na determinação da solução ótima. Através do estudo de sensibilidade realizado (utilizando um método mono objetivo e um multiobjetivo) verificamos que o estudo prévio do comportamento das variáveis possibilitou identificar a região de maior probabilidade de conter soluções de menor custo e selecionar um caso inicial que propiciou a rápida convergência do método mono objetivo e evitando mínimos locais.

Por fim ilustramos o potencial ganho da adoção de metodologias de integração multidisciplinar em projetos de sistemas de produção através do estudo de viabilidade de uma unidade de maior capacidade de produção e utilização de SCR, com resultados que demonstram o potencial da metodologia de projeto e do conceito proposto em cenários de áreas petrolíferas *offshore* de grande produção e que demandem uma abordagem multidisciplinar para redução de CAPEX e OPEX.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Andrade, A.M.T., Vaz, C.E.M., Ribeiro, J., Lopreato, L.G.R., Nascimento, R.F.S., “Offshore Production Units for Pre-salt Projects”, Offshore Technology Conference (OTC), Junho, 2015.
- [2] Hanrahan, S., Chitwood, J.E., “Technologies needed to meet deepwater business needs”, Offshore Magazine, 2005.
- [3] “International Energy Statistics - Petroleum”, Site da agência americana de energia – EIA, U.S. Energy Information Administration, 2015.
- [4] Thomas, J.E., “Fundamentos de Engenharia de Petróleo”, 2ª edição, Editora Interciência.
- [5] “Deepwater solutions & records for concept select”, Offshore Magazine, 2015.
- [6] “North sea offshore oil & gas map”, Offshore Magazine, 2015
- [7] “Brazil oil & gas concession map”, Offshore Magazine, 2014.
- [8] Site da revista eletrônica Rigzone, “Map: Kizomba Field Layout”, disponível em http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=2862.
- [9] Evans, J.H., “Basic Design Concepts”, A.S.N.E. Journal, Novembro, 1959.
- [10] Cockcroft, P.J., Grant, J.N., Moore, K.S., Warnohardjo, G.N., “Development planning: A system approach”, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Novembro, 1994.
- [11] Egbogah, E.O., Chandramohan, S., Kean, L.H., Hovdestad, W.R., Embong, M.K., Hussein, A., “Integrated multidisciplinary approach to field development: The case of the Dulang oil field offshore peninsular Malaysia”, Annual Technical Conference, Petroleum Society of CIM, Junho, 1992.
- [12] Silva, E.C.N., “Otimização aplicada ao projeto de sistemas mecânicos”, Departamento de Engenharia Mecatrônica e Sistemas Mecânicos, Universidade de São Paulo, 2013.
- [13] Birk, L., Clauss, G.F., “Rational design criteria and their application to hull form optimization of floating systems in random seas”, Eighth International Symposium on Practical Design of Ships and Other Floating Structures, Setembro, 2001.
- [14] Oliveira, A.C., “Design of a Dry Completion Monocolumn Platform Unit Using Optimization Techniques”, Offshore Technology Conference (OTC) Brasil, 2013.
- [15] Okoro, I., Krolow, J., Novakovic, D., Aladesulu, A., Reynolds, K., Adetifa, A., Ikelua, E., Ajayi, F., “A fast, fully integrated approach to early field development resource evaluation and value assessment: Madu-Anyala project – Nigeria”, SPE International Technical Conference and Exhibition, Agosto, 2009.
- [16] Serbini, F., Wee, L.K., Wong, L.H., Gomez, N., “Integrated field optimization – Improved field planning and operation optimization”, International Petroleum Technology Conference (IPTC), 2009.
- [17] Yasserli, S., “Application os systems engineering to subsea development”, Underwater Technology, Vol. 32, Nº 2, pp. 93-109, 2014.

- [18] Chakrabarti, S., "Handbook of Offshore Engineering", 1ª edição, Editora Elsevier.
- [19] Papanikolau, A., "Ship Design", 1ª edição, Editora Springer.
- [20] Tancredi, T.P., "Otimização multidisciplinar distribuída aplicada a projetos de engenharia", Tese de Doutorado, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2008.
- [21] Moreu, M., Taboada, M., Taboada, A., García, C., Moreu, J., Mansour, A.M., "Ultra-Deepwater Steel Riser Systems Hosted on FPSOs Offshore Brazil", Offshore Technology Conference (OTC), Junho, 2015.
- [22] Masetti, I. Q., Costa, A. P. S., Sphaier, S. H., Nishimoto, Kazuo, Machado, G., "Development of a Concept of Mono-Column Platform: MONOBR", International Journal of Advanced Manufacturing Technology, 2006.
- [23] "2014 Worldwide Survey of Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO) Units", Offshore Magazine, 2014.
- [24] WAMIT®, "WAMIT User Manual", Versions 7, Massachusetts Institute of Technology, Wamit, Inc.
- [25] Molin, B., "On the piston mode and sloshing modes in moonpools", Journal of Fluid Mechanics, vol. 430, 2001.
- [26] Faltinsen, M., Rognnebakke, O.F., Timokha, A.N., "Two-dimensional resonant piston-like sloshing in a moonpool", Journal of Fluid Mechanics, vol. 575, 2007.
- [27] Newman, J.N., "Radiation and diffraction analysis of McIver toroid", Journal of Engineering Mathematics, 1999, 35, 135-147.
- [28] Torres, F.G.S., "Estudo do moonpool como sistema de minimização de movimento de uma plataforma do tipo monocolumna", Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2007.
- [29] Rigoni E., "Bounded BFGS", Esteco Technical Report 2003-007.
- [30] Nunes, G.C., Lopreato, L.G.R., Ferreira, M.D.A.S, Vilameá, E.M., de Oliveira, G.P.H.A, "Petrobras Approach to FPSO Cost Reduction", Offshore Technology Conference (OTC), Junho, 2016.
- [31] Recommended Procedures, Ship Models, Nº 7.5-01-01-01, Revision 01, International Towing Tank Conference (ITTC), 2002.
- [32] Chakrabarti, S.K., "Offshore Structure Modeling, In: Advanced Series on Ocean Engineering, Vol. 9, World Scientific, 1994.
- [33] Matlab®, "Matlab User Manual", Version R2015b, Mathworks.
- [34] ModeFrontier®, "ModeFrontier User Manual", Version 2015, Esteco.
- [35] "Investigação do comportamento de plataforma FPSO com moonpool", Relatório técnico CH-TPN, Revisão 0, Março, 2016.
- [36] "Relatório 3 - Modelo de Otimização", relatório técnico CH-TPN, Revisão 0, Março, 2016.
- [37] "Hull Structural Design Ships with Length 100 meters and above" Det Norske Veritas, 2009.

ANEXO A SURVEYS E ESTATÍSTICAS COMPLEMENTARES

ANEXO B DIAGRAMAS DE FLUXO PARA OTIMIZAÇÃO

ANEXO C RESULTADOS COMPLEMENTARES DO ENSAIO

Neste anexo são apresentados os dados relativos a realização do ensaio de validação em tanque de prova e os resultados hidrodinâmicos experimentais e numéricos, obtidos com o WAMIT® [24] .

Os RAOs dos movimentos nos seis graus de liberdade (*surge, sway, heave, roll, pitch e yaw*) serão representados pela letra X, acompanhada do respectivo identificador, variando de 1 a 6 respectivamente.

Adicionalmente são apresentados os resultados da medição da altura de onda no interior do *moonpool*, através dos 13 *wave probes* instalados. Da mesma forma que os RAOs de movimento do casco, os RAOs de elevação serão representados pela letra X e seu respectivo identificador numérico, de acordo com a disposição destes no *moonpool*, conforme ilustrado na Figura 38.

C.1) Dimensões principais do modelo

Conforme descrito ao longo da dissertação o conceito ULFPSO possui características de uma Monocoluna, como a redução na região de linha d'água e a presença do *moonpool*, porém com geometria similar ao FPSO “*ship-shaped*”.

Adicionalmente, como forma de avaliar a influência de restrições no *moonpool* no movimento da plataforma, foram incluídos ensaios adicionais com a presença de apêndices no casco. Porém, em face do deslocamento envolvido neste conceito, observou-se durante os ensaios que estes apêndices não são efetivos, de forma que apenas os resultados sem restrições serão apresentados.

A Tabela 18 apresenta as propriedades geométricas, raios de giro e outros parâmetros do modelo geométrico (escala real) e na escala do modelo físico (1:100). Esses são os parâmetros de verificação da acurácia do modelo, cujas tolerâncias foram determinadas a partir de recomendações da Conferência Internacional de Tanques de Reboque – o ITTC e pela literatura especializada (referências [31] e [32] , respectivamente).

Tabela 18 Propriedades do casco

Item	1:100	Real	Unidade
Comprimento	0,34	340,00	m
Boca (largura)	1,00	100,00	m
Pontal (altura total)	0,40	40,00	m
Calado (altura submersa)	0,25	25,00	m
Comprimento (Moonpool)	2,95	295,0	m
Largura (Moonpool)	0,55	55,0	m
Calado	0,25	25,00	m
Deslocamento	0,569	569.700	ton
LCG*	-2,16E-02	0,00	m
TCG**	-0,59E-02	0,00	m
VCG***	20,57E-02	20,37	m
Rxx	33,20E-02	32,24	m
Ryy	102,80E-02	100,49	m
Rzz	105,20E-02	102,85	m
* (+) A vante da seção mestra ** (+) Bombordo *** (+) Acima da quilha			

C.2) Sistema de ancoragem ensaiado

Na realização dos ensaios, algumas simplificações em relação ao número de linhas foram adotadas de forma a reduzir as fontes de incerteza, sem prejuízo da representação do fenômeno. Esta estratégia foi adotada face ao objetivo principal do experimento de avaliar o comportamento hidrodinâmico do casco, sem uma preocupação imediata em avaliar o sistema de ancoragem.

Desta forma a posição do modelo foi mantida através de um sistema de ancoragem de quatro linhas com quatro molas de rigidez de 45N/m (escala do modelo), e que são conectadas nas laterais do modelo na altura vertical do centro de gravidade do mesmo e nas extremidades externas do tanque a uma altura de 150mm acima da linha de água que é onde ficam conectadas as molas.

Com este sistema de ancoragem é possível fazer os aproamentos 180° e 90° diretamente, sendo necessário mudar a posição dos pontos de fixação ao redor do tanque apenas para o aproamento de 45°, conforme ilustrado na Figura 64.

Figura 64 Setup experimental (180°, esq., 45°, centro e 90°, dir.) [35]

C.3) Calibração do modelo

O modelo da plataforma foi confeccionado em fibra de vidro em escala 1:100. Devido à dimensão do modelo e a carga dos lastros, foram incluídos reforços estruturais internos para que o modelo não sofresse com deformações e flexões durante a realização dos ensaios.

Para determinação do VCG e do LCG do modelo foram realizados ensaios baseados na medição do momento em torno de um ponto como referência. Já o TCG não foi determinado experimentalmente, visto que o modelo é simétrico, o mesmo se encontrará no centro transversal do mesmo. A Figura 65 ilustra como foram realizados os testes.

Figura 65 Determinação da posição do CG do modelo [35]

Para calibração dos momentos de inércia do modelo e posicionamento dos lastros de chumbo foi utilizada uma rotina em Matlab® [33] . A Figura 66 mostra o modelo gerado pelo programa.

Figura 66 Disposição dos lastros do modelo [35]

C.4) Ensaio de calibração realizados: Pull-out

A fim de analisar a influência da rigidez no sistema de ancoragem, foi realizado o teste *pull-out*. Como a ancoragem é defasada em 90 graus entre cada linha a rigidez em surge e em *sway* será a mesma para pequenos deslocamentos em que os ângulos se mantêm, por isso foi realizado o teste de *pull-out* apenas em surge, como mostra a Figura 67.

Figura 67 Curvas obtidas no teste de *pull-out* [35]

O teste de pull-out foi realizado fazendo-se um arranjo de polias onde foi aplicada uma carga na direção longitudinal do modelo. Foram analisados sete deslocamentos em surge para carga e descarga como mostra a Tabela 19.

Tabela 19 Resultados do teste de *pull-out*

Ponto	Peso (N)		Surge (m)	
	Carga	Descarga	Carga	Descarga
1	2,91	2,91	0,03	0,03
2	7,75	7,75	0,09	0,09
3	12,58	12,58	0,14	0,14
4	17,48	17,48	0,19	--
5	20,17	20,17	--	--
6	25,06	--	0,28	---
7	85,95	60,90	--	--
	89,50	88,65	N/m	
Rigidez experimental	89,07		N/m	
Rigidez teórica	90,00		N/m	
Erro	1,03%			

C.5) Ensaios de calibração realizados: Inclinação estática

O teste de curva de estabilidade estática foi feito com o deslocamento de três lastros do modelo. Foram movidos 3 lastros na parte superior do modelo; o primeiro e o segundo foram deslocados, o terceiro foi trocado de posição entre boreste e bombordo. A Figura 68 mostra o procedimento.

Figura 68 Teste de estabilidade estática [35]

Cada deslocamento de lastro gerou um ângulo de inclinação a mais e consequentemente um braço restaurador GZ crescente. Este procedimento foi feito para o modelo com e sem ancoragem. O experimento foi ainda verificado numericamente com curva de restauração levando-se em consideração a mudança da área de linha de água em função do ângulo de inclinação. A Figura 69 mostra o gráfico de GZ em função do ângulo de inclinação.

Figura 69 Gráfico do teste de estabilidade estática [35]

C.6) Ensaio de calibração realizados: Testes de decaimento

Para determinar os períodos naturais amortecidos dos 6 graus de liberdade do modelo foram realizados testes de decaimento para os movimentos de *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw*. Em todos os seis graus de liberdade (GL) foram realizados ensaios com ancoragem e nos GL de *heave*, *roll* e *pitch* também foram realizados os ensaios sem, de modo a verificar a interferência do sistema de ancoragem nos períodos naturais.

A Tabela 20 apresenta um sumário dos principais resultados de decaimento para cada um dos graus de liberdade. Os resultados apresentam os valores para a escala do modelo e do protótipo.

Tabela 20 Resultados dos testes de decaimento

GL	TN (s) Modelo	TN (s) Numérico
Surge	17,25	--
Sway	20,54	--
Heave	3,15	32,7
Roll	5,26	61,3
Pitch	3,41	34,2

C.7)RAOs do casco – Incidência 90 graus

C.8)RAOs do casco – Incidência 135 graus

C.9)RAOs do casco – Incidência 180 graus

C.10) RAOs dos wave probes – Incidência 90 graus

C.11) RAOs dos wave probes – Incidência 135 graus

C.12) RAOs dos wave probes – Incidência 180 graus

ANEXO D CARACTERÍSTICAS DO CASCO CANDIDATO

Criteria	Computed	Rule
Area 1	2.58	0.055
Area 2	3.86	0.090
Area 3	1.28	0.030
Area wind	4.38	0.42
GMO	11.87	0.15
GZ(30°)	8.03	0.20
$\theta(GZ_{max})$	25.30°	25°
$\Delta KG/KG$	44.90	%

Design 389 - Midship section structure

Dimension	Value	Units
Weight hull	60956.34	ton
VCG hull	17.75	m
Ixx hull	85083737.79	ton.m ²
Iyy hull	466972852.41	ton.m ²
Izz hull	533155816.70	ton.m ²

Design 389 - 100% Ballast

Dimension	Value	Units
VCG cargo	0.00	m
VCG ballast	18.01	m
VCG topside	47.92	m
VCG total	22.27	m
Cargo level	22.27	m
Ballast level	22.27	m
Bulkhead position	8.48	m
Volume cargo	0.00	m³
Volume ballast	262461.32	m³
Rxx	36.56	m
Ryy	82.30	m
Rzz	87.18	m

Design 389 - 100% Cargo

Dimension	Value	Units
VCG cargo	18.19	m
VCG ballast	3.18	m
VCG topside	47.92	m
VCG total	20.34	m
Cargo level	20.34	m
Ballast level	20.34	m
Bulkhead position	8.48	m
Volume cargo	268234.05	m³
Volume ballast	50490.99	m³
Rxx	32.01	m
Ryy	79.77	m
Rzz	82.63	m

Design 389 - Seakeeping - Heading 135°

Design 389 - Seakeeping - Heading 180°

Point	Accel max(m/s²)	Hs(m)	Tp(s)	Dir
1	0.3080	10.0	17.0	SSW
2	0.3100	10.0	17.0	SSW
3	0.3500	10.0	17.0	SSW
4	0.3491	10.0	17.0	SSW
5	0.1184	4.5	9.0	W
6	0.1351	5.5	10.0	E

Design 389 - Seakeeping - Heading 225°

ANEXO E DADOS ECONÔMICOS COMPLEMENTARES

D.1) Base de Custos

POÇOS	(kUS\$/unidade)
Perfuração	
Poço produção completção molhada	\$ 40.500,00
Poço produção completção seca	\$ 24.300,00
Poço injeção completção molhada	\$ 29.700,00
Poço injeção completção seca	\$ 21.600,00
Completção	
Poço de produção completção molhada	\$ 32.400,00
Poço produção completção seca	\$ 18.900,00
Poço de injeção completção molhada	\$ 24.300,00
Poço de injeção completção seca	\$ 13.500,00
Intervenção	
Poço completção molhada	\$ 13.500,00
Poço completção seca	\$ 5.400,00
Abandono	
Poço completção molhada	\$ 8.100,00
Poço completção seca	\$ 2.700,00

ÁRVORE DE NATAL	(kUS\$/unidade)
Compra	\$ 1.350,00
Instalação	\$ 405,00
Manutenção	\$ 135,00
Retirada	\$ 202,50
Revenda	\$ 135,00

MANIFOLD SUBMARINO	(kUS\$/unidade)
Compra	\$ 1.385,10
Instalação	\$ 415,53
Manutenção	\$ 138,51
Retirada	\$ 207,77
Revenda	\$ 138,51

DUTOS SUBMARINOS	(kUS\$/m)
Compra	\$ 5,77
Instalação	\$ 0,66
Manutenção	\$ 0,29
Retirada	\$ 0,33
Revenda	\$ 0,23

RISERS	Rígidos (kUS\$/m)	Flexíveis (kUS\$/m)
Compra	\$ 1,08	\$ 3,08
Instalação	\$ 0,31	\$ 0,31
Manutenção	\$ 0,11	\$ 0,31
Retirada	\$ 0,15	\$ 0,15
Revenda	\$ 0,05	\$ 0,15

UMBILICAIS	<2000m (kUS\$/m)	>2000m (kUS\$/m)
Compra	\$ 0,31	\$ 0,46
Instalação	\$ 0,15	\$ 0,23
Manutenção	\$ 0,02	\$ 0,02
Retirada	\$ 0,08	\$ 0,12
Revenda	\$ 0,03	\$ 0,05

ÂNCORAS	(kUS\$/unidade)
Compra	\$ 300,00
Instalação	\$ 150,00
Manutenção	\$ 15,00
Retirada	\$ 75,00
Revenda	\$ 60,00

AMARRAÇÃO	Convencional (kUS\$/m)	TLP (kUS\$/m)
Compra	\$ 0,50	\$ 2,50
Instalação	\$ 0,05	\$ 0,80
Manutenção	\$ 0,03	\$ 0,13
Retirada	\$ 0,03	\$ 0,40
Revenda	\$ 0,05	\$ 0,13

CASCO	(kUS\$/t)
Compra	\$ 2,70
Instalação	\$ 0,60
Manutenção	\$ 0,22
Retirada	\$ 0,30
Revenda	\$ 0,16

PLANTA DE PROCESSO	(kUS\$/bpd)
Compra	\$ 1,96
Instalação	\$ 0,66
Manutenção	\$ 0,20
Retirada	\$ 0,33
Revenda	\$ 0,20

SISTEMAS NAVAIS	(kUS\$/bpd)
Compra	\$ 0,20
Instalação	\$ 0,04
Manutenção	\$ 0,02
Retirada	\$ 0,02
Revenda	\$ 0,05

CASCO BPD	TONELADAS DE AÇO	
	c/ armazenamento	s/ armazenamento
20.000,00	29.000,00	15.800,00
40.000,00	31.000,00	18.200,00
60.000,00	33.000,00	20.600,00
80.000,00	35.000,00	23.000,00
100.000,00	37.000,00	25.400,00
120.000,00	39.000,00	27.800,00
140.000,00	41.000,00	30.200,00
160.000,00	43.000,00	32.600,00
180.000,00	45.000,00	35.000,00
200.000,00	47.000,00	37.400,00

D.2) Estimativa de CAPEX e OPEX

	CENÁRIO BASE				
	CONSTRUÇÃO	INSTALAÇÃO	OPERAÇÃO	RETIRADA	REVENDA
Poços	\$ 810.000,00	\$ 648.000,00	\$ 270.000,00	\$ 162.000,00	-
Árvore de Natal	\$ 27.000,00	\$ 8.100,00	\$ 2.700,00	\$ 4.050,00	\$ 2.770,20
Manifold Submarino	\$ 5.540,40	\$ 1.662,12	\$ 554,04	\$ 831,06	\$ 554,04
Dutos Submarinos	\$ 669.465,00	\$ 76.119,92	\$ 33.479,59	\$ 38.059,96	\$ 26.783,67
Risers	\$ 270.864,00	\$ 27.086,40	\$ 27.086,40	\$ 13.543,20	\$ 13.543,20
Umbilicais	\$ 32,50	\$ 16,25	\$ 1,63	\$ 8,13	\$ 3,25
Âncoras	\$ 14.400,00	\$ 7.200,00	\$ 720,00	\$ 3.600,00	\$ 2.880,00
Amarração	\$ 79,20	\$ 7,92	\$ 3,96	\$ 3,96	\$ 7,92
Casco	\$ 206.280,00	\$ 45.840,00	\$ 16.502,40	\$ 22.920,00	\$ 12.376,80
Planta de Processo	\$ 437.920,00	\$ 148.512,00	\$ 43.792,00	\$ 74.256,00	\$ 43.792,00
Sistemas Navais	\$ 44.800,00	\$ 8.960,00	\$ 4.480,00	\$ 4.480,00	\$ 11.200,00
Totais	\$ 2.486.381,10	\$ 971.504,61	\$ 399.320,01	\$ 323.752,31	\$ 113.911,08
Total durante a vida útil	\$ 2.486.381,10	\$ 971.504,61	\$ 7.986.400,28	\$ 323.752,31	\$ 113.911,08

	CENÁRIO ULFPSO				
	CONSTRUÇÃO	INSTALAÇÃO	OPERAÇÃO	RETIRADA	REVENDA
Poços	\$ 810.000,00	\$ 648.000,00	\$ 270.000,00	\$ 162.000,00	-
Árvore de Natal	\$ 27.000,00	\$ 8.100,00	\$ 2.700,00	\$ 4.050,00	\$ 2.770,20
Manifold Submarino	\$ 5.540,40	\$ 1.662,12	\$ 554,04	\$ 831,06	\$ 554,04
Dutos Submarinos	\$ 727.177,50	\$ 82.681,98	\$ 36.365,76	\$ 41.340,99	\$ 29.092,61
Risers	\$ 94.802,40	\$ 27.086,40	\$ 9.480,24	\$ 13.543,20	\$ 4.740,12
Umbilicais	\$ 31,40	\$ 15,70	\$ 1,57	\$ 7,85	\$ 3,14
Âncoras	\$ 8.400,00	\$ 4.200,00	\$ 420,00	\$ 2.100,00	\$ 1.680,00
Amarração	\$ 46,20	\$ 4,62	\$ 2,31	\$ 2,31	\$ 4,62
Casco	\$ 133.650,00	\$ 29.700,00	\$ 10.692,00	\$ 14.850,00	\$ 8.019,00
Planta de Processo	\$ 439.875,00	\$ 149.175,00	\$ 43.987,50	\$ 74.587,50	\$ 43.987,50
Sistemas Navais	\$ 45.000,00	\$ 9.000,00	\$ 4.500,00	\$ 4.500,00	\$ 11.250,00
Totais	\$ 2.291.522,90	\$ 959.625,82	\$ 378.703,42	\$ 317.812,91	\$ 102.101,23
Total durante a vida útil	\$ 2.291.522,90	\$ 959.625,82	\$ 7.574.068,40	\$ 317.812,91	\$ 102.101,23

D.3) Curvas de produção consideradas

CENÁRIO ULFP90 (1x 225000)				
ANO	DISTR.	BPD	KUS\$	
0,00	0,00	0,00	\$	-
1,00	0,06	135.283,58	\$	1.876.383,20
2,00	0,14	200.809,64	\$	2.785.229,65
3,00	0,24	221.281,17	\$	3.069.168,78
4,00	0,34	225.000,00	\$	3.120.750,00
5,00	0,43	220.318,76	\$	3.055.821,21
6,00	0,52	208.683,09	\$	2.894.434,40
7,00	0,60	193.437,06	\$	2.682.971,98
8,00	0,68	175.643,15	\$	2.436.178,53
9,00	0,74	158.322,81	\$	2.168.194,66
10,00	0,80	136.269,66	\$	1.890.060,19
11,00	0,85	116.127,63	\$	1.610.890,23
12,00	0,89	98.433,99	\$	1.337.538,39
13,00	0,93	77.648,75	\$	1.076.888,20
14,00	0,95	60.173,33	\$	834.604,06
15,00	0,97	44.363,50	\$	615.321,73
16,00	0,99	30.538,72	\$	423.572,10
17,00	0,99	18.988,96	\$	263.376,83
18,00	1,00	9.978,78	\$	138.419,56
19,00	1,00	3.796,35	\$	52.100,63
20,00	1,00	546,50	\$	7.578,90

Produção Máx (bpd)		BASE (2x 120000)		ULFP90 (1x 225000)	
Downtime		5%		5%	
US\$obols		\$		\$	
		224.000,00		225.000,00	
		40,00		40,00

CENÁRIO BASE (2x 120000)				
ANO	DISTR.	BPD	KUS\$	
0,00	0,00	0,00	\$	-
1,00	0,06	134.682,32	\$	1.868.043,72
2,00	0,14	199.917,15	\$	2.772.850,86
3,00	0,24	220.297,69	\$	3.055.529,03
4,00	0,34	224.000,00	\$	3.106.880,00
5,00	0,43	219.339,57	\$	3.042.239,79
6,00	0,52	207.755,61	\$	2.881.570,24
7,00	0,60	192.577,34	\$	2.671.047,68
8,00	0,68	174.882,52	\$	2.425.343,11
9,00	0,74	155.627,85	\$	2.158.558,24
10,00	0,80	135.684,02	\$	1.881.659,92
11,00	0,85	115.611,51	\$	1.603.531,60
12,00	0,89	96.005,39	\$	1.331.594,78
13,00	0,93	77.303,65	\$	1.072.201,58
14,00	0,95	59.905,89	\$	830.894,71
15,00	0,97	44.168,33	\$	612.586,97
16,00	0,99	30.403,00	\$	421.689,56
17,00	0,99	18.904,56	\$	262.206,27
18,00	1,00	9.935,43	\$	137.804,36
19,00	1,00	3.739,66	\$	51.869,07
20,00	1,00	544,07	\$	7.546,21

D.4) Fluxo de caixa (Cenário base)

Ano	Saldo Devedor	Investimento	Juros	Amortização	Custos operacionais	Valor residual	Depreciação	Receita	Lucro Bruto	Base de Cálculo	Royalties	Contribuição Social	IR	Saldo	Saldo Presente Acumulado	Barris de Petróleo
0	\$ 3.457.885,72	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
1	\$ 3.112.097,14	\$ -	\$ 311.209,71	\$ 345.788,57	\$ -	\$ -	\$ 133.758,99	\$ -	\$ (656.988,28)	\$ (444.988,70)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (656.988,28)	\$ (571.302,86)	-
2	\$ 2.766.308,57	\$ -	\$ 280.088,74	\$ 345.788,57	\$ -	\$ -	\$ 133.758,99	\$ -	\$ (625.877,31)	\$ (413.847,23)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (625.877,31)	\$ (1.044.556,03)	-
3	\$ 2.420.320,00	\$ -	\$ 248.967,77	\$ 345.788,57	\$ -	\$ -	\$ 133.758,99	\$ -	\$ (594.756,34)	\$ (382.726,76)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (594.756,34)	\$ (1.435.617,98)	-
4	\$ 2.074.731,43	\$ -	\$ 217.846,80	\$ 345.788,57	\$ -	\$ -	\$ 133.758,99	\$ -	\$ (563.635,37)	\$ (351.605,79)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (563.635,37)	\$ (1.757.878,33)	-
5	\$ 1.728.942,86	\$ -	\$ 186.725,83	\$ 345.788,57	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 1.868.043,72	\$ 936.209,30	\$ 961.434,52	\$ 186.804,37	\$ 234.052,33	\$ 76.914,76	\$ 438.437,84	\$ (1.536.887,23)	134.682,32
6	\$ 1.383.154,28	\$ -	\$ 155.004,86	\$ 345.788,57	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 2.772.850,86	\$ 1.872.137,41	\$ 1.808.881,81	\$ 277.285,09	\$ 488.034,35	\$ 144.550,55	\$ 982.267,42	\$ (1.15.235,92)	189.917,15
7	\$ 1.037.365,71	\$ -	\$ 124.483,89	\$ 345.788,57	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 3.055.529,03	\$ 2.185.936,56	\$ 2.082.413,24	\$ 305.552,90	\$ 546.484,14	\$ 167.390,01	\$ 1.166.506,46	\$ (676.702,94)	220.297,68
8	\$ 691.577,14	\$ -	\$ 93.482,91	\$ 345.788,57	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 3.042.239,79	\$ 2.234.889,26	\$ 2.142.694,97	\$ 304.223,98	\$ 568.722,31	\$ 171.415,59	\$ 1.217.038,37	\$ (278.850,93)	224.000,00
9	\$ 345.788,57	\$ -	\$ 62.241,94	\$ 345.788,57	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 2.881.570,24	\$ 2.105.340,68	\$ 2.029.213,25	\$ 288.157,02	\$ 526.335,17	\$ 162.337,06	\$ 1.200.927,38	\$ 62.413,87	219.338,57
10	\$ 0,00	\$ -	\$ 31.120,97	\$ 345.788,57	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 2.671.047,66	\$ 2.271.727,64	\$ 1.870.863,88	\$ 267.104,77	\$ 567.831,91	\$ 149.669,11	\$ 1.128.511,43	\$ 341.364,64	207.755,61
11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 2.426.343,11	\$ 2.026.023,09	\$ 1.649.729,80	\$ 242.534,31	\$ 506.505,77	\$ 131.978,38	\$ 1.145.004,62	\$ 618.001,26	192.577,34
12	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 2.158.558,24	\$ 1.759.238,22	\$ 1.409.623,41	\$ 215.855,82	\$ 439.809,56	\$ 112.769,67	\$ 990.802,97	\$ 933.010,82	174.862,52
13	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 1.881.659,92	\$ 1.482.339,91	\$ 1.160.414,83	\$ 188.165,98	\$ 370.694,98	\$ 92.833,19	\$ 830.955,74	\$ 1.110.453,58	155.627,85
14	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 1.603.551,60	\$ 1.204.271,59	\$ 910.099,44	\$ 160.355,16	\$ 301.059,90	\$ 72.807,96	\$ 669.987,58	\$ 1.192.752,60	135.664,02
15	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 1.331.594,78	\$ 932.274,76	\$ 665.356,30	\$ 133.158,48	\$ 233.068,69	\$ 53.228,50	\$ 512.818,09	\$ 1.247.594,79	96.005,39
16	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 1.072.201,58	\$ 672.881,57	\$ 431.902,42	\$ 107.220,16	\$ 168.220,39	\$ 34.552,19	\$ 362.888,82	\$ 1.281.316,55	77.303,65
17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 830.894,71	\$ 431.574,70	\$ 214.726,24	\$ 83.088,47	\$ 107.893,67	\$ 17.178,10	\$ 223.413,45	\$ 1.299.369,50	59.905,89
18	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 612.585,97	\$ 213.286,35	\$ 18.249,27	\$ 61.258,70	\$ 53.316,74	\$ 1.493,94	\$ 97.231,58	\$ 1.306.201,51	44.198,33
19	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 421.689,56	\$ 22.369,35	\$ (153.538,40)	\$ 42.168,96	\$ 5.592,39	\$ -	\$ (23.381,80)	\$ 1.304.650,07	30.403,00
20	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 282.203,27	\$ (137.113,74)	\$ (247.033,36)	\$ 28.220,03	\$ -	\$ -	\$ (163.534,37)	\$ 1.295.972,00	16.904,26
21	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 137.804,36	\$ (81.151,03)	\$ (440.033,07)	\$ 13.760,44	\$ -	\$ -	\$ (273.246,09)	\$ 1.283.253,16	9.935,43
22	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 51.869,07	\$ (347.450,80)	\$ (468.386,94)	\$ 5.184,91	\$ -	\$ -	\$ (352.637,65)	\$ 1.269.085,14	3.738,66
23	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ 7.346,21	\$ (133.833,80)	\$ (163.647,41)	\$ 734,02	\$ -	\$ -	\$ (85.483,31)	\$ 1.257.963,70	544,07
24	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 399.320,01	\$ -	\$ 133.758,99	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 28.477,77	\$ -	\$ -	\$ -	-
VPL	\$ 1.033.471,73	\$ -	\$ 1.033.471,73	\$ 1.735.432,83	\$ 4.428.083,70	\$ 3.460,35	\$ 884.635,02	\$ 8.110.725,38	\$ 3.916.197,48	\$ 3.975.919,73	\$ 811.072,54	\$ 1.430.271,97	\$ 418.884,25	\$ 1.257.963,70	\$ 1.257.963,70	584.787,51

D.5) Fluxo de caixa (Cenário ULFPSO)

Ano	Saldo Devedor	Investimento	Juros	Amortização	Custos operacionais	Valor residual	Depreciação	Receita	Lucro Bruto	Base de Cálculo	Royalties	Contribuição Social	IR	Saldo	Saldo Presente Acumulado	Barris de Petróleo
0	\$ 3.251.148,72	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
1	\$ 2.926.033,84	\$ -	\$ 292.603,38	\$ 325.114,87	\$ -	\$ -	\$ 125.961,90	\$ -	\$ (617.718,26)	\$ (418.565,28)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (617.718,26)	\$ (537.146,31)	-
2	\$ 2.600.918,97	\$ -	\$ 263.343,05	\$ 325.114,87	\$ -	\$ -	\$ 125.961,90	\$ -	\$ (588.457,92)	\$ (389.304,95)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (588.457,92)	\$ (982.105,04)	-
3	\$ 2.275.804,10	\$ -	\$ 234.082,71	\$ 325.114,87	\$ -	\$ -	\$ 125.961,90	\$ -	\$ (559.197,58)	\$ (360.044,61)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (559.197,58)	\$ (1.349.786,52)	-
4	\$ 1.950.689,23	\$ -	\$ 204.822,37	\$ 325.114,87	\$ -	\$ -	\$ 125.961,90	\$ -	\$ (529.937,24)	\$ (330.784,27)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (529.937,24)	\$ (1.682.779,86)	-
5	\$ 1.625.574,36	\$ -	\$ 175.562,03	\$ 325.114,87	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 1.868.043,72	\$ 988.663,40	\$ 1.001.012,00	\$ 186.804,37	\$ 247.165,65	\$ 60.080,96	\$ 474.612,21	\$ (1.416.813,73)	134.682,32
6	\$ 1.300.459,49	\$ -	\$ 146.301,69	\$ 325.114,87	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 2.772.850,86	\$ 1.922.790,87	\$ 1.844.588,76	\$ 277.285,09	\$ 480.667,72	\$ 147.567,90	\$ 1.017.951,17	\$ (977.052,17)	189.917,15
7	\$ 975.344,61	\$ -	\$ 117.041,35	\$ 325.114,87	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 3.055.529,03	\$ 2.234.669,38	\$ 2.128.288,45	\$ 305.552,90	\$ 578.820,17	\$ 170.261,56	\$ 1.200.187,58	\$ (525.857,20)	220.297,68
8	\$ 650.228,74	\$ -	\$ 87.781,02	\$ 325.114,87	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 3.042.239,79	\$ 2.215.280,68	\$ 2.203.745,67	\$ 310.688,00	\$ 569.975,20	\$ 176.299,65	\$ 1.249.472,87	\$ (117.402,31)	224.000,00
9	\$ 325.114,87	\$ -	\$ 58.520,68	\$ 325.114,87	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 3.042.239,79	\$ 2.279.900,82	\$ 2.174.829,81	\$ 304.223,98	\$ 569.975,20	\$ 173.986,38	\$ 1.231.715,25	\$ 232.728,04	219.339,57
10	\$ (10,00)	\$ -	\$ 29.260,34	\$ 325.114,87	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 2.881.570,24	\$ 2.148.491,61	\$ 2.059.487,56	\$ 288.157,02	\$ 537.122,90	\$ 164.759,00	\$ 1.158.462,68	\$ 519.079,83	207.755,61
11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 2.671.047,66	\$ 2.292.344,24	\$ 1.899.277,57	\$ 267.104,77	\$ 573.086,06	\$ 151.942,21	\$ 1.300.211,21	\$ 798.551,41	192.577,34
12	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 2.425.343,11	\$ 2.046.639,69	\$ 1.678.143,48	\$ 242.534,31	\$ 511.659,92	\$ 134.251,48	\$ 1.158.193,98	\$ 1.015.026,15	174.862,52
13	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 2.158.556,24	\$ 1.778.854,82	\$ 1.438.037,09	\$ 215.855,82	\$ 444.963,70	\$ 115.042,97	\$ 1.003.982,32	\$ 1.178.202,97	155.627,85
14	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 1.881.659,92	\$ 1.502.956,50	\$ 1.188.828,61	\$ 188.165,98	\$ 375.739,13	\$ 95.106,29	\$ 843.945,10	\$ 1.297.476,60	135.664,02
15	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 1.603.531,60	\$ 1.224.828,18	\$ 938.513,12	\$ 160.355,16	\$ 305.207,05	\$ 75.081,05	\$ 683.186,93	\$ 1.381.436,50	115.611,51
16	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 1.331.594,78	\$ 952.891,36	\$ 657.769,98	\$ 133.155,48	\$ 238.222,84	\$ 55.501,60	\$ 526.007,44	\$ 1.437.648,17	96.005,39
17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 1.072.201,58	\$ 693.486,16	\$ 460.316,10	\$ 107.220,16	\$ 173.374,54	\$ 38.825,29	\$ 376.078,18	\$ 1.472.595,57	77.303,65
18	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 830.894,71	\$ 452.191,29	\$ 243.136,92	\$ 83.088,47	\$ 113.047,82	\$ 19.451,19	\$ 236.002,80	\$ 1.491.714,28	59.905,89
19	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 612.589,97	\$ 233.883,35	\$ 48.682,95	\$ 61.258,70	\$ 58.470,89	\$ 3.733,04	\$ 110.420,93	\$ 1.499.473,05	44.186,33
20	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 421.089,56	\$ 42.986,14	\$ (125.144,72)	\$ 42.168,96	\$ -	\$ -	\$ (19.549,35)	\$ 1.498.866,36	30.403,00
21	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 282.205,27	\$ (116.497,15)	\$ (268.679,08)	\$ 28.220,03	\$ -	\$ -	\$ (142.717,78)	\$ 1.491.283,67	16.904,58
22	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 137.804,36	\$ (240.889,06)	\$ (380.641,98)	\$ 13.760,44	\$ -	\$ -	\$ (254.079,49)	\$ 1.479.517,32	9.935,43
23	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 51.869,07	\$ (343.634,30)	\$ (497.983,16)	\$ 5.184,91	\$ -	\$ -	\$ (332.021,26)	\$ 1.466.178,56	3.738,66
24	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 378.703,42	\$ -	\$ 125.961,90	\$ 7.346,21	\$ (102.101,23)	\$ (125.866,33)	\$ 734,02	\$ -	\$ -	\$ (57.816,63)	\$ 1.455.912,88	544,07
Retinuta	\$ -	\$ -	\$ 971.683,44	\$ (1.031.676,32)	\$ 3.355.301,18	\$ 3.101,59	\$ 814.236,50	\$ 8.110.725,38	\$ 4.155.166,03	\$ 4.161.533,31	\$ 811.072,54	\$ 1.482.940,41	\$ 425.740,30	\$ 1.455.512,28	\$ 1.455.512,28	584.787,51

D.6) Análises de sensibilidade econômica complementares