FABIANO PINHEIRO RAMPAZZO

**ESTUDO DE VIABILIDADE DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE UMA
UNIDADE FLUTUANTE DE PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO
“FPSO” ACOPLADA A UM SISTEMA DE COMPLETAÇÃO SECA
“TLWP”**

São Paulo

2011

FABIANO PINHEIRO RAMPAZZO

**ESTUDO DE VIABILIDADE DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE UMA
UNIDADE FLUTUANTE DE PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO
“FPSO” ACOPLADA A UM SISTEMA DE COMPLETAÇÃO SECA
“TLWP”**

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

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

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

São Paulo

2011

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

São Paulo, 26 de maio de 2011.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Rampazzo, Fabiano Pinheiro

Estudo de viabilidade do sistema de ancoragem de uma unidade flutuante de produção e armazenamento “FPSO” acoplada a um sistema de completação seca “TLWP” / F.P. Rampazzo. -- São Paulo, 2011.

175 p.

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

**1. Estruturas flutuantes 2. Ancoragem (Estudo; Viabilidade)
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Naval e Oceânica II. t.**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a memória de meus pais,
ao amor da minha irmã e tios
e pela dedicação e amor do meu anjo chamado Carolina.

AGRADECIMENTOS

À minha família e amigos por todo apoio durante as horas difíceis da minha e pelo compartilhamento das alegrias obtidas.

Ao Professor Kazuo Nishimoto por todos esses anos de apoio ao meu desenvolvimento profissional e especialmente no decorrer desta dissertação.

Aos amigos do TPN, Edgard Borges Malta, Felipe Rateiro Pereira, Fabio Tadao Matsumoto, Pedro Myaki, Rafael Watai, Henrique Gaspar, Leonardo Fecchio e Paula Ruocco que ajudaram no desenvolvimento deste conceito.

Aos amigos da Petrobras, Roberto Edward Cruz e Eduardo Marçal Vilameá, pela dedicação, interesse e foco na viabilização deste conceito além da ótima companhia durante o acompanhamento dos ensaios no Japão e do aprimoramento realizado na Holanda.

Aos grandes amigos da Federal, Fernando Kabata, Luis Felipe B. Faria, Norberto Gama Jr., Rodrigo S. Muramoto e Victor Seneda por esses 15 anos de amizade e dedicação incondicional.

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

Ao Sr. Jairson de Lima e ao Professor Hernani Brinatti pela confiança atribuída na concessão da bolsa de mestrado. À ANP, por ter financiado parte da pesquisa através da concessão da bolsa de estudos de Mestrado.

ΕΠÍΓΡΑΦΕ

“Now this is not the end. It is not even the beginning of the end.

But it is, perhaps, the end of the beginning.”

Sir Winston Churchill, 1942

RESUMO

A produção de petróleo e gás em campos brasileiros é cada vez mais proveniente de regiões com águas profundas e situadas longe da costa, chegando a distâncias de mais de 100 km, como, por exemplo, na Bacia de Campos ou de Santos. Devido à falta de infra-estrutura e às características do petróleo desses campos, a cadeia de abastecimento e o sistema de exportação da produção possuem grande importância para a indústria *offshore*.

Uma maneira usual para a exportação da produção é através de dutos submarinos, onde o óleo e/ou a gás flui das plataformas diretamente para o continente. Com esta infra-estrutura é possível a utilização de sistemas de produção sem capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, torna-se desnecessário o uso de navios para o alívio da produção. No entanto, devido à qualidade do óleo e às distâncias entre os poços e a costa em alguns campos brasileiros, a utilização dos oleodutos mostra-se uma solução pouco viável. Por este motivo, é bastante comum o uso de FPSOs ou semi-submersíveis conectadas a sistemas auxiliares, como o FSO (*Floating Storage and Offloading*).

Nas plataformas, outra característica importante e desejada é tornar viável o uso de um sistema de completação seca (árvore de Natal acima da linha d'água) com o objetivo de diminuir, significativamente, os custos operacionais envolvidos. Esse tipo de completação é utilizado, com excelência, por unidade do tipo TLWP ou Spar, devido ao baixo nível dos movimentos e acelerações observadas nestas plataformas.

Entretanto, as condições ambientais severas amplificam as dificuldades para encontrar um sistema com grande capacidade de armazenamento e que permita o uso de completação seca. Neste contexto, pesquisadores e engenheiros estão sendo obrigados a desenvolver novos conceitos capazes de atender a essa demanda. Desta forma, uma nova solução, considerando um FPSO e uma TLWP operando a uma curta distância e trabalhando de forma acoplada com a conexão garantida por cabos sintéticos vem sendo estudada.

Essencialmente, o grande atrativo deste conceito é o fato de que toda a produção e o armazenamento são concentrados no FPSO e a TLWP é responsável pela perfuração e extração dos hidrocarbonetos através de *risers* verticais. Assim o sistema trabalhando de forma conjunta possui capacidade de armazenamento e permite o uso da completação seca.

Nesta dissertação, foi realizado um estudo sobre a evolução deste novo conceito, dividido em três fases. A primeira focada no dimensionamento do sistema de conexão e ancoragem das unidades e em uma investigação da interação hidrodinâmica entre as unidades de forma a mostrar a viabilidade do sistema.

A segunda fase, focada na validação dos resultados por meio da comparação com os testes realizados no modelo em escala do NMRI (National Maritime Research Institute - Japão). Finalmente, a terceira fase, com foco no redimensionamento do sistema de amarração e no sistema de conexão, com base nos resultados obtidos na segunda fase.

Palavras Chave: Sistema de produção acoplada, Tanque de Provas Numérico (TPN), Análise dinâmica acoplada, Análise no domínio do tempo, FPSO-TLWP, Completação seca.

ABSTRACT

The oil and gas production in Brazilian fields are commonly found in deep water and situated far away from the coast, reaching distances of more than 100 km as, for example, in the Campos Basin or Santos Basin. Due to the heavy oil and lack of pipeline infrastructure found in these fields, not only subsea equipments that must support high pressure but also logistics problems such as supply chain and production exportation system play an important role for the offshore industry.

A usual way to export the production is to concentrate it in hubs of submarine pipelines which flows the oil or gas from the platforms to the continent. This infrastructure makes possible the use of no storage production systems and, consequently, releases the use of the shuttle tanks employment. However, due to the quality of the oil and the distances between the wells and the coast, some Brazilian fields do not allow the use of the pipelines to export their production. For this reason, is quite common to use FPSO and semi-submersible aided by auxiliary systems such as the FSO (Floating Storage and Offloading) units.

Another important and desired characteristic of production platforms is to make it feasible to install a dry Christmas tree system aiming to decrease, significantly, operational costs involved. This feature is performed, with excellence, by TLWP and Spar units due to the low level of motions and accelerations observed in these platforms.

Harsh environmental conditions can bring difficulties to find a solution of a system with both storage and dry tree system capability. In this context, researchers and engineers are being forced to develop new technological systems capable to support this demand. In this way, a new solution considering a FPSO and a TLWP coupled in a short distance by synthetic ropes has being studied. Essentially, the attractive feature of this concept is the fact that the production is performed by the FPSO whereas the TLWP is responsible to support the risers and drilling facilities turning the system coupled, equipped with a dry Christmas tree and with the possibility to storage the production.

By now, the concept evolution has been divided in three phases. The first phase concerned about an advanced research focusing on the connection and mooring system development and the hydrodynamic interaction between the units and having in mind the verification of the concept feasibility.

The second phase, concerned about the results validation by a comparison with scale model tests performed in the NMRI (National Maritime Research Institute – Japan). Finally, the third phase, has the focus in the mooring and connection system resizing based on the results obtained on second phase.

Keywords: Coupled System, Numerical Offshore Tank (TPN), Fully Coupled analysis, Time domain simulation, FPSO-TLWP, Dry tree completion.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 MODELO ESQUEMÁTICO DO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA DE AMARRAÇÃO E CONEXÃO DO SISTEMA	3
FIGURA 2 PERSPECTIVA DO CAMPO DE PAPA TERRA [UPSTRAM (2010)]	5
FIGURA 3 RESERVAS MUNDIAIS E BRASILEIRAS DE PETRÓLEO [ADAPTADO DE EIA (2010)]	8
FIGURA 4 MAIORES RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO [ADAPTADO DE EIA (2010)]	8
FIGURA 5 RESERVAS MUNDIAIS E BRASILEIRAS DE GÁS [ADAPTADO DE EIA (2010)]	9
FIGURA 6 PLATAFORMA FIXA DE GUARICEMA [(PETROBRAS (2010A))]	10
FIGURA 7 FLUXOGRAMA DO CAMPO DE ALBACORA [PETROBRAS (2010B)]	12
FIGURA 8 PRINCIPAIS CAMPOS DAS BACIAS DE CAMPOS, SANTOS E DO ESPÍRITO SANTO ANTERIORES ÀS DESCOBERTAS DO PRÉ-SAL [PETROBRAS (2010B)]	13
FIGURA 9 CAMPO DE MARLIM [PETROBRAS (2010B)]	14
FIGURA 10 ÁREAS MAIS PROMISSORAS PARA EXPLORAÇÃO [PETROBRAS (2009)]	14
FIGURA 11 CONFIGURAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM SISTEMA DE PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL [ALTERADO DE: PETROBRAS (2010B)]	15
FIGURA 12 GASODUTOS E OLEODUTOS NO GOLFO DO MÉXICO (ALTERADO DE: OFFSHORE MAGAZINE (2010))	16
FIGURA 13 ARRANJO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO KIZOMBA A [BOLES & MAYHALL (2006)]	18
FIGURA 14 PLATAFORMA MONOCOLUNA DESENVOLVIDA ENTRE A PETROBRAS E O LABORATÓRIO TPN/USP	19
FIGURA 15 SISTEMAS DE PRODUÇÃO EM 2010 [ADAPTADO DE FEARNLEY OFFSHORE (2010)]	22
FIGURA 16 FPSO – P50 (AGÊNCIA PETROBRAS)	23
FIGURA 17 FPSO ANCORADO PELO SISTEMA (A) TURRET, (B) DICAS	24
FIGURA 18 COMPARAÇÃO DO RAIOS DE ANCORAGEM EM CATENÁRIA LIVRE E TAUT-LEG	25
FIGURA 19 PERÍODOS NATURAIS DE <i>HEAVE</i> TÍPICOS POR SISTEMA [MALTA (2010)]	26
FIGURA 20 (A) SEMI-SUBMERSÍVEL P-51 (AGÊNCIA BRASIL), (B) PERDIDO SPAR (UPSTREAMONLINE)	27
FIGURA 21 (A) A MOSES TLP (MODEC DESIGN), (B) FOUR STAR TLP (SBM DESIGN)	28
FIGURA 22 EFEITOS DA DERIVA DA TLP	28
FIGURA 23 (A) TÍPICO <i>RISER</i> DE PRODUÇÃO, (B) ILUSTRAÇÃO DOS COMPENSADORES DE MOVIMENTO	29
FIGURA 24 VISTA ESQUEMÁTICA DE TOPO	30
FIGURA 25 DETALHE DA CONEXÃO	30
FIGURA 26 SEGMENTO DA PATENTE DO SISTEMA [GOULART & CRUZ (2008)]	31
FIGURA 27 PRINCIPAIS POSIÇÕES ESTUDADAS, (A E B) - LATERAL E (C E D) - FRONTAL	32
FIGURA 28 VARIAÇÕES NO ARRANJO DAS CONEXÕES POR COLUNA, (A) 5 LINHAS RADIAIS, (B) 5 LINHAS PARALELAS, (C) 8 LINHAS RADIAIS E (D) 8 LINHAS PARALELAS	33
FIGURA 29 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA APÓS A 1ª ETAPA DO DESENVOLVIMENTO, (A) APROAMENTO E (B) DETALHE DAS LINHAS DE CONEXÃO	34
FIGURA 30 ARRANJO DO ENSAIO, (A) ISOMÉTRICA PELO BORDO DA TLWP, (B) FRONTAL	35
FIGURA 31 ARRANJO FINAL DO SISTEMA, (A) VISTA DE TOPO, (B) DETALHE DAS CONEXÕES	36
FIGURA 32 ARRANJO DO PROJETO WEST SENO [WETCH & WYBRO (2004)]	39
FIGURA 33 ENSAIOS DO PROJETO WEST SENO REALIZADOS NO MARIN [KORLOO ET AL. (2004)]	40
FIGURA 34 ARRANJO DO PROJETO DE KIZOMBA A [SANDSTROM ET AL. (2006)]	40
FIGURA 35 FLUXOGRAMA DE UMA ANÁLISE ACOPLADA [ALTERADO DE: SANDSTROM ET AL. (2006)]	41
FIGURA 36 ARRANJO DO PROJETO KIZOMBA A [SANDSTROM ET AL. (2006)]	42
FIGURA 37 TIPOS DE TANQUES DE PROVAS (ALTERADO DE: MALTA, 2010)	43
FIGURA 38 TIPOS DE TANQUES FÍSICOS, (A) TANQUE OCEÂNICO NMRI, (B) TANQUE OCEÂNICO CH-TPN, (C) TANQUE OCEÂNICO LABOCEANO, (D) TANQUE DE REBOQUE IPT, (E) TÚNEL DE CAVITAÇÃO MARIN, (F) TÚNEL DE VENTO IPT	44
FIGURA 39 SUPERFÍCIE DE CONTROLE DE CADA CORPO [MALENICA ET AL. (2005)]	47
FIGURA 40 MODULARIZAÇÃO DO CÓDIGO DO ANFLEX (2006)	50
FIGURA 41 MALHA DE ELEMENTOS FINITOS [SILVEIRA (2001)]	51
FIGURA 42 EXEMPLO DE UM SISTEMA COM CORPO SUBMERSO [NISHIMOTO (2005)]	53
FIGURA 43 FLUXOGRAMA DO PROCESSO GLOBAL DO TPN [ALTERADO DE LUZ ET AL. (2009)]	54
FIGURA 44 ASPECTO GERAL DO PRÉ-PROCESSADOR DO TPN – PREA3D (PRODUÇÃO PRÓPRIA)	55
FIGURA 45 <i>CLUSTER</i> PARA PROCESSAMENTO DO TPN	56
FIGURA 46 IMAGEM DO PÓS-PROCESSADOR DO TPN	57
FIGURA 47 (A) VISTA DE TOPO DA POSIÇÃO (A_{TLWP} E A_{FPSO}) COM A RESULTANTE DE FORÇAS = 0, (B) VISTA DE TOPO DA POSIÇÃO DE OPERAÇÃO DAS UNIDADES (B_{TLWP} E B_{FPSO}) COM AS CONEXÕES, (C) VISTA LATERAL DA POSIÇÃO (A_{TLWP} E A_{FPSO}) COM A	

RESULTANTE DE FORÇAS = 0, (D) VISTA LATERAL DA POSIÇÃO DE OPERAÇÃO DAS UNIDADES (B_{TLWP} E B_{FPSO}) COM AS CONEXÕES E (E) COMPARAÇÃO DAS POSIÇÕES (A_{TLWP} E A_{FPSO}) E (B_{TLWP} E B_{FPSO})	59
FIGURA 48 EQUILÍBRIO DO SISTEMA – CONDIÇÃO INCIDINDO NA TLP (ALTERADO DE CRUZ (2009))	60
FIGURA 49 DIMENSÕES PRINCIPAIS DO FPSO.....	61
FIGURA 50 ARRANJO DO DECK DA TLWP – FASE I.....	62
FIGURA 51 FLUXOGRAMA DE DIMENSIONAMENTO DA TLWP	63
FIGURA 52 DISCRETIZAÇÃO DO MODELO EM FATIAS	63
FIGURA 53 ASPECTO GERAL DOS CASCOS CONSIDERADOS NA PLANILHA	64
FIGURA 54 REGRESSÃO DA MASSA ESTRUTURAL POR ÁREA	66
FIGURA 55 FLUXOGRAMA DA REGRESSÃO DE MASSA ESTRUTURAL.....	67
FIGURA 56 DIAGRAMA COM OS OBJETIVOS, RESTRIÇÕES E DADOS DE ENTRADA.....	70
FIGURA 57 FLUXOGRAMA DE UM ALGORITMO GENÉTICO [TANCREDI (2008)].....	71
FIGURA 58 DIMENSÕES PRINCIPAIS DA TLWP	72
FIGURA 59 ANÁLISE DE ESTABILIDADE, (A) TANQUE AVARIADO NO CALADO DE TRANSPORTE E (B) TANQUE AVARIADO NO CALADO DE INSTALAÇÃO, (C) E (D) GRÁFICOS DE ESTABILIDADE.....	73
FIGURA 60 SISTEMA DE COORDENADAS GLOBAL (PRETO), LOCAL (AZUL) E ÂNGULO DE INCIDÊNCIA DAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS (VERMELHO).	74
FIGURA 61 IDENTIFICAÇÃO DAS LINHAS DE AMARRAÇÃO E NO DETALHE A DAS LINHAS DE CONEXÃO	75
FIGURA 62 IDENTIFICAÇÃO DOS 3 NÍVEIS DAS LINHAS DE CONEXÃO E DE ALGUNS TENDÕES.....	75
FIGURA 63 (A) COMPOSIÇÃO DAS LINHAS DE AMARRAÇÃO, (B) CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS.	77
FIGURA 64 MALHA DA TLWP – VISTAS DOS PAINÉIS	80
FIGURA 65 FPSO CALADO CHEIO - VISTA DOS PAINÉIS	81
FIGURA 66 DIREÇÃO DE INCIDÊNCIA DAS ONDAS UTILIZADAS NO WAMIT [®]	82
FIGURA 67 RAO <i>Heave</i> – TLWP – FPSO CALADO CHEIO, (A) TLWP DESACOPLADA, (B) INCIDÊNCIAS DE ONDA ENTRE 0 E 157.5º E (C) INCIDÊNCIAS DE ONDA ENTRE 180 E 337.5º.....	83
FIGURA 68 ESCALA DOS GRÁFICOS DE ELEVAÇÃO DA SUPERFÍCIE LIVRE	85
FIGURA 69 ELEVAÇÃO DA SUPERFÍCIE LIVRE POR PERÍODO E INCIDÊNCIA	86
FIGURA 70 COEFICIENTES DE ARRASTO HIDRODINÂMICOS DO FPSO.....	88
FIGURA 71 COEFICIENTES DE ARRASTO AERODINÂMICO DO FPSO.....	89
FIGURA 72 COEFICIENTES DE ARRASTO DA TLWP, (A) E (B) HIDRODINÂMICO (C) E (D) AERODINÂMICO.....	90
FIGURA 73 MODELO USADO PARA O CÁLCULO DA RIGIDEZ DO SISTEMA, (A) FPSO – MODELO DESACOPLADO, (B) TLWP – MODELO DESACOPLADO E (C) MODELO ACOPLADO COM A DISCRETIZAÇÃO DAS LINHAS.....	91
FIGURA 74 CÁLCULO DA RIGIDEZ DO SISTEMA, (A) SURGE FPSO – MODELO DESACOPLADO, (B) SURGE TLWP – MODELO DESACOPLADO, (C) SURGE MODELO ACOPLADO E (D) DIREÇÕES DE DESLOCAMENTO.....	92
FIGURA 75 PASSEIO DAS UNIDADES NO PLANO	95
FIGURA 76 GERAÇÃO DE ONDA CONCÊNTRICA NO <i>DEEP SEA BASIN</i>	96
FIGURA 77 TLWP, (A) MODELO GEOMÉTRICO E (B) MODELO NA ESCALA 1:100.....	97
FIGURA 78 FPSO, (A) MODELO GEOMÉTRICO E (B) MODELO NA ESCALA 1:100	98
FIGURA 79 (A) FOTO DO ARRANJO DO ENSAIO E (B) DETALHE DO SUPORTE DAS LINHAS	102
FIGURA 80 DEFINIÇÃO DA DIREÇÃO DAS ONDAS ENSAIADAS	104
FIGURA 81 LOCALIZAÇÃO DOS <i>GYROS</i> E DOS SENSORES DE MOVIMENTO (H1 ATÉ H5).....	104
FIGURA 82 LOCALIZAÇÃO DAS CÉLULAS DE CARGA DAS LINHAS, TENDÕES E CONEXÕES.....	105
FIGURA 83 ARRANJO DE LASTRO DO FPSO – CALADO CHEIO.....	105
FIGURA 84 ARRANJO DE LASTRO DO FPSO – CALADO VAZIO.....	106
FIGURA 85 ARRANJO DE LASTRO DA TLWP	106
FIGURA 86 ESPECTROS DE ONDA UTILIZADOS NOS ENSAIOS, (A) ESPECTRO DO TIPO <i>Whitenoise</i> , (B) MAR OPERACIONAL E (C) MAR EXTREMO	107
FIGURA 87 CONFRONTAÇÃO EXPERIMENTAL X NUMÉRICO DA RIGIDEZ DOS TENDÕES	108
FIGURA 88 SISTEMA DE COORDENADAS DOS MOVIMENTOS NO ENSAIO CATIVO	109
FIGURA 89 TESTE CATIVO - FPSO DESACOPLADO - INCIDÊNCIA DE ONDA 30º.....	110
FIGURA 90 TESTE CATIVO - TLWP DESACOPLADO - INCIDÊNCIA DE ONDA 30º.....	111
FIGURA 91 TESTE CATIVO - SISTEMA ACOPLADO - INCIDÊNCIA DE ONDA -90º.....	112
FIGURA 92 TESTE CATIVO - SISTEMA ACOPLADO - INCIDÊNCIA DE ONDA -60º.....	113
FIGURA 93 TESTE CATIVO - SISTEMA ACOPLADO - INCIDÊNCIA DE ONDA +90º	113
FIGURA 94 LEGENDA UTILIZADA PARA COMPARAÇÃO DOS ENSAIOS EM ONDA COM MODELO LIVRE	114
FIGURA 95 RAO DE YAW TRAÇADO A PARTIR DAS ONDAS REGULARES, (A) MODELO NUMÉRICO - TPN E (B) MODELO FÍSICO - NMRI	114

FIGURA 96 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M - SÉRIE TEMPORAL DA TRAÇÃO NAS CONEXÕES	115
FIGURA 97 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M - ZOOM DA SÉRIE TEMPORAL DA TRAÇÃO NAS CONEXÕES.....	116
FIGURA 98 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M- ESPECTRO DE FORÇA DOS TENDÕES	116
FIGURA 99 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M- SÉRIE TEMPORAL DA TRAÇÃO NOS TENDÕES.....	117
FIGURA 100 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M- ESPECTRO DE MOVIMENTOS DA TLWP.....	118
FIGURA 101 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M - ESPECTRO DE MOVIMENTOS DA FPSO.....	118
FIGURA 102 ONDA REGULAR - INCIDÊNCIA = +90° T= 13s H=2.6M- SÉRIE TEMPORAL DOS MOVIMENTOS DA TLWP.....	119
FIGURA 103 MAR EXTREMO – INCIDÊNCIA = 0° - ESPECTRO DE MOVIMENTO DA TLWP.....	120
FIGURA 104 MAR EXTREMO – INCIDÊNCIA = 0° - SÉRIE TEMPORAL DE TRAÇÃO NOS TENDÕES	121
FIGURA 105 MAR EXTREMO – INCIDÊNCIA = 0° - SÉRIE TEMPORAL DE MOVIMENTOS NO FPSO.....	121
FIGURA 106 MAR EXTREMO – INCIDÊNCIA = 0° - SÉRIE TEMPORAL DE MOVIMENTOS DA TLWP	122
FIGURA 107 ARRANJO SIMPLIFICADO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO	124
FIGURA 108 INCIDÊNCIA DAS ONDAS REGULARES.....	126
FIGURA 109 REPRESENTAÇÃO DE UM ARRANJO COM INCLINAÇÃO POSITIVA.....	127
FIGURA 110 TRAÇÃO NO TENDÃO BOMBORDO (kN) – EA DAS CONEXÕES =130000 kN	127
FIGURA 111 REAÇÕES NA TLWP DEVIDO A UM ROLL NO FPSO, (A) $z < 0$ E (B) $z > 0$	128
FIGURA 112 TRAÇÃO NO TENDÃO BOMBORDO (kN)	129
FIGURA 113 RESUMO DA TRAÇÃO DA CONEXÃO DE PROA	130
FIGURA 114 MÁXIMOS MOVIMENTOS DE ROLL DA TLWP	131
FIGURA 115 NOVO ARRANJO DO CONVÉS DA TLWP (A) VISTA FRONTAL, (B) CONVÉS DE PERFURAÇÃO, DETALHES DA ELEVAÇÃO +6,40 E +18,00, (C) CONVÉS DE PERFURAÇÃO, DETALHES DA ELEVAÇÃO +3,50 E +10,50 E (D) CONVÉS DE PRODUÇÃO.	133
FIGURA 116 ARRANJO FINAL DO SISTEMA DE PRODUÇÃO ACOPLADA FPSO-TLWP	134

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 DIMENSÕES PRINCIPAIS DO FPSO.....	62
TABELA 2 CATEGORIA DAS MASSAS CONSIDERADAS	66
TABELA 3 DIMENSÕES PRINCIPAIS DA TLWP	72
TABELA 4 LOCALIZAÇÃO DOS FAIRLEADS.....	76
TABELA 5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DOS TENDÕES	77
TABELA 6 CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DAS LINHAS DE NYLON	78
TABELA 7 PESOS E CENTROS DO SISTEMA DE AMARRAÇÃO E CONEXÃO	78
TABELA 8 MATRIZ DE MASSA - TLWP	80
TABELA 9 MATRIZ DE RESTAURAÇÃO - TLWP	80
TABELA 10 MATRIZ DE MASSA – FPSO CALADO CHEIO	81
TABELA 11 TRAÇÃO MÁXIMA NAS LINHAS	94
TABELA 12 DISTÂNCIA ENTRE COSTADOS.....	95
TABELA 13 PROPRIEDADES DA TLWP	97
TABELA 14 PROPRIEDADES DO FPSO	99
TABELA 15 AGRUPAMENTO DAS LINHAS DE AMARRAÇÃO DO FPSO	100
TABELA 16 AGRUPAMENTO DAS LINHAS DE AMARRAÇÃO E TENDÕES DA TLWP.....	100
TABELA 17 AGRUPAMENTO DAS LINHAS DE CONEXÃO.....	101
TABELA 18 CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS ENSAIADAS.....	102
TABELA 19 ONDAS ENSAIADAS.....	103
TABELA 20 DESLOCAMENTOS OBTIDOS NO TESTE DE RIGIDEZ	108
TABELA 21 PARÂMETROS VARIÁVEIS DA ANÁLISE	125
TABELA 22 ONDAS REGULARES UTILIZADAS NA SIMULAÇÃO	125
TABELA 23 TABELA DE EQUIPAMENTOS, PESOS E CENTROS	134

LISTA DE SÍMBOLOS

B	Boca da plataforma.
B_1	Matriz de amortecimento potencial.
B_2	Matriz de amortecimento quadrático potencial.
B_E	Matriz de amortecimento externo linear.
C	Matriz de restauração.
C_{cx}	Coefficiente de força de correnteza na direção do eixo “x” do sistema local de coordenadas, adimensionalizado pela área transversal exposta à correnteza.
C_{cy}	Coefficiente de força de correnteza na direção do eixo “y” do sistema local de coordenadas, adimensionalizado pela área transversal exposta à correnteza.
C_{cz}	Coefficientes de momento no plano “xy” do sistema local de coordenadas, devido à atuação da correnteza e adimensionalizado pela área longitudinal exposta à correnteza vezes o comprimento da plataforma.
C_A	Coefficiente de massa adicional.
C_D	Coefficiente de arrasto utilizado na formulação de Morison. Tem componentes transversais e longitudinais, indicadas pelos índices “t” e “l”, respectivamente.
C_M	Coefficiente de massa utilizado na formulação de Morison, sendo $C_M = C_A + 1$.
C_R	Matriz de amortecimento dos elementos de linha.
CG	Centro de gravidade de uma embarcação ou estrutura oceânica
cP	Centi-poise ou centésimo de Poise, equivalente à $cP = \frac{10^{-3} \text{ g}}{\text{cm} \cdot \text{s}}$.
d	Distância de lançamento horizontal da linha de produção ou linha de amarração.
D	Diâmetro hidrodinâmico da linha de produção.
EA	Rigidez Axial. É o produto do módulo de Young (E) pela área da secção transversal (A).
f_p	freqüência de pico (Hz).
f	Freqüência (Hz).
F_i	Força inercial adicional.
F_w	Força de onda de primeira ordem.
F_{md}	Força de onda de deriva média.
F_{sd}	Força de onda de deriva lenta.

F_{rh}	Forças de restauração hidrostática.
F_{pd}	Força devido ao amortecimento potencial.
F_{ed}	Força devido ao amortecimento externo.
F_{ed2}	Força devido ao amortecimento externo quadrático.
F_{wdd}	Força devido ao amortecimento de deriva de onda.
F_c	Força devido à correnteza, considerando a velocidade relativa entre a unidade flutuante e a correnteza do mar.
F_v	Força devido ao vento, considerando a velocidade relativa entre a unidade flutuante e a velocidade do vento.
F_{ld}	Força devido ao amortecimento das linhas.
F_{ldr}	Força de arrasto das linhas.
F_{lvd}	Força de carga dinâmica vertical das linhas.
F_{RI}	Forças inerciais dos elementos de linha.
F_{RExt}	Forças externas dos elementos de linha.
F_{RInt}	Forças internas dos elementos de linha.
g	Aceleração da gravidade.
H	Pontal da plataforma.
H_S	<i>Significant High</i> . Altura significativa de uma onda aleatória.
H_R	Altura da onda regular.
h	Profundidade da lâmina d'água.
I_{WL}	Inércia de linha d'água.
I_{xx}	Inércia de <i>roll</i> de uma unidade.
I_{yy}	Inércia de <i>pitch</i> de uma unidade.
I_{zz}	Inércia de <i>yaw</i> de uma unidade.
k	Número de onda.
K_R	Matriz de rigidez dos elementos de linha.
L	Comprimento da plataforma.
LDA	Lâmina D'água
M	Matriz de massa e inércia do corpo flutuante.

M_R	Matriz de massa e inércia dos elementos de linha.
m_R	Massa linear imersa da linha de produção.
m_{Ra}	Massa linear adicional da linha de produção.
n	Número do modo de vibrar da linha de produção.
T	Calado da plataforma.
T	Tração na direção da linha de produção ou linha de amarração.
T_H	Tração horizontal da linha de produção ou linha de amarração.
T_V	Tração vertical da linha de produção ou linha de amarração.
T_P	<i>Peak period</i> . Período de pico da onda aleatória.
T_e	Período de encontro da onda.
T_n	Período natural de oscilação.
T_R	Período da onda regular.
U	Velocidade de correnteza.
U_r	Velocidade de correnteza relativa ao sistema local de coordenadas. Tem componentes normais e transversais, indicadas pelos índices “n” e “t”, respectivamente.
$\dot{U}_{wn}$	Aceleração da correnteza projetada na direção normal do elemento da linha de produção.
$\dot{U}_{pn}$	Aceleração do elemento da linha de produção na direção normal.
$x \ \dot{x} \ \ddot{x}$	Respectivamente posição, velocidade e aceleração do corpo flutuante.
x_v	Centro de pressão da força de correnteza na direção “x” do sistema local de coordenadas.
y_v	Centro de pressão da força de correnteza na direção “y” do sistema local de coordenadas.
z_v	Centro de pressão da força de correnteza na direção “z” do sistema local de coordenadas.
θ	Ângulo da linha de produção com o plano horizontal nos elementos.
θ_L	Ângulo de topo da linha de produção com o plano horizontal.
ρ_a	Densidade da água.
Ψ_c	Ângulo de incidência da correnteza.
ω_n	Frequência angular natural de oscilação.

ω	Frequência angular da onda regular.
ω_e	Frequência angular de encontro da onda.
σ	Constante de Phillips. Parâmetro de forma ou largura do pico do espectro JONSWAP
γ	peakedness parameter. Parâmetro de amplificação do pico do espectro JONSWAP.

GLOSSÁRIO

<i>API</i>	<i>American Petroleum Institut.</i> Órgão responsável por normas e regulamentações na área de petróleo e gás.
<i>RAO</i>	<i>Response Amplitude Operator.</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo – Órgão regulador do setor de petróleo e gás natural no Brasil.
BCS	Bomba Centrífuga Submersa.
BDV	<i>BlowDown Valve.</i> Válvula de controle do fluxo de gás do poço.
<i>Beam sea</i>	Situação em que as ondas incidem no través da plataforma.
BOE	Barril de óleo equivalente, usado para expressar volumes de petróleo e gás natural na mesma unidade de medida (barris) pela conversão do gás nacional à taxa de 1.000m ³ de gás para 1m ³ de petróleo e 1m ³ de petróleo para 6,289941 barris de petróleo.
CA	<i>Oil defoamer.</i> Aditivo químico que funciona como agente anti espuma
CALM	<i>Catenary Anchor Leg Mooring.</i> Sistema de amarração com catenária livre. Muito utilizada em bóias para operações de alívio de óleo.
CC	<i>Corrosion Inhibitor.</i> Composto químico inibidor de corrosão
CD	<i>Water – in – oil Demulsifier.</i> Polímero desemulsificante cuja função é separar a água do óleo produzido.
CENPES	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello. Centro de Pesquisas da Petrobras criado em 1955 e atualmente passa por um grande processo de expansão.
<i>Cluster</i>	Grupo de processadores com alta capacidade, no qual é possível fazer a paralelização dos processos matemáticos que compõem a simulação numérica.
CS	<i>Scale Inhibitor.</i> Sistema inibidor de deposições nos <i>risers</i>
CZ	<i>H2S Scavenger.</i> Substância química adicionada para eliminar a formação de H ₂ S.
<i>Drag Force</i>	Força de arrasto; paralelo a direção do fluxo; criada pela diferença de pressão entre superfícies.
<i>Derrick</i>	Torre de perfuração, usada para posicionar o <i>riser</i> e realizar a perfuração.

DICAS	<i>Differentiated Compliance Anchoring System</i> . Sistema de amarração em que parte das linhas tem certa complacência e que, portanto, permite que a plataforma (normalmente do tipo FPSO) tenha a possibilidade de se posicionar de maneira melhor com relação às condições ambientais.
EPS	<i>Early Production System</i> . Sistema de produção antecipada.
ESDV	<i>Emergency Shutdown Valve</i> . Válvula instalada para isolar determinadas regiões da plataforma acionada por intermédio de um sistema rápido de acionamento.
FPDSO	<i>Floating Production Drilling Storage and Offloading</i> . Tipo de plataforma de petróleo, cuja característica principal é a capacidade de perfurar os poços e armazenar a produção.
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.
FPU	<i>Floating Production Unit</i> . Designação genérica para unidade de produção.
Gangway	Sistema de transbordo móvel ligando duas plataformas, ou uma plataforma à terra - Passadiço.
HCA	Helideck Certification Agency.
Heave	Movimento de translação na direção do eixo “z” do sistema de coordenadas. Em português o termo é Afundamento, entretanto é pouco utilizado mesmo em publicações nacionais.
Helideck	Heliporto localizado em uma plataforma fixa ou flutuante, regulamentado pelos órgãos internacionais ICAO e HCA.
HIPPS	<i>High Integrity Pressure Protection</i> . Sistema de segurança concebido para impedir o excesso de pressurização.
ICAO	International Civil Aeronautics Organizations.
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas. O IPT é um instituto vinculado à Secretaria de Desenvolvimento do Estado de São Paulo e dentre outros laboratórios estão o CNAVAL onde esta localizado um tanque de reboque e um túnel de cavitação e o CMF onde está localizado o túnel de vento.
IUPAC	<i>International Union of Pure and Applied Chemistry</i> . A União Internacional de Química Pura e Aplicada formulou algumas regras utilizadas para se nomear compostos orgânicos e inorgânicos.
IVAN	Furacão de categoria 5 na escala Saffir-Simpson que passou pelo Golfo do México em Setembro de 2004, com ventos de até 270 km/h.

JONSWAP *Joint North Sea Wave Atmosphere Program*. Espectro de onda estimado para mares que não são plenamente desenvolvidos.

KATRINA Furacão de categoria 5 na escala Saffir-Simpson que passou pelo Golfo do México em Agosto de 2005, com ventos de até 280 km/h. Juntamente com o **IVAN** foram os furacões com maior impacto no setor de óleo e gás presente no Golfo do México.

Laboratório TPN Laboratório da escola politécnica que conta com um tanque físico projetado para calibrar os coeficientes hidrodinâmicos do software e o segundo maior cluster de computadores do Brasil também está ali instalado. Nesta dissertação também poderá aparecer como TPN/USP.

Lift Force Força de sustentação, perpendicular a direção do fluxo, criada pela diferença de pressão entre superfícies.

LOA *Length overall*. Comprimento máximo do navio.

Lpp Comprimento entre perpendiculares.

Lumped Mass Método de modelagem de linhas, nos quais a massa do elemento é concentrada em um nó.

Manifold Conjunto de tubulações e válvulas destinadas a controlar, distribuir o fluxo do poço.

MARIN *Maritime Research Institute Netherlands*. Instituto de Pesquisa Marítima Holandês onde entre outros estão localizados um túnel de cavitação.

MBL *Minimum Breaking Load*. É a tração máxima que o fabricante da amarra ou do cabo de aço garante a integridade do mesmo.

Monocoluna 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 (*heave*), devido a um grande orifício central, vertical e interno ao casco (chamado *moonpool*), no qual o movimento da água pode atuar no sentido de atenuar o movimento vertical da plataforma.

MonoGoM Projeto de unidade monocoluna desenvolvido especificamente para as condições de operação do Golfo do México e como seus sistemas dimensionados para operar nas novas condições decorrentes dos furacões *IVAN* e *KATRINA*.

MIT Massachusetts Institute of Technology. Universidade de educação e pesquisa privada localizado em Cambridge, Massachusetts, nos Estados Unidos.

- NMRI** *National Maritime Reserach Institute*. Instituto de pesquisa marítima nacional do Japão onde dentre outros está localiza o tanque oceânico *Deep Sea Basin*.
- Número de Froude**Adimensional referente aos efeitos potenciais, ou seja, de origem gravitacional. Em um sistema oceânico os efeitos de 1ª ordem são regidos pelos efeitos potenciais.
- Número de Reynolds**Adimensional que corresponde à razão entre a força inercial e a força viscosa em um escoamento. Em um sistema oceânico os fenômenos viscosos provocam um impacto maior nos *risers* e outras linhas submersas.
- Número K-CNúmero de Keulegan-Carpenter**. Adimensional que descreve a importância relativa entre a força de arrasto e a inércia de um sistema oscilando em um fluido.
- Pitch** Movimento de rotação em torno do eixo “y” do sistema de coordenadas. Em português o termo é Caturro ou Arfagem, entretanto é pouco utilizado mesmo em publicações nacionais.
- Pontoon** ou pontãoParte submersa da plataforma semi-submersível, aos quais as colunas são conectadas.
- PREADYN**Algoritmo de projeto de linhas oceânicas (produção e amarração), utilizado no TPN.
- Riser** Tubos que ligam a plataforma de petróleo ao fundo do mar, com o objetivo de trazer a produção de óleo e/ou gás. Podem ser rígidos ou flexíveis. Neste texto, também denominado por linha de produção.
- Roll** Movimento de rotação em torno do eixo “x” do sistema de coordenadas. Em português o termo é Jogo, entretanto é pouco utilizado mesmo em publicações nacionais.
- Saffir-Simpson**Escala de classificação dos furacões, desenvolvida em 1971 pelo engenheiro civil Herbert Saffir e pelo meteorologista Bob Simpson, cuja divisão é feita em função da velocidade dos ventos. Ela é uma escala logarítmica e a máxima velocidade do vento (em milhas por hora) de uma categoria é estimada pela equação $83 \times 10^{c/15}$, onde $1 < c < 4$.
- SCR** *Steel Catenary Riser*, Riser de aço em catenária livre. Utilizado sempre que possível devido aos seus reduzidos custos quando comparados ao flexível e devido a conhecimento de seu comportamento em diversas condições
- 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.

SMS	<i>Spread Mooring System</i> . Sistema em que a plataforma fica ancorada por diversos pontos. Pode ser utilizada em semi-submersíveis ou FPSOs.
<i>Surge</i>	Movimento de translação na direção do eixo “x” do sistema de coordenadas. Em português o termo é Avanço, entretanto é pouco utilizado mesmo em publicações nacionais.
<i>Sway</i>	Movimento de translação na direção do eixo “y” do sistema de coordenadas. Em português o termo é Deriva, entretanto é pouco utilizado mesmo em publicações nacionais.
SWHP	<i>Surface Well-Head Platform</i> . Nomenclatura utilizada para descrever as plataformas cabeça de poço.
TDP	<i>Touch Down Point</i> – TDP. Ponto em que os <i>risers</i> tocam o leito do mar. Durante a excitação dinâmica do <i>riser</i> , este ponto se altera o que acaba por caracterizar uma região de pontos de toque, ou <i>Touch Down Zone</i> – TDZ.
<i>Tender barge</i>	Navios ou barcas equipados com casaria, <i>helideck</i> , área de tancagem, equipamentos de perfuração, área de armazenagem cuja finalidade é realizar operações de perfuração ou <i>workover</i> em campos sem essa infra-estrutura. Nesta dissertação também pode aparecer como DTV.
TLD	Teste de Longa Duração. Sistema de produção antecipada, utilizado para produção em escala não comercial cujo objetivo principal é obter informações que orientem e permitam um ajuste no programa de desenvolvimento do campo, otimizando os custos de exploração e reduzindo a duração do ciclo de desenvolvimento do campo.
TLP	<i>Tension Leg Platform</i> . Tipo de amarração em que a plataforma tem amarração vertical, feita por tendões de aço extremamente tracionados.
TPN	Tanque de Provas Numérico. Simulador dinâmico multicorpos no domínio do tempo, capaz de realizar análises acopladas com posicionamento dinâmico, com efeito de segunda ordem, entre outros efeitos. Nesta dissertação sempre que a sigla aparecer sozinha era ser referenciando o software.
TPN/USP	Laboratório da escola politécnica que conta com um tanque físico projetado para calibrar os coeficientes hidrodinâmicos do software e o segundo maior cluster de computadores do Brasil também está ali instalado. Nesta dissertação também poderá aparecer como Laboratório TPN.
TPNView	Pós-processador desenvolvido pela equipe do laboratório TPN, para visualizar o comportamento global da unidade através de imagens tridimensionais, além das

estatísticas a respeito dos comportamentos dinâmicos calculados pelo simulador TPN.

- TTR** *Top Tensioned Riser*. Riser de aço cuja instalação é vertical e sua tração no topo é garantida por um compensador de movimento.
- Turret** Sistema de amarração em que todas as linhas (amarração e de produção) são conectadas ao *turret*, uma estrutura portante que permite que a plataforma (normalmente do tipo FPSO) gire em torno das linhas e fique alinhada com a condição ambiental predominante.
- VIM** *Vortex-Induced Motions*. São movimentos induzidos no corpo; pela geração de vórtices alternados, entretanto esse termo é mais utilizado quando o fenômeno ocorre em plataformas, principalmente as do tipo SPAR e Monocolumnas.
- VIV** *Vortex-Induced Vibrations*. São movimentos induzidos no corpo; pela geração de vórtices alternados, nesta dissertação geralmente o termo em é empregado quando o fenômeno ocorre em cilindros submersos, principalmente nos *risers*.
- WAMIT[®]** *Wave Analysis do MIT*. Algoritmo de análises hidrodinâmica, esse programa utiliza o método de elementos de contorno (Boundary Element Method - BEM), para solução do problema potencial.
- Workover** Processo de manutenção ou reparo de um poço produção existente com a finalidade de restaurar, prolongar ou reforçar a produção de hidrocarbonetos.
- Yaw** Movimento de rotação em torno do eixo “Z” do sistema de coordenadas. Em português o termo é Guinada, entretanto é pouco utilizado mesmo em publicações nacionais.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	II
AGRADECIMENTOS	III
EPÍGRAFE	IV
RESUMO	V
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS	XII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSSÁRIO	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. APRESENTAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. JUSTIFICATIVA	4
1.3.1. Sistema de Papa Terra	4
1.4. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	6
2. HISTÓRICO DO PROBLEMA	7
2.1. VISÃO GERAL DA EXPLORAÇÃO OFFSHORE	7
2.1.1. Comparação das Reservas no Brasil e no Mundo	7
2.1.2. Cenário Brasileiro de Exploração Offshore	10
2.1.3. Soluções atualmente utilizadas em grandes lâminas d'água	16
2.2. EVOLUÇÃO DO CONCEITO FPSO-TLWP	20
2.2.1. Definição da unidade de produção e armazenamento do sistema estudado	21
2.2.2. Definição da unidade de Cabeça de Poço do sistema estudado	26
2.2.3. Concepção inicial do sistema	29
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	37
3.1. SISTEMAS DE PRODUÇÃO ACOPLADA	38
3.2. METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ACOPLADOS	43
3.2.1. Tanque de Provas Físico	43
3.2.2. Modelos Numéricos	46
3.2.3. Principais Códigos	48
3.2.4. Código de simulação TPN	52
4. MODELAGEM DO SISTEMA & VALIDAÇÃO	58
4.1. CONCEITO BASE DO SISTEMA DE ANCORAGEM E ACOPLAMENTO ENTRE AS UNIDADES	58
4.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO SISTEMA	61
4.2.1. Dimensões Principais do FPSO	61
4.2.2. Dimensionamento da TLWP	62
4.2.3. Sistema de ancoragem e conexões	73
4.3. MODELO NUMÉRICO	79
4.3.1. Modelagem completa no TPN	79
4.4. ENSAIOS EM ESCALA NO TANQUE DE PROVAS FÍSICO PARA VERIFICAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO	96
4.4.1. Arranjo das conexões e do sistema de ancoragem ensaiado	99
4.4.2. Ensaios realizados, itens medidos e calibração dos modelos	102
4.5. RESULTADOS NUMÉRICOS E EXPERIMENTAIS (ESTUDO COMPARATIVO)	108
4.5.1. Teste de rigidez	108
4.5.2. Ensaio Cativo	109
4.5.3. Ensaio em Ondas Regulares com Modelo Livre	114
4.5.4. Ensaio com Onda Irregular – Mar extremo	120

5. APERFEIÇOAMENTO DO SISTEMA.....	123
5.1. ACOPLAMENTO DINÂMICO DO <i>ROLL</i> DO FPSO COM A TLWP.....	124
5.1.1. <i>Resultados para incidência 0°</i>	126
5.2. ARRANJO DO SISTEMA - FASE II	132
6. CONCLUSÕES	135
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137

1. INTRODUÇÃO

1.1. APRESENTAÇÃO

Um dos maiores desafios para a exploração de hidrocarbonetos no que tange aos sistemas flutuantes é o desenvolvimento de uma unidade capaz de agregar o uso de completação¹ seca com sonda de perfuração e intervenção nos poços e que seja capaz de armazenar os hidrocarbonetos produzidos.

Essa integração tem sua importância acrescida exponencialmente em função do aumento da lâmina d'água e da infra-estrutura submarina presente na provável região que receberá o sistema de produção. Atualmente podem ser delimitadas duas vertentes para obtenção dessa integração.

A primeira é o desenvolvimento de novos cascos que obtenham uma grande redução no nível de movimentos quando excitados por uma condição ambiental e, dessa forma, tornem possível o uso de completação seca. Podem ser citados o desenvolvimento das plataformas tipo Monocoluna e os estudos do FPDSO.

Uma segunda vertente é tornar essa integração possível através da utilização de dois sistemas flutuantes operando de forma integrada, sendo um responsável pela extração e o outro pelo armazenamento e produção. Essa solução vem sendo utilizada e aprimorada desde 2003 com o início das operações do sistema integrado de West Seno, Chudanov et al. (2004), onde as unidades estão a uma distância aproximada de 140m. Já em 2004 foram iniciadas as operações de Kizomba A e posteriormente de Kizomba B, como apresentado por Boles & Mayhall (2006), onde as unidades estão a uma distância de 200m e finalmente no campo de Papa Terra como mostrado em SUBSEA IQ (2010), com início das operações previsto para 2013 e com distância entre as unidades de 350m.

¹ A completação compreende todas as atividades necessárias realizadas após a perfuração de um poço de modo a permitir que o poço possa operar de forma segura e econômica para produzir o petróleo. Existem dois tipos de completação, a seca é caracterizada pelo posicionamento do sistema de cabeça de poço na plataforma e a molhada é caracterizada pelo posicionamento do sistema de cabeça de poço no leito marinho.

Dessa forma, a presente pesquisa desenvolveu um procedimento para o dimensionamento de um sistema de conexão entre a unidade cabeça de poço (TLWP) e a unidade de armazenamento (FPSO), de modo a reduzir a distância entre costados para 50m e aumentar o compartilhamento de equipamentos, tendo como consequência uma maior racionalização nos custos do sistema.

1.2. OBJETIVOS

O foco de estudo dessa dissertação foi desenvolver uma metodologia para dimensionar um sistema de ancoragem e conexão que reduza a distância entre os costados de um FPSO e uma TLWP à 50m de modo a permitir uma minimização das dimensões da unidade cabeça de poço (TLWP) através da redução das redundâncias.

O objetivo é conseguir um sistema de posicionamento que mantenha o acoplamento dos movimentos de *surge* e *sway* entre as unidades, mas que mantenha os movimentos de *heave*, *roll* e *pitch* desacoplados. Essa condição é necessária para permitir que tanto os *risers* de produção quanto os de perfuração possam trabalhar com um comportamento similar a uma unidade isolada e assim permitir o uso da completação seca. A garantia de acoplamento dos movimentos de *surge* e *sway* é necessária para reduzir os riscos durante a movimentação de pessoas entre as unidades e assim eliminar a redundância de estruturas e equipamentos como a casaria, o *helideck*, entre outros.

Ao tornar essa configuração possível, outros ganhos inerentes ao projeto também são viabilizados como a utilização dos tanques do FPSO para armazenar os líquidos de perfuração, a planta de geração e o armazenamento dos *risers* e equipamentos para intervenção nos poços. Um sistema de ancoragem que torne esse sistema viável a uma curta distância, aproximadamente 50m, pode representar uma economia da ordem de 10^8 dólares no custo final do projeto e em um cenário como o do pré-sal, que será detalhado posteriormente, com uma demanda estimada de 50 sistemas de produção essa economia pode ser um grande diferencial para o desenvolvimento sustentável dessa província petrolífera.

Esse acoplamento é garantido através de um sistema de ancoragem assimétrico que devido ao desequilíbrio de forças tem a tendência de afastar as unidades. O acoplamento e a manutenção da distância são garantidos através de um feixe de linhas de conexão entre as duas unidades. A Figura 1 apresenta um modelo esquemático do comportamento do sistema, com as linhas de amarração e os tendões desenhados em vermelho, a força resultante das linhas para cada corpo, F_{RFPSO} e F_{RTLWP} , destacadas em verde e as linhas de conexão indicadas pela seta de cor azul.

Figura 1 Modelo esquemático do funcionamento do sistema de amarração e conexão do sistema

Dessa forma, o sistema de amarração e conexão além de respeitar os critérios regularmente utilizados em projetos normais como os apresentado em API (1996)² para as linhas e em API (1998)³ para os tendões deve atender aos requisitos de um sistema que compartilha a planta de geração (linhas de energia passando entre as unidades), os fluídos de perfuração (linhas para transferência de lama, cimento, etc.) e o sistema de queima de gás (único *flare*) além de garantir uma constante passagem de pessoas (presença de uma *gangway* durante a operação).

² API RP 2SK Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures. Norma utilizada para balizar o dimensionamento dos sistemas de ancoragem e amarração.

³ API RP2T Recommended Practice for the Planning, Design, and Construction of Tension Leg Platforms. Norma utilizada para balizar o dimensionamento de TLPs

1.3. JUSTIFICATIVA

Como citado anteriormente, atualmente existem duas grandes vertentes de pesquisa bem distintas, no que tange ao desenvolvimento de sistemas flutuantes com capacidade de armazenamento. Uma focada no desenvolvimento de novas formas e geometrias e a outra focada na integração de duas ou mais unidades de maneira a atender os requisitos técnicos e econômicos que viabilizam a produção de determinado campo.

Levando-se em consideração que o tempo necessário para desenvolver a integração de duas unidades amplamente conhecidas e utilizadas em todo mundo, como os FPSOs e as TLPs é significativamente menor quando comparado com o tempo de maturação⁴ do projeto de um novo formato de casco, seja uma Monocoluna ou um FPDSO. E tendo em vista os aspectos políticos e econômicos que estimularam a decisão de uma exploração acelerada dos campos de petróleo da região do Pré-Sal brasileiro, optou-se em focar a pesquisa na integração das unidades como forma de disponibilizar ao mercado uma utilização mais rápida dos resultados obtidos por essa dissertação de mestrado.

O foco desta pesquisa na integração de duas unidades é extremamente relevante pois existe um sistema previsto para ser instalado no Brasil em 2013 cujas premissas são similares às adotadas nesta dissertação e isso permitirá que algumas conclusões obtidas neste trabalho sejam utilizadas na melhoria dos próximos projetos de sistemas acoplados. Os detalhes do sistema que começará a operar em 2013 são apresentados no item 1.3.1.

1.3.1. Sistema de Papa Terra

Comprovando a tendência do agrupamento das unidades como forma aproveitar as vantagens de cada casco pode ser citado o campo de Papa Terra⁵, cujo projeto está orçado em aproximadamente US\$ 5,2 bilhões e tem expectativa de recuperar 380 milhões de barris; conforme mostrado em SUBSEAIQ (2010); onde uma TLWP (P-61) será instalada a uma distância de 350m de um FPSO (P-63) com a transferência de hidrocarbonetos através de mangotes a meia água.

⁴ A maturação de um novo conceito de casco compreende a criação, desenvolvimento, certificação e transferência da curva de aprendizado dos centros de pesquisa para os projetistas.

⁵ Campo de Papa Terra é operado pela Petrobras (67,5%) com participação da Chevron (32,5%) está localizado no bloco BC-20 da Bacia de Campos, a 110 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, em uma lâmina d'água de 1.200 metros. O sistema é projetado para produzir 140.000bpd e 990.000m³ de gás por dia.

Todo desenvolvimento, engenharia, manutenção e instalação da P-61 é de responsabilidade da FloaTEC e a construção será realizada pelo estaleiro brasileiro Keppel's BrasFELS. Entretanto, os componentes críticos como tendões, módulos de flutuação temporária e estacas serão confeccionados na fábrica americana da J Ray na Louisiana.

A BW Offshore e o grupo brasileiro QUIP são responsáveis pela conversão do ULCC BW Nisa na plataforma P-63.

Figura 2 Perspectiva do campo de Papa Terra [Upstram (2010)]

O sistema projetado para o campo de Papa Terra pode ser usado como caso base de comparação, pois será instalado em uma região com lâmina d'água equivalente a do sistema aqui estudado e deve desempenhar funções semelhantes. Logo é o caso mais apropriado para comparações em relação aos outros citados posteriormente.

A comparação com esse projeto poderá ser realizada também em função dos aspectos econômicos do sistema já que a operação de forma acoplada evitará a redundância de equipamentos e compartilhará área de tancagem para armazenamento dos fluidos de perfuração, casaria, etc. de forma a reduzir a carga de convés que a TLWP precisará suportar. Como a dimensão dos tendões é diretamente proporcional à carga de convés da plataforma e à lâmina d'água e seu custo pode representar cerca de 20% do valor total do sistema, pode-se estimar um ganho potencial da ordem de 5% do projeto, o que neste caso representaria algo em torno de US\$ 200 milhões.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O capítulo 2 - Histórico do problema, está dividido em duas grandes partes. A primeira apresenta uma descrição das reservas de petróleo, dos principais campos offshore mundiais e uma evolução dos sistemas de produção, sempre buscando fazer uma correlação com as demandas brasileiras. Na segunda parte será apresentada a evolução do conceito de uma unidade do tipo TLWP acoplada a uma unidade do tipo FPSO.

No capítulo 3 - Revisão Bibliográfica, será discutido resumidamente as principais ferramentas de análise e projetos de sistemas offshore assim como os principais aspectos da análise acoplada.

No capítulo 4 - Modelagem do Sistema & Validação, são apresentados os dados das unidades e de seus principais subsistemas e em seqüência a modelagem numérica e a confrontação com o modelo experimental.

No capítulo 5 - Aperfeiçoamento do Sistema, é apresentada a modelagem simplificada utilizada para verificação do impacto do acoplamento dinâmico devido as linhas de conexão e na seqüência são apresentados os aspectos aperfeiçoados no sistema final em função da curva de aprendizado obtida ao longo de todo processo.

Finalmente no capítulo 6 - Conclusões, são apresentadas as conclusões desta dissertação e as considerações finais do trabalho desenvolvido.

2. HISTÓRICO DO PROBLEMA

2.1. VISÃO GERAL DA EXPLORAÇÃO *OFFSHORE*

Neste capítulo serão apresentados os principais aspectos da exploração e produção de óleo em águas profundas e ultra-profundas passando pelo cenário brasileiro e os principais desafios das novas fronteiras produtoras.

2.1.1. Comparação das Reservas no Brasil e no Mundo

As reservas mundiais de petróleo aumentaram ao redor de 34% nos últimos vinte anos, como pode ser observado na Figura 3, enquanto o Brasil presenciou um crescimento nas suas reservas provadas (reservas tipo SEC⁶) da ordem de 450%, isso quer dizer um incremento de 9.4 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE). Cerca de 80% do aumento nas descobertas brasileiras ocorreram a partir do final de 1998 em novas províncias petrolíferas como o parque das Baleias e o Pré-Sal⁷ no estado do Espírito Santo e em novos campos na Bacia de Campos. Espera-se, contudo, ainda um incremento, nas estimativas mais conservadoras, na ordem de 9,5 bilhões de barris segundo dados apresentados em PETROBRAS (2009), na região do pré-sal na bacia de Santos⁸.

⁶As 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") nº 25

⁷ A camada pré-sal refere-se a um conjunto de reservatórios mais antigos que a camada de sal depositadas durante a última fase de mar raso e de clima semi-árido/árido (1 a 7 Milhões de anos). A primeira descoberta de reserva petrolífera no pré-sal ocorreu no litoral brasileiro e são as maiores reservas identificadas até o momento, entretanto existe um trabalho de mapeamento no litoral da África, Mar Cáspio e Golfo do México.

⁸ As reservas 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 3 Reservas Mundiais e Brasileiras de petróleo [adaptado de EIA (2010)]

Figura 4 Maiores reservas mundiais de petróleo [adaptado de EIA (2010)]

Como pode ser observado na Figura 4 o crescimento das reservas brasileiras transformou o país no 15º país em reservas provadas⁹. Nas estimativas mais conservadoras¹⁰ (destaque da coluna verde) o Brasil se tornaria pelo menos o 12º país em reservas gerando uma infinidade de oportunidades e desafios tanto tecnológicos como da logística física e financeira para a extração deste óleo.

⁹ O grande salto nas reservas de petróleo do Canadá se deve a incorporação de 174 bilhões de BOE provenientes das areias betuminosas, decisão avalizada pelo ERCB (Energy Resources Conservation Board)

¹⁰ Essas estimativas são referentes apenas as reservas dos campos de Tupi e Iara. É sabida a comprovação da descoberta de óleo em outros campos, tais como Corcovado (BM-S-52), Bem-te-vi (BM-S-8), Caramba (BM-S-21), Jupiter (BM-S-21), Guará e Carioca (BM-S-9) e os poços perfurados pela ANP, Franco e Libra. Segundo estimativas oficiosas esses campos podem representar um aumento de 16 Bilhões de boe que tornariam o Brasil no 8º país com maior reserva do mundo.

Também pode ser observada uma variação semelhante nas reservas de gás, como aponta a Figura 5.

Figura 5 Reservas Mundiais e Brasileiras de gás [adaptado de EIA (2010)]

A localização e as características das recentes reservas de óleo e gás descobertas vem provocando uma alteração significativa nos sistemas de exploração e conseqüentemente exigindo o uso de novas tecnologias para viabilizar a comercialização desses produtos.

2.1.2. Cenário Brasileiro de Exploração *Offshore*

Para ilustrar a evolução ocorrida nos sistemas de produção ao longo dos anos será apresentado a seguir um breve histórico da exploração de petróleo *offshore* nos campos brasileiros¹¹ através de uma linha do tempo e o impacto dessa demanda para o meio acadêmico brasileiro:

- Anos 50 - A indústria petrolífera no Brasil era formada basicamente por técnicos estrangeiros que buscavam aplicar a tecnologia desenvolvida no exterior para a prospecção. Ao final dos anos 50 surgem os primeiros cursos de geologia (57 na USP e 58 na UFRJ) e engenharia naval (56 na USP¹²). O desafio era centralizar e analisar as sísmicas dos campos *offshore*.
- 1968 – Início da Produção no Campo de Guaricema em uma lâmina d'água de 80m na Bacia do Sergipe.

Figura 6 Plataforma fixa de Guaricema [(PETROBRAS (2010a)]

- 1974 - Descoberta de óleo na Bacia de Campos. Os principais desafios tecnológicos estavam relacionados aos flutuantes e *risers* para lâminas d'água superiores a 200m.

¹¹ Como a Petrobras foi à empresa operadora durante o monopólio estatal a maior parte do histórico foi obtida em seu site, referência 0

¹² Através do decreto Estadual nº 25.230 de 1955 criou-se o curso Engenharia Naval com as opções: Estruturas, Máquinas e Eletrônica, entretanto, o curso tomou forma a partir da assinatura do 1º convênio entre o Ministério da Marinha e a USP para os fins de manutenção de um curso para formação de Engenheiros de Construção Naval na EPUSP. Primeiro projeto de navio realizado pelo curso de Construção Naval da Politécnica: navio Professor Besnard, navio projetado por solicitação do Instituto Oceanográfico da USP e ainda hoje em uso. Durante os anos 80, o Departamento de Engenharia Naval expandiu suas atividades, incorporando novos temas como engenharia de materiais e tecnologia de exploração em águas profundas. Desde 1990, o departamento recebeu o nome de Departamento de Engenharia Naval e Oceânica

- 1977 - Têm início a produção comercial no campo de Enchova, em seguida nos campos de Garoupa, Pargo, Namorado, Badejo, Bonito, Cherne e Pampo. Todos com lâmina d'água até 400m. Dá-se início as primeiras adaptações de semi-submersíveis de perfuração para produção.
- 1984 - Descoberta dos campos gigantes em águas profundas. Campos de Albacora e Marlim.
- 1986 - Criação do PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, objetivando o melhoramento tecnológico e a viabilização do uso de semi-submersíveis entre 400 -1500m de LDA bem como o uso de navios em turret ou com posicionamento dinâmico. Entre 1986 e 1992 o programa contou com a cooperação de 15 universidades e/ou centros de P&D Nacionais e 13 Internacionais. O programa também contou com a participação de 41 indústrias nacionais e 11 internacionais na fabricação de equipamentos utilizados no PROCAP.
- 1987 - Início da produção do Campo de Albacora. A infraestrutura atual conta com duas plataformas, uma semi-submersível (P-25) e um FPSO (P-31), 34 poços produtores, com LDA variando entre 150 e 1100m, cujo pico de produção (199.800 boe/d) ocorreu em 1998 e hoje se situa em torno de noventa mil barris por dia. Este ainda é um campo em desenvolvimento com perfurações previstas até 2011.

Figura 7 Fluxograma do campo de Albacora [PETROBRAS (2010b)]

- 1993 - Lançamento do PROCAP 2000, focado na viabilização da produção em LDA's de até 2.000m cujos principais resultados foram o uso de SCR, usado pela primeira vez em uma semi-submersível (P-18) no campo de Marlim em 1999, desenvolvimento da estaca torpedo, do sistema de ancoragem DICAS e o uso de fibras sintéticas como o poliéster, usado pela primeira vez no mundo em 1998 nas unidades P-19, P-26 e P-27. Entre 1993 e 1998, o programa contou com a cooperação de 13 universidades e/ou centros de P&D nacionais e 20 internacionais. O programa também contou com a participação de 11 indústrias nacionais e 60 internacionais na fabricação de equipamentos utilizados no PROCAP2000.
- 1997 - Quebra do monopólio estatal por meio da Emenda Constitucional nº9, de 09 de Novembro. Produção Brasileira concentrada na Bacia de Campos, cerca de 80% da produção.
- 1998 - Definição do uso de um grande volume de recursos em P&D provenientes dos royalties, conforme BRASIL (1998b) e da participação especial em grandes campos como determinado em BRASIL (1998a).
- 2006 - Anunciado a descoberta de indícios de petróleo na camada pré-sal.

- 2009 - Início da operação do TLD de Tupi.

Figura 8 Principais campos das Bacias de Campos, Santos e do Espírito Santo anteriores às descobertas do pré-sal [PETROBRAS (2010b)]

As descobertas responsáveis pelo grande incremento das reservas brasileiras estão localizadas em uma região com lâmina d'água variando entre 400 e 2.000 metros da Bacia de Campos, Rio de Janeiro e no parque das Baleias, Espírito Santo. A produção nesses campos é dividida entre 16 FPSO's sendo 90% deles em LDA's acima de 800m, 13 semi-submersíveis das quais 75% em LDA's inferiores a 800m e 13 plataformas fixas em LDA's máximas de 170m.

Entretanto, devido à inexistência da capacidade de armazenamento das plataformas semi-submersíveis é necessária a presença de infraestrutura submarina; principalmente de gasodutos e oleodutos até uma monobóia ou plataforma fixa, como é o caso do campo de Marlim onde a plataforma de Namorado, PNA-1, localizada em uma LDA de 145m, exerce essa função. O fluxograma do campo de Marlim é apresentado na Figura 9.

Figura 9 Campo de Marlim [PETROBRAS (2010b)]

O que facilitou a exploração dessas reservas foi a presença de uma grande infraestrutura instalada ao longo dos últimos 30 anos, principalmente uma grande rede de gasodutos e a presença de plataformas de bombeamento e monobóias. Essa rede possibilitou a exploração apenas adequando a tecnologia existente. Entretanto para a exploração de campos com pouca infraestrutura de apoio e com restrições a perfuração do poço, a necessidade permanente de *workover* nos mesmos, distância excessiva da costa, condições extremas de pressão, temperatura e grandes lâminas d'água, alteram o modo de explorá-los e acabam exigindo o desenvolvimento ou aprimoramento de tecnologias para operar nesse cenário adverso.

Figura 10 Áreas mais promissoras para exploração [PETROBRAS (2009)]

A Figura 10 apresenta as áreas com maior potencial para a exploração e grande parte dessas áreas apresenta a necessidade de um alto grau de complexidade na perfuração dos poços e posteriormente grande número de intervenções. Isso decorre do fato de estarem em regiões do pré-sal, ou em regiões onde os poços são caracterizados com HPHT¹³ (*High Pressure-High Temperature*) e/ou com óleos com baixa viscosidade, em torno do 14° API¹⁴.

Figura 11 Configuração esquemática de um sistema de produção no Pré-sal [alterado de: PETROBRAS (2010b)]

A Figura 11 mostra uma representação esquemática de um campo pré-sal com os principais componentes de um sistema de produção tais como a unidade flutuante, o sistema de *riser*, o sistema de ancoragem e os *manifolds*. Além de um corte nas camadas anteriores ao óleo localizado no pré-sal.

¹³ Segundo o órgão de segurança britânico HSE (Health and Safety Executive), são classificados como poços HPHT têm como característica comum uma pressão acima de 690 bar na cabeça do poço ou uma temperatura de fundo acima 150 °C.

¹⁴ °API é a classificação do petróleo em função de sua densidade e segue a seguinte formulação. $^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\rho} - 131,5$ onde ρ é a densidade relativa do fluido medido a 15,5°C.

2.1.3. Soluções atualmente utilizadas em grandes lâminas d'águas

Atualmente podemos dividir os campos produtores em lâminas d'águas profundas, em dois cenários bem distintos. O primeiro deles em regiões ricas em infraestrutura submarina, como por exemplo, o Golfo do México, cuja maior parte é recortada por gasodutos e oleodutos de diferentes diâmetros. Devido a essa característica e pela proibição do uso de sistemas com capacidade de armazenamento interno das autoridades reguladoras americanas (MMS¹⁵, USCG¹⁶ e OCSLA¹⁷) os sistemas típicos de produção no Golfo do México em lâminas d'água acima de 500m são quase que unicamente TLPs e SPARS.

Figura 12 Gasodutos e oleodutos no Golfo do México (alterado de: Offshore Magazine (2010)]

¹⁵ Agência reguladora americana (MMS – Minerals Management Service). Órgão responsável pela padronização e fiscalização das regulamentações referentes aos procedimentos operacionais utilizados nas unidades marítimas de exploração e produção de petróleo na região do Golfo do México.

¹⁶ Guarda Costeira America (USCG – United States Cost Guard) responsável pela pelas regulamentações cabíveis à qualificação dos mecanismos estruturais empregados nas unidades marítimas. Mais detalhes em Hill (2001).

¹⁷ Órgão Supremo para atividade de extração na plataforma continental (OCSLA – Outer Continental Shelf Land Act), tem a finalidade de gerenciar através da análise, validação ou revogação de quaisquer regulamentações vigentes ou propostas pela MMS ou USCG com a finalidade de prevenir a duplicidade de atividades.

Pode ser observado em Wilhoit & Supan (2010a), a existência de 16 TLPs instaladas no Golfo do México, 75% delas utilizando completação seca para produção, com lâminas d'água variando entre 536m e 1.425m, sendo que oito plataformas estão em LDAs acima de 1000m. Em Wilhoit & Supan (2009) é apresentada a utilização de 19 SPARS instaladas, aproximadamente 80% delas utilizando completação seca para produção, com lâminas d'água variando entre 535m e 2.383m, sendo que quinze plataformas estão em LDAs acima de 1.000m, cinco acima de 1.500m e uma acima de 2.000m.

Apesar desta região contar com a maior rede submarina para transferência da produção, as mais recentes descobertas no golfo devem trazer ainda mais desafios já que os novos campos estão concentrados em regiões muito afastadas da costa e desprovidos dessa infraestrutura como Walker Ridge, Keathley Canyon e Alaminos Canyon. É importante ressaltar que para o projeto da Shell localizado em Alaminos Canyon, como mostrado em Reuters (2010), para utilização da SPAR “Perdido” foi proposta a construção de um gasoduto e um oleoduto de 18” e 173km de extensão e um custo aproximado de 450 milhões de dólares, na Figura 12 essas linhas projetadas estão destacadas com uma estrela. Em outra região afastada, Walker Ridge, a MMS autorizou pela primeira vez no Golfo a utilização de um FPSO. Entretanto, este é um sistema de produção antecipada (três primeiros anos do campo de Chinnok e Cascade, destacados com círculo azul na Figura 12, em uma LDA de 2.500m) e com a necessidade de desconexão em condições extremas.

O segundo cenário é formado por regiões com profundidade acima de 1.000m da Bacia de Campos, o Pré-Sal brasileiro e pela costa oeste da África onde pode-se destacar Angola, Nigéria, Congo e Guiné Equatorial. Nas regiões citadas acima a produção é majoritariamente feita através de FPSOs, sendo 33 no Brasil e 40 distribuídos por toda costa oeste da África, e semi-submersíveis, 13 em operação no Brasil.

Na África, quando o campo produtor não exige um elevado número de intervenções nos poços durante sua vida útil, regularmente é utilizado um FPSO para produção, entretanto, em campos como os de Kizomba A e B e West Seno A e B onde o uso de completação seca é fundamental para garantir a viabilidade econômica da produção foram utilizadas soluções integradas como uma plataforma do tipo TLWP ou SPAR localizada a distâncias entre 400 e 800m de um FPSO, trabalhando de uma forma integrada.

Nesses sistemas integrados a TLWP é responsável pela produção, pelas intervenções e operações de *workover* nos poços e os hidrocarbonetos são escoados para o FPSO com o auxílio de bombas multifásicas. A grande desvantagem desses sistemas é o alto custo de sua implementação devido à duplicação de estruturas tais como flare, casaria, tanques de água e diesel, planta de geração e diversos outros equipamentos necessários em uma plataforma.

Figura 13 Arranjo do sistema de produção Kizomba A [Boles & Mayhall (2006)]

No Brasil a grande maioria dos campos permitiu a utilização de FPSOs ou semi-submersíveis próximas a algum gasoduto existente. A principal exceção nos campos brasileiros é o campo de Papa-Terra, cuja operação será iniciada em 2013, onde o óleo com viscosidade 14 API e a necessidade média de duas intervenções anuais desencadearam a necessidade do uso de completação seca. Para esse campo foi desenvolvido um projeto misto de uma TLWP (P-61) a 350m de distância do FPSO (P-63) e apesar de ser um sistema similar ao de Kizomba A, a menor distância entre as unidades possibilitou uma grande redução na potência das bombas multifásicas e nos custos das FTLs¹⁸ a meia água.

Ao invés do uso de mais de um sistema, nos últimos anos tem-se pesquisado e desenvolvido novas formas de cascos que permitam uma maior flexibilidade quanto à operação. O maior destaque a essa abordagem é o desenvolvimento de um FPSO não convencional, com amplitudes de movimentos extremamente reduzidas, em formato de uma única coluna, casco que vem recebendo o nome genérico de Monocoluna ou MPSO¹⁹.

¹⁸ Linhas para transferência de óleo entre as unidades (FTL – Flow Transfer Lines)

¹⁹ Adaptação da sigla FPSO para o casco de uma monocoluna que acasionalmente pode ser encontrado em algumas publicações, MPSO – Monocolumn Production Storage and Offloading

Basicamente, três empresas já possuem projetos com casco do tipo monocoluna: OPE, Sevan e Petrobras. Atualmente a Petrobras tem uma monocoluna afretada da Sevan instalada no campo de Piranema. 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 presente em um FPSO convertido de VLCC, possui reserva de estabilidade avariada superior a qualquer outro sistema e movimentos verticais (*Heave*) equivalentes ao de uma SPAR, mas com a vantagem de menores movimentos angulares (*Roll* e *Pitch*). Devido a essas vantagens as monocolunas mais recentes podem trabalhar com completação seca ou molhada, são ideais para o uso de SCR e apesar da grande capacidade de armazenamento podem trabalhar com calado fixo devido a um sistema de lastro ativo.

Figura 14 Plataforma monocoluna desenvolvida entre a Petrobras e o laboratório TPN/USP

As monocolunas têm como maiores desvantagens a necessidade de um dique com grande largura para sua construção e o reduzido número de plataformas operando, o que gera um risco extra durante a análise de viabilidade do projeto pelas companhias produtoras. Entretanto para mitigar esse risco o Brasil, devido a um grande número de projetos de pesquisa desenvolvidos em conjunto pela Petrobras, UFRJ e o laboratório TPN/USP [patentes obtidas desta cooperação Goulart & Cruz (2008), Costa et al.(2007a) e Costa et al. (2007b)], vem se dedicando e se destacando na pesquisa desse tipo de plataforma. Principalmente quanto aos fenômenos físicos que regem os movimentos, fenômenos de VIM, [Gonçalves et al. (2010a) e Gonçalves et al. (2010b)], que podem ocorrer e os sistemas de *riser* e ancoragem, Rampazzo et al. (2008).

Outra variante que vem sendo estudada é o uso de FPDSO²⁰ especialmente para campos que possuem as características mostradas acima, modelo que vem sendo desenvolvido por empresas como SBM-GUSTO, MODEC e FLOTEC. O principal desafio nesse conceito é garantir que o casco não transfira seus movimentos à plataforma de perfuração e os principais sistemas desenvolvidos são similares a um turrete interno localizado no centro do navio. Esse sistema também conseguiria agrupar as principais vantagens dos sistemas atualmente em funcionamento, entretanto ainda não existe nenhum casco desses operando no mundo.

Entre os conceitos apresentados (Monocolunas, FPDSOs e as soluções integradas por mais de um flutuante) e pensando nos desafios dos novos campos, principalmente no pré-sal, pode-se vislumbrar que as soluções integradas por serem conceitos considerados “*Field Proven*”²¹ e por terem um projeto programado para operar no Brasil têm maior probabilidade de serem aplicados.

2.2. EVOLUÇÃO DO CONCEITO FPSO-TLWP

O objetivo deste subcapítulo é apresentar a evolução do conceito de um sistema de produção desenvolvido pela parceria entre o laboratório TPN/USP e a Petrobras e desta forma contextualizar os aspectos chave do funcionamento deste sistema assim como situar os aspectos estudados para o desenvolvimento desta dissertação.

A primeira etapa no desenvolvimento do conceito de um sistema de produção é a definição das unidades que farão parte dele. As unidades foram selecionadas de forma a atender aos requisitos deste sistema que utiliza uma unidade majoritariamente para a produção e armazenamento e outra como unidade cabeça de poço (SWHP) para a extração dos hidrocarbonetos.

²⁰ Instalação de uma planta de perfuração, de forma desacoplada, no centro de um FPSO que daria a capacidade de perfuração, completção e *workover* ao mesmo tempo, por esse motivo vem recebendo essa denominação (FPDSO – *Floating Production Drilling Storage and Offloading system*)

²¹ Na Engenharia Naval, conceitos com rótulo “*Field Proven*” são conceitos que já possuem um histórico de operação com tempo suficiente para ser criada uma base de comparação.

2.2.1. Definição da unidade de produção e armazenamento do sistema estudado

Como dito anteriormente, o foco da utilização de um sistema de ancoragem acoplada entre duas unidades flutuantes, sendo uma responsável pela produção e armazenamento e a outra pela extração, é a integração das maiores vantagens presentes em cada sistema isoladamente.

Desta forma, a escolha dos tipos de unidade que farão parte do sistema é função direta das sinergias possíveis entre as unidades, não fazendo sentido a integração de um FPSO com uma Monocoluna, já que ambas possuem grande área de armazenamento e outras características em comum.

Apenas dois tipos de unidades, os FPSOs e as Monocolunas apresentam capacidade para armazenar grandes volumes de óleo além de área e capacidade de convés suficientemente grande para receber os equipamentos extras provenientes da integração com a unidade cabeça de poço.

Dentre as duas opções foi decidido o uso do FPSO como unidade ideal para as funções de produção e armazenamento. Um dos motivos para a seleção do FPSO em detrimento das monocolunas é que este conceito ainda foi pouco testado sendo que apenas 3 unidades monocolunas estão em operação no mundo, conforme apresentado por (Wilhoit & Supan 2010b).

Já o número de FPSOs é significativamente maior que a somatória de todos outros sistemas flutuantes em operação no mundo, como apresentado na Figura 15 e como consequência de ser uma solução amplamente utilizada é que seu comportamento é muito bem conhecido.

Figura 15 Sistemas de Produção em 2010 [adaptado de Fearnley Offshore (2010)]

Além de ser um sistema amplamente conhecido, outras características presentes nos cascos de FPSOs os tornam um sistema favorável para essa integração, dentre as quais podem ser citadas:

- Grande capacidade de armazenagem, fato de suma importância já que além de receber todo óleo produzido pelo outro casco também permite que os fluídos de perfuração, cimento, lama, etc., sejam ali armazenados, auxiliando na redução da carga de convés da outra unidade;
- Grande capacidade do *deck* e espaço livre, permitindo uma ampliação da casaria e o recebimento de equipamentos e matérias da outra unidade.

A principal desvantagem do FPSO comparado a uma Monocoluna é o nível de movimentos da unidade quando submetido a condições severas de mar que inviabiliza o uso de completação seca e pode inviabilizar a utilização de SCR. Entretanto, neste projeto seu uso está restrito ao armazenamento e aos processos de produção, esta desvantagem não é portanto representativa.

Como relação ao sistema de ancoragem de FPSOs, existem vários tipos possíveis de serem usados, entre eles o Turret e o SMS, todos com uma gama de vantagens e desvantagens. O que definirá a escolha por um ou outro modelo é a sua compatibilidade com as restrições impostas pelo campo de produção onde a plataforma será instalada.

Figura 16 FPSO – P50 (Agência Petrobras)

A Figura 16 mostra uma foto de um FPSO típico, que utiliza sistema de ancoragem convencional em SMS com 18 linhas, a plataforma P-50 com capacidade de armazenar 1,6 milhões de barris de óleo e acomodações para 240 pessoas. Esta plataforma entrou em operação em Janeiro de 2006 e foi instalada no campo de Albacora Leste.

A Figura 17 - (a) mostra um FPSO utilizando um sistema Turret que permite que o casco gire livremente em torno desse ponto, o que o mantém sempre alinhado com a resultante das condições ambientais. Essa característica permite uma redução no nível de forças atuando no casco e assim reduz o número de linhas de ancoragem necessárias. Entretanto, pelo fato das características singulares devido ao acoplamento das unidades é impossível o uso do turret já que a unidade cabeça de poço deve possuir baixa deriva devido à completação seca.

Outro sistema de ancoragem é apresentado na Figura 17 - (b) onde um FPSO é ancorado pelo sistema DICAS (*Differentiated Complacent Anchoring System*). Esse sistema além de permitir a saída dos *risers* por todo costado, permite ainda, devido a uma diferença da rigidez das linhas de Proa e Popa, uma complacência da ordem de vinte graus que o torna muito indicado para regiões onde o mar crítico tem a predominância de uma direção.

Figura 17 FPSO ancorado pelo sistema (a) Turret, (b) DICAS

Além da posição das linhas de ancoragem, outro fator que gera um grande impacto tanto na deriva do sistema quanto no raio de ancoragem é a escolha do uso das linhas em catenária livre ou em Taut-leg. A Figura 18 mostra uma comparação dos raios de ancoragem para as plataformas instaladas no campo de Marlim Sul caso possuíssem um sistema de ancoragem diferente.

No sistema Taut-Leg as linhas ficam bem tracionadas e não existe nenhum segmento de amarra no leito marinho, dessa forma o passeio do sistema é reduzido. Entretanto, a âncora passa a ter solicitações de carga verticais ao contrário do que ocorre em um sistema convencional.

Figura 18 Comparação do raio de ancoragem em catenária livre e Taut-leg

O sistema escolhido para o desenvolvimento do presente trabalho foi o SMS²² em Taut Leg como forma de reduzir a deriva do FPSO, pois o fato deste casco estar acoplado com a unidade cabeça de poço impede o uso de um sistema Turret e limita a deriva máxima permitida para esta unidade.

²² SMS – Spread Mooring System – Sistema de ancoragem com múltiplos pontos de fixação. É o nome dado a todos os sistemas de ancoragem que tenham mais de uma região de fixação como o DICAS.

2.2.2. Definição da unidade de Cabeça de Poço do sistema estudado

O objetivo principal desta unidade cabeça de poço é viabilizar a extração de hidrocarbonetos utilizando completação seca. Essa premissa impõe que o nível de movimento vertical da unidade seja baixo e atualmente apenas três tipos de unidades flutuantes são capazes de atender a esse pré-requisito, com graus diferentes de dificuldade. As unidades que possibilitam o uso de completação seca são as TLPs, as SPARs e as Semi-submersíveis e a forma encontrada para que essas unidades tenham baixos movimentos é o afastamento de seus períodos naturais da região de maior energia do mar.

Como pode ser observado no destaque verde da Figura 19, as plataformas do tipo SPAR e Semi-submersível tendem a reduzir seus níveis de movimento do casco conforme se afastam da região de maior energia do espectro do mar. Esse afastamento é obtido com variações nas dimensões do casco, em uma Semi o incremento de calado é um dos responsáveis pela redução dos movimentos, entretanto essa solução acaba dificultando a integração com o FPSO e desta forma o uso de uma Semi, neste projeto, com a função de cabeça de poço foi descartada.

Figura 19 Períodos Naturais de *Heave* típicos por sistema [Malta (2010)]

Figura 20 (a) Semi-submersível P-51 (Agência Brasil), (b) Perdido SPAR (Upstreamonline)

É significativamente mais simples viabilizar o uso de completação seca em uma SPAR devido às características intrínsecas ao casco, como os grandes calados que medem ao redor de 150 metros. Entretanto essas características jogam contra a integração com o FPSO, pois devido à maior área de linha d'água, à variação de movimentos angulares e a probabilidade de ocorrência de VIM, seria necessário uma maior distância entre costados em função das maiores forças de deriva atuantes em seu casco e seu uso como cabeça de poço também foi descartado.

Entretanto a forma utilizada para obtenção de um baixo nível de movimentos na TLP é manter seus períodos naturais abaixo de 5 segundos, ou seja, em uma região de baixa energia do espectro de mar, como pode ser observado no destaque azul da Figura 19.

No conceito de uma TLP o fator predominante na definição dos períodos naturais é a rigidez fornecida pelos tendões que tipicamente representam aproximadamente 30% do deslocamento total da plataforma. Graças a essa rigidez, esse sistema possui uma resposta às condições ambientais próxima de uma plataforma fixa, pois seus períodos típicos de oscilação ficam muito abaixo da região de maior energia do mar em qualquer campo.

Outro importante aspecto é que o comportamento de uma TLP é muito menos impactado por alterações nas dimensões do casco, o que torna relativamente mais simples promover uma redução significativa de suas dimensões principais. Essa possibilidade de obter um casco com dimensões reduzidas torna o casco de uma TLP ideal para promover a integração com o FPSO.

(a)

(b)

Figura 21 (a) A Moses TLP (Modtec Design), (b) Four Star TLP (SBM design)

Como pode ser observado na Figura 21 existem vários conceitos diferentes de casco que podem ser utilizados como uma plataforma atirantada. Entretanto, como o ponto chave desse conceito é o sistema de acoplamento, optou-se por um casco formado por quatro colunas circulares e quatro poontoons e com as menores dimensões possíveis para a unidade.

O sistema de posicionamento de uma TLP convencional é formado apenas pelos seus tendões, já que devido a sua característica estrutural estes apresentam uma reduzida elongação e em consequência provocam um afundamento do casco. Devido à reduzida força de deriva apenas a componente horizontal da força provocada pela diferença de posição do casco é suficiente para manter o passeio da unidade dentro dos limites de projeto.

Figura 22 Efeitos da deriva da TLP

Essa deriva provoca um afundamento do casco, como mostrado na Figura 22, e tanto esse afundamento quanto a deriva tem implicações diretas nos *risers* de perfuração e produção, já que para manter sua tração efetiva é necessário o uso de um equipamento para compensar a variação dos movimentos transmitidos pelo casco.

Figura 23 (a) Típico *Riser* de produção, (b) Ilustração dos compensadores de movimento

Dessa forma a máxima deriva permitida para uma TLP é definida, em grande parte, em função dos limites dos *risers* de produção, Figura 23 - (a), e das máximas variações permitida pelos compensadores de movimento, Figura 23 - (b).

2.2.3. Concepção inicial do sistema

A idéia inicial foi a de garantir o acoplamento no plano através de uma estrutura treliçada que seria instalada no costado do FPSO, destaque em azul na Figura 24 e na Figura 25. Já a conexão entre a unidade cabeça de poço e esta estrutura treliçada anexa ao FPSO seria feita com cabos sintéticos, destaque em preto na Figura 24 e na Figura 25.

Figura 24 Vista esquemática de Topo

Figura 25 Detalhe da conexão

Para manter a configuração das linhas de conexão mesmo com a variação de calado do FPSO seria necessária a instalação de um dispositivo ou sistema que tornasse o ponto de conexão na TLWP variável. Uma idéia bastante genérica de como seria esse dispositivo pode ser descrita como um rolamento com rebaixo central que deslizaria por um trilho instalado no *poontoon* da TLWP e a linha de conexão seria fixada neste rebaixo do dispositivo. Uma representação esquemática deste dispositivo pode ser observada no Detalhe AA da Figura 25.

Durante o desenvolvimento do conceito, sua viabilidade técnica foi sendo comprovada de forma que a etapa lógica foi a obtenção de uma carta patente (a folha de rosto da carta é apresentada na Figura 26) focada nas principais diferenças em relação às soluções usadas nos campos de WestSeno e Kizomba.

República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) (21) **PI 0602674-5 A**

(22) Data de Depósito: 14/07/2006
(43) Data de Publicação: 26/02/2008
(RPI 1938)

(51) Int. Cl.⁷.:
B63B 21/50 (2008.01)

(54) Título: **SISTEMA PARA ACOPLAMENTO DE UNIDADES FLUTUANTES**

(71) Depositante(s): Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRAS (BR/RJ)

(72) Inventor(es): Roberto de Oliveira Goulart, Roberto Edward Cruz

(74) Procurador: Antônio Cláudio Correa Meyer Sant'Anna

(57) Resumo: SISTEMA PARA ACOPLAMENTO DE UNIDADES FLUTUANTES Refere-se a presente invenção a um sistema para o acoplamento de unidades flutuantes, no qual se empregam aparelhagem utilizadas na produção e exploração de petróleo no mar. Tal sistema tem por objetivo reduzir as distâncias entre unidades de produção e unidades armazenamento, que trabalham em conjunto na produção de poços, em lâminas d'água profundas, com completação seca. O sistema para acoplamento de unidades flutuantes permite acoplar duas unidades permanentemente, de modo que não haja colisão entre elas.

Figura 26 Segmento da patente do sistema [Goulart & Cruz (2008)]

A solução baseada no acoplamento estrutural entre o FPSO e a TLWP apresenta algumas desvantagens que tornariam sua utilização muito complexa e com grandes riscos envolvidos. Podem ser citadas como principais desvantagens:

- Sistema complexo, muito suscetível a incrustação marinha e de difícil manutenção;
- Elevadas cargas e custos da treliça;
- Amplificação do acoplamento dos movimentos rotacionais do FPSO devido ao aumento do braço de aplicação da força;
- Grandes alterações estruturais no casco do FPSO.

Uma importante mudança na forma como o acoplamento entre as unidades seria efetuada possibilitou um grande avanço no desenvolvimento do sistema. Novos estudos do conceito foram desenvolvidos através da conexão direta, por meio de cabos sintéticos, da unidade de armazenamento e produção (FPSO) com a unidade cabeça de poço (TLWP).

Figura 27 Principais posições estudadas, (A e B) - lateral e (C e D) - frontal

Após a substituição da conexão estrutural pela conexão direta, distintas posições para o acoplamento das unidades foram avaliadas. Pode ser destacada a posição de acoplamento lateral, Figura 27-A e Figura 27-B e a posição de acoplamento frontal, Figura 27-C e Figura 27-D. Análises simplificadas mostraram vantagens da posição de acoplamento lateral, principalmente a possibilidade do uso do FPSO como filtro de ondas para TLWP e também um menor nível de acoplamento dos movimentos de *Pitch* e *Yaw* das unidades.

Desta forma a posição de acoplamento lateral foi selecionada para dar continuidade ao dimensionamento do sistema de produção. Foram definidas premissas básicas para o dimensionamento do sistema e as principais premissas foram a lâmina d'água de 1000m, o uso de um casco convencional para o FPSO e as condições ambientais da Bacia de Campos.

Com a definição do cenário básico, uma série de estudos foi efetuada para dar subsídios ao dimensionamento do sistema de amarração e conexão das unidades. Os principais estudos estão descritos abaixo:

- Os efeitos hidrodinâmicos do acoplamento entre as unidades;
- A compartimentagem do sistema;
- Análises de extremos, avariadas e de fadiga do sistema de ancoragem e tendões, tanto do FPSO quanto da TLWP;
- Estudo preliminar de duas opções de *offloading*;
- Dimensionamento do sistema de conexão entre unidades;
- Dimensionamento estrutural preliminar;
- Maximização do efeito de filtro de ondas do FPSO devido ao aproamento das unidades.

Figura 28 Variações no arranjo das conexões por coluna, (a) 5 linhas radiais, (b) 5 linhas paralelas, (c) 8 linhas radiais e (d) 8 linhas paralelas

A Figura 28 apresenta algumas variações no número e na posição das conexões que foram analisadas durante o desenvolvimento do conceito. E ao longo do estudo, para que houvesse uma redução do acoplamento dinâmico entre as unidades, as linhas de conexão foram sendo deslocadas na direção do centro da plataforma.

Para aumentar ainda mais a centralização as linhas foram divididas em três níveis verticais e ao final desta primeira etapa de desenvolvimento, obteve-se um sistema composto por 26 linhas de ancoragem; compostas por segmentos intercalados de amarra e poliéster; sendo 18 linhas conectadas no FPSO e 8 linhas na TLWP. Além destas linhas a TLWP conta com 8 tendões distribuídos igualmente pelas quatro colunas e a conexão entre as unidades é garantida por 21 linhas de Nylon. O aproamento do sistema pode ser observado na Figura 29-a e um detalhe do arranjo das linhas de conexão pode ser visto na Figura 29-b.

Figura 29 Configuração do sistema após a 1ª etapa do desenvolvimento, (a) aproamento e (b) detalhe das linhas de conexão

Durante o dimensionamento do sistema foi notado a ocorrência de um acoplamento dos movimentos do FPSO excitando o movimento de *Yaw* da TLWP de uma forma que poderia prejudicar muito o sistema de produção, principalmente com relação à segurança no transbordo de pessoas e com relação à vida útil das linhas de conexão.

Desta forma, apesar de todo estudo ter sido realizado com um *software* muito utilizado no desenvolvimento e análise de sistemas oceânicos, a falta de informações a respeito do impacto dos fenômenos viscosos no sistema e o grande número de variáveis presentes nesse sistema, tornou necessária a comprovação dos resultados por meio de um ensaio com modelo em escala.

Ensaio em tanque de provas

Uma bateria de ensaios na escala 1:100 foi realizada no NMRI-Japão (*National Maritime Research Institute*) sob os cuidados da equipe do *Deep Sea Basin*. Foi utilizado um tanque com a região central de 35m de profundidade e com geração e absorção ativa e por isso um dos poucos tanques no mundo com capacidade²³ de realizar os ensaios necessários sem a necessidade de mudança no arranjo do sistema.

Para a realização dos ensaios, cada conjunto de linhas presentes nos bordos das unidades foi agrupado e representado por apenas uma linha horizontal que representasse a rigidez no plano de todo sistema e cada conjunto de dois tendões e dez conexões também foi agrupado.

Durante os ensaios foram medidos os movimentos nos seis graus de liberdade da TLWP, bem como do FPSO. Também as trações em todas as linhas, conexões e tendões foram medidas além da distância entre os costados em três pontos distintos. O arranjo dos modelos em escala pode ser observado na Figura 30 - a e na Figura 30-b.

Figura 30 Arranjo do ensaio, (a) Isométrica pelo bordo da TLWP, (b) Frontal

Os modelos numéricos apresentaram uma grande aderência aos resultados obtidos no ensaio, principalmente nos graus de liberdade de *Heave*, *Roll* e *Pitch*. Entretanto, a excitação dos movimentos de *Yaw* da TLWP pode provocar uma redução da vida útil do sistema, e desta forma, um estudo mais aprofundado das causas que geram esse fenômeno foi definido como prioritário e analisado durante esse trabalho.

²³ Atualmente o Calibrador Hidrodinâmico do Tanque de Provas Numérico da Universidade de São Paulo (CH-TPN), apesar de não possuir o pitão central também seria capaz de realizar ensaios devido a sua capacidade de geração e absorção ativa em toda sua volta.

Com base nos resultados obtidos numericamente e experimentalmente, um novo dimensionamento do sistema de amarração e das conexões foi necessário para mitigar a excitação dos movimentos da TLWP. Esse dimensionamento teve como base uma redução na rigidez do sistema de conexão e uma alteração no número de linhas de amarração de cada unidade.

A configuração final do sistema é composta por 24 linhas de ancoragem; compostas por segmentos intercalados de amarra e poliéster; sendo 20 linhas conectadas no FPSO e 4 linhas na TLWP. Além destas linhas a TLWP conta com 8 tendões distribuídos igualmente pelas quatro colunas e a conexão entre as unidades é garantida por 6 linhas de Nylon. Esse arranjo é apresentado na Figura 31.

Figura 31 Arranjo final do sistema, (a) Vista de topo, (b) Detalhe das conexões

A obtenção dessa configuração é resultado direto das conclusões obtidas e apresentadas ao longo desta dissertação, principalmente nos aspectos referentes à rigidez do sistema e ao posicionamento das linhas de conexão.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A literatura sobre sistemas de produção cujo funcionamento depende da integração de duas ou mais unidades é escassa. Desta forma este capítulo apresenta uma discussão sobre os principais desafios envolvidos no dimensionamento de um sistema de produção acoplado baseando-se principalmente em Boles & Mayhall (2006), Chudanov et al. (2004) e Korloo et al. (2004) que apresentam os dados referentes ao projeto, instalação e operação de sistemas de produção acoplados já em operação.

As principais ferramentas de projeto e análise de sistemas oceânicos, principalmente as que possibilitam uma análise multicorpos serão apresentadas em 3.2.2 onde será dado um destaque para o problema interação hidrodinâmica, Orozco & Chen (2003) e para o acoplamento entre os flutuantes e os risers e linhas de ancoragem, conforme apresentado por Wichers & Develin (2001). No item 3.2.3 são apresentados os principais códigos para análise offshore com destaque para o código utilizado para resolução do problema, WAMIT (2006).

O código TPN que foi utilizado majoritariamente nesses estudos será descrito com uma maior riqueza de detalhes no item 3.2.4 onde serão mostrados seus aspectos teóricos, conforme mostrado por Fucatu (1998), operacionais como apresentado por Luz et al. (2009) e ferramentas de processamento e visualização desenvolvidas e apresentadas por Gaspar et al. (2009).

Baseado em uma divisão apresentada por Malta (2010) também será dado destaque a alguns tipos de tanque de provas que podem ser utilizados como ferramentas de validação ou como ferramentas para calibração de alguns coeficientes que servem de dados de entrada dos modelos numéricos assim como algumas limitações dos tanques conforme mostrado por Chakrabarti (2005b).

Essa divisão foi realizada, pois devido a exploração de novos campos petrolíferos o método híbrido, baseado tanto em modelos numéricos como em modelos experimentais, é mais recomendado para o dimensionamento de um novo sistema de produção conforme mostrado em Stansberg et al. (2000). Em um modelo híbrido utilizam-se alguns parâmetros obtidos de ensaios físicos para calibração dos modelos numéricos. Na sequência são efetuados alguns ciclos na espiral de projeto e com o sistema final já dimensionado um ensaio de validação é efetuado.

Isto ocorre devido às limitações dos tanques físicos quanto à profundidade e especialmente quanto aos problemas decorrentes da utilização de modelos em escala e aos problemas associados à incompatibilização dos fenômenos potenciais e gravitacionais, conforme Chakrabarti (2005a).

Essa incompatibilização decorre do fato de que os principais fenômenos ligados ao comportamento da unidade flutuante são relacionados aos efeitos potenciais, que são de origem gravitacional, logo dependem do número de Froude. Nos *risers* e linhas de ancoragem, ao contrário, os efeitos mais importantes são viscosos, e estão ligados ao número de Reynolds. Por isso em muitos ensaios a utilização de um modelo completo do sistema é inviável, tornando-se necessário o uso de linhas truncadas que podem inserir um grande número de incertezas no modelo.

Por outro lado, um simulador numérico é ilimitado com relação à profundidade, ao número de corpos e à representação em escala das linhas. Entretanto, os simuladores numéricos atualmente utilizados apresentam algumas dificuldades com a representação de fenômenos viscosos, de VIV/VIM, entre outros.

3.1. SISTEMAS DE PRODUÇÃO ACOPLADA

Nesta dissertação são considerados sistemas de produção acoplados aqueles cujo seu funcionamento regular é dependente de duas ou mais unidades trabalhando de forma integrada.

Esse conceito de sistemas de produção é muito recente e podem ser destacados poucos casos em projeto ou operação no mundo. Um dos projetos pioneiros foi o sistema de produção integrado de West Seno, localizado na Indonésia e com início da operação da fase I em 2004 e da fase II em 2006.

Chudanov et al. (2004) mostra que o sistema de West Seno é formado por um FPU e duas TLPs além de DTVs²⁴ realizando perfuração e trabalhando de forma integrada. Em casos extremos os DTVs podem ser desconectados e Korloo et al. (2004) cita a operação por três anos dos DTVs de forma ininterrupta. A Figura 32-a apresenta um modelo esquemático do sistema, com os DTVs destacados em verde e a Figura 32-b mostra uma foto da instalação da fase I.

Figura 32 Arranjo do projeto West Seno [Wetch & Wybro (2004)]

Korloo et al. (2004) apresenta um resumo dos modelos numéricos utilizados assim como a matriz de ensaios efetuada para validação dos mesmos, principalmente para o sistema da TLP-DTV utilizado na primeira fase do projeto. Pode-se notar a variedade de ensaios realizados e o mais importante é que apesar dos cuidados tomados a confrontação numérico-experimental apresenta algumas diferenças nos valores apresentados. A Figura 33 mostra uma foto dos ensaios do sistema TLP-DTV realizados no MARIN.

²⁴ DTV - *Drilling Tender Vessel*. Navios ou barcaças equipadas com casaria, *helideck*, área de tancagem, equipamentos de perfuração, área de armazenagem cuja finalidade é realizar operações de perfuração ou *workover* em campos sem essa infra-estrutura.

Figura 33 Ensaio do projeto West Seno realizados no MARIN [Korloo et al. (2004)]

Outro sistema já em operação é o sistema de produção integrado de Kizomba A, localizado na Angola e com início da operação em 2004 e o sistema de Kizomba B que pode ser descrito aproximadamente como uma replicação do projeto de Kizomba A e está em operação desde 2005.

O conceito utilizado em Kizomba A e B é muito próximo do apresentado nesta dissertação, já que consistem em uma plataforma cabeça de poço (SWHP) próximo a um FPSO. A principal diferença é o uso de uma bóia ancorada (CALM *buoy*) para as operações de alívio, Figura 34.

Figura 34 Arranjo do projeto de Kizomba A [Sandstrom et al. (2006)]

Devido às dimensões das unidades e à distância entre elas, 200m Sandstrom et al. (2006) mostra que a correta estimativa da distância, os movimentos relativos e o acoplamento hidrodinâmico são aspectos chaves no desenvolvimento do sistema.

Sandstrom et al. (2006) apresenta um fluxograma, Figura 35, com diversos níveis de complexidade para as análises em função das necessidades de cada sistema e mostra que para o projeto de Kizomba foram realizadas análises considerando a interação hidrodinâmica das unidades, a dinâmica não linear das linhas e as fases entre os movimentos. Seguindo os critérios apresentados por Sandstrom et al. (2006), as análises realizadas a partir do modelo apresentado no capítulo 4.3 são consideradas nível 3 de acoplamento hidrodinâmico e nível b para a dinâmica das linhas.

Figura 35 Fluxograma de uma análise acoplada [alterado de: Sandstrom et al. (2006)]

Os resultados obtidos nessas análises foram comparados com ensaios com modelos em escala. A Figura 36-a apresenta uma foto do ensaio realizado na OTRC (*Offshore Technology Research Center* da *College Station*) no Texas e a Figura 36-b mostra uma foto da instalação.

Figura 36 Arranjo do projeto Kizomba A [Sandstrom et al. (2006)]

Sandstrom et al. (2006) mostra que para este sistema, devido à distância de 200m, o efeito do acoplamento hidrodinâmico entre o FPSO e a TLP pode ser desconsiderado e que os maiores efeitos são decorrentes do acoplamento dinâmico do FPSO com as linhas de amarração, *risers* e o sistema de conexão entre as unidades. Além disso, estabelece como seguro uma variação da distância relativa entre as unidades de $\pm 50\text{m}$.

Por fim, Bates et al. (2006) apresenta ganhos superiores a 30% na maioria das métricas de instalação comparando os dados de Kizomba A com os de Kizomba B. Entre os parâmetros comparados os que mais se destacaram foram os ganhos obtidos no *Hook-Up*²⁵ das linhas da bóia (60%), *Hook-Up* das linhas do FPSO (58%) e instalação dos FTLs (42%), provando assim as vantagens do sistema de replicação de um mesmo projeto.

²⁵ *Hook-Up* – Método de instalação de risers e linhas de ancoragem em unidades flutuantes

3.2. METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ACOPLADOS

Nesse capítulo estão descritas as principais ferramentas experimentais e numéricas disponíveis para o dimensionamento e análise de um sistema de produção moderno.

3.2.1. Tanque de Provas Físico

Um dos principais objetivos de um tanque de provas é emular as condições ambientais atuantes em um sistema oceânico, sendo que a utilização dos dados obtidos através de ensaios em tanques de provas físicos pode ser aplicada em etapas distintas de um projeto.

Devido à grande variedade de ensaios e suas aplicações, diversos tipos de tanques de provas foram desenvolvidos de forma a atender de maneira otimizada a demanda por ensaios. De maneira geral os tanques de provas físicos podem ser divididos em quatro tipos principais, como apresentado em Malta (2010). A Figura 37 apresenta essa divisão e na sequência uma breve descrição de cada modelo de tanque será apresentada.

Figura 37 Tipos de Tanques de Provas (alterado de: Malta,2010)

Normalmente os Túneis de Vento, Figura 38-f, são utilizados para estimar os carregamentos aerodinâmicos na superestrutura de plataformas ou convés de embarcações conforme apresentado por Blendermann (1993). Também podem ser realizados ensaios de dispersão de gás, efeitos de *lift* em helipontos e de outras estruturas específicas.

Os Túneis de Cavitação, Figura 38-e, aplicam movimento ao fluido para poder representar o escoamento e normalmente utiliza-se modelos em escalas menores em função dos objetivos dos ensaios nele realizados. Os principais ensaios realizados em túnel de cavitação são voltados aos propulsores (cavitação, ruído e desempenho) e à verificação de VIV em dutos rígidos e flexíveis. Bahaj et al. (2007) apresenta uma série de resultados obtidos em ensaios comparativos de túnel de cavitação e tanques de reboque e mostra que dependendo das condições de contorno dos ensaios ambos podem ser utilizados de forma satisfatória.

(a)

(b)

(c)

(d)

(e)

(f)

Figura 38 Tipos de Tanques Físicos, (a) Tanque Oceânico NMRI, (b) Tanque Oceânico CH-TPN, (c) Tanque Oceânico LabOceano, (d) Tanque de Reboque IPT, (e) Túnel de Cavitação MARIN, (f) Túnel de Vento IPT

Os Tanques de Reboque, Figura 38-d, são facilmente caracterizados por um comprimento muito maior que sua largura. Os ensaios em tanques de reboque são realizados com os modelos presos a um carro dinamométrico que pode reproduzir condições com grande variação na velocidade de avanço e controle de turbulência.

Devido a suas características os tanques de reboque normalmente realizam ensaios com objetivo de avaliar a resistência ao avanço de embarcações e obter coeficientes de forma de torpedos, válvulas submersas ou qualquer outra estrutura submetida à correnteza.

Tanques de reboque também podem ser utilizados para ensaios de sistemas submetidos à carga simultânea de onda e correnteza, entretanto alguns cuidados com relação aos efeitos de blocagem, reflexão de ondas nas paredes laterais do tanque e variação do aproamento dos modelos devem ser levados em consideração.

Tanques Oceânicos possuem largura e comprimento de dimensões similares e em geral possuem grandes profundidades e aqui estão divididos em duas categorias; com absorção de ondas passiva e com absorção de ondas ativa; em função de sua aplicação ótima em uma metodologia de projeto híbrida.

Em tanques oceânicos com absorção passiva, Figura 38-c, são utilizadas praias nas extremidades do tanque com o intuito de evitar a reflexão de ondas e permitir um maior tempo útil de ensaio. Para tentar maximizar o tempo útil de ensaio esses tanques possuem grandes dimensões para ampliar o tempo que a onda refletida demora para alcançar o modelo ensaiado. Alguns destes tanques também possuem geração de vento e correnteza e seu uso na metodologia híbrida é a de validação do conceito final.

Em tanques oceânicos com absorção ativa, Figura 38-a e Figura 38-b, são utilizados batedores com capacidade de geração e absorção de ondas em todos os lados do tanque de forma que em cada batedor um sensor faça a medição da onda incidente e a absorção dessa onda evitando assim efeitos de reflexão. Carneiro et al. (2009) mostra a capacidade de absorção deste tipo de tanque. Graças à utilização dessa tecnologia os tanques com absorção ativa possuem dimensões reduzidas e sua utilização na metodologia híbrida é a de calibração dos dados iniciais das plataformas usados no modelos numéricos.

3.2.2. Modelos Numéricos

Para simulação numérica dos fenômenos que atuam em um sistema de produção oceânico, diversas metodologias podem ser empregadas, sempre fazendo uma ponderação entre as limitações da teoria aplicada assim como o resultado esperado.

Existem referências que citam análises de linhas no domínio da frequência como Lane et al. (2001) e no domínio do tempo como Vaillant et al. (2009). Com relação aos efeitos de onda pode ser citado Langley (1986) com relação ao efeito de segunda ordem ou Chakrabarti (2005a) que apresenta uma discussão mais detalhada dos efeitos de primeira ordem, Orozco & Chen (2003) discutindo os efeitos de sombra hidrodinâmica de onda e Fucatu (2003) discutindo os efeitos de sombra hidrodinâmica devido à correnteza.

Por fim com relação ao sistema de riser e ancoragem pode ser feita uma análise desacoplada ou ainda conforme apresentado por Fucatu (1998) uma análise acoplada onde o comportamento das linhas altera o da plataforma.

Como o sistema apresentado nessa dissertação é altamente dependente do efeito de sombra hidrodinâmica de ondas e do acoplamento entre linhas e unidades os tópicos abaixo apresentarão algumas considerações a respeito.

○ Análise Acoplada – Flutuante e Linhas

Diversas companhias vêm adotando a análise acoplada para projetos de sistemas flutuantes em águas ultra-profundas. Sendo assim, o uso da chamada "análise acoplada" está se tornando cada vez mais freqüente. Neste contexto, o termo é utilizado para representar que o movimento do navio e da dinâmica do sistema de amarração e de *risers* estão integrados na resolução do problema, de modo que os sistemas estão interagindo mutuamente.

Conforme mostrado em Wichers et al. (2001) e em Wichers & Develin (2001) a resolução do problema acoplado apresenta uma estimativa dos resultados muito mais precisa que a análise desacoplada, tornando-se assim uma ferramenta extremamente necessária para o dimensionamento de sistemas de produção cada vez mais complexos.

Entretanto, apesar de uma maior acurácia do modelo acoplado a demanda computacional também é significativamente maior para essas análises. Desta forma o futuro da aplicação de modelos acoplados passa por técnicas híbridas, conforme descrito por Stansberg et al. (2000) e/ou pelo incremento do poder computacional e métodos de solução mais eficientes do modelo numérico.

○ Efeito de sombra hidrodinâmica de ondas (Wave Shielding Effect)

Normalmente em sistemas de produção oceânicos as unidades operam a uma distância que permite ignorar a interação hidrodinâmica de ondas entre os corpos, ou seja, para a solução do comportamento desta unidade pode ser utilizado algum método que resolva o problema potencial. Nesta dissertação sempre é utilizado o WAMIT[®] para as simulações com a finalidade de obter o RAO, massas adicionais, amortecimentos potenciais e forças de excitação atuantes nas plataformas.

Entretanto em situações onde as unidades estão a uma distância reduzida, como por exemplo, em um sistema de produção acoplada como o FPSO-TLWP ou em algumas operações de alívio em “*tandem*” ou “*side-by-side*”, o fenômeno da ressonância entre os corpos devido à interferência mutua no campo de pressões das unidades é de extrema importância.

Orozco & Chen (2003) e Malenica et al. (2005) mostram que o problema da interação entre os corpos pode ser resolvido através da simulação multicorpos com uma superfície de controle específica para cada um a fim de obter uma maior precisão no cálculo das forças de deriva. A Figura 39 mostra um exemplo da malha da superfície de controle para cada corpo.

Figura 39 Superfície de controle de cada corpo [Malenica et al. (2005)]

3.2.3. Principais Códigos

Primeiramente serão descritos os *softwares* cujo objetivo é a solução do problema hidrodinâmico, entre eles podem ser destacados o WAMIT[®], o WADAN[®], o AQWA[®] e o DIFFRAC[®]. Alguns destes programas acabaram implementando outras funcionalidades como cálculo de linhas e/ou sistemas de posicionamento dinâmico, já outros mantiveram seu foco na hidrodinâmica com a incorporação de novas ferramentas e/ou fenômenos representados. Na sequência são apresentados alguns códigos utilizados para o cálculo dos risers e linhas de ancoragem como DYNFLOAT[®], o RIFLEX[®] e o ANFLEX[®].

Existe um número muito maior de simuladores de operações oceânicas, sendo que a maioria deles é desenvolvido utilizando os dados hidrodinâmicos de alguns dos programas mencionados acima. Esta pesquisa foi feita com base em dados disponíveis publicamente, não se obtendo, portanto, informações precisas a respeito da formulação ou metodologia adotada para o cálculo dos mesmos. Segue abaixo um breve resumo destes programas.

WAMIT[®] (2006)

É um dos mais avançados programas disponíveis para análise das interações de ondas com plataformas e outras estruturas navais. Desenvolvido pelo MIT e lançado em 1987, o programa já foi licenciado para mais de 100 organizações industriais e de pesquisa em todo o mundo e entre suas funcionalidades está a possibilidade do uso do método de ordem mais elevada para a solução do problema, a possibilidade de utilizar várias opções para definição da geometria e a capacidade de análise dos problemas de segunda ordem não linear em ondas bicromáticas e bidirecionais.

WADAN[®] (2010)

É um programa de análise hidrodinâmica no domínio da frequência utilizado pela DNV. Ele é baseado na teoria de refração-radiação 3D utilizando método dos painéis e a equação de Morison linearizada. A equação de Morison é utilizada principalmente para obtenção das forças de arrasto em estruturas delgadas, mas ambas as formulações podem ser combinadas.

AQWA[®] (2010)

Já o AQWA da Ansys é um dos mais completos simuladores comerciais existentes no mercado com relação a efeitos hidrodinâmicos, inclusive o efeito de sombra de onda. Baseia-se na teoria da difração-radiação linear 3D levando em consideração a interação hidrodinâmica entre os corpos. Embora o *software* seja projetado principalmente para estruturas flutuantes, os corpos fixos podem ser incluídos nos modelos, tais como quebra-mares ou plataformas de gravidade. O código realiza o cálculo das forças de onda de segunda ordem através das funções de transferência quadráticas.

DIFFRAC[®] (2010)

DIFFRAC é um programa de difração de ondas, produzido pelo MARIN, capaz de calcular as forças de onda e os movimentos de um sistema livre ou ancorado em ondas regulares.

Sua formulação é baseada na técnica “*three-dimensional source-distribution*” para a solução do problema de velocidade potencial linearizada. Para esta abordagem o fluido é considerado não viscoso, homogêneo, irrotacional e incompressível. O DIFFRAC calcula as forças com base no potencial de velocidade em torno do navio, dado como uma função escalar no espaço e no tempo.

DYNFLOAT[®] (2010)

É o programa utilizado pelo MARIN para análise de linhas. O DYNFLOAT[®] é um simulador no domínio do tempo para prever o comportamento da unidade e das linhas quando submetidos às cargas ambientais.

RIFLEX[®] (2010)

RIFLEX, desenvolvido pela MARINTIK, é um programa de elementos finitos para análise estática e dinâmica de estruturas esbeltas. Configurações complexas e não-linearidades podem ser modeladas neste código. O programa faz simulações no domínio do tempo e foi desenvolvido com o foco nas análises de *risers* flexíveis, sendo capaz de realizar tanto análises rápidas para estruturas simples quanto simulações complexas de linhas com seções não lineares e *bundles* de linhas, entre outras.

ANFLEX® (2006)

O ANFLEX foi desenvolvido pelo CENPES – Centro de Pesquisa da Petrobras para análises não lineares de risers e linhas de amarração, aplicando o Método de Elementos Finitos – MEF. O sistema ANFLEX, é formado por um conjunto de programas gerados com o objetivo de permitir análises não lineares estáticas e dinâmicas de linhas de amarração, risers rígidos e flexíveis.

O sistema está estruturado de forma que a geração de dados possa ser feita através de um pré-processador gráfico, e os resultados visualizados através do pós-processador. O código possui interfaces com pós-processadores para cálculo de fadiga, tratamento de sinais e vibrações, entre outras. A Figura 40 aponta os módulos pertencentes ao ANFLEX.

Figura 40 Modularização do código do ANFLEX (2006)

PREADYN®

O Preadyn foi desenvolvido através de um convênio entre a Puc-Rio e a Petrobras. Consiste em um programa para análise dinâmica não-linear geométrica de linhas de ancoragem e *risers* que utiliza o modelo de massa concentrada para discretização no espaço das equações de movimento.

Seu código é capaz de considerar os esforços ambientais de correnteza, além da força de atrito existente entre o solo do oceano e as linhas, assim como as forças de restauração que surgem no impacto da estrutura com o solo. É possível também acrescentar forças, deslocamentos e velocidades sobre os nós da malha de elementos finitos gerada. As condições de contorno, como apoios e restrições, são também possíveis de serem acrescentadas.

Para a obtenção da resposta do sistema estrutural é necessária a utilização de um algoritmo de integração apropriado. Silveira (2001) estudou as respostas de algoritmos e comparou-as para concluir qual seria a mais adequada aos problemas usuais em estruturas de amarração e produção. Os algoritmos estudados foram o Método das Diferenças Centrais (MDC) de Silveira (2001), o Algoritmo de Chung & Lee (1994), o Método Explícito Generalizado- α (MEG- α) e o algoritmo de Hulbert & Chung (1996). Após comparação detalhada, o último método foi escolhido.

A Figura 41 apresenta o esquema de configuração das linhas no PREADYN.

Figura 41 Malha de elementos finitos [Silveira (2001)]

Neste modelo a linha é dividida em um número finito de elementos, que são considerados como um sistema massa-mola-amortecedor, sendo que a massa fica concentrada nos nós do elemento (método *lumped mass*). Existem duas opções para reposta do código: treliça e pórtico. No primeiro, cada um dos nós tem três graus de liberdade, descrito pelos deslocamentos em x, y e z, resultando na força axial devido a esses deslocamentos. No segundo, são incluídos os momentos e as torções. O primeiro tem a vantagem de ser numericamente menos oneroso, e o segundo tem uma precisão maior nos resultados.

3.2.4. Código de simulação TPN

Tanto o desenvolvimento do projeto de pesquisa do sistema de produção acoplado realizado em parceria com a Petrobras, já citado anteriormente, quanto à avaliação do sistema de conexão entre o FPSO e a TLWP objeto desta dissertação foram fruto do uso intensivo das facilidades presentes no código TPN.

Neste capítulo, será dada uma breve explicação sobre o programa e no item 4.3 será realizada uma explicação detalhada, incluindo desde seus objetivos principais até certos detalhes de sua arquitetura, já que os modelos simplificados que permitiram a separação dos fenômenos foram resultado direto da alteração de alguns parâmetros de entrada do simulador.

Primeiramente, é necessário esclarecer ao leitor que quando mencionado o termo TPN as informações são referentes ao código. Já quando a intenção for referenciar o laboratório será utilizado o termo laboratório TPN ou TPN/USP.

O código do TPN é um aprimoramento do Dynasim apresentado por Fucatu (1998) e foi desenvolvido como sendo um simulador no domínio do tempo cujo objetivo é representar o maior número possível de fenômenos físicos atuantes em um sistema flutuante de produção, permitindo trabalhar com sistemas multicorpos amarrados e/ou com posicionamento dinâmico.

Para atender a essa demanda o código trabalha de forma integrada com o WAMIT (2006) para obter as massas adicionais e amortecimentos potenciais, além das forças de deriva média. A força de deriva lenta é baseada no método de Aranha & Fernandes (1995) e a força hidrodinâmica resultante da velocidade relativa do flutuante em relação a um campo de corrente “*local cross flow principle*” é baseada no modelo de Obokata (1987) ou no modelo de Asa Curta de Leite et al. (1998).

A integração do sistema flutuante com seu sistema de *riser* de ancoragem é realizada conforme apresentado por Nishimoto et al. (2002) e a grande vantagem é que o código do TPN também trabalha de forma integrada com o ANFLEX (2006) e/ou o PREADYN. Por fim o código também está habilitado a simular as unidades em modo de posicionamento dinâmico segundo a formulação apresentada por Tannuri & Pesce (2002).

Desta forma todos os elementos de um sistema *offshore* podem ser modelados e analisados pelo TPN. O simulador observa as componentes em duas classes distintas: os corpos e as linhas. As unidades flutuantes são consideradas corpos, independente do formato do casco (FPSOs TLPs SPARs entre outros) e da sua localização, a Figura 42 apresenta um sistema com corpo submerso.

Figura 42 Exemplo de um sistema com corpo submerso [Nishimoto (2005)]

Risers, amarras, mangotes e outros componentes de conexão são considerados pelo simulador como linhas. Essas linhas podem ser modeladas por elementos finitos ou algum outro método simplificado como curvas características. A Figura 43 mostra um fluxograma da metodologia global dos processos internos do simulador, Gaspar et al. (2009).

Figura 43 Fluxograma do processo global do TPN [Alterado de Luz et al. (2009)]

A fase de pré-simulação consiste na interpretação dos requisitos iniciais do sistema, em relação ao campo, às unidades e as linhas. Uma primeira análise dos corpos (unidades, bóias, navios, etc) é feita antes da modelagem do pré-processador. Esta análise é feita para obter as massas adicionais, amortecimentos potenciais, além de outras informações hidrodinâmicas e para isso é utilizado o software WAMIT. É necessária uma simulação do WAMIT para cada um dos corpos.

O pré-processador, denominado Prea-3D e apresentado na Figura 44, é usado para modelar uma configuração inicial do sistema *offshore*. Esta tarefa consiste na inserção dos componentes e restrições do sistema no modelo virtual do campo. Cada componente possui seu conjunto específico de características. Para as linhas, por exemplo, é possível definir o tipo de material, diâmetro nominal, rigidez axial / torcional, coeficientes de amortecimento e arrasto, etc, para todos os segmentos. Para os corpos, como dito anteriormente, os coeficientes são extraídos a partir da análise WAMIT.

Figura 44 Aspecto geral do pré-processador do TPN – PREA3D (Produção própria)

O pré-processador também pode calcular o equilíbrio estático do sistema, com a hidrostática dos corpos e as linhas em catenária. O sistema modelado é a entrada no simulador para a análise dinâmica. Somente após a convergência do equilíbrio estático do sistema a simulação é iniciada.

Um conjunto de N condições ambientais é então definido e a análise é feita no domínio do tempo. Períodos de simulação podem ser mais longos ou mais curtos, entretanto algumas normas exigem pelo menos 10800s de análise para considerar uma estatística da série confiável.

Segundo Luz et al. (2009), o passo da simulação também é variável e a convergência é normalmente obtida com um intervalo de tempo de 0,5 s. Corpos menores (monobóias, por exemplo) podem exigir medidas de tempo menores. O processo é paralelizado e a análise de uma condição ambiental termina quando todos os resultados de todos os elementos forem concluídos. A simulação é encerrada depois de todos N casos são simulados.

Figura 45 *Cluster para processamento do TPN*

Devido ao aumento da complexidade e dimensão dos sistemas de produção cada vez mais a dinâmica do flutuante é impactada pela presença das linhas e de corpos ao seu redor e um impacto direto desse efeito é a necessidade de análises que acoplem o maior número possível de variáveis. Esse acoplamento tem impacto direto no custo computacional de uma simulação e desta forma umas das soluções apresentadas é a paralelização dos processos e sua simulação em um cluster de computadores. A Figura 45 mostra o *cluster*²⁶ instalado no laboratório TPN.

²⁶ *Cluster* é definido como um conjunto de computadores, que utiliza um tipo especial de sistema operacional classificado como sistema distribuído. Entretanto, no laboratório do TPN é utilizada uma versão de alto desempenho cuja nomenclatura utilizada neste caso é HPC (*High Performance Computing*). O cluster do laboratório faz parte da GradeBR, rede formada pela UFAL, TPN-USP, PUC-Rio, ITA e UFRJ em conjunto com a Petrobras cuja capacidade de processamento é de 160 TeraFlops.

Da mesma forma que a complexidade dos sistemas gera uma grande demanda computacional, a análise dos resultados demanda uma ferramenta específica e para isso foi desenvolvido um pós processador chamado TPNView, Gaspar et al. (2009), apresentado na Figura 46.

Figura 46 Imagem do pós-processador do TPN

O TPNView também gera as principais estatísticas dos resultados do caso, permite visualizar os resultados das séries temporais da plataforma nos seis graus de liberdade, para qualquer ponto solidário ao sistema flutuante em estudo. No ambiente deste *software* é possível visualizar o comportamento global da unidade através de imagens tridimensionais, além das estatísticas a respeito dos comportamentos dinâmicos simulados.

4. MODELAGEM DO SISTEMA & VALIDAÇÃO

Neste capítulo são apresentados os detalhes do funcionamento, modelagem e análise do sistema de ancoragem e de conexão das unidades. Também são apresentados os modelos utilizados nos ensaios realizados e a validação do modelo numérico.

4.1. CONCEITO BASE DO SISTEMA DE ANCORAGEM E ACOPLAMENTO ENTRE AS UNIDADES

Para entender o funcionamento do sistema de ancoragem utilizado para garantir o funcionamento do sistema de uma forma integrada é preciso ressaltar as diferenças entre o padrão de amarração utilizado neste sistema e a forma convencional de ancoragem em SMS de um FPSO, conforme apresentado no item 2.2.1. Também é necessário observar que a deriva em uma TLP convencional é compensada apenas com seus tendões, conforme mostrado no item 2.2.2.

No caso de um FPSO, seu sistema de amarração é projetado para que a resultante de suas forças seja zero no ponto de operação da unidade, entretanto neste novo sistema (FPSO-TLWP) é criada uma assimetria em relação ao número de linhas de cada bordo de modo que o ponto de operação da unidade (aqui chamado de B_{FPSO}) esteja em uma posição diferente do ponto onde a resultante das forças de amarração é zero (aqui chamado de A_{FPSO}), conforme Figura 47-a.

Em uma TLP convencional, seus tendões são projetados para manter os períodos naturais de *heave* da plataforma dentro dos parâmetros de projeto e para limitar sua deriva máxima, normalmente, estes tendões na posição de operação da unidade (aqui chamado de B_{TLWP}) trabalham praticamente na vertical. Entretanto no sistema FPSO-TLWP é criada propositalmente uma assimetria inserindo-se linhas de amarração em um bordo da TLP de modo que o ponto onde a resultante das forças de amarração e dos tendões seja zero (aqui chamado de A_{TLWP}), conforme Figura 47-a.

A Figura 47-a mostra uma vista de topo do sistema, indicando os pontos A_{TLWP} e A_{FPSO} e a Figura 47-c mostra uma vista lateral da mesma configuração. Quando as unidades estiverem nessa posição a distância entre os costados é de aproximadamente 120m. Essa configuração só seria obtida na ausência das linhas de conexão e é esta característica que aumenta a segurança operacional do sistema, pois caso haja algum problema no sistema de conexão as unidades tendem a se afastar.

Figura 47 (a) Vista de topo da posição (A_{TLWP} e A_{FPSO}) com a resultante de forças = 0, (b) Vista de topo da posição de operação das unidades (B_{TLWP} e B_{FPSO}) com as conexões, (c) Vista lateral da posição (A_{TLWP} e A_{FPSO}) com a resultante de forças = 0, (d) Vista lateral da posição de operação das unidades (B_{TLWP} e B_{FPSO}) com as conexões e (e) comparação das posições (A_{TLWP} e A_{FPSO}) e (B_{TLWP} e B_{FPSO})

Para que as facilidades de integração citadas anteriormente sejam possíveis um novo elemento é introduzido ao sistema. É justamente esse elemento, as linhas de conexão, que garante que os cascos operem a uma distância reduzida (posições B_{FPSO} e B_{TLWP} apresentada na Figura 47-b) e o dimensionamento desses elementos é diretamente influenciado pela rigidez do sistema de ancoragem de cada uma das unidades e pelas cargas ambientais atuando no conjunto.

Dessa forma as linhas de conexão garantem o acoplamento de surge e sway das unidades, entretanto se mal dimensionado o sistema também fará a transferência dos movimentos de *roll* e *yaw* do FPSO para TLP.

Figura 48 Equilíbrio do sistema – Condição incidindo na TLP (alterado de Cruz (2009))

A Figura 48 mostra o comportamento do sistema após a incidência de uma condição ambiental pelo bordo da TLWP e antes da nova posição de equilíbrio ser encontrada. Alguns detalhes do comportamento desta conexão, como a análise dos amortecimentos das linhas de conexão e do acoplamento entre alguns graus de liberdade das unidades, podem ser observados em Cruz (2009) que apresenta um estudo sobre o comportamento dinâmico de dois corpos flutuantes acoplados submetidos à ação de ondas regulares.

4.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO SISTEMA

Este subcapítulo apresenta as principais características dimensionais do FPSO e o processo de dimensionamento da TLWP assim como o sistema de amarração e o sistema de conexão entre as unidades.

4.2.1. Dimensões Principais do FPSO

O uso de um FPSO com casco otimizado reduz os movimentos do sistema, mas pode aumentar seus custos de implantação e desta forma restringir os campos aptos a receber o sistema. Como forma de viabilizar o conceito independente do casco utilizado e aumentar a flexibilidade do sistema em relação aos possíveis campos de interesse optou-se pelo uso de um FPSO convertido a partir de um VLCC²⁷. Desta forma ao se comprovar a eficiência do conceito utilizando uma unidade com movimentos mais elevados a utilização de um casco otimizado só tenderia a trazer ganhos para o sistema.

A Figura 49 apresenta as dimensões principais do FPSO utilizado no sistema de produção acoplada e a Tabela 1 mostra as principais características deste casco, como períodos naturais de *Roll*, *Pitch* e *Heave* além do KG para o calado cheio e vazio. Essas informações são de fundamental importância para o dimensionamento das conexões.

Figura 49 Dimensões Principais do FPSO

²⁷ VLCC - Very Large Crude-Carrier. Navio de carga com deslocamento típico entre 200 e 300 mil toneladas e que devido ao grande número de unidades e idade da frota oferecem grandes vantagens na conversão para FPSOs.

Tabela 1 Dimensões Principais do FPSO

	Unid	Vazio	Cheio
Comprimento	m	337.60	
Boca	m	54.50	
Pontal	m	27.00	
Calado	m	8.00	21.00
Deslocamento	m ³	108292.68	303414.63
KG	m	20.24	14.85
GMt	m	10.71	6.80
GMI	m	591.47	344.18
Rxx	m	21.60	18.89
Ryy	m	82.14	73.28
Rzz	m	82.47	74.15
Tn33	s	13.48	14.70
Tn44	s	15.04	15.89
Tn55	s	12.15	12.71

4.2.2. Dimensionamento da TLWP

Ao contrario do FPSO, onde foi utilizado um casco comum, a TLWP por ter a função exclusiva de cabeça de poço e pela necessidade de compartilhar equipamentos com o FPSO tem como um dos objetivos a minimização de suas dimensões e deslocamento.

Desta forma, o primeiro passo foi a definição dos equipamentos essenciais a unidade como número de *risers*, acomodações de emergência, módulos de perfuração e a *gangway* e sua distribuição no convés da plataforma. A Figura 50 mostra o arranjo do convés da TLWP ao final desta etapa.

Figura 50 Arranjo do deck da TLWP – Fase I

Com a definição da dimensão e do peso do convés (12.000 toneladas) foi realizado o dimensionamento da unidade através da montagem de uma planilha em Excel onde o casco da TLWP foi parametrizado em relação as suas dimensões principais. A Figura 51 apresenta o fluxograma do modelo de dimensionamento utilizado no sistema.

Figura 51 Fluxograma de dimensionamento da TLWP

O modelo paramétrico adotado neste trabalho baseia-se, principalmente, na obtenção das características da unidade através da divisão do casco em fatias horizontais (Figura 52), ou seja, para cada fatia são calculadas as propriedades hidrostáticas e a massa estrutural, sendo que, para a condição de instalação, calcula-se ainda o lastro necessário para que a unidade assuma o calado de operação. A avaliação hidrostática do casco é feita separadamente para os dois componentes principais do casco, colunas e *pontoons*.

Figura 52 Discretização do modelo em fatias

O dimensionamento foi parametrizado em relação às seguintes dimensões do casco:

- Diâmetro da base da coluna (D_B);
- Diâmetro do topo da coluna (D_T);
- Pontal (P);
- Distância entre centros das colunas (d);
- Altura dos pontoons (H_P), e;
- Largura dos pontos (L_P).

No dimensionamento do casco da TLWP o número de colunas e *pontoons* foram mantidos fixos iguais a 4 (quatro). Desta forma, todos os casos gerados tiveram o aspecto como apresentado na Figura 53, com quatro colunas e os *pontoons* instalados diretamente nas colunas.

Figura 53 Aspecto geral dos cascos considerados na planilha

Apesar de o modelo paramétrico prever o dimensionamento de cascos com diâmetro do topo da coluna diferente do diâmetro de base, estas casos não foram considerados. Desta forma o modelo paramétrico assumiu como entrada as seguintes características:

- Pesos e centros dos módulos de produção;
- Pesos e centros dos módulos de perfuração;
- Peso estrutural do Deck;
- Número e característica dos tendões;
- Local de fixação dos tendões;
- Pré-tensão nos tendões (em termos de % do deslocamento total);
- Número de antepara nos tanques.

A partir dos dados de entrada apresentados acima, o modelo parametrizado pelos parâmetros dimensionais calculou as seguintes características:

- Altura do centro de gravidade da unidade;
- Peso estrutural do casco;
- Inércia do casco;
- Massa total;
- Deslocamento (considerando a pré-tensão nos tendões);
- Calado de operação;
- Massa de Lastro necessária para obter o calado de operação na condição de instalação;
- Inércias em relação aos eixos X, Y e Z cuja origem está localizada no centro de gravidade da unidade;
- Restauração hidrostática;
- Restauração devido aos tendões (*Heave, Roll e Pitch*);
- Períodos naturais (*Heave, Roll e Pitch*).

A seguir serão apresentadas as metodologias utilizadas para o cálculo das principais características de saída.

Massa

As massas envolvidas no problema foram divididas como mostra a Tabela 2.

Tabela 2 Categoria das massas consideradas

Simbolo	Categoria de Massas
M_1	Estrural Casco
M_2	Deck Modulo e Estrutura (Perfuração e Produção)
M_2	Lastro

Com exceção da massa M_2 que foi estimada pelos módulos presentes no convés da unidade, a massa estrutural e massa de lastro foram calculadas pelo modelo parametrizado.

Massa Estrutural do Casco

O cálculo da massa estrutural foi baseado no trabalho de Malta et al. (2004), que emprega uma regressão para a massa estrutural por unidade de área, dependendo da profundidade da unidade estrutural (coluna d'água a suportar), conforme apresenta a Figura 54.

Figura 54 Regressão da massa estrutural por área

Aplicou-se o seguinte procedimento, conforme esquematizado no fluxograma da Figura 55:

Selecionou-se um painel estrutural padrão (2 x 0,6 m) com módulo de elasticidade $E = 210GPa$ e tensão máxima permitida $\sigma = 200MPa$;

Adicionaram-se reforçadores (perfis padrões) ao painel e ajusta-se a espessura de chapa de maneira que este suporte a máxima tensão solicitada (pressão hidrostática conforme a cota do painel);

Calculou-se a massa equivalente por área estrutural conforme a cota do painel.

Figura 55 Fluxograma da regressão de massa estrutural.

Esse método pode ser facilmente incorporado no modelo paramétrico, já que a discretização da estrutura é feita por meio de fatias. A formulação segue abaixo:

$$m_{area}(h) = 6.3115 * h + 125.5 \quad (1)$$

Onde m_{area} é a massa estrutural por unidade de área [kg/m^2] e h é profundidade do centro de área da fatia estrutural [m].

A massa estrutural foi calculada em relação ao calado máximo da plataforma, no qual a estrutura é submetida à maiores pressões hidrostáticas. O cálculo dos calados será detalhado em item posterior, mas deve-se ressaltar que o cálculo dos calados e da massa estrutural foi feito de maneira iterativa.

A massa estrutural da plataforma foi calculada pela soma das parcelas dadas na equação (1):

$$M_1 = \sum_i^N (m_i + ma_i) + m_b + m_t \quad (2)$$

Onde N é o número total de fatias, M_1 é massa estrutural total da plataforma, m_i é a massa estrutural da fatia i , m_b é a massa estrutural do fundo (base) da plataforma, m_t é a massa estrutural do topo (base do *deck*) da plataforma e, finalmente, ma_i é a massa estrutural das anteparas dos tanques para cada fatia.

Para o cálculo da massa estrutural de cada fatia i , deve-se incorporar a formulação da massa por área ao modelo paramétrico.

Analogamente, o centro de gravidade foi obtido para cada fatia e em seguida foi feita uma soma ponderada com os pesos dos elementos estruturais horizontais.

Massa de Lastro

O número de fatias que contem lastro é o número β que satisfaz a relação abaixo dada pela expressão (3), que representa a massa de lastro necessária na condição considerada.

$$M_3 = \sum_i^{\beta} m_{l_i} = \rho_{lastro} V_{lastro} \quad (3)$$

Onde, m_{l_i} é massa de lastro da fatia i , ρ_{lastro} é a densidade da água de lastro e V_{lastro} é o volume de lastro necessário para se obter a condição desejada.

Calado

O calado, no modelo paramétrico, é obtido de forma iterativa devido à existência de referências circulares na planilha de dimensionamento. Estas circularidades devem-se à interdependência entre calado e peso estrutural. Desta forma, a partir de um deslocamento total que incorpora o peso estrutural obtêm-se um calado que por sua vez modificou o peso estrutural. Assim, a iteração termina quando a variação de calado apresenta-se com erro menor que 0,5% quando comparado o volume deslocado e peso do sistema.

As demais características como estabilidade inicial e cálculo dos períodos naturais foram obtidos através das formulações usuais apontadas na literatura.

Determinação do casco atual da TLWP

A partir dos dados obtidos com a planilha de dimensionamento, foi feita uma otimização da forma do casco em termos de período natural, deslocamento e força de onda.

No modelo de otimização as variáveis do problema foram as mesmas dimensões que o modelo parametrizado considerou para fazer as análises, reproduzindo, são elas:

- Diâmetro da base da coluna (D_B);
- Diâmetro do topo da coluna (D_T);
- Pontal (P);
- Distância entre centros das colunas (d);
- Altura dos *pontoons* (H_P), e;
- Largura dos pontos (L_P).

Foi utilizado um modelo de otimização que trabalha com vários objetivos simultaneamente, dentre os quais quatro foram selecionados:

- Minimizar Peso Estrutural;
- Maximizar Borda Livre;
- Minimizar Energia de Onda no *pontoon*;
- Minimizar Energia de Onda nas colunas;

Figura 56 Diagrama com os objetivos, restrições e dados de entrada

A Figura 56 apresenta um diagrama com as restrições, os objetivos e os dados de entrada utilizados no dimensionamento da TLWP. O modelo de otimização aplicou as seguintes restrições:

- Borda Livre $> 5m$;
- Período de *Heave* $< 4s$;
- Período de *Roll/Pitch* $< 4s$;
- Altura do *Pontoon* $< 0,6 * \text{Calado}$.

Para a definição do casco foi utilizado um método de busca baseado em processos similares aos que ocorrem na seleção natural de uma população. Esse processo é baseado em uma população inicial aleatória viável²⁸ que evolui através de processos genéticos, gerando uma nova população. Esse processo de busca é repetido através da geração de novas populações até que se obtenha uma solução esperada. A Figura 57 apresenta um fluxograma do processo evolutivo de um algoritmo genético.

²⁸ É considerada uma solução viável qualquer solução que atenda de forma única todos os requisitos e que não infrinja nenhuma das restrições.

Figura 57 Fluxograma de um algoritmo genético [Tancredi (2008)]

Tancredi (2008) apresenta um histórico dos operadores genéticos destacando as principais vantagens e desvantagens desses operadores. O método utilizado para a otimização da TLWP foi o MOGA²⁹ que apesar de ser um dos algoritmos genéticos de convergência mais lenta (como mostrado por Tancredi (2008)) é de fácil utilização, pois pode ser uma extensão de um algoritmo genético mono-objetivo como apresentam Murata & Ishibuchi (1995).

O algoritmo genético MOGA usa basicamente três operadores clássicos diferentes para a geração de uma nova população, são eles:

- Seleção → Processo de classificação das melhores soluções de cada geração. Após essa classificação as melhores soluções são guardadas e apresentam maior chance na realização das operações de cruzamento e mutação.
- Cruzamento → Processo de geração de novas soluções a partir do cruzamento de duas soluções da geração anterior.
- Mutação → Processo de geração de novas soluções a partir da alteração aleatória das soluções anteriores.

²⁹ MOGA – *Multiobjective Optimization Genetic Algorithm*. Em português, Algoritmo genético de otimização multiobjetivo.

Ao final foram gerados 15 casos originais e 150 gerações de descendentes, totalizando 2250 casos analisados que resultaram no casco final apresentado na Figura 58. A Tabela 3 apresenta as principais características dimensionais da TLWP.

Figura 58 Dimensões Principais da TLWP

Tabela 3 Dimensões Principais da TLWP

Características	Unid.	Valor
Número de Colunas	---	4
Número de Pontoons	---	4
Diâmetro das Colunas	m	19.0
Altura das Colunas	m	36.0
Distância entre Centros das Colunas	m	40.0
Altura dos Pontoons	m	11.2
Largura do Pontoons	m	13.0
Pontal	m	36.0
Deslocamento	m ³	40156.4
Calado	m	23.0
T _{HEAVE}	s	3.9
T _{ROLL}	s	3.7
T _{PITCH}	s	3.7

Ao final do dimensionamento, entre outros itens, foram realizadas análises da estabilidade da TLWP durante o transporte e instalação e apesar do calado imediatamente superior a altura dos *pontoons* normalmente ser um ponto crítico na instalação para qualquer TLP o arranjo de tanques aplicado a esse casco mitigou esse problema. A Figura 59-d apresenta o gráfico do GM x calado da plataforma e pode-se notar a queda abrupta no ponto imediatamente acima dos *pontoons*.

Figura 59 Análise de estabilidade, (a) tanque avariado no calado de transporte e (b) tanque avariado no calado de instalação, (c) e (d) gráficos de estabilidade.

A Figura 59-a mostra a condição com um tanque avariado durante o transporte, a Figura 59-b a condição com um tanque avariado durante o processo de instalação e por fim a Figura 59-c mostra o diagrama de Estabilidade durante o lastramento e no calado imediatamente acima dos *pontoons*.

Os dados de estabilidade apresentados na Figura 59, mostram que a TLWP durante a operação atende aos critérios exigidos pela ABS (2004) - “*Guide for Building and Classing Floating Production Units*” e durante o transporte e instalação atende aos critérios exigidos em ABS (2006) - “*Rules for building and classing Mobile Offshore Drilling Units (MODU) part 3*”.

4.2.3. Sistema de ancoragem e conexões

Para facilitar o trabalho foi adotado um sistema local de coordenadas para cada unidade e um sistema global fixo. Desta forma adotou-se que o sistema de coordenadas global, apresentado na Figura 60 em preto, é definido com Y voltado para o Norte e X para o Leste com origem na linha d’água e neste caso no centro do FPSO.

O sistema local de coordenadas de cada unidade é definido com x voltado para Proa e y voltado para Bombordo com origem a meia nau e na quilha. Tanto o sistema local de coordenadas da TLWP como o do FPSO podem ser observados na Figura 60 em azul.

Figura 60 Sistema de coordenadas Global (Preto), Local (Azul) e ângulo de incidência das condições ambientais (vermelho).

O ângulo de incidência das condições ambientais foi definido com zero graus na direção do Y global e com a variação dos ângulos crescente no sentido de rotação horário, conforme apresentado na Figura 60 em vermelho.

Conforme apresentado no item 2.2 - Evolução do conceito FPSO-TLWP, ao final da primeira fase o sistema de posicionamento do FPSO é composto por 18 amarras distribuídas em 4 (quatro) grupos e o sistema de posicionamento da TLWP é composto por 8 (oito) amarras e 8 (oito) tendões.

A ligação entre as duas unidades é mantida através de 21 linhas de nylon distribuídas em três grupos, que conectam a coluna da TLWP ao costado do FPSO.

A Tabela 4 apresenta a posição dos *fairleads* das amarras e conexões no sistema local de coordenadas de cada unidade e o nome que cada uma das linhas recebeu para sua posterior identificação. Já a Figura 61 mostra a localização destas linhas no espaço através de uma identificação visual.

Figura 61 Identificação das linhas de amarração e no Detalhe A das linhas de conexão

As linhas de conexão foram divididas em três níveis, ou seja, três diferentes cotas z dos *fairleads*. Esse arranjo das linhas de conexão obtido ao final da primeira fase, conforme apresentado no item 2.2 - Evolução do conceito FPSO-TLWP, é apresentado em uma vista de topo no detalhe da Figura 61 e em uma vista lateral na Figura 62.

Figura 62 Identificação dos 3 níveis das linhas de conexão e de alguns tendões

Tabela 4 Localização dos fairleads

Descrição		Modelo Numérico		Sistema Local FPSO			Sistema Local TLWP		
		Nome	ID	X	Y	Z	X	Y	Z
FPSO	Amarração	1ª Popa BB	1	-140.2	19.8	21.8	--	--	--
		2ª Popa BB	2	-137.2	21.2	21.8	--	--	--
		3ª Popa BB	3	-139.2	22.4	21.8	--	--	--
		4ª Popa BB	4	-136.2	23.5	21.8	--	--	--
		5ª Popa BB	5	-138.2	24.4	21.8	--	--	--
		6ª Popa BB	6	-135.2	25.0	21.8	--	--	--
		1ª Proa BB	7	140.2	17.2	21.8	--	--	--
		2ª Proa BB	8	143.2	16.2	21.8	--	--	--
		3ª Proa BB	9	141.2	15.1	21.8	--	--	--
		4ª Proa BB	10	144.2	13.9	21.8	--	--	--
		5ª Proa BB	11	142.2	12.7	21.8	--	--	--
		6ª Proa BB	12	145.2	11.5	21.8	--	--	--
		1ª Proa BE	13	155.4	-11.4	21.8	--	--	--
		2ª Proa BE	14	152.4	-12.6	21.8	--	--	--
		3ª Proa BE	15	149.0	-13.6	21.8	--	--	--
		1ª Popa BE	16	-134.4	-23.0	21.8	--	--	--
		2ª Popa BE	17	-137.4	-21.1	21.8	--	--	--
		3ª Popa BE	18	-140.4	-19.7	21.8	--	--	--
Conexão		1ª Cone. PR 1º nível	19	6.0	-28.0	14.5	6.0	30.6	23.0
		1ª Cone. PR 2º nível	20	6.0	-28.0	17.5	6.0	30.6	26.0
		1ª Cone. PR 3º nível	21	6.0	-28.0	20.5	6.0	30.6	29.0
		2ª Cone. PR 1º nível	22	4.0	-28.0	14.5	4.0	30.6	23.0
		2ª Cone. PR 2º nível	23	4.0	-28.0	17.5	4.0	30.6	26.0
		2ª Cone. PR 3º nível	24	4.0	-28.0	20.5	4.0	30.6	29.0
		3ª Cone. PR 1º nível	25	2.0	-28.0	14.5	2.0	30.6	23.0
		3ª Cone. PR 2º nível	26	2.0	-28.0	17.5	2.0	30.6	26.0
		3ª Cone. PR 3º nível	27	2.0	-28.0	20.5	2.0	30.6	29.0
		Central 1º nível	28	0.0	-28.0	14.5	0.0	30.6	23.0
		Central 2º nível	29	0.0	-28.0	17.5	0.0	30.6	26.0
		Central 3º nível	30	0.0	-28.0	20.5	0.0	30.6	29.0
		1ª Cone. PP 1º nível	31	-2.0	-28.0	14.5	-2.0	30.6	23.0
		1ª Cone. PP 2º nível	32	-2.0	-28.0	17.5	-2.0	30.6	26.0
		1ª Cone. PP 3º nível	33	-2.0	-28.0	20.5	-2.0	30.6	29.0
		2ª Cone. PP 1º nível	34	-4.0	-28.0	14.5	-4.0	30.6	23.0
		2ª Cone. PP 2º nível	35	-4.0	-28.0	17.5	-4.0	30.6	26.0
		2ª Cone. PP 3º nível	36	-4.0	-28.0	20.5	-4.0	30.6	29.0
		3ª Cone. PP 1º nível	37	-6.0	-28.0	14.5	-6.0	30.6	23.0
		3ª Cone. PP 2º nível	38	-6.0	-28.0	17.5	-6.0	30.6	26.0
		3ª Cone. PP 3º nível	39	-6.0	-28.0	20.5	-6.0	30.6	29.0
TLWP	Amarração	1ª PR TLWP	40	--	--	--	23.3	-26.4	18.2
		2ª PR TLWP	41	--	--	--	21.2	-27.2	18.2
		3ª PR TLWP	42	--	--	--	19.0	-27.5	18.2
		4ª PR TLWP	43	--	--	--	16.8	-27.2	18.2
		1ª PP TLWP	44	--	--	--	-16.8	-27.2	18.2
		2ª PP TLWP	45	--	--	--	-19.0	-27.5	18.2
		3ª PP TLWP	46	--	--	--	-21.2	-27.2	18.2
		4ª PP TLWP	47	--	--	--	-23.3	-26.4	18.2
	Tendões	1º Tendão PR BB	48	--	--	--	27.5	27.5	0.0
		2º Tendão PR BB	49	--	--	--	19.0	27.5	0.0
		1º Tendão PR BE	50	--	--	--	27.5	-27.5	0.0
		2º Tendão PR BE	51	--	--	--	19.0	-27.5	0.0
		1º Tendão PP BB	52	--	--	--	-19.0	-27.5	0.0
		2º Tendão PP BB	53	--	--	--	-27.5	-27.5	0.0
		1º Tendão PP BE	54	--	--	--	-27.5	27.5	0.0
		2º Tendão PP BE	55	--	--	--	-19.0	27.5	0.0

A composição das 26 linhas de amarração presentes tanto no FPSO como na TLWP possuem exatamente a mesma composição física, com tramos intercalados de amarra e poliéster. A correta descrição e a apresentação das características destas linhas são apresentadas na Figura 63.

(a)

ID	Segmento	Comprimento (m)
1 (anchor)	Amarra	400
2	Poliester	500
3	Amarra	10
4	Poliester	500
5	Amarra	150
Total		1560

	Amarra	Poliester	
EA (kN)	854427.0	222113.0	kN
MBL (kN)	13573.0	13734.0	kN
Peso no ar (kN/m)	2.82	0.33	kN/m
Peso submerso (kN/m)	2.45	0.086	kN/m
C_m (admencional)	2.0	2.0	adm.
C_d (admencional)	1.7	1.2	adm.
Diâmetro hidrodinâmico (m)	0.210	0.225	m
Diâmetro nominal (m)	0.120	0.225	m

(b)

Figura 63 (a) Composição das linhas de amarração, (b) características das linhas.

Como explicado no item 4.1 - Conceito base do Sistema de Ancoragem e Acoplamento entre as unidades, as linhas de amarração presentes na TLWP foram necessárias para garantir que a deriva no plano horizontal fique dentro de certos limites e que desta forma reduza-se o risco de colisão. Entretanto, o sistema que mantém os períodos naturais de *Heave*, *Roll* e *Pitch* dentro dos objetivos apresentado no item 4.2.2-Dimensionamento da TLWP são os tendões. As principais características dos tendões são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 Características principais dos tendões

Tendão		
Comprimento	974	m
EA	1.6E+07	kN
MBL	36589.2	kN
Peso no ar	5.15	kN/m
Peso submerso	1.85	kN/m
C_m	2.0	adm.
C_d	1.2	adm.
Diâmetro hidrodinâmico	0.71	m
Diâmetro nominal	0.71	m
Tensão de escoamento	480.00	MPa
espessura	3.6	cm
E (modulo de Yong)	210000.0	MPa
A (área de aço)	0.08	m ²

Para que o comportamento dinâmico das unidades seja suavizado e a transmissão de movimentos seja reduzida, sem comprometer sua resistência, é interessante trabalhar com materiais com baixa rigidez axial nas linhas de conexão, pois conforme apresentado por Cruz (2009) o comportamento é muito dependente deste parâmetro.

Desta forma o grupo de linhas que compõem o sistema de conexão entre as unidades foi formado exclusivamente por linhas de nylon que possuem uma menor rigidez axial que uma linha de poliéster de mesmo MBL. As principais características das linhas de nylon são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 Características principais das linhas de nylon

Linha de conexão nylon		
Comprimento	51.5	m
EA	75000.0	kN
MBL	17150.0	kN
Peso no ar	0.357	KN/m
Peso submerso	0.035	kN/m
C_m	2.0	adm.
C_d	1.2	adm.
Diâmetro hidrodinâmico	0.264	m
Diâmetro nominal	0.264	m
Material	Nylon	

Apesar dos dados apresentados na Tabela 7 serem resultado do estado estático do sistema de amarração e das conexões, eles são de fundamental importância na calibragem do modelo, caso seja necessário reproduzir as simulações e por isso são indicados abaixo:

Tabela 7 Pesos e centros do sistema de amarração e conexão

Amarração _{FPSO}	Peso (ton)	2766.9
	Xcg (m)	7.7
	Ycg (m)	10.5
	Zcg (m)	21.8
Amarração TLWP + Tendão	Peso (ton)	12995.5
	Xcg (m)	0.0
	Ycg (m)	-3.3
	Zcg (m)	2.2
Peso Total (ton)		15762.4

4.3. MODELO NUMÉRICO

No capítulo 3.2.4 - Código de simulação TPN, foram apresentadas as principais características do simulador do TPN utilizadas neste trabalho, como a capacidade de incorporar diversos métodos de cálculo de dinâmica das linhas e as formas de considerar os efeitos hidrodinâmicos atuantes nas unidades. Portanto, cabe aqui descrever os tipos de modelagem utilizados na representação dos fenômenos e apresentar os resultados obtidos durante o dimensionamento do sistema de produção acoplado FPSO-TLWP.

4.3.1. Modelagem completa no TPN

Após a definição das dimensões principais tanto da TLWP como do FPSO as características hidrodinâmicas das unidades foram calculadas, primeiramente de forma isolada e na sequência de forma acoplada. Os modelos numéricos utilizados para isso são apresentados a seguir.

As análises numéricas foram feitas utilizando o programa WAMIT (2006), que resolve o problema de escoamento potencial oscilatório no domínio da frequência ao redor das superfícies de corpos submersos, como mostrado no item 3.2.3 desta dissertação. Foram considerados os efeitos de onda incidente, radiada e difratada utilizando o método *Low-Order*³⁰ (Método dos painéis). No caso da TLWP, foram consideradas as restaurações devido aos tendões. Nos modelos numéricos referentes ao FPSO foram utilizados os dados de um FPSO convencional já testado e não foram feitas quaisquer alterações nos dados de entrada do programa de análise hidrodinâmica. No modelo numérico acoplado definiu-se a TLWP como primeiro corpo e, conseqüentemente, o FPSO como segundo.

A seguir, serão apresentados os modelos utilizados para análise numérica no WAMIT para o caso do FPSO e da TLWP. Abaixo estão apresentadas as malhas, matriz de massa, matriz de amortecimento e matriz de restauração externa. As unidades consideradas estão no sistema SI.

³⁰ *Low-Order Method*. Método que faz a representação geométrica da unidade por painéis planos e com quatro lados. Mais detalhes em WAMIT (2006).

TLWP

Para modelagem da TLWP, utilizou-se uma malha com 1501 painéis e simetria nos planos X e Y. Os valores dos volumes para normais no eixo X, Y e Z são 31513.6m^3 , 31513.5m^3 e 31513.6m^3 , respectivamente. O centro de massa localiza-se no ponto (0, 0, 18.9) em relação ao eixo de coordenada local apresentado na Figura 60. As restaurações apresentadas a seguir, referem-se apenas as restaurações dos tendões e a matriz de massa e inércia foram calculadas em relação ao eixo de massa local e não foi considerado amortecimento externo.

Figura 64 Malha da TLWP – vistas dos painéis.

A Tabela 8 e a Tabela 9, apresentam as matrizes de massa e restauração da TLWP e esses dados são utilizados como entrada para o WAMIT[®]; em função desses dados e da geometria da unidade são obtidos os valores de massa adicional, amortecimento potencial e força de excitação de onda.

Tabela 8 Matriz de massa - TLWP

	1	2	3	4	5	6
1	3.21E+07	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	-1.33E+08	-3.58E+05
2	0.00E+00	3.21E+07	0.00E+00	1.33E+08	0.00E+00	0.00E+00
3	0.00E+00	0.00E+00	3.21E+07	3.58E+05	0.00E+00	0.00E+00
4	0.00E+00	1.33E+08	3.58E+05	2.21E+10	1.60E+03	-1.00E+03
5	-1.33E+08	0.00E+00	0.00E+00	1.60E+03	2.11E+10	3.77E+08
6	-3.58E+05	0.00E+00	0.00E+00	-1.00E+03	3.77E+08	1.68E+10

Tabela 9 Matriz de restauração - TLWP

	1	2	3	4	5	6
1	1.50E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
2	0.00E+00	1.50E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
3	0.00E+00	0.00E+00	1.30E+08	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
4	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	4.70E+10	0.00E+00	0.00E+00
5	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	4.70E+10	0.00E+00
6	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.28E+07

FPSO

O modelo de malhas apresentado na Figura 65 contém 2424 painéis com simetria no plano Y. Os valores dos volumes (X,Y,Z) foram 303140m³, 303322m³ e 303329m³. Para o calado vazio do FPSO a malha contém 1215 painéis e os valores dos volumes para normais no eixo X, Y e Z são 108630m³, 108627m³ e 108628m³.

Figura 65 FPSO calado cheio - vista dos painéis

Tabela 10 Matriz de massa – FPSO calado cheio

	1	2	3	4	5	6
1	3.11E+08	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
2	0.00E+00	3.11E+08	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
3	0.00E+00	0.00E+00	3.11E+08	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
4	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.11E+11	-9.55E+09	-2.68E+10
5	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	-9.55E+09	1.67E+12	2.02E+09
6	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	-2.68E+10	2.02E+09	1.71E+12

FPSO - TLWP acoplados

Na simulação dos dois corpos acoplados, a TLWP fica posicionada à Boreste do FPSO, a uma distância de 50m entre costados e longitudinalmente a meia-nau. Nos modelos numéricos a TLWP foi tratada como 1º (primeiro) corpo e conseqüentemente o FPSO como 2º (segundo) corpo. Não foi considerado o efeito do acoplamento devido às conexões entre as duas unidades, este efeito foi devidamente levado em consideração pela simulação dinâmica realizada através do simulador numérico TPN, ficando a cargo das análises hidrodinâmicas (WAMIT[®]) estimar os efeitos causados pelo acoplamento hidrodinâmico devido à incidência de ondas.

Figura 66 Direção de incidência das ondas utilizadas no WAMIT®

A Figura 66 apresenta a direção de incidência utilizada para as análises efetuadas com o WAMIT® e utilizadas em todos os gráficos de RAO das unidades apresentadas nesta dissertação. Desta forma sempre que os gráficos mostrarem os dados relativos a incidências de onda entre 0° e 180° as ondas estão incidindo primeiramente na TLWP e para ondas com incidência entre 180° e 360° a incidência ocorrerá primeiramente no FPSO.

Este acoplamento é devido à interferência de ondas irradiadas e difratadas ou pela sombra gerada por cada corpo que se adiciona a onda incidente. Assim, dependendo da incidência, a excitação devido à onda pode ser aumentada ou diminuída, como é apresentado na Figura 67.

(a)

(b)

(c)

Figura 67 RAO Heave – TLWP – FPSO Calado cheio, (a) TLWP desacoplada, (b) incidências de onda entre 0 e 157.5° e (c) incidências de onda entre 180 e 337.5°

O efeito do acoplamento hidrodinâmico é mais evidente nas respostas calculadas para a TLWP (fato já esperado) uma vez que, proporcionalmente, algumas características do FPSO (como área de linha d'água) são muito maiores que da TLWP.

Para determinadas incidências, como por exemplo à 270° (Figura 69-C), nota-se um efeito de diminuição das magnitudes das propriedades em virtude da atenuação das amplitudes das ondas incidentes. Para outras incidências, como por exemplo 90° (Figura 69-B), nota-se um aumento das magnitudes de determinadas propriedades devido ao efeito de amplificação das ondas.

Esse fato é uma comprovação do impacto gerado pela presença do FPSO próximo à TLWP. Para entender melhor esse fenômeno efetuou-se um mapeamento da elevação da superfície livre ao redor das unidades e dessa forma obteve-se uma melhor percepção das regiões onde o efeito hidrodinâmico do FPSO é perceptível.

A partir da teoria de escoamento potencial, levando em consideração o efeito de onda incidente radiada e difratada, pôde-se avaliar a amplitude de elevação da superfície livre em torno do sistema acoplado, desta maneira, foi possível identificar as regiões onde se tornam relevantes os efeitos de atenuação de onda devido à presença do FPSO (Figura 69). Este mapeamento foi normalizado pela amplitude da onda incidente adotada pelo WAMIT, ou seja, valores de amplitude iguais a 1 indicam que não houve modificação na altura da onda incidente, valores superiores a 1 indicam a presença de efeitos de amplificação de altura de onda e valores inferiores a 1 indicam a presença de efeitos de atenuação da altura de onda, como mostra a Figura 68.

Foram realizadas estimativas de elevação da superfície livre para 16 incidências, variando de 0° a 360° num intervalo de 22.5° para o período de onda de 5 segundos. O sistema de coordenada considerado foi o mesmo do WAMIT, ou seja, a incidência 0° corresponde à onda incidindo a partir de X negativo e caminhando no sentido anti-horário.

O estudo de mapeamento da superfície livre, no sistema acoplado, foi realizado apenas na condição de calado cheio nos períodos de 5, 10 e 20 segundos, pois para as demais condições de carregamento a característica da elevação será semelhante.

A Figura 69 ilustra a elevação da superfície livre e está disposta da seguinte maneira: na primeira coluna estão as elevações referentes ao período de 5 segundos, na segunda ao período de 10 segundos e na terceira ao período de 20 segundos.

Figura 68 Escala dos gráficos de elevação da superfície livre

A Figura 68 apresenta a escala utilizada nas figuras de elevação da superfície livre mostradas abaixo onde as cores quentes mostram uma amplitude de onda maior que a da onda incidente naquela posição e as cores frias uma relação inversa. Na Figura 69 uma seta vermelha indica a direção da onda incidente.

Como pode ser observado na Figura 69, o FPSO funciona muito bem como um filtro para ondas menores que 10s de período e vai perdendo a eficiência conforme o período da onda vai aumentando. Para ondas com período de 20s o navio deixa de ser um filtro eficiente.

Em contrapartida, pode-se verificar na Figura 69-B uma combinação da onda radiada com a onda refletida gera uma elevação de onda para a TLWP. Ao comparar-se a onda de 10s com incidência direta na TLWP (Figura 69-B) e com incidência direta no FPSO (Figura 69-C) nota-se um nível maior de elevação na TLWP devido a perturbação gerada pela plataforma antes da onda alcançar o costado do FPSO.

Figura 69 Elevação da superfície livre por período e incidência

As forças de correnteza, assim como as de amortecimento viscoso, utilizadas nesta dissertação foram calculadas com base no método “*Cross Flow Strip Model*” baseado nas formulações de Obokata (1987). A formulação utilizada no código TPN pode ser vista com mais detalhes em Fucatu (1998) e nesta dissertação não levou em conta o efeito de sombra hidrodinâmica devido a onda em seus cálculos.

O vento atuante pode ser constante ou em rajadas, entretanto, adotou-se a velocidade e a direção do vento constantes ao longo de toda a simulação. A força de vento é calculada através das fórmulas de arrasto aerodinâmico apresentadas nas equações (4) e a velocidade de vento correta a ser fornecida (U_0) é a média de 1 hora à 10.0m acima do nível d'água.

$$\left\{ \begin{array}{l} Fv_{surge} = \frac{1}{2} \rho_a C v_x (\psi_{vr}) A_t V_{vr}^2 \\ Fv_{sway} = \frac{1}{2} \rho_a C v_y (\psi_{vr}) A_l V_{vr}^2 \\ Fv_{heave} = 0.0 \\ Fv_{roll} = -Fv_{sway} z_v \\ Fv_{pitch} = Fv_{surge} z_v \\ Fv_{yaw} = \frac{1}{2} \rho_a C v_z (\psi_{vr}) A_l L V_{vr}^2 - Fv_{sway} x_v \end{array} \right. \quad (4)$$

onde :

- A_l - área longitudinal da superestrutura
- A_t - área transversal da superestrutura
- Cv_x, Cv_y, Cv_z - coeficiente de força de vento
- x_v, y_v, z_v - coordenadas (no sistema local) da origem do sistema de coordenadas utilizado para obter os coeficientes aerodinâmicos nos ensaios, geralmente medido na seção mestra.
- V_{vr} - Velocidade do vento relativa
- ρ_a - densidade do ar

Os coeficientes de força de arrasto aerodinâmico Cv_x, Cv_y, Cv_z são definidos em função do ângulo de ataque do vento em relação ao eixo longitudinal do navio.

O módulo da velocidade relativa do vento (V_{vr}) é dado por:

$$V_{vr} = \sqrt{u_{vr}^2 + v_{vr}^2} \quad (5)$$

onde as componentes da velocidade relativa do vento, em relação ao navio são calculadas por:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{vr} = \dot{x}_{surge} - V_v \cos(\psi_v - x_{yaw}) \\ v_{vr} = \dot{x}_{sway} - V_v \sin(\psi_v - x_{yaw}) \end{array} \right. \quad (6)$$

e o ângulo instantâneo de incidência do vento é dado por:

$$\psi_{vr} = \arctan\left(\frac{-v_{vr}}{-u_{vr}}\right) \quad (7)$$

Os coeficientes de arrasto do FPSO são baseados em dados de referência apresentados na OCIMF (1993). A Figura 70 lista os valores dos coeficientes hidrodinâmicos e a Figura 71 os coeficientes aerodinâmicos para o FPSO no calado cheio, em função do aproamento.

O FPSO no calado cheio possui uma área frontal submetida à correnteza de aproximadamente 1144m² e 6720m² de área lateral, já a área frontal submetida ao vento é de 7600m² e a lateral de 1500m².

Incidência	C _{xx}	C _{yy}	C _{xy}
0	0,071	-0,0070	-0,0050
15	0,022	0,1060	-0,0330
30	0,002	0,3080	-0,0690
45	-0,003	0,4490	-0,0950
60	-0,004	0,5980	-0,0980
75	-0,006	0,6620	-0,0690
90	-0,012	0,7060	-0,0380
105	-0,022	0,6760	0,0020
120	-0,035	0,5950	0,0280
135	-0,049	0,4780	0,0330
150	-0,061	0,2850	0,0320
165	-0,069	0,1200	0,0200
180	-0,0710	-0,0070	0,0030
195	-0,0660	-0,1440	-0,0200
210	-0,0530	-0,3090	-0,0280
225	-0,0340	-0,5130	-0,0280
240	-0,0100	-0,6200	-0,0220
255	0,0170	-0,7080	-0,0010
270	0,0440	-0,7230	0,0390
285	0,0670	-0,6960	0,0760
300	0,0830	-0,6010	0,1010
315	0,0900	-0,4380	0,0930
330	0,0870	-0,2560	0,0610
345	0,0740	-0,1160	0,0250
360	0,0560	-0,0080	-0,0040

(a)

(b)

Figura 70 Coeficientes de arrasto hidrodinâmicos do FPSO.

Incidência	C _{xx}	C _{yy}	C _{xy}
0	1,3730	0,0000	0,0220
5	1,4260	0,0450	0,0140
15	1,6220	0,1550	-0,0040
30	2,0590	0,3730	-0,0340
45	1,7730	0,6000	-0,0470
60	1,3190	0,7640	-0,0470
75	0,0616	0,8420	-0,0250
85	0,2460	0,8040	-0,0090
90	0,1140	0,9030	-0,0010
95	-0,0460	0,8700	-0,0020
105	-0,1990	0,8520	0,0150
120	-0,4070	0,8050	0,0380
135	-0,8720	0,6270	0,0370
150	-1,0840	0,4020	0,0290
165	-1,1520	0,1650	0,0170
175	-0,9960	0,0530	0,0040
180	-0,9900	0,0040	-0,0050
185	-1,0690	-0,0400	-0,0150
195	-1,1980	-0,3170	-0,0320
210	-1,3510	-0,4180	-0,0480
225	-1,2660	-0,6360	-0,0540
240	-1,0160	-0,8370	-0,0560
255	-0,6980	-0,9060	-0,0340
265	-0,5380	-0,9740	-0,0090
270	-0,3820	-0,9350	-0,0070
275	-0,2390	-0,8630	0,0010
285	0,1270	-0,8830	0,0320
300	0,6930	-0,8030	0,0560
315	1,2780	-0,6370	0,0610
330	1,4860	-0,4000	0,0570
345	1,4400	-0,1520	0,0320
355	1,3270	-0,0350	0,0160
360	1,2810	0,0010	0,0210

(a)

(b)

Figura 71 Coeficientes de arrasto aerodinâmico do FPSO

Já os coeficientes da TLWP foram estimados a partir de semi-submersíveis semelhantes. Os valores dos coeficientes de arrasto da TLWP são apresentados na Figura 72. A área frontal e lateral da TLWP submetidos à força de corrente é de 1060m^2 e a área exposta às forças de vento é de 940m^2 .

Incidência	Cxx	Cyy	Cxy
0	0.893	0.001	-0.014
10	1.026	0.204	-0.045
20	1.103	0.340	-0.043
30	1.032	0.488	-0.045
40	0.939	0.610	-0.045
50	0.755	0.770	-0.034
60	0.565	0.936	-0.017
70	0.370	1.017	0.013
80	0.237	0.949	0.020
90	-0.002	0.818	0.009
100	-0.256	0.946	-0.007
110	-0.378	1.044	-0.011
120	-0.557	0.976	-0.007
130	-0.738	0.803	0.008
140	-0.920	0.642	0.022
150	-1.047	0.469	0.036
160	-1.093	0.332	0.038
170	-0.995	0.201	0.025
180	-0.877	-0.027	-0.013

(a)

(b)

Incidência	Cxx	Cyy	Cxy
0	1.061	0.000	-0.031
45	1.164	1.284	-0.119
90	0.000	1.100	-0.039
135	-1.283	1.270	0.044
180	-1.233	0.000	0.052
225	-1.255	-1.192	0.044
270	0.000	-1.153	-0.039
315	1.241	-1.314	-0.199
360	1.061	0.000	-0.031

(c)

(d)

Figura 72 Coeficientes de arrasto da TLWP, (a) e (b) hidrodinâmico (c) e (d) aerodinâmico

Por fim, as linhas que compõem o sistema de ancoragem foram modeladas por elementos de pórtico através do código do PREADYN que utiliza o método “*Lamped Mass*” para representação dos segmentos de linha como já apresentado no item 3.2.3-Principais Códigos. As linhas foram simuladas com um passo de simulação de 10^{-3} s, conforme recomendações apresentadas em Luz et al. (2009).

O cálculo da rigidez horizontal do sistema é feito de modo a fornecer parâmetros de verificação do comportamento do conjunto, de validação para a calibração e discussão do ensaio. Como esse sistema é composto por 2 (dois) corpos acoplados foram realizadas medições dos corpos isoladamente (desconsiderando as linhas de conexão) e dos corpos acoplados. O procedimento adotado foi a imposição de deslocamentos em diversas direções e a medição das forças resultantes deste deslocamento.

Figura 73 Modelo usado para o cálculo da rigidez do sistema, (a) FPSO – modelo desacoplado, (b) TLWP – modelo desacoplado e (c) modelo acoplado com a discretização das linhas

A Figura 73-a mostra o arranjo do sistema de ancoragem do modelo desacoplado utilizado para obter a rigidez do FPSO no plano, a Figura 73-b mostra o arranjo do sistema de ancoragem do modelo desacoplado utilizado para obter a rigidez da TLWP e a Figura 73-c mostra o arranjo do sistema de ancoragem do modelo acoplado utilizado para obter a rigidez do sistema.

Utilizou-se a seguinte discretização das linhas: as linhas de ancoragem foram representadas por elementos de 30 metros, as conexões por elementos de 5 metros e os tendões por elementos de 50 metros e com amortecimento atuando nas linhas.

Figura 74 Cálculo da rigidez do sistema, (a) Surge FPSO – modelo desacoplado, (b) Surge TLWP – modelo desacoplado, (c) Surge modelo acoplado e (d) direções de deslocamento

A Figura 74 mostra a rigidez de *surge* das unidades através de gráficos de deslocamento x força e a direção do deslocamento é apresentada na Figura 74-d. Esses gráficos mostram a rigidez de forma desacoplada, Figura 74-a do FPSO e Figura 74-b da TLWP e na sequência a Figura 74-c mostra a rigidez do sistema acoplado.

Como pode ser observado nos gráficos das unidades desacopladas (Figura 74-a e Figura 74-b), a diferença de rigidez é bem pronunciada apresentando uma assimetria na curva de restauração. Entretanto, ao se introduzir as linhas de conexão o sistema trabalha de forma a buscar o equilíbrio, como é mostrado na Figura 74-c onde o comportamento do conjunto é quase simétrico. Desta forma o foco dos estudos pode ser concentrado na dinâmica das unidades devido ao acoplamento gerado pelas conexões e na hidrodinâmica devido aos efeitos de sombra.

Devido ao baixo amortecimento de *Yaw* do casco nu das unidades o amortecimento gerado pelas linhas pode ter um efeito determinante em seu comportamento e por esse motivo sua formulação será apresentada com mais detalhes nesta dissertação.

O amortecimento atuante nas linhas foi calculado pelas seguintes equações, mais detalhes podem ser observados em Nishimoto et al. (2002).

$$F_x = \frac{1}{2} \rho C_d D h \gamma |\delta \dot{x}_A| \delta \dot{x}_A \quad (8)$$

Onde:

$$\gamma = \left(\frac{R_H}{q} \right)^3 \cdot \frac{\cos \theta_A}{1 - \cos \theta_A} \cdot \frac{1}{h} \cdot \int_0^{\theta_A} \frac{|f(\theta)| f^2(\theta)}{\cos^2 \theta} d\theta \quad (9)$$

- $q \rightarrow$ peso linear submerso
- $R_H \rightarrow \delta F_x / \delta X_A$
- $C_D \rightarrow$ Coeficiente de arrasto
- $D \rightarrow$ Diâmetro da linha
- $H \rightarrow$ Projeção vertical do comprimento submerso de linha
- $\rho \rightarrow$ Densidade da água

e

$$f(\theta) = \frac{1 - \cos \theta_A}{\sin \theta_A} \cdot \sin \theta - \sin \theta \cdot \sinh^{-1}(\tan \theta) + (1 - \cos \theta) \quad (10)$$

Com as simulações do modelo acoplado foram comparados os principais parâmetros de projeto com as normas vigentes, API (1996) e API (1998) como tração nas linhas, passeio das unidades e distância entre costados.

Para a aplicação deste critério, é necessário realizar simulações em 16 direções de onda (variação de 22.5°) com período de retorno de 10 anos combinadas com vento com período de retorno de 10 anos e correnteza com período de retorno de 100 anos.

Também é necessário realizar simulações de onda, para as mesmas incidências, com período de retorno de 100 anos combinadas com vento com período de retorno de 100 anos e correnteza com período de retorno de 10 anos. Cada simulação deve possuir uma série de pelo menos 3 horas para que as estatísticas sejam válidas.

A Tabela 11 apresenta um resumo das cargas máximas atuantes na linha mais carregada de cada grupo de linhas e sua comparação com os critérios de máxima tração apresentados na norma API, principalmente os apresentados em API (1996).

Tabela 11 Tração Máxima nas Linhas

	Tração Máxima (kN)	Critério (kN)
Grupo Popa BB P50	7160.2	8203.6
Grupo Proa BB P50	6882.1	8203.6
Grupo Proa BE P50	2524.9	8203.6
Grupo Popa BE P50	1690.6	8203.6
Grupo Proa TLWP	5054.6	8203.6
Grupo Popa TLWP	5070.3	8203.6
Tendões	21344.3	29271.4
Conexões PR	4969.9	10550.9
Conexões PP	4865.3	10550.9

A Figura 75 mostra a deriva no plano de cada uma das unidades e compara com os máximos valores admitidos para que não haja problema com os compensadores de movimento instalados nos risers de produção.

Figura 75 Passeio das unidades no plano

Variação das distâncias entre os pontos mais próximos dos costados é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 Distância entre costados

	Coluna Popa		Coluna Proa	
	Mínimo	Ec	Mínimo	Ec
Calado Cheio	38.49	5	39.50	13
Calado Vazio	33.39	13	34.45	13

4.4. ENSAIOS EM ESCALA NO TANQUE DE PROVAS FÍSICO PARA VERIFICAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO

Com o intuito de comprovar alguns fenômenos e validar o modelo numérico, uma bateria de ensaios com escala 1:100 foi realizada no NMRI-Japão pela equipe do *Deep Sea Basin*. O tanque físico (Figura 76) tem 14m de diâmetro e 128 batedores com capacidade de geração e absorção de ondas. O tanque conta com um furo central de 35m de profundidade e para a instalação dos tendões da TLWP uma base móvel foi posicionada a uma profundidade de 9.5m.

Figura 76 Geração de onda concêntrica no *Deep Sea Basin*

O modelo geométrico da TLWP desenvolvido no item anterior é apresentado na Figura 77-a e o modelo em escala, construído em acrílico e com o deck em alumínio é mostrado na Figura 77-b. Em destaque na Figura 77-b o equipamento giroscópio para medição das acelerações e os ângulos nos três eixos.

Figura 77 TLWP, (a) modelo geométrico e (b) modelo na escala 1:100

A Tabela 13 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.

Tabela 13 Propriedades da TLWP

Escala	100	Real
Carregamento	<i>Operacional</i>	<i>Operacional</i>
L (m)	0.55	55.00
Lpp (m)	0.55	55.00
B (m)	0.55	55.00
D (m)	0.393	39.30
Draft (m)	0.25	25.0
Mass (ton)	2.032E-02	20829.6
LCG (m)	0	0.00
TCG (m)	-0.0089	-0.89
VCG (m)*	0.3138	31.38
Ixx (ton*m ²)**	1.043E-03	1.0688E+07
Iyy (ton*m ²)**	1.022E-03	1.0478E+07
Izz (ton*m ²)**	8.146E-04	8.3496E+06
Rxx (m)	0.227	22.65
Ryy (m)	0.224	22.43
Rzz (m)	0.200	20.02
Rxx (%B)	41.19	41.2
Ryy (%Lpp)	40.78	40.78

*Referência na quilha e meia nau da unidade

**Referência no CG

O modelo geométrico do FPSO adotado nos modelos numéricos é apresentado na Figura 78-a e o modelo em escala, construído em madeira é mostrado na Figura 78-b.

Figura 78 FPSO, (a) modelo geométrico e (b) modelo na escala 1:100

A Tabela 14 apresenta as propriedades geométricas, raios de giro e outros parâmetros do modelo conceitual (escala real) e na escala do modelo físico (1:100). Como pode ser observado na Tabela 14, as dimensões do casco do FPSO ensaiado são ligeiramente diferentes das dimensões utilizadas no projeto conceitual, Figura 49. Entretanto, essa alteração não causou prejuízo às comparações com o modelo numérico já que todos os modelos foram simulados com as novas dimensões para efeito de comparação e como as diferenças de dimensão são pequenas, a validação e as conclusões obtidas pelo ensaio podem ser adotadas para o sistema original projetado.

Tabela 14 Propriedades do FPSO

Escala	100		Real	
Carregamento	<i>Cheio</i>	<i>Vazio</i>	<i>Cheio</i>	<i>Vazio</i>
L (m)	3.034		303.4	
Lpp (m)	2.970		297	
B (m)	0.538		53.8	
D (m)	0.275		27.5	
Draft (m)	0.193	0.077	19.3	7.7
Displacement (ton)	0.232150	0.094057	237953.8	96408.4
Displacement (m ³)	0.232150	0.094057	232150.0	94057.0
LCG (m)*	0.075	0.075	7.500	7.500
TCG (m)*	0.000	0.000	0.000	0.000
VCG (m)*	0.147	0.182	14.700	18.200
KMt (m)	0.210	-	21.00	-
KMl (m)	3.801	-	380.10	-
GMt (m)	0.063	-	6.30	-
GMI (m)	3.654	-	365.40	-
Ixx (ton*m ²)**	3.13E-03	3.37E-03	3.13E+07	3.46E+07
Iyy (ton*m ²)**	1.01E-01	5.31E-02	1.01E+09	5.44E+08
Izz (ton*m ²)**	1.01E-01	-	1.01E+09	-
Rxx (m)	0.187	0.189	11.46	18.94
Ryy (m)	0.680	0.751	65.17	75.14
Rzz (m)	0.652	-	65.17	-
Rxx (%B)	34.8	35.2	21.3	35.2
Ryy (%Lpp)	22.9	25.3	21.9	25.3
Tn33 (s) *heave	-	-	-	-
Tn44 (s) *roll	1.02		10.20	
Tn55 (s) *pitch	1.07		10.70	

* Referência na quilha e meia nau da embarcação

** Referência no CG

4.4.1. Arranjo das conexões e do 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. Os ensaios foram realizados com um arranjo de linhas horizontal onde cada linha representa a rigidez conjunta do grupo de linhas daquele mesmo bordo da embarcação, ou seja, o conjunto de 18 linhas de amarração em catenária do projeto conceitual do sistema foi representado por um conjunto de 4 linhas horizontais no modelo em escala. O agrupamento e a equivalência das linhas do FPSO são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 Agrupamento das linhas de amarração do FPSO

Descrição	Modelo Numérico		Modelo Físico (1:100)	
	Nome	ID	Nome	ID
FPSO	1ª Popa BB	1	M1 - Proa BE	1
	2ª Popa BB	2	M2 - Proa BB	2
	3ª Popa BB	3	M3 - Popa BE	3
	4ª Popa BB	4	M4 - Popa BB	4
	5ª Popa BB	5		
	6ª Popa BB	6		
	1ª Proa BB	7		
	2ª Proa BB	8		
	3ª Proa BB	9		
	4ª Proa BB	10		
	5ª Proa BB	11		
	6ª Proa BB	12		
	1ª Proa BE	13		
	2ª Proa BE	14		
	3ª Proa BE	15		
	1ª Popa BE	16		
	2ª Popa BE	17		
	3ª Popa BE	18		

A metodologia utilizada para o agrupamento das linhas da TLWP foi similar a do FPSO. No caso dos tendões, devido às dificuldades de calibração no modelo em escala optou-se por manter apenas um tendão por coluna com as características equivalentes aos dois tendões por coluna do projeto conceitual. O agrupamento das linhas da TLWP é apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 Agrupamento das linhas de amarração e tendões da TLWP

Descrição		Modelo Numérico		Modelo Físico (1:100)	
		Nome	ID	Nome	ID
TLWP	Amarração	1ª PR TLWP	40	M5 - Proa TLWP	5
		2ª PR TLWP	41		
		3ª PR TLWP	42		
		4ª PR TLWP	43		
		1ª PP TLWP	44	M6 - Popa TLWP	6
		2ª PP TLWP	45		
		3ª PP TLWP	46		
		4ª PP TLWP	47		
	Tendões	1º Tendão PR BB	48	T1 - Popa BB	9
		2º Tendão PR BB	49		
		1º Tendão PR BE	50	T2 - Proa BE	10
		2º Tendão PR BE	51		
		1º Tendão PP BB	52	T3 - Proa BB	11
		2º Tendão PP BB	53		
		1º Tendão PP BE	54	T4 - Popa BE	12
		2º Tendão PP BE	55		

Como pode ser observado no projeto conceitual do sistema de produção, a conexão entre as unidades é garantida por 21 linhas de nylon, sendo nove deslocadas para a proa, nove para popa e três exatamente no centro das unidades. No agrupamento feito para a realização dos ensaios somente duas linhas foram utilizadas conforme apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 Agrupamento das linhas de conexão

Descrição	Modelo Numérico	
	Nome	ID
Conexão	1ª Cone. PR 1º nível	19
	1ª Cone. PR 2º nível	20
	1ª Cone. PR 3º nível	21
	2ª Cone. PR 1º nível	22
	2ª Cone. PR 2º nível	23
	2ª Cone. PR 3º nível	24
	3ª Cone. PR 1º nível	25
	3ª Cone. PR 2º nível	26
	3ª Cone. PR 3º nível	27
	Central 1º nível	28
	Central 2º nível	29
	Central 3º nível	30
	1ª Cone. PP 1º nível	31
	1ª Cone. PP 2º nível	32
	1ª Cone. PP 3º nível	33
	2ª Cone. PP 1º nível	34
	2ª Cone. PP 2º nível	35
	2ª Cone. PP 3º nível	36
	3ª Cone. PP 1º nível	37
	3ª Cone. PP 2º nível	38
	3ª Cone. PP 3º nível	39

Modelo Físico (1:100)	
Nome	ID
M7 - Cone. Proa	7
M8 - Cone. Popa	8

Nos ensaios, as linhas de amarração foram representadas por linhas horizontais e uma mola linear e os tendões foram feitos de POM³¹. O modelo reduzido do FPSO foi instalado no centro do tanque (Figura 79-a) e as linhas ligadas a suportes instalados em cima da estrutura dos batedores, Figura 79-b. As informações sobre a rigidez e comprimento em equilíbrio das linhas está apresentado na Tabela 18.

³¹ POM - Polyoxymethylene. Em português Poli(óxido de metileno) ou como reconhecido pela IUPAC, Poliacetal. Conhecido material termoplástico muito utilizado devido sua alta rigidez, baixo atrito, excelente estabilidade dimensional e principalmente pelo baixo nível de absorção de água.

Figura 79 (a) Foto do arranjo do ensaio e (b) detalhe do suporte das linhas

Tabela 18 Características das linhas ensaiadas

Nome	ID	Rigidez (N/m)	Comprimento (m)	Pré-Tração (N)	Comprimento em Equilíbrio (m)
M1 - Proa BE	1	11.2	4.5	10	5.96
M2 - Proa BB	2	22.3	4.5	17	5.96
M3 - Popa BE	3	11.2	4.7	10	5.96
M4 - Popa BB	4	22.3	4.7	17	5.96
M5 - Proa TLWP	5	13.0	4.5	6.5	5.80
M6 - Popa TLWP	6	13.0	4.5	6.5	5.80
M7 - Cone. Proa	7	1581.3	0.5	6.3	0.50
M8 - Cone Popa	8	1581.3	0.5	6.3	0.50
T1 - Popa BB	9	3336.8	9.7	31.9	9.74
T2 - Proa BE	10	3336.8	9.7	31.9	9.74
T3 - Proa BB	11	3336.8	9.7	31.9	9.74
T4 - Popa BE	12	3336.8	9.7	31.9	9.74

4.4.2. Ensaios realizados, itens medidos e calibração dos modelos

Inicialmente foram realizados testes de verificação da rigidez do sistema de ancoragem das unidades e na sequência foram realizados ensaios com os modelos cativos³² para verificar as forças de excitação das unidades desacopladas e posteriormente das unidades acopladas. Após os ensaios cativos ocorreram ensaios com as unidades livres em ondas regulares e irregulares para verificação do comportamento do sistema acoplado com as linhas. A seguir é apresentado um resumo dos ensaios realizados:

³² Ensaios cativos são realizados com o modelo travado a uma estrutura rígida e uma célula de carga para a fixação do modelo, os ensaios cativos em ondas são utilizados para obter as forças de excitação para diversas frequências e incidências de onda.

- Testes de Decaimento
 - Decaimento de *Surge* , *Sway* e *Yaw* da TLWP apenas com tendões.
 - Decaimento de *Surge* , *Sway*, *Roll*, *Pitch* e *Yaw* do FPSO.
 - Decaimento *Surge*, *Sway* e *Yaw* da TLWP acoplada ao FPSO.
- Teste de Rigidez
 - Com o FPSO e/ou TLWP presos na estrutura foram inseridos movimentos prescritos e as trações nas linhas e tensões nos tendões foram medidos.
- Testes Cativos
 - Com o FPSO e a TLWP fixos a uma estrutura uma onda *white noise*³³ com 7mm de altura foi gerada e foram medidas as forças atuantes por um transdutor.
- Testes em Ondas
 - Com os modelos em oscilação livre foram geradas ondas regulares e mares (irregulares) operacionais e extremos (Tabela 19) em diversas incidências, Figura 80.

Tabela 19 Ondas ensaiadas

	Período (s)	Altura (m)
Regulares	0.70	0.015
	0.90	0.020
	1.00	0.020
	1.10	0.022
	1.50	0.030
	2.00	0.040
	2.50	0.050

(a)

	Tp (s)	Hs (m)
Operacional	1.00	0.025
Extrema	1.56	0.078

(b)

³³ *White noise*, em português ruído branco. Teoricamente é um sinal com densidade de potência espectral plana, ou seja, potência igual para qualquer banda fixa de frequência. Na prática a banda é limitada por geração de ruídos e limitações mecânicas, desse modo busca-se um nível aproximadamente plano para uma banda de interesse.

Figura 80 Definição da direção das ondas ensaiadas

O movimento nos seis graus de liberdade de cada plataforma foi medido através de *rate gyros* de fibra ótica quando em oscilação livre e as forças e momentos nos graus de liberdade por transdutores. A distância entre as unidades foi monitorada por sensores de posição, já a tração nas linhas, tendões e conexões foram medidas através de células de caga.

Figura 81 Localização dos gyros e dos sensores de movimento (H1 até H5)

A Figura 81 mostra a localização dos *gyros* de cada unidade e dos sensores de posição (H1 até H5) que monitoram a distância entre os costados das unidades. Já a Figura 82 mostra a localização das células de cara das linhas de amarração (M1 até M8), dos tendões (T1 até T4) e das conexões (M7 e M8).

Figura 82 Localização das células de carga das linhas, tendões e conexões

A localização dos lastros utilizados no FPSO para a condição carregada encontra-se Figura 83, para a condição vazia na Figura 84 e para a TLWP na Figura 85. Sendo que os lastros utilizados no FPSO estão em contato direto com o fundo casco, ou seja, cota z igual a zero e os da TLWP estão posicionados no convés de alumínio da unidade, ou seja, cota z igual 39.3m na escala real.

Figura 83 Arranjo de lastro do FPSO – Calado Cheio

Figura 84 Arranjo de lastro do FPSO – Calado Vazio

Figura 85 Arranjo de lastro da TLWP

Na Figura 86 são apresentados os espectros teóricos (linha azul) e os espectros medidos durante a realização dos ensaios (linha preta). Os espectros de onda são apresentados na Figura 86, onde (a) é o espectro medido da onda do tipo *whitenoise*, (b) o espectro de onda do mar operacional e (c) o espectro de onda do mar extremo.

Figura 86 Espectros de onda utilizados nos ensaios, (a) Espectro do tipo *Whitenoise*, (b) Mar Operacional e (c) Mar Extremo

O espectro de ondas foi calculado pelo teorema de Blackman-Turkey³⁴ (BT) com o valor do “*lag*”³⁵ igual a 5 e usando uma janela do tipo “*Q-window*” e é definida por (11).

$$S(\omega) = 0.64 \times S_0(\varpi) + 0.24 \times \{S_0(\varpi - \Delta\omega) + S_0(\varpi + \Delta\omega)\} - 0.06 \times S_0(\varpi - 2\Delta\omega) \quad (11)$$

O espectro JONSWAP é utilizado para o mar operacional e para o mar extremo e segue a formulação apresentada nas equações (12) e (13) e foram baseados em PETROBRAS (2008):

$$S(f) = \frac{5}{16} * H_s^2 * T_p * \left(\frac{f_p}{f}\right)^5 * (1 - 0.287 * \ln \gamma) * \exp \left[-1.25 * \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4} \right] * \gamma^{\exp \left[-(f-f_p)^2 / (2 * \sigma^2 * f_p^2) \right]} \quad (12)$$

$$\sigma = \begin{cases} \sigma_a = 0.07 & \text{para } f \leq f_p \\ \sigma_b = 0.09 & \text{para } f > f_p \end{cases} \quad (13)$$

³⁴ Teorema de Blackman-Turkey é um método baseado no periodograma e é utilizado para análises espectrais não paramétricas e sua eficiência depende o projeto da janela.

³⁵ Lag é diferença de t_1 e t_2 da função de covariância quando considerado um processo *wide sense stationary* (WSS)

4.5. RESULTADOS NUMÉRICOS E EXPERIMENTAIS (ESTUDO COMPARATIVO)

4.5.1. Teste de rigidez

O teste de rigidez do sistema foi realizado com as unidades presas ao mecanismo, aplicando-se variações de força de 10 N em relação a etapa anterior e medindo-se os deslocamentos decorrentes dessas variações de força. A Tabela 20 apresenta os deslocamentos obtidos pela TLWP para três direções de movimento distintas e a Figura 87 apresenta uma comparação dos resultados obtidos experimentalmente com os simulados numericamente para os quatro tendões da TLWP.

Tabela 20 Deslocamentos obtidos no teste de rigidez

	0 deg		45 deg		90 deg	
Force (N)	x (m)	y (m)	x (m)	y (m)	x (m)	y (m)
-20	0.215	0.000	0.346	-0.379	0.666	-0.534
-10	0.439	0.000	0.505	-0.190	0.666	-0.268
0	0.668	0.000	0.668	0.000	0.668	0.000
10	0.903	0.000	0.831	0.189	0.666	0.268
20	1.144	0.000	0.999	0.377	0.665	0.539

Figura 87 Confrontação Experimental x Numérico da rigidez dos tendões

Devido às dimensões reduzidas do modelo, à rigidez dos tendões e à inexistência de um mecanismo que consiga representar os tracionadores em escala, a calibração da força de topo torna-se muito complexa e extremamente sensível a qualquer diferença geométrica (necessidade de ajuste na casa de décimos de milímetro em uma linha com quase 10m).

As diferenças obtidas na calibração dos tendões podem ser observadas na Figura 87, porém mesmo com esta diferença no ajuste da tração dos tendões a dinâmica do sistema foi bem representada como é apresentado a seguir.

4.5.2. Ensaio Cativo

Para a simulação numérica dos modelos acoplados no código do TPN os principais dados de entrada são as forças de onda e para realizar a validação desses dados de entrada foram realizados testes cativos para garantir que a dinâmica apresentada nas simulações representem corretamente as ocorridas em um caso real.

Os ensaios cativos foram realizados através de ondas de ruído branco em diversas incidências e foram medidas as forças nas três direções e os momentos em relação aos três eixos de cada corpo. Os resultados apresentados abaixo foram convertidos da escala do modelo para a escala real e as comparações foram feitas com os resultados obtidos através de simulações no WAMIT®.

Para a comparação com os resultados experimentais foram utilizadas as forças lineares de 1ª ordem do WAMIT, “*Wamit Haskind force*”, sendo assim uma possível fonte de diferenças entre os resultados numéricos e experimentais são a presença de fenômenos não lineares presentes no modelo físico. A Figura 88 mostra o sistema de referência da incidência e das forças.

Figura 88 Sistema de coordenadas dos movimentos no ensaio cativo

É importante ressaltar que a onda de ruído branco tem energia entre 2 e 10 rad/s na escala do modelo e os resultados são apresentados na escala real, desta forma, apenas os resultados presentes entre os períodos de 6 a 30s podem ser considerados válidos.

Como citado anteriormente foram medidas as forças nas três direções e os momentos em relação aos três eixos de cada corpo e as figuras abaixo apresentam os gráficos de comparação onde:

- FPSO F1, F2 e F3 → Força de *surge*, *sway* e *heave* atuando no FPSO;
- FPSO M1, M2 e M3 → Momento de *roll*, *pitch* e *yaw* atuando no FPSO;
- TLWP F1, F2 e F3 → Força de *surge*, *sway* e *heave* atuando na TLWP;
- TLWP M1, M2 e M3 → Momento de *roll*, *pitch* e *yaw* atuando na TLWP;

A primeira etapa dos testes cativos foi a execução dos ensaios com as unidades desacopladas, desta forma tornou-se possível uma análise mais criteriosa das hipóteses de comparação adotadas.

O primeiro casco ensaiado foi o do FPSO e a comparação entre os resultados numéricos e experimentais são apresentados na Figura 89. Pode-se notar uma boa aderência dos resultados para as forças e para o momento de *pitch*. Entretanto para os momentos cujos efeitos viscosos ou amortecimentos externos possuem uma maior influência (*roll*) a hipótese da comparação direta com as forças de *Haskind* já apresenta um pequeno erro. Já para o momento de *yaw* as pequenas diferenças das forças de *surge* e *sway* amplificam a diferença do momento resultante e a presença de fenômenos não lineares presentes no modelo físico geram essa diferença.

Figura 89 Teste cativo - FPSO desacoplado - incidência de onda 30°

O segundo casco ensaiado foi o da TLWP e a comparação entre os resultados numéricos e experimentais são apresentados na Figura 90. A comparação mostra uma boa aderência principalmente para as forças apesar dos pontos de cancelamento estarem defasados no modelo numérico. A provável fonte dessas variações são as diferenças dos fenômenos considerados no modelo numérico e experimental. Essas pequenas variações nas forças atuantes na TLWP acabam provocando uma diferença um pouco maior nos momentos atuantes e apesar desse fato pode-se considerar que os resultados garantem que as forças utilizadas para o modelo numérico estão coerentes com o modelo físico.

Figura 90 Teste cativo - TLWP desacoplado - incidência de onda 30°

Outra provável fonte de diferenças entre os resultados numéricos e experimentais é a ocorrência de vibração na ponte onde os modelos cativos foram fixados e qualquer outra fonte de ruído nos sinais dos modelos físicos.

Após a confrontação dos testes cativos desacoplados de cada unidade e a verificação da coerência dos resultados deu-se início a realização dos testes cativos dos modelos acoplados. O objetivo deste ensaio acoplado foi a verificação do impacto que a presença do casco do FPSO gera quando a uma reduzida distância do casco da TLWP. A Figura 91 apresenta os resultados da comparação das forças para uma incidência de onda de -90° (onda incidindo primeiro no FPSO), a Figura 92 a comparação das forças para uma incidência de onda de -60° e a Figura 93 a comparação das forças par uma incidência de onda de 90° (onda incidindo primeiro na TLWP).

Figura 91 Teste cativo - Sistema acoplado - incidência de onda -90°

Como pode ser observado, para o ensaio cativo com incidência de -90° e $+90^\circ$, principalmente nos movimentos de *Roll* da TLWP, o modelo numérico capta bem o comportamento da unidade, em especial o efeito de sombra, mas apresenta algumas variações com relação à amplitude dos movimentos.

Figura 92 Teste cativo - Sistema acoplado - incidência de onda -60°

Na maioria das incidências, as maiores diferenças entre os modelos experimentais e numéricos ocorreram nos momentos de *pitch*, principalmente pelos bordos de incidência pela TLWP e nos momentos de *yaw*.

Figura 93 Teste cativo - Sistema acoplado - incidência de onda $+90^\circ$

Apesar das diferenças encontradas, em geral os modelos apresentam grande coerência e desta forma permitem uma comparação dos ensaios em ondas com modelo livre.

4.5.3. Ensaio em Ondas Regulares com Modelo Livre

Tanto nos ensaios em ondas regulares com nos ensaios com ondas irregulares os resultados obtidos numericamente e experimentalmente respeitam a legenda apresentada na Figura 94.

Figura 94 Legenda utilizada para comparação dos ensaios em onda com modelo livre

Durante os ensaios em ondas regulares de incidência de $+90^\circ$ e com períodos variando entre 11 e 15s um movimento ressonante de *yaw* apareceu na TLWP e em menor escala o mesmo ocorreu para incidências de $+60^\circ$ e -90° . Esse efeito aparece após um período de tempo de ensaio e as amplitudes de movimento são crescentes com o decorrer do ensaio. O período necessário para este movimento entrar em regime foi variável com o período da onda regular utilizado. O impacto desse fenômeno pode ser observado nos espectros de potência apresentados a seguir.

Figura 95 RAO de Yaw traçado a partir das ondas regulares, (a) modelo numérico - TPN e (b) modelo físico - NMRI

A Figura 95 mostra uma comparação dos RAO de *yaw* obtidos experimentalmente com os obtidos numericamente e pode-se notar que no RAO experimental, para ondas incidindo primeiramente na TLWP (90° graus), o movimento é muito amplificado para períodos entre 11 e 15 segundos já no numérico o efeito só aparece entre 12 e 15 segundos.

Também pode ser observado na Figura 95 que para a incidência de +60° tanto o modelo numérico quanto o experimental apontam a excitação de *yaw*, entretanto, no numérico a amplitude do movimento foi muito maior.

Uma das prováveis explicações para a ocorrência deste fenômeno é a presença de um momento de excitação assimétrico de *yaw* da TLWP que provoca um carregamento oscilatório nas conexões, mas defasado entre as conexões de proa e de popa. Essa defasagem excitada pelo *sway* do FPSO acaba provocando uma amplificação dos movimentos de *yaw* da TLWP.

Figura 96 Onda Regular - Incidência = +90° T= 13s H=2.6m - Série temporal da tração nas conexões

A Figura 96 apresenta à série temporal da tração da conexão de proa sobreposta a série da tração de popa de forma a facilitar a visualização do fenômeno. Já Figura 97 mostra o *zoom* de uma região de interesse, destacando pontos desta oscilação.

Figura 97 Onda Regular - Incidência = +90° T= 13s H=2.6m - Zoom da série temporal da tração nas conexões

Foram realizadas análises comparativas das séries temporais de movimento das unidades e tração nas linhas assim como os espectros de potência. Para os espectros de potência, Figura 98, Figura 100 e Figura 101, foram comparados o desvio padrão (Std), a altura significativa do espectro (Hs), o período entre zeros (T1), o período entre picos (T2) e o período entre cristas (T4). Para as séries temporais, Figura 99 e Figura 102 foram comparadas as médias (*mean*), máximas (Max), mínimas (Min) e desvios padrões (std).

Durante estas análises observou-se um pico de tração nos tendões na região do período da onda; neste caso 13s; mesmo com os períodos naturais da TLWP ficando abaixo de 4s isso ocorre devido ao acoplamento com os movimentos do FPSO.

Figura 98 Onda Regular - Incidência = +90° T= 13s H=2.6m- Espectro de força dos tendões

Outro aspecto que precisa ser ressaltado é o aparecimento de um pico em um período duas vezes maior que o período de onda e outro pico menor em um período 50% menor que o período da onda incidente. Na Figura 98 estão destacadas em verde a presença desses picos nos quatro tendões.

Como mostrado anteriormente no teste de rigidez, houve pequenas variações na rigidez dos tendões e o impacto disso pode ser observado na Figura 99 onde a tração média experimental é menor que a numérica para todos os tendões. Entretanto, há uma maior variação na tração ao longo do tempo esse efeito também é notado nos espectros de potência.

Figura 99 Onda Regular - Incidência $=+90^\circ$ T= 13s H=2.6m- Série temporal da tração nos tendões

Figura 100 Onda Regular - Incidência $=+90^\circ$ T= 13s H=2.6m- Espectro de movimentos da TLWP

Além dos movimentos no período da onda, podem ser notados movimentos na TLWP em um período de 26s, destaque em verde na Figura 100, que é o mesmo período de resposta dos movimentos de *sway* do FPSO, destaque em amarelo na Figura 101.

Figura 101 Onda Regular - Incidência $=+90^\circ$ T= 13s H=2.6m - Espectro de movimentos da FPSO

Figura 102 Onda Regular - Incidência = +90° T= 13s H=2.6m- Série temporal dos movimentos da TLWP

A Figura 102 mostra uma variação dos movimentos de *heave* da TLWP obtidos experimentalmente maior que os movimentos obtidos numericamente e esse fato é impacto direto da diferença de tração dos tendões.

Através dos ensaios em ondas regulares pode-se afirmar que o movimento excessivo de *yaw* da TLWP é decorrente do acoplamento de *sway* do FPSO para essa rigidez global do sistema. E para ondas incidindo primeiramente na TLWP um pico de energia ocorrerá com o dobro do período da onda para mares regulares entre 12 e 15 segundos.

4.5.4. Ensaio com Onda Irregular – Mar extremo

Como apresentado anteriormente, o fenômeno da excitação de *yaw* da TLWP só ocorre em mares regulares e após um período mínimo de excitação, entretanto em mares irregulares a excitação dos movimentos de *yaw* da TLWP não é tão explícita e constante, pois devida à chegada de ondas de vários períodos o movimento não entra em regime.

Figura 103 Mar Extremo – Incidência = 0° - Espectro de movimento da TLWP

Apesar de não haver tempo para o movimento entrar em regime, pode-se notar uma região com maior energia, detalhe em verde na Figura 103. O impacto desse efeito é um aumento no nível da tração das linhas de ancoragem e nas forças atuantes nos tendões.

Figura 104 Mar Extremo – Incidência = 0° - Série temporal de tração nos tendões

A Figura 104 mostra a comparação da tração dos tendões e a Figura 105 apresenta as séries temporais dos movimentos do FPSO e pode-se notar que apesar de algumas diferenças, o modelo numérico apresenta resultados compatíveis com o modelo em escala.

Figura 105 Mar Extremo – Incidência = 0° - Série temporal de movimentos no FPSO

Figura 106 Mar Extremo – Incidência = 0° - Série temporal de movimentos da TLWP

Desta forma, apesar das diferenças encontradas, os modelos apresentam um grau de coerência que permite afirmar que a dinâmica do corpo foi bem representada.

5. APERFEIÇOAMENTO DO SISTEMA

Apesar de o modelo numérico estar representando corretamente os principais fenômenos atuantes no sistema acoplado, a amplitude das respostas da TLWP devido aos esforços de ondas do mar atuantes no sistema está em um nível muito elevado devido principalmente a excitação de acoplamento com o FPSO.

Dessa forma, nesse capítulo são analisadas as variações dos modos de acoplamento entre o FPSO e a TLWP através da utilização de modelos simplificados que buscam isolar as interações entre os movimentos das unidades.

O modelo simplificado não altera a posição relativa entre as plataformas de modo a manter o efeito de sombra hidrodinâmica de onda na região já validada. Também foi desconsiderado o efeito de sombra hidrodinâmica de correnteza devido à presença do FPSO.

Como a meta desta análise é reduzir o nível de transmissão de movimentos do FPSO para TLWP buscou-se isolar os seus efeitos. Para isso, isolou-se os graus de liberdade y, z (vide sistema de coordenadas apresentado na Figura 60) e a rotação entre esses eixos (*Surge*, *Heave* e *Roll*), essa simplificação é apresentada no item 5.1.

Como o foco principal concentra-se nas conexões e no acoplamento gerado por elas, as linhas de ancoragem da TLWP e do FPSO foram modeladas através da formulação de catenária simples, com a rigidez axial equivalente a das linhas normalmente utilizadas nos sistemas de produção brasileiros. As conexões e os tendões foram modelados com o método PREADYN que foi apresentado no item 3.2.3.

Após a realização das análises simplificadas o sistema de ancoragem e as conexões foram redimensionados e esse redimensionamento é apresentado no item 5.2.

5.1. ACOPLAMENTO DINÂMICO DO *ROLL* DO FPSO COM A TLWP

O objetivo dessa análise é isolar alguns graus de liberdade e avaliar a interação entre as unidades de uma forma controlada, para que durante a avaliação do sistema completo os fenômenos não sejam mal interpretados.

Essa etapa da análise buscou isolar os movimentos em torno dos eixos y e z , ou seja, *Heave*, *Roll* e *Surge*, de forma a avaliar a transferência de movimentos do *roll* do FPSO para a TLWP em função da posição, comprimento e rigidez das conexões.

Figura 107 Arranjo simplificado do sistema de produção

A Figura 107-(a) apresenta uma perspectiva da representação simplificada do arranjo de linhas, a Figura 107-(b) mostra a vista lateral com as conexões em sua altura máxima tanto no FPSO quanto na TLWP e a Figura 107-(c) mostra a máxima variação da posição das conexões na TLWP.

Para garantir que apenas os movimentos de *heave*, *roll* e *surge* estejam atuantes no sistema analisado, os coeficientes de massa adicional, amortecimento potencial e forças de excitação dos movimentos de *pitch*, *yaw* e *sway* foram zerados assim como todos os termos cruzados. Entre as forças que foram desconsideradas podem ser citadas: F_I a força inercial adicional, F_v a força de vento, F_C a força de corrente mais amortecimento viscoso, F_O a força de onda de primeira ordem, F_{dm} a força de deriva média de ondas, F_{dl} a força de deriva lenta de ondas, F_{res} a força de restauração hidrostática, F_{pot} a força de amortecimento potencial e F_{WD} a força de *wave drift damping*.

Baseado no conhecimento prévio do sistema e nos ensaios apresentados no item 4.5, foram definidos quatro parâmetros principais, com maior impacto no comportamento acoplado do sistema, que através de sua variação permitiram a avaliação do acoplamento dinâmico devido às linhas de conexão. A Tabela 21 apresenta os parâmetros variáveis da análise.

Tabela 21 Parâmetros variáveis da análise

Cota z da Conexão no FPSO (m)	6	12	18	24
Cota z da Conexão na TLWP (m)	6	12	18	24
EA da conexão (kN)	40000	85000	130000	
Distância entre costados (m)	50			
Quantidade de Ondas Regulares	12			
Combinação de casos analisados				576

Para a verificação do acoplamento dinâmico foi utilizada uma série de ondas regulares com períodos variando de 7 a 25 segundos, conforme apresentado na Tabela 22, e com quatro incidências distintas.

Tabela 22 Ondas regulares utilizadas na simulação

T (s)	Comprimento de Onda (m)	Altura	Declividade da Onda
7	76.50	1.50	1.96%
9	126.47	2.00	1.58%
10	156.13	2.00	1.28%
11	188.92	2.20	1.16%
12	224.83	2.40	1.07%
13	263.86	2.60	0.99%
14	306.02	2.80	0.91%
15	351.29	3.00	0.85%
16	399.70	3.20	0.80%
17	451.22	3.40	0.75%
20	624.52	4.00	0.64%
25	975.82	5.00	0.51%

Essas variações foram definidas de forma a abranger com uma maior discretização os períodos que apresentaram uma excitação dos movimentos de *yaw* devido ao acoplamento com o FPSO, conforme apresentado no item 4.5.3-Ensaio em Ondas Regulares com Modelo Livre. A Figura 108 apresenta as incidências de onda que foram analisadas pelo modelo simplificado.

Figura 108 Incidência das ondas regulares

Apesar de ter-se analisado um numero maior de incidências de ondas somente serão apresentados os resultados provenientes da incidência mais que sofreu um maior impacto do acoplamento. A incidência mais crítica para o acoplamento ocorre para 0° , conforme já apresentado na Figura 95 do capítulo anterior onde foi mostrada a excitação para diversas incidências, o item 5.1.1 apresentará os resultados do modelo simplificado para esta única incidência crítica.

5.1.1. Resultados para incidência 0°

Devido à variação da cota z das linhas de conexão de cada unidade, a maior parte das discussões apresentadas neste subcapítulo tem relação direta com a inclinação final destas linhas de conexão. Por isso foi definido o ângulo ζ em relação a posição da conexão no FPSO e com valores positivos para a rotação no sentido anti-horário, conforme apresentado na Figura 109.

Figura 109 Representação de um arranjo com inclinação positiva

O gráfico da tração em um tendão de bombordo da TLWP em função do período da onda incidente é apresentado na Figura 110. Neste gráfico são comparadas as trações atuantes no tendão após algumas variações efetuadas nas posições na cota z das conexões tanto do FPSO (Z_{FPSO}) como da TLWP (Z_{TLWP}).

Figura 110 Tração no Tendão Bombordo (kN) – EA das conexões =130000 kN

Tanto os valores de Z_{FPSO} como os de Z_{TLWP} representam a altura em metros da conexão a partir da quilha de cada embarcação; e neste caso as conexões possuíam rigidez axial igual a 130000 kN.

Mantida a cota Z_{TLWP} em 6 metros, conforme a cota Z_{FPSO} é aumentada a tração atuante nos tendões sofre um grande acréscimo. No caso da posição com maior inclinação negativa ($\zeta < 0$, linha verde tracejada) a tração apresenta um incremento de aproximadamente 60% na tração máxima quando comparada com a condição paralela que possui uma cota Z_{TLWP} semelhante (linha preta tracejada).

Para as condições neutras ($\zeta = 0$ e $Z_{TLWP} = Z_{FPSO}$) nota-se um comportamento mais equilibrado mesmo com variações na altura das conexões. Entretanto quanto maior a cota Z (em ambas as unidades) mais suave é o comportamento do tendão, como pode ser notado pela comparação da linha verde cheia ($Z_{TLWP} = Z_{FPSO} = 24\text{m}$) com a linha preta tracejada ($Z_{TLWP} = Z_{FPSO} = 6\text{m}$).

Em uma comparação similar, mas agora mantendo a cota Z_{TLWP} em 24 metros e analisando as inclinações positivas ($\zeta > 0$), observa-se que quanto maior a inclinação das linhas menor é o nível de tração atuando nos tendões.

Figura 111 Reações na TLWP devido a um *roll* no FPSO, (a) $\zeta < 0$ e (b) $\zeta > 0$

Este comportamento já era esperado, pois quando $\zeta < 0$ a linha de conexão aplica uma força majoritariamente nos tendões de bombordo enquanto em uma situação $\zeta > 0$ os carregamentos são melhores distribuídos pelos tendões de bombordo e boreste. A Figura 111 apresenta uma representação esquemática da distribuição de cargas na TLWP devido a um movimento de *roll* no FPSO.

$$R_{\zeta} = \frac{T_{max}PR}{T_{max}PP} \quad (14)$$

Onde:

- $T_{\max}^{\text{PR}}$ é a tração máxima nos tendões de proa
- $T_{\max}^{\text{PP}}$ é a tração máxima nos tendões de popa
- R_{ζ} é a razão entre $T_{\max}^{\text{PR}}$ e $T_{\max}^{\text{PP}}$

Ao se calcular R_{ζ} para o máximo ângulo ζ positivo obtém-se um valor de 0,797 e ao calcular R_{ζ} para o máximo ângulo ζ negativo obtém-se um valor de 1,508 o que reforça a hipótese de um carregamento mais equilibrado dos tendões para um ângulo ζ positivo.

Devido a mudança das respostas das unidades em função dos períodos de onda uma análise mais detalhada em função dessa variação faz-se necessária, pois conforme apresentado no item 4.5.3 (Ensaio em Ondas Regulares com Modelo Livre) o sistema quando submetido a ondas regulares apresenta uma excitação dos movimentos para períodos de onda entre 12 e 15s e a fim de enfatizar o impacto que este efeito tem no sistema de produção os resultados apresentados abaixo são divididos em duas categorias: resultados para ondas regulares até 15s e resultados para ondas entre 16 e 25s.

Nas figuras abaixo ondas regulares de períodos até 15s são representadas pelas colunas em tons azuis e as ondas regulares com períodos entre 16 e 25s pelas colunas em tons vermelhos.

Para analisar a variância dos efeitos da inclinação das linhas de conexão devido à mudança da rigidez axial da linha, foi comparada a tração máxima no tendão. Essa comparação é apresentada na Figura 112, onde o eixo y mostra a tração no tendão e o eixo x, a posição das conexões em cada casco, já a variação do EA é dada pela variação do tom das colunas.

Figura 112 Tração no Tendão Bombordo (kN)

Na Figura 112 as colunas com destaque em verde apresentam os dados para a inclinação ζ negativa e as destacadas em vermelho os dados para a inclinação ζ positiva. É claramente observado que quanto maior a inclinação ζ negativa, maior é o incremento da tração atuante no tendão, não importando o período da onda. Para a inclinação ζ positiva o nível de tração no tendão de bombordo é muito próximo desde que se garanta que ζ seja positivo. Vale ressaltar que a redução da rigidez das linhas de conexão apenas atenua o impacto da inclinação ζ dessas linhas na tração dos tendões.

A Figura 113 mostra os dados da máxima tração na linha de conexão de Proa e segue a divisão mencionada acima (ondas até 15s em tons azuis e ondas entre 16 e 25s em tons vermelhos). Esses dados mostram que para ondas entre 16 e 25s, a tração atuante nas conexões é menos dependente da inclinação ζ e que a variação máxima obtida ao se comparar os casos é da ordem 15% do valor máximo. Já para ondas com períodos até 15s o pior caso opera com uma tração máxima de aproximadamente 3.5 vezes a tração máxima do melhor caso.

Figura 113 Resumo da tração da conexão de Proa

Assim ao observar a Figura 113, fica claro que para o dimensionamento das conexões o fator que apresenta maior impacto é a redução da rigidez dessas linhas, já que o dimensionamento é feito pela máxima tração atuante e nesse caso uma alteração da inclinação ζ causa um impacto muito menor. Entretanto, para a determinação da vida útil do sistema de ancoragem a escolha correta da inclinação ζ pode ter um impacto muito significativo. Destaque-se em vermelho na Figura 113 a configuração que apresenta melhores resultados.

A Figura 114 mostra os máximos movimentos de *roll* da TLWP devido à variação nos parâmetros das linhas de conexão, como a sua inclinação (ζ) e a sua rigidez axial (EA).

Figura 114 Máximos movimentos de *Roll* da TLWP

Vale ressaltar que novamente a inclinação ζ positiva mostrou-se mais vantajosa em relação à inclinação ζ negativa e que a configuração que apresentou melhor comportamento está destacada em vermelho na Figura 114.

Em função do acoplamento dinâmico das linhas as melhores soluções apresentadas ocorrem quando a conexão está em $Z_{TLWP}=24$ e principalmente quando $Z_{FPSO}=12$ e em segundo lugar em $Z_{FPSO}=6m$.

Entretanto esses valores podem ser alterados em função de mudanças nas características do sistema e por isso o mais importante é apontar os aspectos de maior impacto no dimensionamento de um sistema acoplado como esse. Logo estas análises permitem concluir que os aspectos mais relevantes, quando considerado apenas o acoplamento dinâmico entre as unidades, são: a rigidez axial das linhas de conexão e o ângulo de inclinação ζ positivo das linhas.

5.2. ARRANJO DO SISTEMA - FASE II

A 1ª fase do desenvolvimento do conceito de produção acoplada do FPSO+TLWP foi finalizada com os ensaios com modelo em escala reduzida. Os resultados obtidos nos testes foram capazes de validar o modelo de força e o modelo dinâmico obtidos numericamente. Efeitos de acoplamento que culminaram com grandes amplitudes de movimentos da TLWP e conseqüentemente com grandes esforços nas conexões foram notados tanto no modelo numérico quanto no modelo físico. Desta forma, uma 2ª etapa de aprimoramento do conceito foi realizada e nela buscou-se minimizar estes efeitos.

Como os resultados obtidos no item 5.1 mostraram que o sistema é extremamente sensível à rigidez e ao ângulo ζ das linhas de conexão, foram realizados estudos na 2ª fase do desenvolvimento do conceito onde buscou-se trabalhar melhor com esses parâmetros através de uma nova filosofia de operação.

Nesses estudos, foi considerado que o sistema deverá resistir acoplado não mais às condições centenárias da Bacia de Campos, mas sim às condições anuais, considerando que na condição centenária será adotado um procedimento de afastamento das unidades através da diminuição das pré-tensões nas linhas de conexões.

Desta forma o número de linhas de conexão necessárias para garantir a operação; como uma deriva do conjunto similar e a distância relativa segura entre os costados; pode ser reduzida.

Com essa mudança de filosofia de operação uma nova volta na espiral de projeto foi realizada de forma a redimensionar o sistema de amarração e as linhas de conexão. A primeira etapa desse estudo foi um refinamento dos equipamentos necessários no convés da TLWP e uma estimativa de pesos e centros desses equipamentos.

Figura 115 Novo arranjo do convés da TLWP (a) vista frontal, (b) Convés de Perfuração, detalhes da elevação +6,40 e +18,00, (c) Convés de Perfuração, detalhes da elevação +3,50 e +10,50 e (d) Convés de Produção.

A Figura 115 apresenta a nova configuração do convés da TLWP e a Tabela 23 os pesos e centros da unidade. Para que a inclinação ζ positiva fosse a maior possível, foi decidido que as linhas de conexão iam ser conectadas direto no convés da unidade.

Tabela 23 Tabela de Equipamentos, Pesos e Centros

Items	Mass [ton]	Xcg [m]	Ycg [m]	Zcg [m]	Ixx [ton.m ²]	Iyy [ton.m ²]	Izz [ton.m ²]
Hull Groups							
Main Steel	7141.2	0	0	11.22	4.79E+06	4.79E+06	5.18E+06
Appurtenance Steel	970.5	0	0	11.22	6.23E+05	6.23E+05	6.74E+05
Marine System and Piping	417.8	0	0	11.22	2.80E+05	2.80E+05	3.03E+05
Tendon Equipment	359.7	0	0	5.00	2.66E+05	2.66E+05	2.87E+05
Liquid Storage in Hull	1838.8	0	0	5.00	1.23E+06	1.23E+06	1.33E+06
Deck Group							
Production Deck Primary Steel	1173.2	0	0	36.46	7.87E+05	7.87E+05	8.51E+05
Drilling Deck Primary Steel	1374.0	0	0	49.30	6.46E+05	6.46E+05	9.97E+05
Truss Rows Steel	1387.6	0	0	43.30	6.05E+05	6.05E+05	1.01E+06
Additional Deck Primary Steel	213.6	0	0	67.30	1.00E+05	1.00E+05	1.55E+05
Secondary Steel							
Appurtenance Steel	246.1	0	0	11.22	1.16E+05	1.16E+05	1.79E+05
Flare Boom	0.0	0	0	0.00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Production Deck							
Production Deck Equipment Fixed	1571.2	5.7	-7.64	41.10	7.38E+05	7.38E+05	9.69E+05
Production Deck Equipment Variable	239.1	5.7	-7.64	41.10	1.12E+05	1.12E+05	1.47E+05
Living, Quartes, Helideck							
Living Quartes, HVAC	100.0	19.5	0	53.30	4.70E+04	4.70E+04	7.26E+04
Helideck	0.0	0	0	0.00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Tensioning System							
Risers Tensioners and Jumpers	735.0	0	0	55.30	3.45E+05	3.45E+05	5.33E+05
Drilling System							
Drilling Modules Steel	1460.0	-6.7	1.89	57.35	6.86E+05	6.86E+05	1.27E+06
Drilling Deck Equipment	2736.0	-0.71	-2.86	68.30	1.29E+06	1.29E+06	2.38E+06
Drilling Variable Loads	2554.0	-16.76	3.66	48.57	1.20E+06	1.20E+06	2.22E+06
Rise System							
Riser loads	5265.0	0	0	0.00	2.47E+06	2.47E+06	4.58E+06
Reverses							
Owner's Reserve	357.1	0	0	34.43	1.68E+05	1.68E+05	3.11E+05
Marine Growth	150.0	0	0	11.22	7.05E+04	7.05E+04	1.31E+05
Deck and Hull Weigth Control Margin	357.1	0	0	34.43	1.68E+05	1.68E+05	3.11E+05
Total (Operation Condition)	30647.0	-1.38	-0.31	27.27	1.67E+07	1.67E+07	2.39E+07

A metodologia de dimensionamento das linhas de conexão e do sistema de ancoragem, apresentada no item 4.2.3, foi empregada novamente neste ciclo e ao final obteve-se um sistema formado por apenas seis linhas de conexão e o resultado final pode ser observado na Figura 116.

Figura 116 Arranjo Final do sistema de Produção acoplada FPSO-TLWP

6. CONCLUSÕES

Nessa dissertação foram expostos os principais desafios da exploração e produção de hidrocarbonetos em regiões com lâminas d'águas ultra-profundas e sem infra-estrutura submarina e os principais conceitos em desenvolvimento no mundo para tentar atender a essa demanda.

A partir deste cenário foi apresentado um conceito de sistema de produção composto por duas unidades distintas trabalhando de forma acoplada. Após uma discussão a respeito dos principais fenômenos físicos que precisariam ser considerados na análise deste sistema foram levantados os métodos numéricos disponíveis e como estes se adequavam às necessidades desta pesquisa.

Com a definição do sistema e dos métodos disponíveis, realizou-se um estudo detalhado do dimensionamento das unidades, do sistema de conexão e de ancoragem e da viabilidade de se operar um sistema de produção composto por duas unidades distintas trabalhando a uma distância reduzida entre seus costados. Estudo esse que foi baseado em uma rigorosa fundamentação e trabalhou com os recursos mais modernos a disposição no Brasil.

Como resultado deste estudo obteve-se um conceito de sistema de produção e foi definida uma 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 validadas as forças hidrodinâmicas utilizadas como dados de entrada nas análises numéricas e a dinâmica do sistema e foram atendidos os critérios da API para as linhas de conexão, para o sistema de ancoragem e para o *offset* das unidades.

Além disso, como apresentado no item 4.4-Ensaio em Escala no Tanque de Provas Físico para verificação do Modelo Numérico, ficou comprovada a excitação dos movimentos de *yaw* da TLWP devido ao acoplamento com o *roll* e *sway* do FPSO.

Com base nesta metodologia algumas recomendações podem ser dadas para o estudo de futuros projetos de sistemas que possuam características similares as apresentadas nessa dissertação como o intuito de mitigar os efeitos decorrentes do acoplamento entre as unidades. São elas:

- Buscar uma estimativa que considere mais fenômenos não lineares dos efeitos de acoplamento hidrodinâmico devido às ondas;
- Trabalhar sempre com a inclinação ζ positiva;
- Reduzir a Rigidez Axial das linhas de conexão;
- Buscar o aumento do amortecimento de *yaw* da TLWP.

Também podem ser destacados alguns desafios para futuros trabalhos como a busca por materiais mais complacentes do que o nylon para utilização nas linhas de conexão e um compartilhamento maior de equipamentos com o FPSO de forma a minimizar as dimensões da TLWP, o que traria ganhos adicionais como a redução da rigidez no plano horizontal do sistema e uma conseqüente redução no acoplamento dinâmico das unidades.

Por fim, é importante ressaltar a necessidade de realizar futuros estudos sobre alguns fenômenos que não foram desenvolvidos ao longo desta dissertação e que poderiam impactar o desenvolvimento do sistema de produção acoplada, entre os quais podem ser citados: efeitos de sombra de correnteza e vento concomitantemente com a incidência das ondas e os efeitos hidrodinâmicos de segunda ordem de onda.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[ABS, 2004] ABS- American Bureau of Shipping, 2006. **“Guide for Building and Classing Floating Production Units”**. April

[ABS, 2006] ABS- American Bureau of Shipping, 2006. **“Rules for building and classing Mobile Offshore Drilling Units (MODU) part 3”**.

[Amarante, 2010] Amarante, R.M., 2010. **“Estudo da Estática e Dinâmica de Linhas, sob Configuração de Catenária, através da Identificação Geométrica, Processamento e Análise de Imagens Digitais”**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo.

[ANFLEX, 2006] ANFLEX® 2006. **“Static and Dynamic Analysis for Mooring System and Risers - Manual do usuário ANFLEX 6.6.6 r2.3”** -. Petrobras.

[API, 1996] API - American Petroleum Institute, 1996. **“Recommended Practice 2SK - Recommended practice for design and analysis of station keeping systems for floating structures”**. Second edition, December.

[API, 1997] API - American Petroleum Institute, 1997, **“Recommended Practice 2T - Recommended practice for planning, designing and constructing tension leg platforms”**; second edition, August.

[API, 1998] API - American Petroleum Institute, 1998 .“ **Recommended Practice 2RD - Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)”**; First edition, June.

[AQWA, 2010] Sítio do desenvolvedor do software, ANSYS. Disponível em: <<http://www.ansys.com/staticassets/ANSYS/staticassets/resourcelibrary/brochure/ansys-aqwa-brochure.pdf>>. Acesso em Outubro. 2010.

[Aranha & Fernandes, 2005] Aranha, J.A.P. & Fernandes, A.C., 1995. **“On the second-order slow drift force spectrum”**. Applied Ocean Research, vol. 17, pp.311-13

[Bahaj et al., 2007] Bahaj, A.S., Molland, A.F., Chaplin, J.R., Batten, W.M.J. 2007. **“Power and thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank”** Renewable Energy 32., 407-426.

[Bates et al., 2006] Bates, J.B., Gernon, G.O. & Gillette, M.D.A. 2006. **“Kizomba A and B: Installation Overview”**. Offshore Technology Conference – OTC17941”, Houston, Texas, USA

[Blendermann, 1993] Blendermann W. 1993. **“Wind loads on moored and manoeuvring vessels”**. International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering – OMAE

[Boles & Mayhall, 2006] Boles, B.D., Mayhall, G.E. 2006. **“Kizomba A and B: Projects Overview”**. Offshore Technology Conference, OTC 17915, Houston, Texas, USA.

[BRASIL, 1998a] BRASIL. Decreto nº 2.705, de 03 de Agosto de 1998. **“Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências”**

Disponível

em:

<

<http://www2.camara.gov.br/legin/fed/decret/1998/decreto-2705-3-agosto-1998-398055-publicacao-1-pe.html> > Acesso em: Setembro de 2010.

[BRASIL, 1998b] BRASIL. Decreto nº 2.851, de 30 de Novembro de 1998. **“Dispõe sobre programas de amparo à pesquisa científica e tecnológica aplicados à indústria do petróleo, e dá outras providências.”** Disponível em: < <http://www2.camara.gov.br/legin/fed/decret/1998/decreto-2851-30-novembro-1998-343409-publicacao-1-pe.html> > Acesso em: Setembro de 2010.

[Carneiro et al., 2009] Carneiro, M. L., de Mello, P. C., Tannuri, E. A., Simos, A. N. 2009. **“Experimental Validation of an Absorbing Wavemaker Controller”**. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering - OMAE, Honolulu, Hawaii, USA.

[Carvalho, 1995] Carvalho, M. T. M. 1995 **“Estratégia para o Desenvolvimento de Aplicações Configuráveis em Mecânica Computacional”**, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio.

[Chakrabarti, 2005a] Chakrabarti, S.K., 2005. **“Handbook of Offshore Engineering - Volume 1”**. Oxford: Elsevier Ltd.

[Chakrabarti, 2005b] Chakrabarti, S.K., 2005. **“Handbook of Offshore Engineering - Volume 2”**. Oxford: Elsevier Ltd.

[Chudanov et al., 2004] Chudanov, D.A., Terry, A., Partono, Y., Inaray, J., 2004. **“Field Overview of West Seno”**. Offshore Technology Conference, OTC 16520, Houston, Texas, USA.

[Chung & Lee, 1994] Chung, J., Lee, J. M. 1994. **“A New Family of Explicit Time Integration Methods for Linear and Non-Linear Structural Dynamics”**, International Journal For Numerical Methods in Engineering, vol. 37, pp. 3961-3976.

[Correa et al.,2002] Correa, F. N., Senra, S. F., Jacob, B. P., Masetti, I. Q., Mourelle, M. M. 2002. **“Towards the integration of analysis and design of mooring systems and risers, Part II: Studies on a DICAS system”**, International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE.

[Costa et al., 2007a] Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Costa, A.P., Masetti, I.Q., Matos, V.L.F., Nishimoto, K., Machado, G. **“Mono-Column FPSO”**. nº WO 2007/119051 A1. Depósito 13/04/2007, Publicação 25/10/2007.

[Costa et al., 2007b] Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Costa, A.P., Masetti, I.Q., Matos, V.L.F., Nishimoto, K., Machado, G. **“FPSO em Forma de Mono-Coluna”**. nº PI 0601273-6 A. Depósito 17/04/2006, Publicação 18/12/2007. RPI1928.

[Cruz, 2009] Cruz, R.E., 2009. **“Simulação Dinâmica de dois corpos flutuantes acoplados sujeitos à ação de ondas regulares”**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

[DIFFRAC, 2010] Sítio do desenvolvedor do software, MARIN. Disponível em: < <http://www.marin.nl/web/Facilities-Tools/Software/Software-Sales.htm>>. Acesso em Outubro. 2010

[DYNASIM, 2000] DYNASIM, **“Manual Teórico”**, Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Agosto de 2000.

[DYNFLOAT, 2010] Sítio do desenvolvedor do software, MARIN. Disponível em: < <http://www.marin.nl/web/Facilities-Tools/Software/Software-Sales.htm>>. Acesso em Outubro. 2010

[EIA, 2010] Sítio da agência americana de energia - EIA *U.S. Energy Information Administration*, 2010. “**International Energy Statistics - Petroleum**”, disponível em <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/>>. Acesso em Maio 2010.

[Falcão, 2007] Falcão, J. L. 2007. “**Curso de Perfuração de Poços HPHT**”, Universidade Petrobras, Salvador, Outubro.

[Fearnley Offshore, 2010] Fearnley Offshore As, 2010. “**A Quarterly Review of the Floating Production and Tanker Market**”. Relatório Técnico.

[Fucatu et al., 2001] Fucatu, C.H., Nishimoto, K. & Masetti, I.Q. 2001. “**Dynasim - a time domain simulator of anchored FPSO**”. International Conference. on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE.

[Fucatu, 1998] Fucatu, C. H. 1998. “**Desenvolvimento de um Simulador Dinâmico para Análise de Navio Amarrados**”, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Naval da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

[Fucatu, 2003] Fucatu, C. H. 2003. “**Estudo do Efeito de sombra da corrente na Dinâmica do sistema FPSO/Shuttle conectados em Tandem**”, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Naval da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

[Gaspar et al., 2009a] Gaspar, H.M., Taniguchi, D., Ruocco, P., Nishimoto, K. 2009. “**A Real-Time 3D Post-Processor for a Numerical Model-Basin Simulator**”. 8ª Conference on Computer Applications and Information Technology in the Maritime Industries - COMPIT.

[Gaspar et al., 2009b] Gaspar, H.M., Fucatu, C.H. & Nishimoto, K. 2009. “**Design of conceptual offshore systems based on numerical model-basin simulations**”. International Maritime Design Conference -IMDC.

[Gonçalves et al., 2010a] Gonçalves, R.T., Fajarra, A.L.C., Rosetti, G.F., Nishimoto, K. 2010. **“Mitigation of Vortex-Induced Motions (VIM) on a Monocolumn Platform: Forces and Movements”**. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering - JOMAE.

[Gonçalves et al., 2010b] Gonçalves, R.T., Matsumoto, F.T., Malta, E.B., Medeiros, H.F., Nishimoto, K. 2010. **“Conceptual Design of Monocolumn Production and Storage With Dry Tree Capability”**. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering -JOMAE.

[Goulart & Cruz, 2008] Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Goulart, R.O., Cruz, R.E. **“Sistema para Acoplamento de Unidades Flutuantes”**. nº PI 0602674-5 A. Depósito 14/07/2006, Publicação 26/02/2008. RPI1938

[Hill, 2001] Hill, P.J. 2001. **“The MMS-USCG Memorandum of Understanding”** The Offshore Technology Conference – OTC.

[Hulbert & Chung, 1996] Hulbert, G. M., Chung, J., 1996. **“Explicit Time Integration Algorithms for Structural Dynamics with Optimal Numerical Dissipation”**, Computer Methods Applied Mechanics Engineering, vol. 137, pp. 175-188.

[Kaster et al., 1997] Kaster, F., Barros, M., Rossi, R., Masetti, I., Falkenberg, E., Karlsen, S., Waclawek, I., 1997. **“DICAS - a new mooring concept for FPSO's”**, Offshore Technology Conference - OTC. Part 4 (of 4); Houston, TX, USA.

[Korloo et al., 2004] Korloo, J., Black, J., Wu, C. & Treu, H., 2004. **“Design and Analysis of West Seno Floating Structures”**. Offshore Technology Conference - OTC

[Lane et al., 2001] Lane, M., O'Sullivan, T., Grealish, F., Kavanagh, K., Thompson, H. 2001. **"Advanced Frequency Domain Analysis Techniques for Steel Catenary Risers"**. Offshore Technology Conference - OTC

[Langley, 1986] Langley, R.S., 1986. **"On the time domain simulation of second order wave forces and induced responses"**. Applied Ocean Research, Vol. 8 - n°3, pp.134-43

[Leite et al., 1998] Leite, A.J.P., Aranha, J.A.P., Umeda, C. & de Conti, M.B., 1998. **"Current forces in tankers and bifurcation of equilibrium of turret systems: hydrodynamic model and experiments"**. Applied Ocean Research, Vol. 20, pp.145-56.

[Lewis, 1988] Lewis, E., V., 1988. **"Principles of Naval Architecture, Volume II – Resistance, Propulsion and Vibration"** Second Revision, The Society of Naval Architects and Marine Engineers, USA.

[Lie et al., 2000] Lie, H., Stansberg, C.T., Øritsland, O., Ormberg, H. 2000. **"DEEPSTAR IV Project overview of Hydrodynamic verification on deepwater floating production systems"**, MARINTEK report.

[Luz et al., 2009] Luz, F.H.P., Gaspar, H.M. & Nishimoto, K. 2009. **"System Architecture of a Numerical Model Basin Simulator"**. 8^a Conference on Computer Applications and Information Technology in the Maritime Industries - COMPIT, pp.474-85.

[Malenica et al., 2005] Malenica, S., Orozco, J.M. & Chen, X.B. 2005. **"Some aspects of multibody interactions in seakeeping"**. Proceedings of The Fifteenth International Offshore and Polar Engineering Conference.

[Malta et al., 2004] Malta, E. B., Santos, B. M. R., Rampazzo, F. P., Campos, F. C. R., Prado, M. A., Koga, R. A., 2004, “**Conceptual Design of Itapoa Platform**” International Student Offshore Design Competition – ISODC.

[Malta et al., 2009] Malta, E. B., Rampazzo, F. P., Cruz, R. E., Oliveira, A. C., Nishimoto, K., 2009, “**FPSO and TLWP Interacting at a Reduced Distance for Dry Tree Completion System**” International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering - OMAE, pp81-91, USA

[Malta, 2010] Malta, E.B. 2010. “**Métodos e Processos para a análise experimental de sistemas oceânicos de petróleo e gás natural**”. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo.

[MMS, 2010] Sítio da agência reguladora da extração mineral americana, 2010. “**MMS – MINERAL MANAGEMENT SERVICE RULES**”. Disponível em: < <http://www.mms.gov/aboutmms> >. Acesso em: Maio.

[Murata & Ishibuchi, 1995] Murata, T., Ishibuchi, H., 1995. “**MOGA: multi-objective genetic algorithms**”. International Conference on Evolutionary Computation - IEEE, pp.289-94

[Nishimoto et al., 2002] Nishimoto, K., Fucatu, C.H., Masetti, I.Q. 2002. “**Dynasim—A Time Domain Simulator of Anchored FPSO**”. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Vol.124 pp 203-211.

[Nishimoto, 2003] Nishimoto, K. 2003. “**Numerical Offshore Tank: New design paradigm for offshore production systems**”. IPIN.

[Nishimoto, 2005] Nishimoto, K. 2005. “**Análise do sistema SFP – SSB no TPN**”. Relatório final de Projeto enviado ao CENPES/Petrobras. Outubro.

[Obokata, 1987] Obokata, J., 1987. **“On the Basic Design of Single Point Mooring Systems -1st report”**. Journal of the Society of Naval Architects of Japan, Vol. 161

[OCIMF, 1993] OCIMF - Oil Companies International Marine Forum, 1993. **“Prediction of Wind and Current Loads on VLCCs”**. Relatório Técnico.

[Offshore Magazine, 2010] Offshore Magazine 2010. **“2010 The Gulf of Mexico”**. Poster, Offshore Magazine.

[Orozco & Chen, 2003] Orozco, J.M. & Chen, X.B. 2003. **“Offloading Operability JIP - Wave Shielding effect (phase 1)”**. Technical Note. Bureau Veritas.

[Pesce & Martins, 2008] Pesce, C. P., Martins, C. A. 2008. **“Notas de Aula de Sistemas Hidromecânicos”** Departamento de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

[Petrobras, 2008] Petrobras/Cenpes. 2008. **“Metocean Data – Papa Terra Field”**. Relatório Técnico nº I-ET-3553.00-100-941-PPC-001.

[PETROBRAS, 2009] Sítio da Petrobras, 2009. **“Plano de Negócios da Petrobras para o quadriênio 2009-2013”**. Disponível em < <http://www.petrobras.com.br/ri/> >. Acesso em: Maio de 2009.

[PETROBRAS, 2010a] Sítio da Petrobras, 2010. **“Nossa História”**. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia/> >. Acesso em: Maio de 2010.

[PETROBRAS, 2010b] Sítio da Petrobras, 2010. **“Destaques Operacionais – Fluxograma de operação”**,. Disponível em: < <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/> >. Acesso em: Maio de 2010.

[Poli, 2010] Sítio do Convênio Marinha do Brasil & Universidade de São Paulo,. Disponível em: < http://www.poli.usp.br/conveniomb_usp/ >. Acesso em: Agosto de 2010.

[Potter & Wiggert, 2004] Potter, M. C., Wiggert, D. C. 2004. **“Mecânica dos Fluidos”**, tradução da 3ª edição norte-americana, Thomson.

[Queiros, 2010] Queiros, A.N.. 2010. **“Estudo da Influência dos Efeitos de Interação Hidrodinâmica em Operações de Alívio Auxiliadas por sistemas DP”**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo.

[Rampazzo et al., 2008] Rampazzo, F. P., Masetti, I. Q., Nishimoto, K. 2008. **“The Mooring System Design of MONOBR platform for Harsh Environmental Conditions (GoM)”**. In: 20th Ocean Engineering Symposium – OES, Tokio.

[Rampazzo et al., 2009] Rampazzo, F. P., Malta, E. B., Watai, R. A., Cruz, R. E., Nishimoto, K. 2009. **“Design of an Innovative FPSO-TLWP Coupled System Based on the Numerical Offshore Tank (TPN) Methodology”**, International Marine Design Conference - IMDC. v. 2. pp. 1113-1122.

[Rateiro, 2010] Rateiro, F.R. 2010. **“Análise dinâmica acoplada de risers e linhas de ancoragem em sistemas flutuantes de produção de petróleo e gás natural”**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo.

[Reuters, 2010] Sítio da agência de notícias Reuters, 2010. **“Williams to build pipelines to Perdido hub”** Disponível em: < <http://www.reuters.com/article/idUSN3043217320070730/> >. Acesso em: Junho de 2010

[RIFLEX, 2010] Sítio do desenvolvedor do software, DNV. Disponível em: < <http://www.dnv.com/services/software/products/sesam/SesamFloatingStructures/riflex.asp> >. Acesso em Outubro. 2010.

[Sandstrom et al., 2006] Sandstrom, R.E., Huang, J. & Danaczko, M.A. 2006. **“Development of Close-Moored Deepwater Systems: Kizomba A and B Projects”**. Offshore Technology Conference - OTC

[Silveira, 2001] Silveira, E. S. S. 2001. **“Análise Dinâmica de Linhas de Ancoragem com Adaptação no Tempo e Subciclagem”**, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio, Agosto.

[Simos, 2006] Simos, A.N. 2006. **“Notas de Aula de Hidrodinâmica I”** Departamento de Engenharia Naval da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

[Stansberg et al., 2000] Stansberg, C.T., Øritsland, O. & Kleiven, G., 2000. **“VERIDEEP: Reliable Methods for Verification of Mooring and Stationkeeping in Deep Water”**. Offshore Technology Conference - OTC

[SUBSEAIQ, 2010] Sítio sobre informações dos compôs offshore em desenvolvimento **“SUBSEAIQ offshore Field development”**, disponível em <<http://www.subseaiq.com/>>. Acesso em Julho 2010.

[Tancredi, 2008] Tancredi, T.P. 2008. **“Otimização Multidisciplinar Distribuída aplicada a Projetos de Engenharia”**. Tese de Doutorado, Escola Politécnica da USP, São Paulo.

[Tannuri & Pesce, 2002] Tannuri, E.A. & Pesce, C.P., 2002. **“Comparing two different control algorithms applied to dynamic positioning of a pipeline launching barge”**. Mediterranean Conference on Control and Automation -MED

[Tannuri, 2004] Tannuri, E.A. 2004. **“Integração Wamit – TPN”**. Relatório Técnico FINEP”. Relatório de Projeto.

[Upstream, 2010] Sítio da revista upstream online. 2010. “**Chevron on Papa Terra starting block**” Disponível em: < <http://www.upstreamonline.com/live/article204578.ece> >. Acesso em: Julho de 2010.

[USCG, 2010] Sítio da guarda costeira Americana, 2010. “**UNITED STATES COAST GUARD**”. Disponível em: < <http://www.uscg.mil/top/missions/> >.. Acesso em: Maio de 2010.

[Vaillant et al., 2009] Vaillant, A.G., Franciss, R. & Freitas, M.S.D.R., 2009. “**Estudo comparativo de análises no domínio do tempo e da frequência em risers flexíveis**”. Revista Escola de Minas, Vol. 62 nº3, pp.385-92

[WADAN, 2010] Sítio do desenvolvedor do software, DNV. Disponível em: < <http://www.dnv.com/services/software/products/sesam/SesamFPSO/wadam.asp> >. Acesso em Outubro. 2010

[WAMIT, 2006] WAMIT[®]. 2006, “**WAMIT User Manual**”, Versions 6.3 Massachusetts Institute of Technology, Wamit, Inc.

[Wetch & Wybro, 2004] Wetch, S.B. & Wybro, P.G., 2004. “**West Seno: Facilities Approach, Innovations and Benchmarking**”. Offshore Technology Conference – OTC

[Wichers & Develin, 2001] Wichers, J.E.W. & Develin, P.V., 2001. “**Effect of coupling of mooring lines and risers on the design values for a turret moored FPSO in deep water of the Gulf of Mexico**”. Proceedings of the Eleventh International Offshore and Polar Engineering Conference - ISOPE, 17-22 June. pp.480-87

[Wichers et al., 2001] Wichers, J.E.W , Voogt, H.J., Roelofs, H.W. & Driessen, P.C.M., 2001. “**DeepStar-CTR 4401—Benchmark Model**”. Technical Report. MARIN.

[Wilhoit & Supan, 2009] Wilhoit, L., Supan, C., 2009. **“2009 Worldwide Survey of SPAR, DDCV and MinDOC Vessels”** – Poster, Offshore Magazine – Janeiro.

[Wilhoit & Supan, 2010a] Wilhoit, L., Supan, C., 2010. **“2010 Worldwide Survey of TLPs and TLWPs”** – Poster, Offshore Magazine, Fevereiro.

[Wilhoit & Supan, 2010b] Wilhoit, L., Supan, C., 2010. **“2010 Deepwater solutions & Records for concept selection”** – Poster, Offshore Magazine, Maio.