



METODOLOGIA DE POSICIONAMENTO DE UNIDADES ESTACIONÁRIAS DE
PRODUÇÃO E ROTAS DE DUTOS SUBMARINOS NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO OFFSHORE

Thiago Duarte Fonseca dos Santos

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Rio de Janeiro

Julho de 2018

METODOLOGIA DE POSICIONAMENTO DE UNIDADES ESTACIONÁRIAS DE
PRODUÇÃO E ROTAS DE DUTOS SUBMARINOS NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO OFFSHORE

Thiago Duarte Fonseca dos Santos

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.

Prof. Carl Horst Albrecht, D.Sc.

Dra. Djalene Maria Rocha, D.Sc.

Prof. Beatriz de Souza Leite Pires de Lima, D.Sc.

Dr. Allan Carre de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JULHO DE 2018

Santos, Thiago Duarte Fonseca dos

Metodologia de posicionamento de unidades estacionárias de produção e rotas de dutos submarinos na produção de petróleo offshore / Thiago Duarte Fonseca dos Santos. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XV, 124 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 122-124.

1. Posicionamento de FPSO's. 2. Otimização 3. Sistemas Marítimos de Produção. I. Jacob, Breno Pinheiro. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

A minha Mãe, Ivani Duarte Fonseca, por batalhar sempre por minha educação.
A minha Esposa, Renata Lo Ré, por estar ao meu lado em todos os momentos.
A minha irmã, Larissa Duarte Fonseca dos Santos, por gerar em mim o desejo de
ser exemplo.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de iniciar os agradecimentos com uma citação de Charles Chapin: “Cada pessoa que passa em nossa vida, passa sozinha, é porque cada pessoa é única e nenhuma substitui a outra! Cada pessoa que passa em nossa vida passa sozinha e não nos deixa só porque deixa um pouco de si e leva um pouquinho de nós. Essa é a mais bela responsabilidade da vida e a prova de que as pessoas não se encontram por acaso”. Esta frase é bastante simbólica para mim dada as inúmeras pessoas que passaram na minha vida e me permitiram chegar a este momento.

Agradeço a minha mãe e irmã por propiciarem as condições necessárias para dedicar o meu tempo ao estudo mesmo em condições adversas.

Agradeço a Deus por me suportar e proteger durante todos os percursos durante todos estes anos.

Agradeço a minha esposa pela paciência, abdicção, suporte, amor e carinho durante todos estes anos de luta e estudo árduo.

Agradeço aos meus amigos, Felipe de Araújo Castro e Heitor Tsuha, por permitirem conciliar as atividades profissionais diárias com as ausências para as aulas, trabalhos e provas durante as matérias do Mestrado.

Agradeço ao meu amigo, Ricardo Caldeira de Oliveira, por ter plantado e alimentado a ideia do mestrado, me ajudando durante diversas etapas dessa estrada. “A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original”.

Agradeço aos meus amigos da vida, pois, quem tem um amigo, mesmo que um só, não importa onde se encontre, jamais sofrerá de solidão; poderá morrer de saudades, mas não estará só.

Agradeço ao meu orientador, Breno Pinheiro Jacob, pelos ensinamentos, orientações e incentivo durante a elaboração deste trabalho.

Agradeço aos meus orientadores não oficiais, Carl Horst Albrecht e Juliana Souza Baioco, por acreditar nas minhas ideias e dedicar tanto tempo e esforço na transformação delas em realidade.

Agradeço a minha amiga, Djalene Maria Rocha, pelos conselhos, orientações e confiança durante todos estes anos de trabalho, uma amizade que se iniciou com este mestrado e durará por muitos outros.

Agradeço ao meu amigo e gerente, Gustavo Adolfo Cavalcanti Freitas, por permitir e incentivar o desenvolvimento e aplicação em projetos reais das metodologias deste projeto.

Agradeço ao meu ex-gerente, Aldemir Bonfim dos Santos, por permitir conciliar o trabalho e as atividades acadêmicas durante os longos períodos da faculdade de Engenharia Mecânica.

Agradeço à Ivete pelo auxílio em diversos processos burocráticos do mestrado tornando todas as etapas mais simples e práticas.

Agradeço aos Professores do Programa do Mestrado em Engenharia Civil pelos conhecimentos transmitidos da Engenharia de Sistemas Offshore.

Por fim, agradeço ao corpo administrativo do PEC, cujo trabalho é fundamental para o bom andamento do Programa.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA DE POSICIONAMENTO DE UNIDADES ESTACIONÁRIAS DE
PRODUÇÃO E ROTAS DE DUTOS SUBMARINOS NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO OFFSHORE

Thiago Duarte Fonseca dos Santos

Julho/2018

Orientador: Breno Pinheiro Jacob

Programa: Engenharia Civil

Este trabalho desenvolveu metodologias e formulações para avaliação automatizada do posicionamento de unidade estacionária de produção do tipo FPSO com sistema de ancoragem *spread mooring*, considerando as restrições e requisitos que devem ser avaliados para garantir a viabilidade técnica da locação. Além disso foi desenvolvido metodologia para determinação da sequência de interligação dos poços, algoritmo para desvio de obstáculos, formulação para estimativa de custos e lógica para modelagem de arquiteturas submarinas. Com todas estas metodologias e formulação, através de busca exaustiva, com região de interesse e passo determinados, comparar as diversas posições viáveis na busca da posição ótima para determinado cenário, bem como, permitir a confronto de diversos modelos com arquiteturas submarinas variadas. Os resultados dos estudos de caso comprovaram a eficiência das metodologias e a aderência dos resultados, possuindo potencialidade de aplicação em projetos reais da indústria de desenvolvimento da produção de óleo e gás.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHODOLOGY OF POSITIONING STATIONARY PRODUCTION UNITS AND
SUBSEA DUTY ROUTES IN OFFSHORE PETROLEUM PRODUCTION

Thiago Duarte Fonseca dos Santos

July/2018

Advisor: Breno Pinheiro Jacob

Department: Civil Engineering

This work developed methodologies and formulations for automated evaluation of the positioning of stationary FPSO production unit with mooring spread anchorage system, considering the constraints and requirements that must be evaluated to ensure the technical feasibility of the lease. In addition, a methodology was developed to determine the interconnection sequence of the wells, algorithm for deviation of obstacles, formulation for cost estimation and logic for the modeling of subsea architectures. With all these methodologies and formulation, through exhaustive search, with region of interest and determined step, to compare the various viable positions in the search of the optimal position for a given scenario, as well as, allow the confrontation of several models with varied subsea architectures. The results of the case studies proved the efficiency of the methodologies and the adherence of the results, having potential of application in real projects of the oil and gas production development industry.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Contexto	1
1.1.1. Histórico da indústria do petróleo	1
1.1.2. O projeto de desenvolvimento da produção	5
1.1.2.1. Exploração	5
1.1.2.2. Identificação da oportunidade de negócio	6
1.1.2.3. Seleção de alternativas – Projeto Conceitual	7
1.1.2.4. Definição do negócio – Projeto Básico	8
1.1.2.5. Implementação – Contratação e instalação	9
1.1.2.6. Operação – Produção	9
1.1.2.7. Descomissionamento	9
1.2. Motivação	10
1.3. Objetivo do Trabalho	12
1.4. Organização do Texto	13
2. SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE	14
2.1. Introdução	14
2.2. Plataformas de Produção	15
2.3. Estruturas oceânicas	15
2.3.1. Plataformas fixas	15
2.3.1.1. Torre complacente	19
2.3.2. Plataformas flutuantes	20
2.3.2.1. TLP – Tension Leg Platform	26
2.3.2.2. SPAR – Single Point Anchor Reservoir	27
2.4. Processamento	29
2.5. Sistemas Submarinos	31
2.5.1. Arquiteturas Submarinas	32
2.5.2. Dutos Submarinos	35
2.5.2.1. Aplicabilidade dos dutos rígidos e flexíveis	38
2.5.2.1.1. Dutos Flexíveis	38
2.5.2.1.2. Dutos rígidos	39

2.5.3.	Configurações de Risers	40
2.5.3.1.	Risers acoplados	40
2.5.3.2.	Risers desacoplados.....	41
2.5.4.	Aquecimento em dutos submarinos.....	44
2.5.5.	Lançamento de dutos submarinos.....	47
2.5.5.1.	S-LAY	47
2.5.5.2.	J-LAY	49
2.5.5.3.	REEL-LAY	50
2.5.6.	Equipamentos Submarinos	52
2.5.6.1.	Equipamentos de segurança de poço.....	52
2.5.6.2.	Equipamentos de aglutinação e direcionamento de fluxo.....	54
2.5.6.3.	Equipamentos de processamento e bombeamento	55
2.5.6.4.	Equipamentos de conexão.....	57
2.5.7.	Instalação dos equipamentos submarinos	59
2.5.7.1.	Método de instalação via cabo	59
2.5.7.2.	Método de instalação com riser de perfuração.....	60
2.5.7.3.	Método de instalação por roldana	60
2.5.7.4.	Método de instalação pendular.....	61
2.5.8.	Sistemas de Controle	63
3.	ESTADO DA ARTE – COMO SÃO ELABORADOS OS ARRANJOS	
	SUBMARINOS	66
3.1.	Introdução.....	66
3.2.	Projeto de Arranjo Submarino.....	68
3.2.1.	Malha de Drenagem.....	69
3.2.2.	Diâmetro dos dutos, métodos de elevação e mitigações de riscos de garantia de escoamento	69
3.2.3.	Configurações dos Poços	69
3.2.4.	Classe do Navio	70
3.2.5.	Geologia Marinha	70
3.2.6.	Engenharia Submarina.....	70
3.3.	Passo a Passo da elaboração dos arranjos submarinos conceituais.	70
4.	PROPOSTA DE AUTOMATIZAÇÃO DE PROJETOS DE ARRANJOS	
	SUBMARINOS	83

4.1.	Introdução	83
4.2.	Posicionamento da Plataforma	83
4.2.1.	Zona de tensão dos risers	83
4.2.2.	Área destinada para a aproximação de navios aliviadores para operação de <i>Offloading</i>	85
4.2.3.	Diagrama de Restrição de Superfície de Sonda de Perfuração	87
4.2.4.	Projeção horizontal das amarras de ancoragem	88
4.2.5.	Diagrama de Restrição de Subsuperfície de Sonda de Perfuração	90
4.2.6.	Diagrama de Restrição da UEP	92
4.2.7.	Favorabilidade de cravamento de estacas torpedos	92
4.2.8.	Algoritmo de avaliação exaustiva	92
4.3.	Metodologia de definição das arquiteturas submarinas	93
4.4.	Lógica de interligação das linhas	95
4.5.	Definição dos pontos de conexão Riser – Flow (CRFs)	99
4.6.	Rotas das flowlines – Poço x CRF	100
4.7.	Estimativas de Custos	103
4.8.	Crerios de comparação entre as alternativas	105
5.	ESTUDO DE CASOS	107
5.1.	Introdução	107
5.2.	Estudo de caso 1	107
5.2.1.	Dados de Entrada	107
5.2.2.	Primeira avaliação e resultados (Figura 76)	112
5.2.3.	Segunda avaliação e resultados	113
5.3.	Estudo de caso 2	115
5.3.1.	Introdução e dados de entrada	115
5.3.2.	Resultados	117
6.	CONCLUSÃO	119
6.1.	Consideração finais	119
6.2.	Sugestões de continuidade deste trabalho	120
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Torres de Perfuração, Pensilvânia/EUA	1
Figura 2 - Plataforma de Creoule – Primeira plataforma offshore do Mundo	3
Figura 3 - Plataforma Blue Water I	3
Figura 4 – Tipos de unidades de produção	4
Figura 5 - Navio de aquisição sísmica.....	6
Figura 6 - Produção de gás dos folhelhos entre 2007 e 2014.....	10
Figura 7 – Etapas de instalação de uma jaqueta.	16
Figura 8 - Jaqueta da plataforma de mexilhão em transporte.....	16
Figura 9 – Jaquetas instaladas nas maiores lâminas d’água no mundo.....	17
Figura 10 – Plataforma auto elevatória.....	18
Figura 11 - Troll A	19
Figura 12 - Torres complacentes	20
Figura 13 - Plataforma de Atlantis	21
Figura 14 - FPSO Sevan Piranema.....	22
Figura 15 - FPSO Turritella.....	23
Figura 16 - FPWSO – Dynamic producer	25
Figura 17 - FPSO Usan.....	25
Figura 18 - TLP de Papa terra em conjunto com o FPSO.....	27
Figura 19 – Plataforma de Perdido	28
Figura 20 – Infográfico das plataformas SPARs instaladas no Mundo.....	29
Figura 21 - Planta de processamento típica do Pré-Sal da Bacia de Santos – Processo Azul – Tratamento, injeção e exportação de Gás, Processo vermelho – Tratamento e exportação do óleo e Processo cinza – Tratamento e injeção de água	30
Figura 22 – Poços Satélites – Linha Verde – Duto de Produção, Linha Amarela – Serviço e Linha Azul - Controle.....	32
Figura 23 - Anel de coleta de produção – Linha Verde: Anel de coleta de Produção de 4 poços- Linha Azul: Controle compartilhado para 4 poços.....	33
Figura 24 - Trunkline de Injeção de água – Linha vermelha: Injeção de água – Linha Azul: Controle compartilhado para 4 poços.....	34
Figura 25 – Manifold de Produção de óleo em configuração daisy chain – Linhas Verdes: Produção - Linhas Azuis: Controle.....	34

Figura 26 – Arquitetura com Poços injetores em Piggyback – Linhas Vermelhas: Injeção de água – Linhas azuis: Controle.....	35
Figura 27 - Duto flexível	37
Figura 28 – Configurações de risers acopladas	41
Figura 29 – Multibore Hybrid Riser	42
Figura 30 - RHAS.....	43
Figura 31 – Boia de Sustentação de Risers	43
Figura 32 - Duto Pipe-in-Pipe	45
Figura 33 - Duto Pipe-in-Pipe aquecido eletricamente	45
Figura 34 - (a) meio enterrado (b) enterrado com enchimento (c) recoberto externo	46
Figura 35 – Sistema Bundle	46
Figura 36 – Método de instalação de dutos – S-Lay	48
Figura 37 - Método de instalação de dutos – J-Lay.....	50
Figura 38 - Método de instalação de dutos – Reel- Lay	51
Figura 39 – Esquemático de ANM e Coluna de produção	53
Figura 40 – Manifold sendo instalado	55
Figura 41 – Separador Submarino de água e óleo	57
Figura 42 – Raw water injection.....	57
Figura 43 - MCV	59
Figura 44 – Método de instalação de equipamento por roldana.....	61
Figura 45 – Procedimento de instalação de equipamentos pelo método pendular	62
Figura 46 – Subsea Control Module.....	64
Figura 47 – Umbilical Eletro Hidráulico	65
Figura 48 – Relação de Ganho e Perdas com as fases do projeto	67
Figura 49 – Relação do valor com a seleção e execução boa ou ruim	68
Figura 50 - Primeira etapa do arranjo submarino com plotagem do poços e batimetria	71
Figura 51 - Primeira etapa do arranjo submarino com plotagem do poços e batimetria	72
Figura 52 - Segunda etapa do arranjo submarino – Poços, batimetria e geohazard	73
Figura 53 - Segunda etapa do arranjo submarino – Poços, batimetria e favorabilidade de ancoragem da plataforma.....	74
Figura 54 - Segunda etapa do arranjo submarino – Poços, batimetria e favorabilidade de assentamento de dutos	74
Figura 55 – Configurações de Risers.....	76

Figura 56 – Configuração do Sistema de Ancoragem.....	76
Figura 57 - Área hachurada é a área de exclusão do offloading em FPSO Spread Mooring	78
Figura 58 - Mapa com os diagramas de restrição plotados e plataforma com zona de offloading.	78
Figura 59 - Posicionamento de plataforma considerando poços direcionais.....	79
Figura 60 – Setores e limites de operação.	85
Figura 61 – Ilustração da área destinada ao offloading.....	86
Figura 62 - Visualização gráfica das equações da projeção das amarras de ancoragem	89
Figura 63 – Matriz de Conexão.	94
Figura 64 – Representação gráfica dos Setores	96
Figura 65 – Sentido de rotação por setor.....	97
Figura 66 – Rota do duto com interferência com a ancoragem.....	100
Figura 67 –Rota do duto contornando a ancoragem.....	101
Figura 68 – Início do processo de busca por caminho livre	101
Figura 69 – Fim do processo de busca por caminho livre	102
Figura 70 – Solução do algoritmo de visada com três linhas em um poço.	102
Figura 71 – Representação do espaço de busca em um modelo.....	106
Figura 72 – Modelo avaliado com escala de cores.....	106
Figura 73 – Batimetria arbitrada utilizada no estudo.	108
Figura 74 – Mapa de favorabilidade de cravamento de estaca torpedo.....	109
Figura 75 – Dados da unidade estacionária de produção	110
Figura 76 – Resultados da primeira avaliação – Estudo de caso 1- Círculo preto – centroide.	112
Figura 77 –Resultados com foco no ordenamento	113
Figura 78 – Representação dos dados considerados na segunda avaliação.....	114
Figura 79 – Foco nos resultados da segunda avaliação	115
Figura 80 – Resultados do estudo de caso 2 após os ajustes	118

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Dados dos poços	72
Tabela 2 – Coordenadas dos poços produtores e injetores – Estudo de caso 1	109
Tabela 3 - Matriz de Conexões – Estudo de caso 1	111
Tabela 4 - Matriz de Conexões – Estudo de caso 2.....	116

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contexto

1.1.1. Histórico da indústria do petróleo

O petróleo é um composto conhecido a milhares de anos pela humanidade, antes de se tornar o centro da matriz energética mundial, ele era utilizado para diversos fins pelos povos antigos, principalmente na região do oriente médio, onde sua produção em certas regiões era feita de modo natural. No fim do século XVIII se utilizava este composto para fins medicinais, com efeitos laxantes, cicatrizantes, antissépticas e também no tratamento das doenças pulmonares.

A produção de petróleo para fins energéticos, iniciou-se no estado da Pensilvânia no nordeste dos Estados Unidos em campos terrestres no ano de 1859, utilizando sistemas de perfuração simples, compostos de torres de perfuração, sistemas motrizes e brocas e em profundidades de dezenas de metros, o poço descobridor possuía em torno de 30 metros de profundidade, muito inferior aos atuais e com sistemas de controle arcaicos. A principal finalidade desta produção era suprir o abastecimento da iluminação das cidades e a população em geral. Na Figura 1 tem-se um exemplo do uso de torres de perfuração, no século 19.

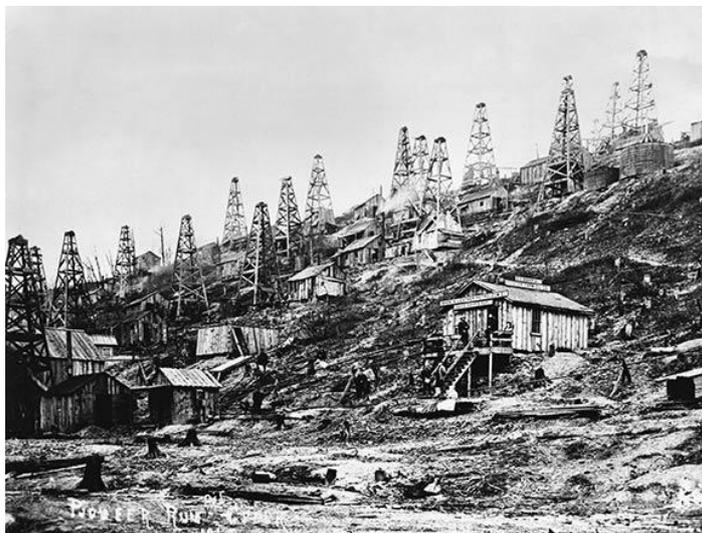


Figura 1 - Torres de Perfuração, Pensilvânia/EUA

Fonte: (COPPE/UFRJ, 2014)

Com o passar dos anos as aplicações do petróleo foram se alterando, com o advento de novas tecnologias que demandavam combustível, como por exemplo os carros, que abriram um grande mercado para sua utilização, atrelados com o avanço das tecnologias de refino e petroquímica, para produção de combustíveis e fabricação de novos compostos provenientes deste composto.

O petróleo é um composto mineral não-renovável que é produzido a partir de jazidas que tem por característica intrínseca um decaimento natural da produção até se tornarem subcomerciais, ou seja, os custos para manutenção da produção se tornam superiores as receitas geradas. Com o aumento da demanda, a produção das jazidas em terra se expandiu fortemente até o ponto que não eram mais suficientes, seja pelo decaimento natural das suas produções ou por não atendimento ao volume demandado, com isto, se buscou explorar petróleo no mar, primeiramente na costa da Califórnia, EUA, ainda no final do século XIX.

No início foram prolongamentos dos sistemas aplicados em terra com cavaletes e estruturas de madeiras, evoluindo para plataformas fixas de madeira que posteriormente deram lugar às plataformas de aço à medida que as distâncias da costa aumentavam e as condições ambientais pioravam.

A primeira grande plataforma offshore, ilustrada na

Figura 2, foi instalada em 1938, na costa marítima próxima à cidade de Cameron, Louisiana, a 1,6 km de distância da costa, à uma profundidade de apenas 5 metros de água; era construída em madeira e possuía as dimensões de 100 x 55 metros e se denominava Creole, produziu durante 30 anos e se tornou a primeira plataforma a enfrentar furacões, constantes naquela região.

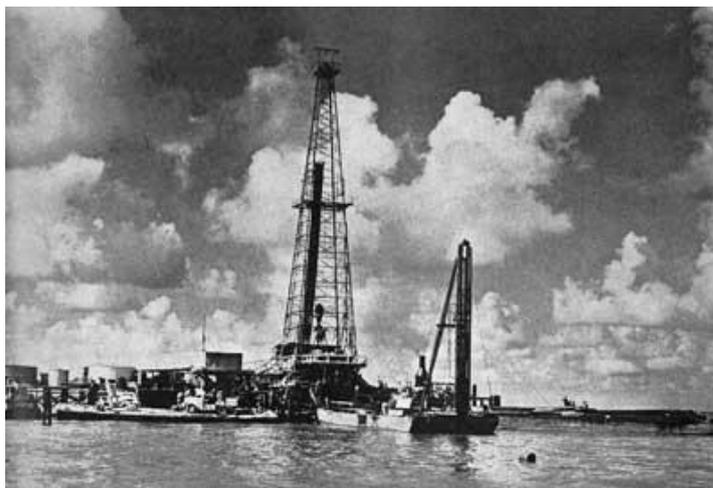


Figura 2 - Plataforma de Creoule – Primeira plataforma offshore do Mundo

Fonte: www.offshore-mag.com/articles/print/volume-74/issue-4/60-years-of-offshore/offshore-at-60-remembering-the-creole-field-p1.html

Com as descobertas de jazidas de petróleo em águas cada vez mais profundas, foi necessário desenvolver tecnologia para perfurar e produzir a partir de uma plataforma flutuante. As estruturas para suportar o peso da unidade e vencer a lâmina d'água eram extremamente complexas e seus custos estavam se tornando proibitivos. Em janeiro de 1962, a operadora Shell, instalou e produziu com a primeira plataforma flutuante a Blue Water I, observada na Figura 3, uma espécie de semissubmersível.



Figura 3 - Plataforma Blue Water I

Fonte: <https://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-74/issue-10/60-years-of-offshore/offshore-at-60-the-blue-water-breakthrough-p1.html>

Desde então muitos conceitos de plataformas flutuantes foram desenvolvidos, desafiando profundidades e desafios tecnológicos cada dia maiores, como podemos ver na Figura 4.

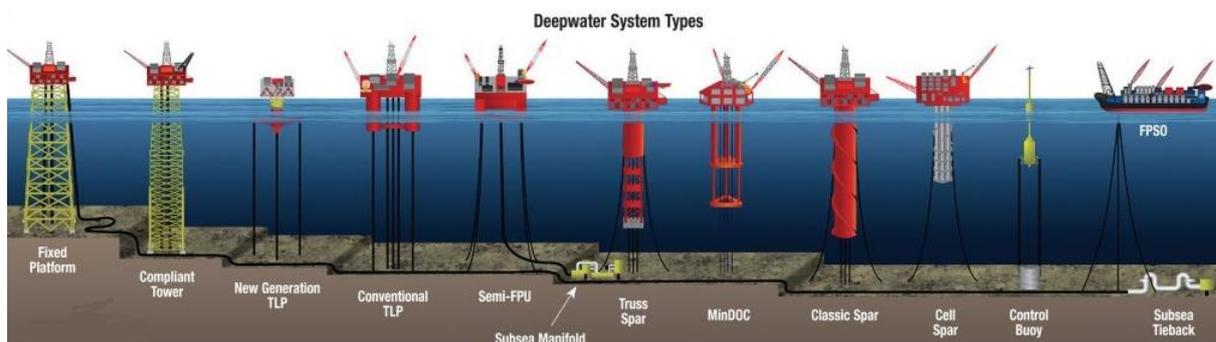


Figura 4 – Tipos de unidades de produção

Fonte: <https://www.mmc.gov/wp-content/uploads/3.2.1-Oil-and-Gas-Figure-2-Oil-and-gas-platforms-1024x381.jpg> - Julho/2018

A indústria do Petróleo é impulsionadora do desenvolvimento de tecnologias, superando novos desafios tecnológicos constantemente, tais como: maiores lâminas d'água, maiores pressões de reservatórios, condições ambientais meteocenográficas mais severas, níveis de contaminantes maiores, dentre outros.

Com o advento das plataformas flutuantes de perfuração e produção, um novo conceito de produção pode ser explorado e a fronteira tecnológica da engenharia submarina se iniciou. Os sistemas submarinos são responsáveis por transportar o petróleo do solo marinho à plataforma de produção e para tal, são compostos de dutos e equipamentos. Os dutos são subdivididos em duas grandes famílias, os risers, que são dutos que interligam à plataforma ao solo marinho e possuem movimento dinâmicos e as flowlines que se interligam dos risers aos equipamentos ou os equipamentos entre si.

Nos primeiros sistemas submarinos empregados no mundo as instalações, operações e manutenções foram feitas com o auxílio de mergulhadores, porém, com o aumento das lâminas d'água as operações se tornaram perigosas, onerosas e inviáveis para o ser humano, impulsionando assim o desenvolvimento da tecnologia diverless, ou seja, equipamentos operados remotamente e/ou pelo auxílio de veículos operados remotamente, os ROV's.

Atualmente os grandes projetos de desenvolvimento da produção de petróleo do mundo estão localizados em águas profundas, com lâminas d'água variando de 1800 a 3000 metros, com a instalação de unidades estacionárias de produção, sistemas submarinos complexos e a construção de poços de grandes comprimentos que atravessam diversas camadas geológicas até o reservatório de produção, bem como, um sistema de exportação de óleo e gás para terra. A tendência da indústria é intensificar a utilização de sistemas submarinos operados de terra, conhecidos como Subsea to shore ou Subsea to somewhere, buscando uma menor exposição de vidas humanas às condições de trabalho perigosas e insalubres.

1.1.2. O projeto de desenvolvimento da produção

O desenvolvimento de um projeto para produção de petróleo em águas ultra profundas envolve grandes investimentos e anos de duração. Este empreendimento normalmente é subdividido em sete etapas:

- I. Exploração
- II. Identificação da oportunidade de negócio.
- III. Seleção de alternativas – Projeto Conceitual
- IV. Definição do negócio – Projeto Básico
- V. Implementação – Contratação e instalação
- VI. Operação – Produção
- VII. Descomissionamento

1.1.2.1. Exploração

A etapa de Exploração se inicia com a aquisição de dados sísmicos da região de interesse. Estes dados são adquiridos com o auxílio de navios especializados que rebocam geradores de ondas e geofones, como mostrado na Figura 5. As ondas geradas que geram onda que se propagam da superfície até o reservatório. À medida que as ondas se propagam através das camadas geológicas diferentes do interior da Terra, são geradas ondas reflexivas que devolvem parte da energia de volta à superfície. Os geofones

posicionados na superfície detectam tais reflexões e as convertem em sinais elétricos, que são amplificados, filtrados, digitalizados e gravados.

Os dados sísmicos gravados passam por processos computacionais digitais para produzir imagens de estruturas subsuperficiais da Terra. As imagens são interpretadas para determinar que tipos de rochas elas representam e verificar se tais rochas podem conter petróleo.

Determinada que tal região possui petróleo, o poço exploratório é construído para confirmar a existência de óleo naquela região, coletar dados de fluido e da rocha (viscosidade, porosidade, grau API, dentre outros) e realizar teste de produção.

Comprovada a existência da jazida de petróleo uma nova etapa é iniciada a II – Identificação da Oportunidade de negócio.

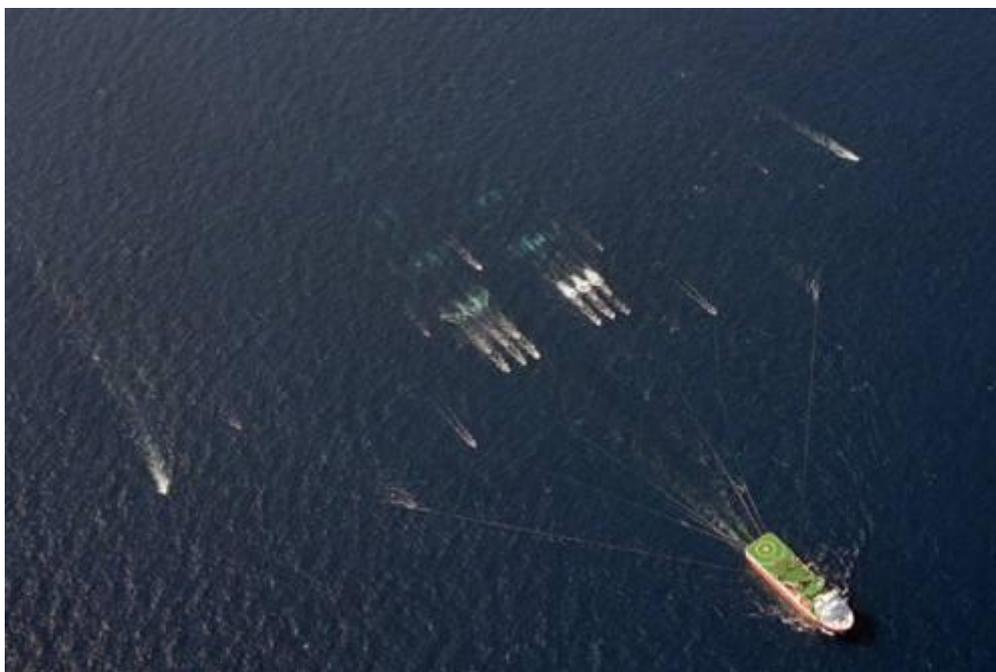


Figura 5 - Navio de aquisição sísmica

Fonte: www.deno.oceanica.ufrj.br

1.1.2.2. Identificação da oportunidade de negócio

O objetivo desta etapa é avaliar se a jazida encontrada pela exploração é comercialmente viável de ser explorada, ou seja, busca-se uma solução de engenharia e

de negócio, considerando todas as disciplinas, demonstrando assim a viabilidade técnica e econômica do projeto para a operadora.

Nesta etapa são amadurecidos os modelos petrofísicos, geológicos e de fluxo com base nos dados geofísicos, de rochas e fluidos adquiridos e processados na fase anterior e é gerada a curva de produção da jazida, baseada em uma estratégia de drenagem. Além disso cada disciplina envolvida em um projeto de desenvolvimento da produção (engenharia submarina, poços, processamento, engenharia naval e elevação e escoamento) identifica uma solução tecnicamente viável e estima os seus custos e prazos para implementação, todos estes dados são condensados em análise econômica que determinará se o projeto é atrativo, caso positivo, avançamos para próxima etapa do processo III - Seleção de alternativas – Projeto Conceitual.

1.1.2.3. Seleção de alternativas – Projeto Conceitual

O Objetivo desta etapa é adquirir novos dados de reservatório e avaliar, dentre as opções tecnológicas disponíveis, qual a combinação que gerará o melhor retorno econômico para a empresa, ou seja, qual o conceito deve ser implementado para exploração da jazida descoberta.

Este processo é altamente complexo e multidisciplinar, envolvendo as mais variadas disciplinas como: Reservatório, Geologia, Geofísica, Poços, Engenharia Submarina, Geologia Marinha, Processamento, Instalações de Superfície, Elevação e Escoamento, Análises Econômicas, Tributário, Contratação, SMS, jurídico, dentre outras. Este grande número de disciplinas trabalhando em conjunto selecionam o conceito técnico e economicamente viável e que máxima o retorno econômico para a operadora.

Nesta etapa, normalmente, são construídos poços para aquisição de dados estáticos de reservatório em diferentes locações da área da jazida e dados dinâmicos, para estes, são realizados testes de longa duração, que consistem na produção da jazida para uma unidade estacionária de produção provisória monitorando o comportamento do reservatório em produção e com isso garantindo a maturidade suficiente para mitigar os principais riscos. Está estratégia varia de projeto a projeto e de companhia a companhia

São inúmeras as soluções tecnológicas e de negócio de cada disciplina disponíveis para um projeto de exploração de uma jazida de petróleo em água ultra profundas, a busca da melhor combinação das diversas opções disponíveis é comumente chamada de processo de seleção de alternativas, sendo este realizado após a etapa de aquisição de dados e a construção dos modelos de reservatório de maturidade mínima. Neste processo, cada disciplina identifica soluções viáveis tecnicamente e que minimizem o seu investimento ou maximizem a receita gerada pelo projeto, entretanto a busca isolada pelo ótimo de cada disciplina não é a busca pelo o ótimo global do projeto, sendo necessária uma relação de compromisso entre os membros da equipe para se alcançar o melhor para o projeto.

Diante de tantas interfaces a análise de inúmeras combinações, de modo, a se mensurar o impacto de cada interface umas nas outras é o processo natural para seleção da melhor alternativa para o projeto. Obviamente este processo não possui tempo e esforços indeterminados para ser concluído e com isso tem que se buscar as alternativas que possuem maior potencial de aplicabilidade, de acordo com a experiência operacional de cada companhia e fatores de sucesso passados, para selecionar a melhor solução técnica e melhor estratégia de desenvolvimento.

Como o processo de elaboração e avaliação das alternativas do projeto é complexo e multidisciplinar, envolvendo recursos humanos especializados, investe-se em ferramentas computacionais que auxiliem as equipes responsáveis pelo projeto conceitual na análise do maior número de soluções tecnológicas, bem como, a otimização das interfaces, sem abrir mão da acurácia das avaliações necessárias para balizar a decisão de investimento.

Selecionado o conceito mais adequado avançamos para a etapa IV - Definição do negócio – Projeto Básico.

1.1.2.4. Definição do negócio – Projeto Básico

O objetivo desta etapa é desenvolver o projeto básico do conceito selecionado na etapa anterior e preparar toda a documentação para contratação dos sistemas. Na etapa de projeto básico são realizadas análises técnicas precisas garantindo assim o correto

dimensionamento de cada componente do sistema de produção, confirmando a sua viabilidade técnica e melhorando a precisão das estimativas de custos de implementação do projeto.

Com as suas especificações, dimensionamentos e estimativas concluídas, são preparados os documentos e as estratégias de contratação. A etapa de contratação é muito diferente de empresa a empresa, dependendo da sua característica jurídica (estatal ou privada) e dos seus contratos de parceria com fornecedores.

1.1.2.5. Implementação – Contratação e instalação

O objetivo desta etapa é realizar o processo de contratação dos fornecedores, a fabricação, construção, instalação e comissionamento dos componentes do sistema de produção. Nesta etapa os contratantes monitoram o escopo e a qualidade especificados, de modo, que ao fim do processo todos os itens sejam entregues no prazo e com a qualidade especificada.

1.1.2.6. Operação – Produção

A Etapa de operação e manutenção é a etapa mais longa do projeto de desenvolvimento da produção, alguns projetos operam por mais de 40 anos. Nesta fase, todo o sistema deve operar conforme projetado, garantindo as receitas esperadas e alcançando os objetivos postos.

1.1.2.7. Descomissionamento

Neste momento é necessário retirar todo o sistema de produção da locação, esta etapa é denominada descomissionamento do projeto. Normalmente, as operadoras sempre buscam incrementos das vidas úteis das instalações, evitando assim investir em uma atividade que não apresenta retorno econômico. É de suma importância para a conclusão do projeto que seja mantido o ecossistema sem impactos ambientais.

1.2. Motivação

A indústria do petróleo enfrenta, desde 2015, uma queda acentuada nos preços de venda dos barris de óleo, denominados “Brent”, conforme na Figura 6. As cotações caíram de valores superiores a US\$ 100,00/bbl para preços inferiores a US\$ 50,00/bbl. Esta queda acentuada se deu por excesso de oferta do produto no mercado, sendo fortemente influenciada pelo rápido crescimento da produção do Shale Oil e Shale Gás.

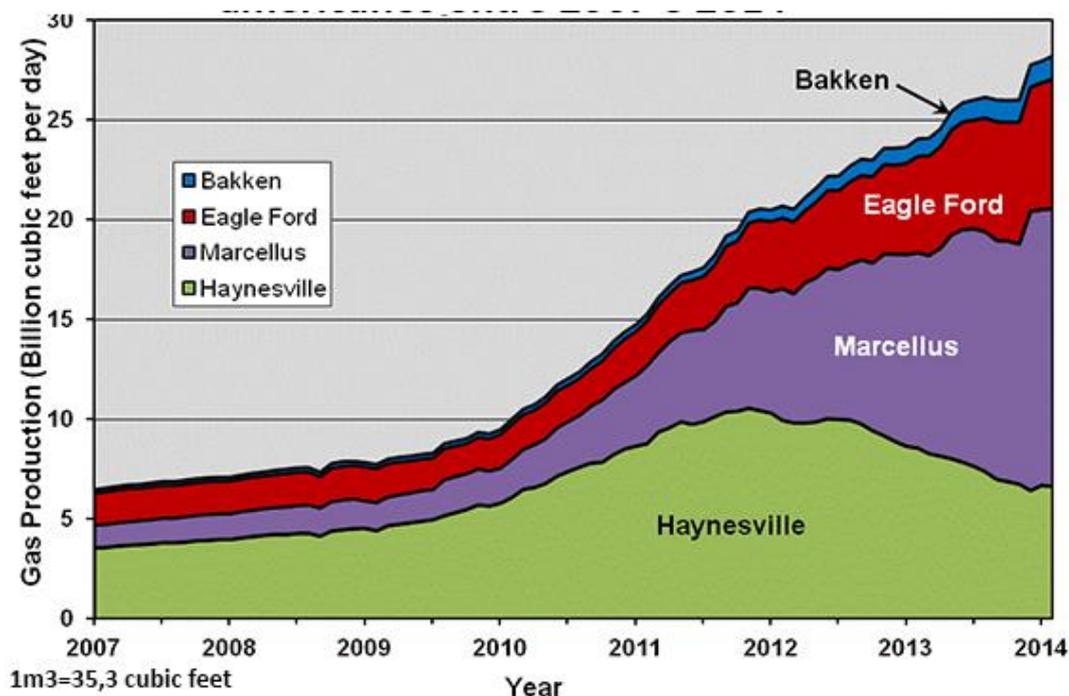


Figura 6 - Produção de gás dos folhelhos entre 2007 e 2014

Fonte: EIA Drilling Productivity Report released April, 2014

O “*Shale Oil*” ou petróleo de Xisto é um tipo de petróleo não convencional, ou seja, ele não é produzido através do escoamento do óleo presente em rochas porosas, ele é produzido a partir de fragmentos de xisto betuminoso que são submetidos ao processo de pirólise, hidrogenação ou dissolução térmica. Estes processos convertem a matéria orgânica no interior da rocha em petróleo e gás sintéticos.

A indústria do *Shale Oil* ou *Shale Gás* tem por característica um tempo de maturação, ou seja, o tempo entre a descoberta e a produção, muito inferior a indústria de produção em águas ultra profundas, entretanto, possui um decaimento de produção muito acelerado o que demanda investimento continuados para manutenção da produção.

Com a abundância de óleo no mercado, os preços diminuíram bruscamente em poucos meses, fazendo com que as empresas produtoras de petróleo repensassem os seus projetos e investimento. Esta crise vem sendo denominada “lower for longer” ou “lower for forever”, ou seja, a perspectiva é que os preços não voltem a subir aos patamares de US\$ 100,00.

Este cenário apresenta para indústria um desafio diferente dos anteriores, quando a busca pelo petróleo esbarrava em novas fronteiras tecnológicas, com necessidade de evolução, superação de barreiras tecnológicas e aumento da complexidade dos sistemas para implementar sistemas de produção, o desafio atual é produzir a um menor custo, pois, o marco regulatório da viabilidade econômica da produção do shale gas e oil, impõe a todas as outras formas de produzir um patamar de preço, sendo necessário buscar soluções tecnológicas mais eficiências e de menores custos.

Focando na indústria de produção de petróleo em águas ultra profundas no Brasil, seus projetos vêm demandando a aplicação de unidades estacionárias de produção flutuantes de grande capacidade do tipo FPSO (*Floating, production, Storage and offloading*) em função da necessidade de armazenamento do óleo produzido para posterior exportação através de navios aliviadores, esta operação é denominada *offloading*.

Atrelados a plataforma do tipo FPSO temos um sistema submarino do tipo completação molhada, ou seja, com árvores de natal instaladas no solo marinho e com construção de poços submarinos a partir de sondas externas à plataforma, isto se deve aos movimentos da unidade que inviabilizam o cenário de completação seca para este tipo de navio.

Este conceito vem sendo considerado pelas operadoras como adequado para o desenvolvimento da produção das jazidas de águas ultra profundas brasileiras, apresentando bons indicadores econômicos. Os custos relativos ao sistema submarino, independente da arquitetura submarina a ser selecionada, é fortemente relacionada ao posicionamento do FPSO e do encaminhamento dos dutos submarinos dos poços à plataforma, motivando a elaboração deste trabalho que busca o desenvolvimento de metodologia para aplicação em ferramenta computacional que avalie tecnicamente, considerando a influência das características das plataformas e do solo marinho no seu posicionamento e busque o posicionamento ótimo de unidades estacionárias de produção

(UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Off-loading*), e o encaminhamento ótimo das rotas dos dutos submarinos nos projetos de arranjos submarinos e estime os custos para implementação do sistema proposto, facilitando e agilizando a interface com as demais disciplinas durante o processo de seleção de alternativas para o projeto.

A perspectiva de novos projetos com características semelhante, aumenta a motivação do trabalho, considerando além de tudo a quantidade ínfima de trabalhos correlacionados na literatura. A maioria dos estudos até então desenvolvidos se concentram em otimizar o posicionamento de plataformas fixas ou flutuantes com completação seca, que tem por característica comum, os poços serem perfurados a partir da plataforma e controlados da superfície, sendo o objetivo destes trabalhos a redução de custo de perfuração direcional e o aumento da eficiência do gerenciamento do reservatório, diferentemente do objetivo deste presente trabalho que busca a otimização dos custos dos sistemas submarinos.

1.3. Objetivo do Trabalho

O Objetivo do trabalho é elaborar metodologia para avaliação automatizada de viabilidade técnica do posicionamento de unidades estacionárias de produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Off-loading*) considerando as influências das características do navio, como o sistema de ancoragem, sistema de *risers* e áreas destinadas ao *offloading* e restrições do ambiente, como as restrições de estruturas existentes no fundo marinho, propriedades geológicas do solo marinho e áreas de restrição para construção de poços, dentre outros critérios.

O segundo objetivo do trabalho é otimizar o posicionamento do UEP, ou seja, encontrar o posicionamento da plataforma que minimize os custos para interligação do sistema submarino, para tal, será desenvolvido um algoritmo de busca exaustiva, considerando área e passo definidos.

Suportando a busca pelo posicionamento ótimo também é objetivo do trabalho desenvolver algoritmo de roteamento e clusterização para otimização das rotas dos dutos submarinos (flowlines) buscando a minimização dos comprimentos de dutos para

interligação no FPSO. Para comparação entre as alternativas será desenvolvida uma metodologia para estimativa dos custos de implantação do sistema baseada em dados históricos, permitindo a definição de critérios claros e objetivos para uma análise comparativa entre as posições avaliadas como viáveis, tendo ao final a posição de menor custo para implementação.

1.4. Organização do Texto

Este trabalho está estruturado em 7 capítulos, incluindo a introdução, que contém o Contexto, Motivações e Objetivos do trabalho, conjuntamente com esta organização de texto.

O capítulo 2 apresenta os sistemas de produção de petróleo offshore, descrevendo os tipos de plataformas de produção, com suas estruturas navais e plantas de processamento e os sistemas submarinos, com todos os seus tipos de arquiteturas, dutos, risers, equipamentos, métodos de instalação, controle e alguns exemplos de sistemas especiais, todos estes componentes interligam e escoam os fluidos dos poços à unidade de produção.

No capítulo 3 é apresentado o estado da arte da elaboração dos arranjos submarinos com o passo a passo da sua confecção e os insumos necessários para concluir o arranjo submarino.

Já no capítulo 4 são apresentados os critérios para o posicionamento de plataformas adotados usualmente em projetos de arranjo submarino e as metodologias desenvolvidas para programação das suas avaliações. São apresentadas também: a lógica para interligação das linhas, a formulação para definição dos pontos de conexão dos risers com as *flowlines*, o algoritmo utilizado para desvio dos obstáculos, a metodologia para definição das arquiteturas submarinas, a formulação para estimativa de custos e por fim os critérios para comparação entre as alternativas.

Expostos os principais temas relacionados a este trabalho e a modelagem adotada para resolução dos projetos, o capítulo 5 descreve os estudos de caso realizados e os resultados obtidos.

Finalmente, o capítulo 6 discorre sobre as conclusões e sugestões de continuidade deste trabalho e no capítulo 7 são apresentadas as referências Bibliográficas.

2. SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE

2.1. Introdução

Os sistemas de produção de petróleo offshore são instalações industriais gigantescas que tem por objetivo produzir o petróleo presente nos reservatórios, estes são formados por rochas porosas com hidrocarboneto presentes em seus poros. Para que a produção seja viável é necessário construir uma infraestrutura que permita acesso ao reservatório e que conduza o óleo até terra, para tal, normalmente estes sistemas possuem alguns subsistemas que podemos dividi-los da seguinte forma:

- ✓ Unidades de Produção: Responsáveis pelo separação e tratamento da água, óleo e gás produzidos e o armazenamento e exportação do gás e óleo. Possuem sistemas de injeção de fluidos para manutenção de pressão dos reservatórios e descarte de compostos.
- ✓ Poços: Estruturas que interligam o solo marinho ao reservatório, atravessando todas as camadas geológicas. A construção dos poços pode ser subdividida em duas etapas: a perfuração e a completação.
- ✓ Sistemas Submarinos: Possuem a função de interligar os poços a plataforma de produção, sendo escoado através dele toda a produção e injeção do campo. E também prover infraestrutura para exportar o gás e óleo até terra, quando estes são feitos por dutos.

Este capítulo apresenta os principais tipos de componentes de cada subsistema que compõe um sistema de produção que influenciam os objetivos deste trabalho, começando pelos tipos de plataforma existente e posteriormente discorrendo pelos tipos de arquiteturas submarinas e seus equipamentos e dutos.

2.2. Plataformas de Produção

As plataformas de produção offshore são grandes instalações industriais que tem o objetivo de receber, processar, armazenar (em alguns casos) e exportar a produção de petróleo. Podemos dividi-las em duas grandes disciplinas com suas respectivas funções: o processamento e a estruturas oceânicas. Neste tópico iremos apresentar os principais tipos de estruturas oceânicas utilizadas como plataformas de produção e os principais componentes de uma planta de processamento de óleo e gás offshore, ambos com os seus cenários de aplicação.

2.3. Estruturas oceânicas

2.3.1. Plataformas fixas

As plataformas fixas são formadas por estruturas modulares rígida de aço fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas, estas estruturas são chamadas de jaquetas. As jaquetas suportam o convés que possui todas as facilidades para tratamento e exportação de óleo, alguns casos também possuem sondas de perfuração, não possuem armazenamento sendo necessário um oleoduto para escoar a produção. Pode ser utilizada tanto para completação molhada ou seca em função dos seus baixos movimentos, permitindo assim o controle dos poços na superfície, garantindo um melhor gerenciamento do reservatório.

A instalação da jaqueta é uma etapa crítica do projeto e podemos dividi-la em 5 etapas como pode ser visto na Figura 7 abaixo. Na Figura 8 pode ser vista a jaqueta da plataforma de Mexilhão, da Petrobras, sendo transportada do estaleiro para a locação com balsa.

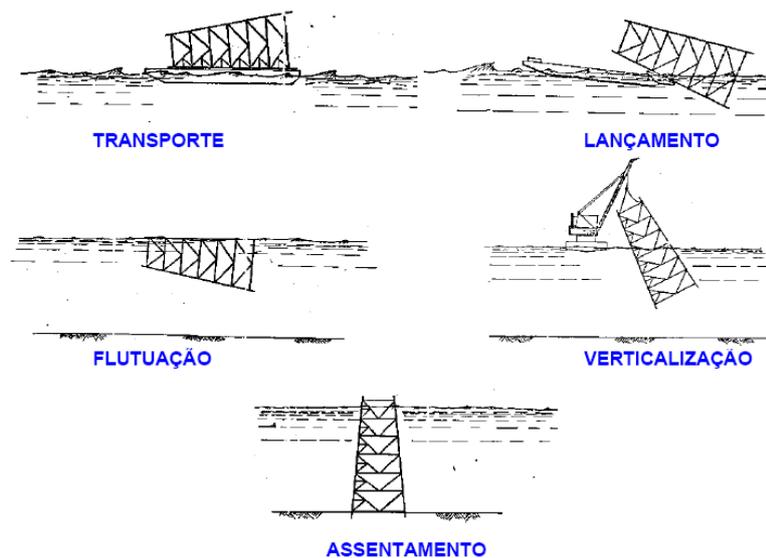


Figura 7 – Etapas de instalação de uma jaqueta.

Fonte: Apostila de Projeto de Estruturas Marítimas - USP



Figura 8 - Jaqueta da plataforma de mexilhão em transporte

Fonte: <http://wwwo.metalica.com.br/a-maior-estrutura-off-shore-ja-construida-no-brasil>

As plataformas fixas são normalmente utilizadas até lâminas d'água de 350 metros, a partir dessa profundidade os custos se tornam proibitivos. A maior plataforma fixa já instalada no mundo é a Bullwinkle operada pelo Shell no golfo do México e

instalado no ano de 1991 em lâmina d'água de 412 metros. A seguir, na Figura 9, temos jaquetas instaladas nas maiores lâminas do mundo.

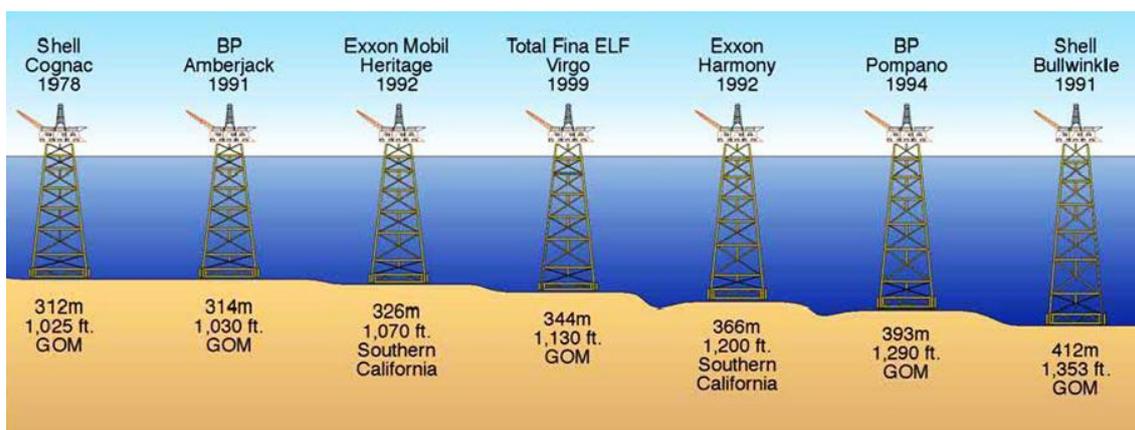


Figura 9 – Jaquetas instaladas nas maiores lâminas d'água no mundo

Fonte: <http://petrogasenaival.blogspot.com/2015/07/tipos-de-plataformas-offshore-parte-1.html>

Uma família das plataformas fixas são as alto-elevatórias, ilustrada na Figura 10, ou jack-ups, elas possuem pernas que se auto elevam para navegação e um mecanismo que faz as pernas descerem e serem assentadas no solo marinho quando chegam a locação. Devido a sua facilidade de movimentação são comumente utilizadas para perfuração de poços em lâminas d'água rasas, até 150 metros.



Figura 10 – Plataforma auto elevatória

Fonte: PortalMaritimo.com

Uma derivação das plataformas fixas são as que possuem o seu sistema de ancoragem por gravidade, ou seja, o seu peso é o que a mantém fixa ao solo marinho, normalmente, são instaladas em locais com condições ambientais extremas e são fabricadas de concreto, possuindo assim flexibilidade menor que o aço, mantendo a plataforma mais estável sob o efeito dos carregamentos.

Uma vantagem importante deste tipo de plataforma é a possibilidade de armazenamento da produção nos seus tanques. Um exemplo de plataforma fixa com ancoragem por gravidade é plataforma de Petróleo de Troll A, na qual podemos observar na Figura 11, ela. Esta plataforma foi o objeto mais pesado já transportado pelo ser humano sobre a superfície terrestre. Possui altura equivalente ao Empire State Building (cerca de 0,5 km de altura), entretanto, grande parte da sua altura está submersa, seria como se o Empire State Building estivesse com água até o seu 80º andar. Foi projetada para uma vida útil de 70 anos, até o ano de 2066, e para suportar ventos extremamente fortes e ondas de até 30 metros de altura.



Figura 11 - Troll A

Fonte: <https://twistedgifter.files.wordpress.com>

2.3.1.1. Torre complacente

São uma tentativa de utilização da plataforma fixa em lâminas d'água superiores a 300 metros, possuindo características semelhantes à plataforma do fixa do tipo Jaqueta, onde temos estruturas em aço treliçadas, entretanto se busca uma estrutura mais esbelta, mais estreita, flexível e com frequência natural baixa, diferente da jaqueta que possui uma base mais ampla e rígida. São mais leves que as estruturas fixas equivalentes, podendo operar em maiores profundidades, pois os esforços gerados pelo mar são diminuídos pela articulação.

Na Figura 12 tem-se um exemplo de torres complacentes pelo mundo.

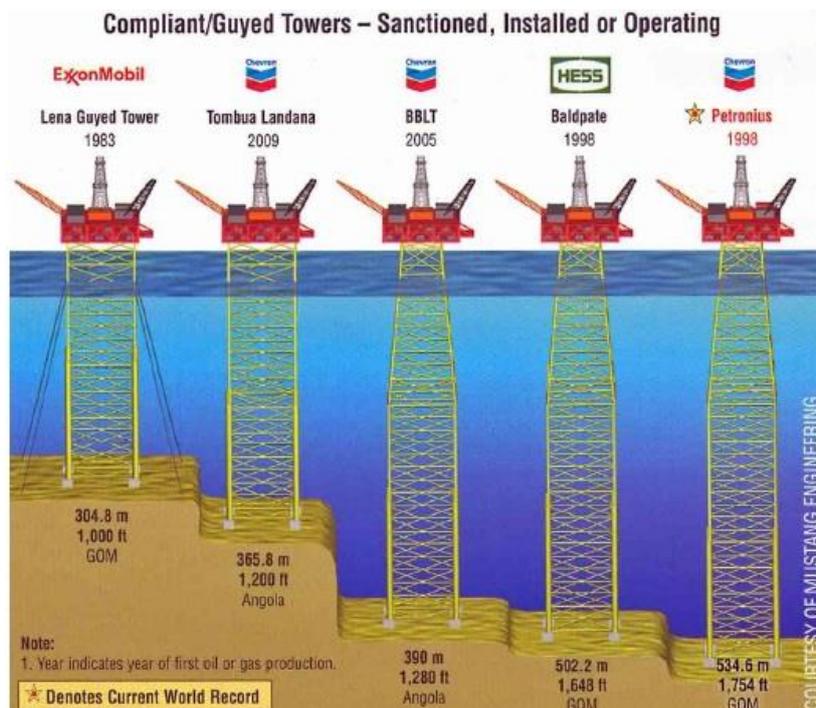


Figura 12 - Torres complacentes

Fonte: <http://petrogasenaival.blogspot.com.br>

2.3.2. Plataformas flutuantes

As plataformas flutuantes são divididas em pelo menos dois grandes grupos: as semissubmersíveis e os navios.

As plataformas semissubmersíveis são formadas por estruturas de um ou mais conveses que são suportados por flutuadores submersos, a ligação entre os conveses e os flutuadores, também chamado de *poontons* é feita pelas colunas. Sua posição é mantida por um sistema de ancoragem com âncoras, cabos e correntes, ou por um sistema de posicionamento dinâmico com propulsores instalados no casco. Este sistema é utilizado quando a semissubmersível é utilizada para a perfuração de poços com necessidade de vários deslocamentos durante a sua vida útil. No caso das plataformas destinadas a produção é mais atrativo e seguro possuir um sistema de ancoragem definitivo.

Os *poontons* e as colunas possuem a função de garantir a flutuabilidade da unidade e manter a estabilidade, sendo utilizados como tanques de lastro. Este tipo de unidade possui uma pequena área de linhas d'água e com isso pequenas variações de peso

influenciam fortemente no calado não sendo adequadas para o armazenamento de óleo, o que gera a necessidade de prever oleoduto.

As unidades flutuantes sofrem movimentações devido a carregamentos ambientes, gerados pela ação das ondas, correntes e ventos, esta movimentação gera esforços nos risers de perfuração e produção.

As SS's são utilizadas nas mais variadas lâminas d'água podendo ser aplicadas em profundidades superiores à 2000 metros. A plataforma de Atlantis, exposto na Figura 13, operada pela BP – British Petroleum está ancorada a 2156 metros no golfo do México, está profundidade é equivalente a 5 vezes a altura do Empire State Building, possui uma área de convés de aproximadamente 15.000 m² o equivalente a 2 campos de futebol e uma capacidade de processamento 200.000bbl/dia.



Figura 13 - Plataforma de Atlantis

Fonte: bp.blogspot.com

Os navios plataforma possuem como principal característica a capacidade de armazenamento de óleo, gerada pela grande linha d'água e tamanho do convés. São normalmente convertidos de antigos petroleiros (navios de transporte de óleo) dos mais variados tamanhos como: SUEZMAX, AFRAMAX, VLCC, ULCC, entre outros, porém com a diminuição da oferta de cascos para a conversão, as operadoras têm investido na

construção de cascos especialmente projetados para acomodar a planta de processamento das unidades de produção.

Podem ser aplicados em lâminas d'água de mais de 2500 metros e possuem maiores movimentos que as semissubmersíveis, gerando maiores esforços nos risers de produção e perfuração, o que acarreta desafios para a viabilidade de configurações de risers acopladas sem flutuação, embora, tenhamos recentes avanços neste sentido.

Uma variação do navio plataforma com menores movimentos é o monocoluna que possui o seu casco em formato circular buscando a redução de movimentos nos risers. Um caso de aplicação deste conceito é FPSO Sevan Piranema, Figura 14, que opera no campo de Piranema, no litoral de Sergipe no Brasil.



Figura 14 - FPSO Sevan Piranema

Fonte: sindipetroalse.org.br

Os navios possuem dois sistemas característicos de ancoragem, o *spread moored* formado por linhas em ancoragem divididas em quatro clusters, um em cada extremidade do navio, e o *turret*, podendo ser interno ou externo, sistema onde a ancoragem e a interligação no *risers* é feita em estrutura fixa, ficando o navio livre para girar ao redor dela em função das condições ambientais. Este sistema é muito utilizado em locações que possuem a incidência de furacões, neste caso a plataforma se desconecta

do *turret* e navega para regiões abrigadas e o *turret* fica flutuando, exemplificado na Figura 15.



Figura 15 - FPSO Turrítella

Fonte: <http://www.ogj.com>

Os navios plataformas podem ser classificados de acordo com a sua função:

- ✓ FSO: *Floating, Storage and Offloading* – é um navio que possui a função de armazenar a produção processada por outra unidade e realizar a exportação do óleo, normalmente são utilizados ancorados próximos a unidades de produção que não possuem armazenamento, como as semissubmersíveis, e que a instalação de infraestrutura para escoamento da produção se torna proibitivo.

✓ FPSO: *Floating, Production, Storage and Offloading* – é o navio que possui as funções de tratamento dos fluidos produzidos, armazenamento e offloading do óleo e exportação do gás. Este tipo de plataforma vem se bastante utilizada nos projetos atuais em função da sua alta capacidade de armazenamento, normalmente convertidos de VLCC (*Very large crude carriers*), das lâminas d'água dos campos e do tempo de fabricação reduzido quando comparado os demais tipos de plataformas.

✓ FPDSO: *Floating, production, Drilling, Storage and offloading*: é um navio com a facilidades para perfurar e completar poços de produção e processar, armazenar e exportar óleo produzido. Este tipo de navio é muito utilizado para a realização de teste de longa duração, que buscam adquirir dados dinâmicos do reservatório, antes de instalação de infraestrutura para produção do campo, estes dados melhoram a robustez dos projetos sendo possível um melhor dimensionamento do sistema de produção a ser implementado. O FPWSO *Dynamic producer*, ilustrada na Figura 16, é um exemplo deste tipo de navio que é muito utilizado para TLD's e SPA's (Sistema de produção antecipada, tem a mesma finalidade do TLD's, entretanto após a declaração de comercialidade do campo o teste passa a ser chamado desta forma). Neste caso o W significa a possibilidade de realização de operações de *workover*, que são operação de intervenção em poços submarinos. Este navio possui uma capacidade de produção de 30.000 bbl/dia, armazenamento de aproximadamente 500.000 bbl, medindo 256 x 46 metros de convés, capacidade de queima de 1.000.000 m³/dia de gás e não necessita de ancoragem possui um sistema de posicionamento dinâmico que mantém a posição do navio durante todo o teste com a ajuda de propulsores em seu costado.

✓ FPU: *Floating, Production and Unit*– é o navio que possui as funções de tratamento dos fluidos produzidos e *offloading* do óleo e exportação do gás. Este tipo de plataforma necessita exportar toda a produção de óleo e gás porque não possui armazenamento.



Figura 16 - FPWSO – Dynamic producer

Fonte: <http://www.petroservmarineinc.com>

Um dos maiores FPSOs do mundo é o FPSO USAN, Figura 17, operado pela TOTAL no campo de USAN no litoral da Nigéria, possui a capacidade de armazenamento de 160000 Bbl/dia e de compressão de 5.000.000 m³/dia. Este FPSO é capaz de armazenar 2.000.000 bbl de óleo e possui um comprimento de 320 metros, uma boca de 61 metros e uma altura de 32 metros, este gigante pesa 116.000 toneladas.



Figura 17 - FPSO Usan

Fonte: <http://www.nexans.com>

2.3.2.1. TLP – Tension Leg Platform

As TLP's (*Tension Leg Platform*) ou plataforma de pernas atirantadas são plataformas flutuantes com características construtivas semelhantes a das plataformas semissubmersíveis, entretanto, diferem no tipo de ancoragem, enquanto nas SS's as ancoragens são em catenária ou taug-leg, as TLP's são ancoradas por estruturas tubulares, chamadas tendões, que são fixos no fundo do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, essa ancoragem reduz drasticamente os movimentos verticais se assemelhando aos movimentos encontrados em plataformas fixas o que permite a utilização de completação seca, ou seja, com o controle dos poços da superfície.

O grande desafio deste tipo de plataforma está justamente no projeto do seu sistema de ancoragem e sua sensibilidade à fadiga dos tendões rígidos verticais. Estas plataformas necessitam de um controle de peso muito rigoroso em função da ancoragem depender do excesso de flutuação e por isso, similar as semissubmersíveis, também não possuem armazenamento, sendo necessário o sistema de exportação de gás e óleo.

Estes tipos de plataforma normalmente possuem sistema de perfuração acoplado passando a se chamar de TLWP, um exemplo deste cenário é a plataforma P-61, operada pela Petrobras no campo de Papa Terra no litoral do rio de janeiro, demonstrada na Figura 18. A plataforma P-61, instalada em profundidade d'água de 1.200 metros e como não possui armazenamento e processamento está acoplado ao FPSO P-63.



Figura 18 - TLP de Papa terra em conjunto com o FPSO

Fonte: <http://www.keppelfloatec.com>

2.3.2.2. SPAR – Single Point Anchor Reservoir

A plataforma do tipo Spar clássica consiste de um grande casco cilíndrico, podendo ser fechado ou treliçado, com calado profundo. Na base do casco uma seção é preenchida com material mais denso, garantindo que o centro de gravidade seja rebaixado e a estabilidade da unidade flutuante mantida. Este casco cilíndrico possui comprimento muito maior que o diâmetro minimizando os movimentos de *heave* e *pitch* de modo a permitir a instalação de completação seca, com árvores de natal na plataforma.

Outra característica marcante das plataformas do tipo “spar” é que os períodos naturais de *heave* e *pitch* são relativamente longos devida a pequena área de linha d’água quando comparados ao volume de estruturas submersas, gerando pequenas excitações verticais o que facilita o projeto de vida em fadiga dos risers acoplados a plataforma.

Para mitigar o fenômeno de VIV (*Vortex induced vibrations*), que causa vibração em um corpo circular imerso no fluido quando este é submetido a aplicação de uma corrente, são instalados supridores de vórtices, os *strakes*, que previnem este fenômeno. Estes equipamentos são aletas em formato circular na lateral do cilindro que inibem a formação dos vórtices que são os geradores da vibração.

O casco, ou cilindro, e o convés são normalmente construídos separadamente e unidos na locação da plataforma, esta operação é crítica para o sucesso da instalação, onde todo o convés é içado.

A plataforma de perdido, Figura 19, é uma SPAR, operada pela Shell, em lâmina d'água de 2450 metros, sua estrutura pesa 45.000 toneladas e o casco cilíndrico é quase da altura da torre *Eiffel*. A capacidade de produção da unidade é de 100.000bbl/dia de petróleo e 61.000.000 m³/dia de gás.

Na Figura 20, são apresentadas as plataformas SPARs instaladas no mundo com as suas respectivas lâminas d'água.



Figura 19 – Plataforma de Perdido

Fonte: Shell.com

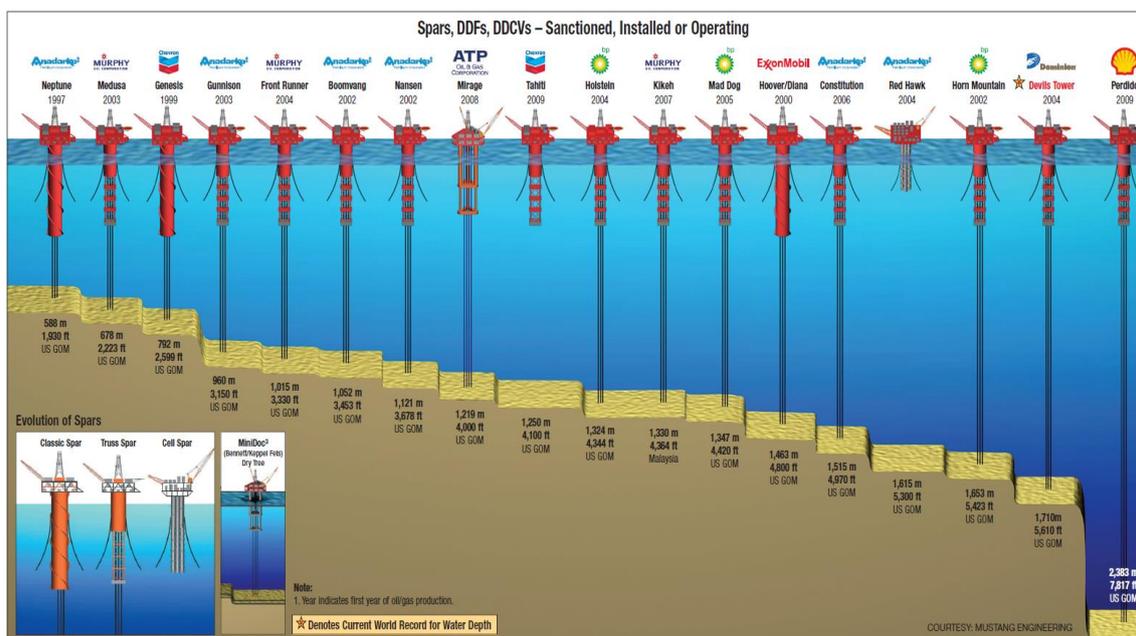


Figura 20 – Infográfico das plataformas SPARs instaladas no Mundo

Fonte: Offshore Magazine

2.4. Processamento

O fluido proveniente dos poços produtores é uma mistura de óleo, água, gás e contaminantes, sendo necessário que as plantas de processamento primário de petróleo offshore sejam projetadas para separar e tratar as diferentes fases do petróleo produzido, para posterior envio às refinarias e unidades de tratamento de gás a parcela atrativa comercialmente e descarte e reinjeção dos contaminantes e compostos não atrativos economicamente. No tópico anterior descrevemos as principais estruturas navais que irão receber a planta de processamento e como estamos em um ambiente offshore, ou seja, com limitação de espaço, os equipamentos devem ser projetados para mínima carga e máxima economia de espaço, buscando sempre unidades compactas, com mínimo inventário.

São encontradas uma grande variedade de configurações de plantas de processamento, sendo as mesmas projetadas para as capacidades e características de cada jazida especificamente. Atualmente, observa-se uma tendência para projetos de plantas de processamento mais complexos, associadas à exploração de petróleo em águas ultra profundas, óleos pesados e/ou exibindo alto grau de contaminantes, oriundos da diminuição de ofertas de campos de petróleo que demandam menor aplicação de

tecnologia. No caso brasileiro, as descobertas de petróleo leve do pré-sal indicam a necessidade de processamento de grandes quantidades de gás, rico em CO₂ e H₂S.

A planta de processo de uma unidade de produção de óleo e gás é composta de: sistema de separação (separação das 3 fases que chegam dos poços: óleo, gás e água), sistema de tratamento de óleo, sistema de tratamento e movimentação de gás e sistema de tratamento de água produzida. Além disso, a plataforma ainda possui diversos sistemas e redes de apoio (alívio, drenagem, ar comprimido, diesel, resfriamento e aquecimento, entre outros) e, em geral, sistema de recuperação secundária, como sistema de injeção de água do mar e/ou produzida e injeção de gás. Na Figura 21 é apresentada uma configuração de planta típica do pré-sal da Bacia de Santos.

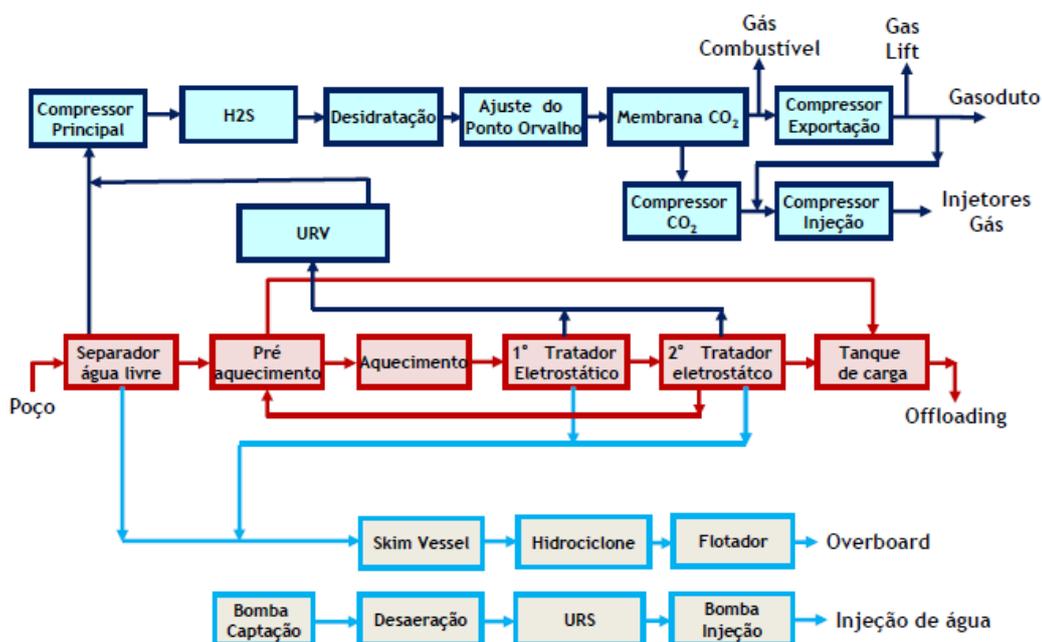


Figura 21 - Planta de processamento típica do Pré-Sal da Bacia de Santos – Processo Azul – Tratamento, injeção e exportação de Gás, Processo vermelho – Tratamento e exportação do óleo e Processo cinza – Tratamento e injeção de água

Fonte Apostila da Universidade Petrobras

2.5. Sistemas Submarinos

Os sistemas submarinos de produção possuem a função de escoar os fluidos produzidos e injetados pela unidade estacionária de produção até os poços, ou vice e versa, provendo as facilidades necessárias para garantir a segurança e a operacionalidade do sistema, como a possibilidade de circulação de fluidos para limpeza ou resolução de problemas operacionais, como os hidratos, passagem de pigs de limpeza e inspeção, controle de válvulas e monitoramento de sensores de poços e equipamentos para melhor gerenciamento do reservatório, dentre outras funções.

Podemos subdividir o sistema submarino em quatro grupos: as arquiteturas, responsáveis pela garantia das condições operacionais do escoamento e das distribuições da produção e injeção, os dutos, responsáveis pelo transporte de fluidos, seja para produção, poço até a plataforma, ou injeção, da plataforma até o poço. O terceiro subsistema são os equipamentos são responsáveis por prover funcionalidades específicas no sistema, por exemplo, as árvores de natal molhada, possuem a função de prover funcionalidades que garantam a segurança do poço; os ILT's possuem a funcionalidade de direcionar o fluxo de produção e/ou injeção em diferentes vias. Existe uma infinidade de equipamentos existentes.

O quarto é denominado controle, sendo este responsável pelo controle e acionamento pela plataforma das válvulas e equipamentos instalados no solo marinho, ou dentro dos poços, as atuações são realizadas através de umbilicais, conjunto de linhas hidráulicas e cabos elétricos agrupado, solenoides, sistemas eletrônicos e acumuladores que garantem a segurança e a flexibilidade operacional.

O sistema submarino pode ser classificado como: sistema de coleta, compreendendo os dutos e equipamentos que interligam os poços à plataforma e escoam o óleo e/ou gás proveniente da jazida; sistema de injeção, compreendendo os dutos e equipamentos que interligam a plataforma aos poços e escoam a água e/ou gás provenientes da plataforma para injeção no reservatório, seja ela, para descarte do fluido ou método de recuperação secundário; sistema de exportação, compreendendo os dutos e equipamentos que interligam a plataforma ao destino do fluido produzido, seja ela em terra, outra plataforma, ou monoboias.

2.5.1. Arquiteturas Submarinas

As Arquiteturas submarinas podem ser divididas em dois grupos:

✓ **Satélite:** quando a interligação submarina é realizada diretamente entre o poço e a plataforma. Este tipo de arquitetura submarina possui como atributos uma maior flexibilidade e eficiência operacional, dado que toda modificação nas condições operacionais pode ser realizada individualmente por poço e qualquer problema que venha interromper a produção afeta somente o próprio poço. Como desvantagem podem ser citados o maior custo para aquisição e instalação do sistema, devido a maiores comprimentos de dutos necessários. A Figura 22 apresenta dois poços produtores na arquitetura satélite com interligação de dutos de produção, serviço e controle.

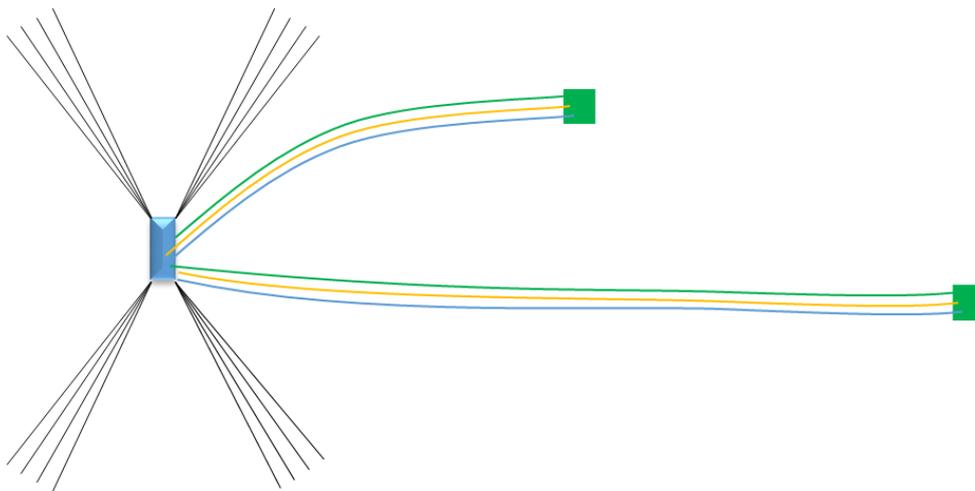


Figura 22 – Poços Satélites – Linha Verde – Duto de Produção, Linha Amarela – Serviço e Linha Azul - Controle

✓ **Compartilhadas:** quando dois ou mais poços são aglutinados em um único duto que é interligado a plataforma. O compartilhamento é realizado nos sistemas de produção, injeção e controle. Este tipo de arquitetura submarina tem como atrativos a redução do custo de implementação do sistema, redução do número de *risers* que são interligados à plataforma, reduzindo o risco de interferência entre *risers* e *risers* e linhas de ancoragem e redução do tempo de *ramp up*, dada a possibilidade de interligar um número maior de poços com maior agilidade. Os pontos negativos estão na menor flexibilidade e eficiência operacional, devido ao compartilhamento dos vários poços em um único duto.

Os sistemas compartilhados podem ser divididos em quatro conjuntos:

- Anel de coleta é caracterizado pelo compartilhamento da produção dos poços em duto únicos, sendo este com duas interligações com a unidade estacionária de produção, permitindo produção ou injeção por cada uma das vias interligadas à plataforma. A Figura 23 apresenta um anel de coleta de produção interligando 4 poços com sistema de controle compartilhado.

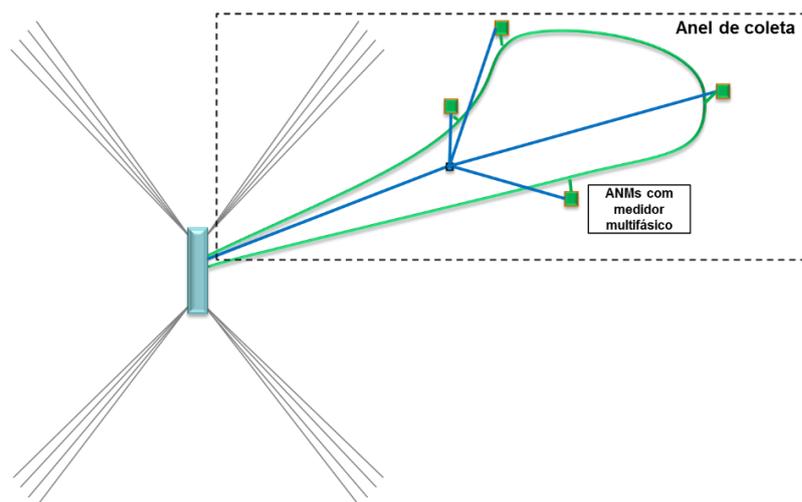


Figura 23 - Anel de coleta de produção – Linha Verde: Anel de coleta de Produção de 4 poços- Linha Azul: Controle compartilhado para 4 poços.

- Trunkline, caracterizado pelo compartilhamento da produção ou injeção de vários poços um duto único, possuindo esta interligação única com a unidade estacionária de produção. Normalmente é instalado um Subsea pig launcher (SPL) ao fim do duto para permitir a pigagem de inspeção e limpeza no duto. A Figura 24 apresenta um Trunkline de injeção de água para 3 poços com controle compartilhado.

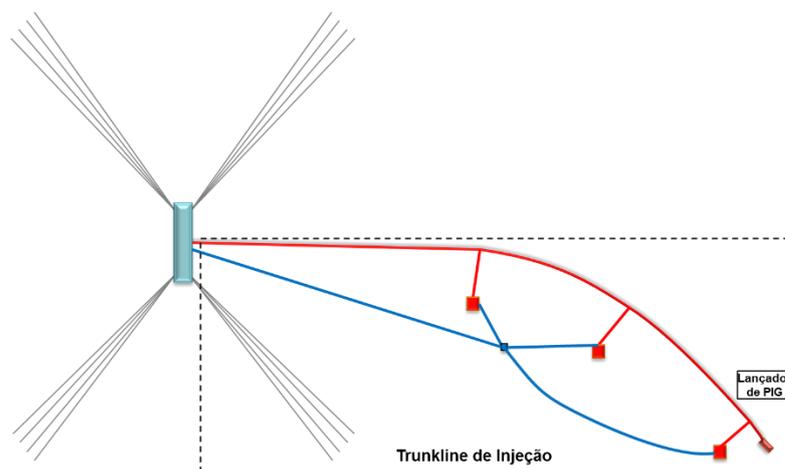


Figura 24 - Trunkline de Injeção de água – Linha vermelha: Injeção de água – Linha Azul: Controle compartilhado para 4 poços.

- Manifoldada é caracterizado pela instalação de um equipamento que tem a função de receber a produção ou distribuir a injeção para os poços e possui uma única conexão com a plataforma de produção. Uma derivada da arquitetura manifoldada é o daisy-chain que é caracterizado pela interligação de manifolds entre si, como pode ser visto na Figura 25, abaixo.

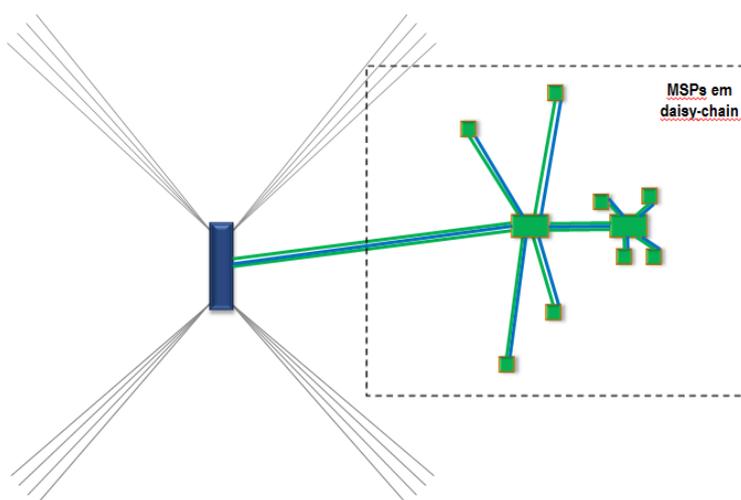


Figura 25 – Manifold de Produção de óleo em configuração daisy chain – Linhas Verdes: Produção - Linhas Azuis: Controle.

- Piggyback é caracterizado pela instalação de uma árvore de natal molhada denominada master, que tem a função de controlar e produzir ou injetar o seu poço e receber a produção ou injeção e controlar o poço slave, ou seja, a

produção ou injeção do segundo poço é compartilhada com a produção do primeiro na árvore de natal molhada. A Figura 26 apresenta esta arquitetura.

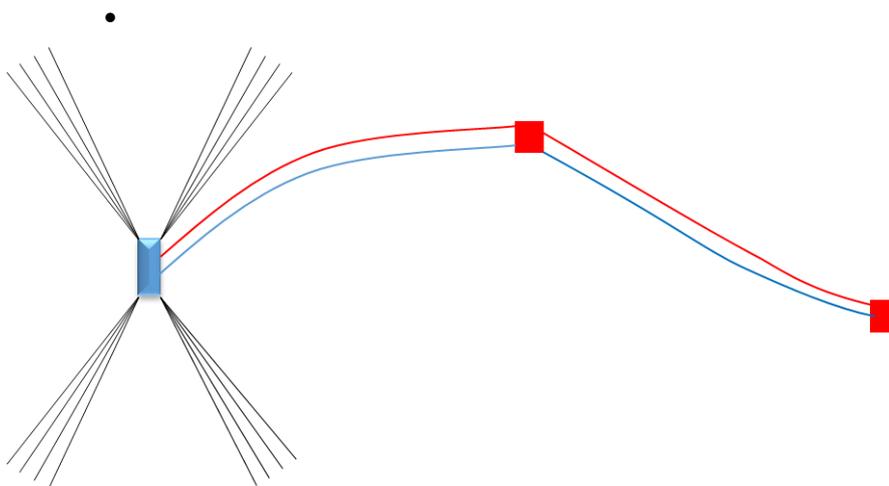


Figura 26 – Arquitetura com Poços injetores em Piggyback – Linhas Vermelhas: Injeção de água – Linhas azuis: Controle.

A seleção da arquitetura submarina mais adequada para o projeto é uma relação entre a dispersão dos poços, que irá determinar os comprimentos de dutos necessários para interligação dos poços, as características dos fluidos produzidos e injetados, que demandaram facilidades para mitigação de problemas operacionais como hidratos, deposição de parafinas, gelificação do óleo e incrustação, a produtividade dos poços, que determinara a receita, e o projeto do sistema de medição, que influenciará no gerenciamento do reservatório, bem como, na apropriação e pagamento de tributos.

2.5.2. Dutos Submarinos

Os dutos submarinos são componentes utilizadas para permitir o escoamento de petróleo, água de formação e de injeção, gás de injeção e de produção, fluidos de serviço, como diesel, gases inertes, como nitrogênio e gases de descarte com alta capacidade corrosiva como gás carbônico (CO₂) e ácido sulfídrico (H₂S), dentre outros fluidos. Os dutos interligam à plataforma aos equipamentos submarinos, os equipamentos submarinos entre si e entre à plataforma e o seu destino de exportação. Os dutos são projetados para suportar os carregamentos dinâmicos, estáticos, cargas da instalação, pressões internas e externas, corrosão e fadiga durante toda a sua vida produtiva.

Os dutos submarinos podem ser classificados de acordo com a sua função, com a estrutura ou tipo de solicitação.

De acordo com sua função podem ser classificados como:

- a) Dutos de produção – escoam o fluido produzido do poço;
- b) Dutos de injeção – escoam o fluido de injeção da plataforma para o poço;
- c) Dutos de exportação – escoam o fluido tratado na plataforma para o seu destino de exportação, seja ele em terra, uma plataforma, ou uma monoboia;
- d) Dutos de serviço – escoam fluidos de serviço da plataforma para o poço ou equipamento, com objetivos de permitir: elevação artificial, recirculação de fluidos, limpeza do duto e permitem a passagem de pigs para inspeção e limpeza.
- e) Dutos de descarte – escoam o fluido de descarte da plataforma até o poço.
- f) Dutos de controle – normalmente denominado umbilical, escoam os fluidos de comando hidráulico da plataforma até os poços e equipamentos, assim como os produtos químicos e transmite os sinais elétricos de acionamento e os dados dos sensores.

De acordo com a estrutura podem ser classificados como:

Dutos Flexíveis: são estruturas complexas, multicamadas de polímeros e ligas metálicas, cada uma com finalidade funcional e estrutural diversa. Esta superposição de camadas garante à tubulação a flexibilidade e a resistência mecânica necessárias para suportar as condições de pressão e temperatura tanto do ambiente marinho, quanto do fluido que transportam. As camadas comumente encontradas em uma linha flexível e suas respectivas funções, vistas da parte mais interna para a mais externa, são (LABANCA, 2005):

- ✓ Carcaça interna em aço inoxidável: prevenção de colapso por pressão externa;
- ✓ Barreira de pressão interna polimérica: estanqueidade;

- ✓ Armadura de pressão em espiral (geralmente em aço carbono): suportar esforços radiais devido à pressão interna;
- ✓ Camada intermediária em poliamida ou polietileno de alta densidade: reduzir a fricção entre a espiral e a armadura de aço;
- ✓ Armadura de tração (geralmente em aço carbono): suportar as cargas axiais;
- ✓ Capa externa em poliamida ou polietileno de alta densidade: proteger a estrutura interna contra corrosão e abrasão e unir as camadas internas;
- ✓ Revestimento térmico, nos casos em que a manutenção da temperatura do fluido transportado é necessária;
- ✓ Proteção antiabrasiva, utilizada nos casos onde a solo é muito abrasivo podendo comprometer a integridade da capa externa.

A Figura 27 apresenta um duto flexível com todas as suas camadas, sinalizando cada um em particular.



Figura 27 - Duto flexível

Fonte: Tecpetro.com

Dutos rígidos: constituído por uma única camada que é responsável pela contenção da pressão interna, resistência à tração, à flambagem e ao colapso do duto. Os dutos rígidos podem ser revestidos com outros materiais com funções específicas:

- ✓ Revestimento anticorrosivo interno: atribui proteção contra corrosão interna durante a vida útil do duto. Geralmente trata-se de uma liga metálica de altíssima resistência à corrosão (o Inconel é bastante utilizado) depositada por processos de cladeamento ou liner;
- ✓ Revestimento anticorrosivo externo: Polimérico (FBE), confere proteção contra corrosão externa durante a vida útil do duto, podendo ser auxiliado por uma proteção catódica através de anodos de sacrifício;
- ✓ Revestimento isolante: Minimiza a perda de temperatura do fluido interno;
- ✓ Revestimento de concreto: Confere lastro ao duto, evitando sua flutuação, aumentando a estabilidade, além de fornecer proteção mecânica.

2.5.2.1. Aplicabilidade dos dutos rígidos e flexíveis

2.5.2.1.1. Dutos Flexíveis

Os dutos flexíveis possuem como ponto forte os seguintes aspectos: a flexibilidade, como o próprio nome já diz, conferindo raios de curvaturas admissíveis menores, que possibilitam o contorno de obstáculos com maior facilidade e um arranjo submarino mais simples; melhores adaptações ao solo marinho, permitindo assim ser instalado em zonas com maior declividade; processo de instalação rápido, em função do método de fabricação em tramos que são enrolados em bobinas, não sendo necessário soldas offshore e melhor adequabilidade a plataformas com grandes movimentos.

Como pontos fracos podemos listar: limitação com relação a lâmina d'água em função do processo de fabricação, à medida que as profundidades e teores de contaminantes aumentam é necessário aumentar a resistência dos aços e/ou as suas bitolas, dificultando ou até inviabilizando o processo de fabricação em função do aumento da rigidez destes componentes; limitação com relação as pressões de trabalho, isto se apresenta devido algumas camadas do duto flexível serem permeáveis, permitindo a migração de componentes de baixo peso molecular, como alguns ácidos, para as regiões com aços de maior resistência diminuindo assim a sua vida em fadiga; limitações com

relação a temperatura de trabalho, devido a degradação dos polímeros a altas temperaturas.

2.5.2.1.2. Dutos rígidos

As principais vantagens do duto rígido consistem na simplicidade estrutural, na maior resistência ao colapso em elevadas profundidades e custos menores para grandes comprimentos.

As principais desvantagens do duto rígido são: necessidade de dados precisos de solo marinho para o projeto; projeto de engenharia de instalação mais complexo e demorado quando comparado ao duto flexível, neste o projeto de engenharia se concentra no produto, dado que o produto está desenvolvido a etapa de projeto de aplicação é simplificada; menor velocidade de instalação, baixa adaptabilidade ao relevo do solo gerando vãos livre e necessidades de calçamentos, menor flexibilidade na rota prevista no arranjo submarino; a susceptibilidade à flambagem devido a variações térmicas, dependência de uma boa qualidade dos processos de soldagem, e maior sensibilidade aos movimentos da unidade flutuante quando opera como riser.

De acordo com o tipo de solicitação podem ser classificados como:

Risers: tem a função de interligar à plataforma ao solo marinho, sendo solicitado por carregamento axiais, referente ao seu peso próprio e ação das correntes marinhas, transversais e flexionais, provenientes dos movimentos da plataforma decorrentes da ação das corrente e ondas sobre o casco e do vento sobre toda a estrutura. Estes dutos são projetados para carregamentos variáveis durante toda a sua vida, sendo requisito de projeto resistir a carregamentos decorrente de condições ambientais que acontecem uma vez a cada cem anos, denominadas centenários e a vida em fadiga, ocasionada pela variação de tensão diária aplicada nestes dutos. Os risers possuem diversas configurações aplicáveis.

Flowline: tem a função de interligar os risers ao poços e equipamentos do sistema submarino, não possuem cargas dinâmicas durante a vida produtiva, devendo resistir as cargas decorrentes da etapa de instalação e abandono.

2.5.3. Configurações de Risers

As configurações de risers são determinadas em função dos carregamentos aplicados nas estruturas dos dutos, destacando-se dois pontos principais onde os carregamentos são acentuados sendo eles: a conexão da plataforma de produção com o risers, onde os maiores carregamentos de tração e flexão são aplicados, sendo candidato a ponto fusível com relação a fadiga das estruturas e o TDP (Touchdown point), ponto onde o riser toca o solo marinho, possuindo carregamentos de compressão e flexão acentuados sendo um ponto crítico para a vida em fadiga.

Os são divididos em duas categorias: os risers acoplados e os desacoplados.

2.5.3.1. Risers acoplados

Os risers acoplados possuem essa denominação dado que os movimentos do flutuante estão acoplados diretamente aos risers. A catenária livre (Figura 28 (a)) é a configuração mais simples e de menor custo das configurações acopladas, sendo almejadas em todos os projetos, em função da menor complexidade de projeto, instalação e manutenção.

Dada a inviabilidade técnica do projeto utilizar a configuração de catenária, em função da vida em fadiga ou da análise de extremos, configurações alternativas são trabalhadas, buscando a redução dos carregamentos no topo com a instalação de flutuadores ou estruturas de apoio, ou ancoragem do TDP, reduzindo assim as cargas compressivas e de fadiga nesta região. Na Figura 28 são apresentadas as seguintes configurações:

Lazy – S (Figura 28 (b)): esta configuração é caracterizada por um módulo de flutuação preso ao solo marinho que sustenta o riser, transformando-o em uma geometria de onda, o TDP se mantém livre.

Lazy wave: (Figura 28 (c)): esta configuração é caracterizada por módulos de flutuação conectados diretamente à estrutura do risers, diminuindo assim o peso relativo em determinada seção e transformando-o em uma geometria de onda, o TDP se mantém livre.

Step – S: (Figura 28 (d)): esta configuração é caracterizada por um módulo de flutuação preso ao solo marinho que sustenta o riser, transformando-o em uma geometria de onda, o TDP é fixado através de um equipamento ancorado no solo marinho no qual o riser é acoplado.

Step wave: (Figura 28 (e)): esta configuração é caracterizada por módulos de flutuação conectados diretamente a estrutura dos risers, diminuindo assim o peso relativo em determinada seção e transformando-o em uma geometria de onda, o TDP é fixado através de um equipamento ancorado no solo marinho no qual o riser é acoplado.

Lanterna Chinesa: (Figura 28 (f)): está configuração é caracterizado por módulos de flutuação conectados diretamente à estrutura dos risers formando uma geometria de lanterna chinesa.

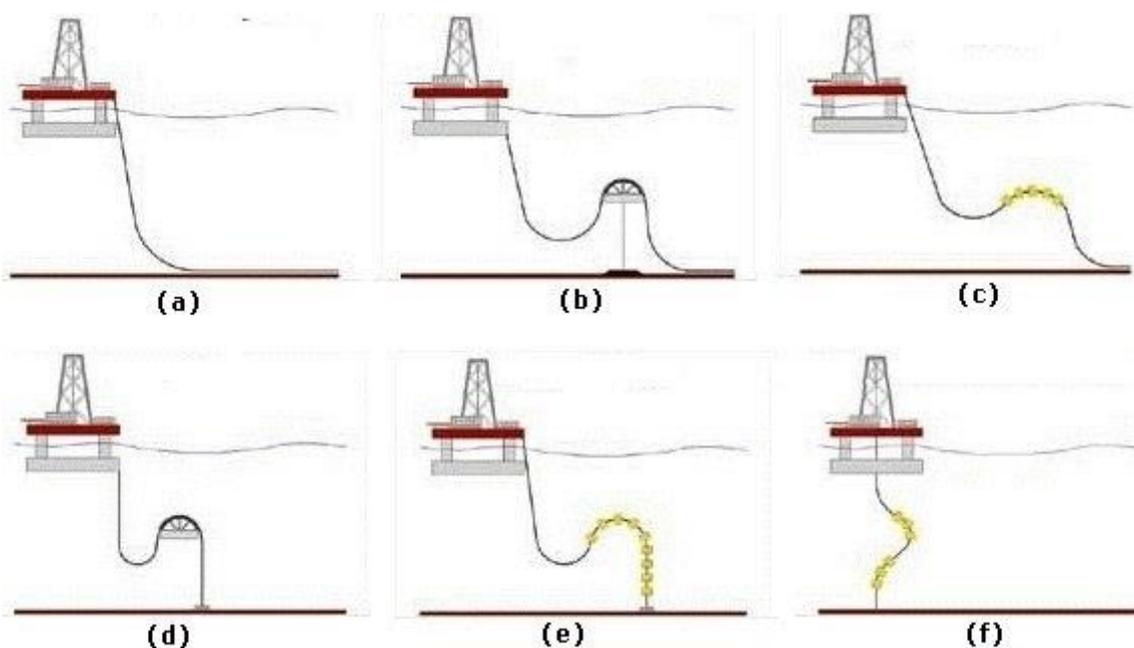


Figura 28 – Configurações de risers acopladas

Fonte: researchgate.net

2.5.3.2. Risers desacoplados

Os risers desacoplados são caracterizados pela defasagem e o amortecimento da dinâmica da unidade flutuantes em relação do TDP do sistema de risers, com o objetivo

de reduzir os carregamentos no topo do riser e os que induzem fadiga no topo, bem como reduzir os carregamentos de fadiga do TDP.

Podemos citar como exemplo de risers desacoplados:

- ✓ MHR (*Multibore Hybrid Riser*) ou *Riser Tower* (Figura 29): consiste em uma estrutura vertical cujo em sua extremidade superior é instalado um módulo de flutuação com empuxo suficiente para garantir a estabilidade da torre e suportar os risers que são acoplados na lateral da estrutura.

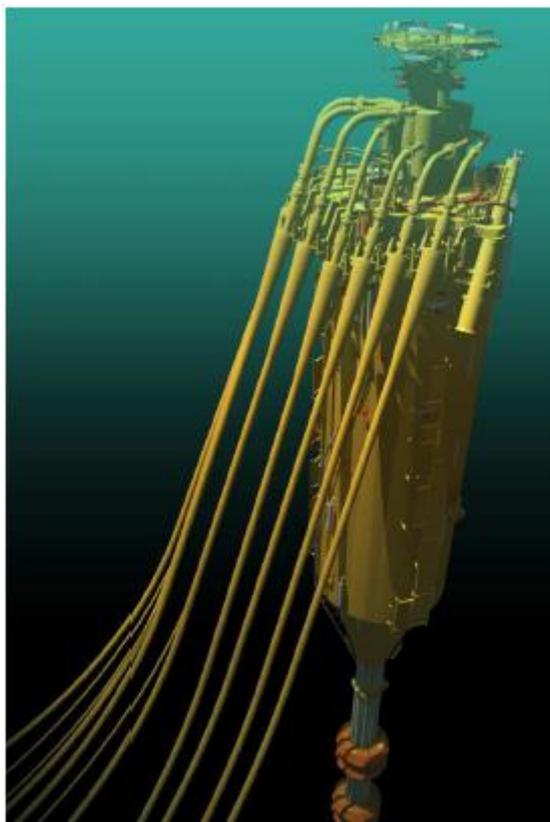


Figura 29 – Multibore Hybrid Riser

Fonte: ocyan.com

- ✓ RHAS (*Riser híbrido autossustentável*) ou FSHR (*Free standing hybrid riser*) (Figura 30): consiste em um riser vertical cujo em sua extremidade superior está instalado um módulo de flutuação e a base é ancorada no solo marinho, a força de tração proporcionada pelo módulo de flutuação é que garante a estabilidade do riser.



Figura 30 - RHAS

Fonte: <https://oilandgastechologies.wordpress.com/2015/08/13/free-standing-hybrid-risers-fshr/>

- ✓ BSR (Boia de sustentação de risers)(Figura 31): consiste em uma boia submersa, com profundidade suficiente para evitar os efeitos de onda, com empuxo positivo e ancorada através de tendões ao fundo do mar. Ela amortece as cargas dinâmicas transmitidas pelo flutuante, não gerando praticamente nenhum carregamento dinâmicos nos risers.

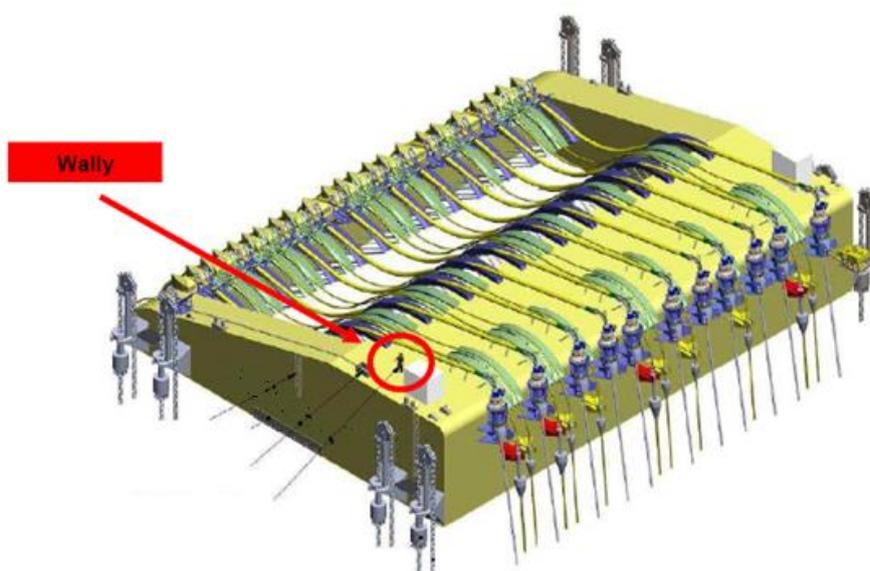


Figura 31 – Boia de Sustentação de Risers

Fonte: Subsea7.com

Pode se observar uma complexidade superior nos risers desacoplados aos acoplados, o que impacta diretamente em seu custo. Estes sistemas são utilizados em condições especiais, onde o conjunto de características como: lâmina d'água, o tipo de UEP, as características do fluido (pressão, contaminantes), o diâmetro do duto e as condições ambientais somadas inviabilizam a instalação de risers acoplados.

2.5.4. Aquecimento em dutos submarinos

A formação de fases sólidas nos dutos de transporte de hidrocarbonetos ou problemas de garantia de escoamento são fenômenos geralmente associados ao resfriamento ou a queda da temperatura do fluido a valores menores de certos valores críticos. Por exemplo, em cenários de temperaturas de óleo mediana, são necessárias de oito a doze horas para o nível de temperatura atingir a temperatura de formação de hidratos, numa condição onde não há escoamento e temos um isolamento térmico representativo.

Dependendo das características do óleo o escoamento natural apresenta temperaturas e pressões críticas para a garantia e escoamento. Nestes casos são necessárias estratégias para mitigar este risco, sendo a mais utilizada para isto o isolamento térmico dos dutos submarinos que permite a operação em regime permanente fora da região crítica de formação de hidratos ou deposição de parafina, e que permita também períodos de resfriamento (*cooldown*) suficientemente longos durante a parada do sistema (*shut down*).

Em águas ultra profundas a pressão exercida sobre o duto é elevada, gerando perda de espessura do isolamento por compressão e por consequência não atendimento aos requisitos de projeto, gerando a necessidade de utilização de outra tecnologia como o sistema Pipe-in-Pipe, ilustrado na Figura 32, que consiste em dois tubos concêntricos, sendo o tudo interior tendo a função de escoar o fluido produzido, suportando as pressões internas. No espaço anular são instalados isoladores térmicos para diminuir a troca térmica com o meio externo e o duto externo tem a função de suportar a pressão externa e de danos mecânicos ao revestimento.

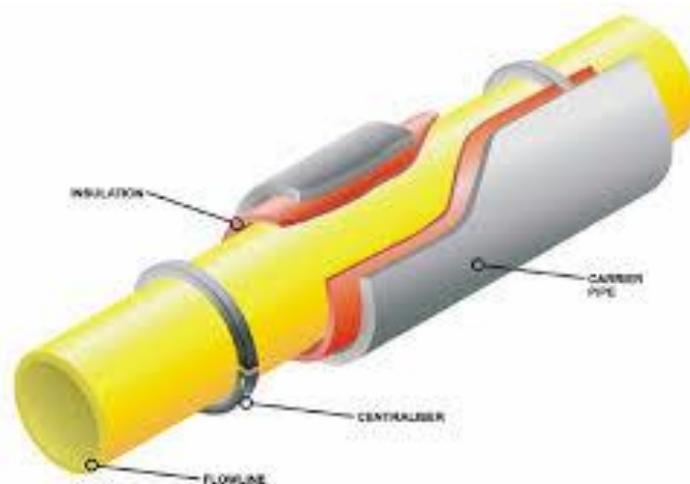


Figura 32 - Duto Pipe-in-Pipe

Fonte: Offshore Magazine

Quando o isolamento não é suficiente para evitar a formação de parafinas e hidratos o aquecimento é necessário, sendo utilizado uma solução conhecida como Pipe-in-Pipe aquecido (HPIP, *Heated Pipe-in-Pipe*), conforme Figura 33. O princípio de funcionamento consiste em passar uma corrente elétrica através do duto. A parede do duto representa uma impedância e quando uma corrente passa por uma resistência, calor é gerado. O aquecimento é utilizado normalmente em uma situação de *shut down* para prolongar o resfriamento, mantendo a temperatura da linha. Este tipo de duto também pode contar com um sistema de fibra óptica que fornece dados da temperatura em tempo real da linha que permitam ao operador controlar a potência elétrica requerida para manter a temperatura da linha.

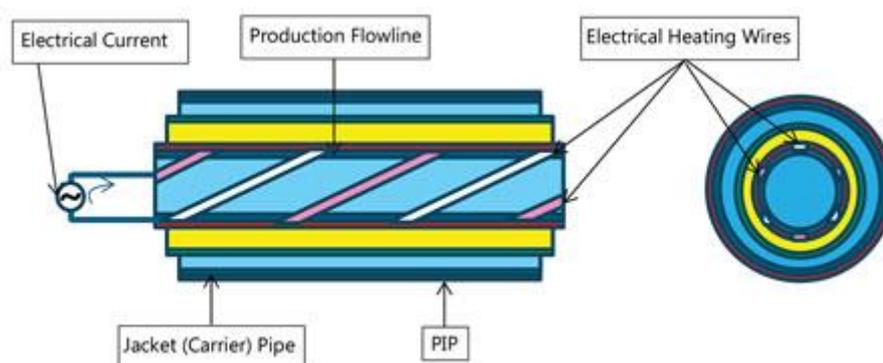


Figura 33 - Duto Pipe-in-Pipe aquecido eletricamente

Fonte: Offshore Magazine

Uma outra solução tecnológica para aumentar o isolamento térmico dos dutos submarinos é enterra-los, como exemplificado na Figura 34, pois a baixa condutividade térmica do solo marinho, esta solução proporciona um bom isolamento, além dos benefícios de proteção mecânica. Esta configuração associada a um bom revestimento poderia prover suficiente isolamento térmico e eliminar a necessidade de um sistema de Pipe-in-Pipe ativo ou passivo.

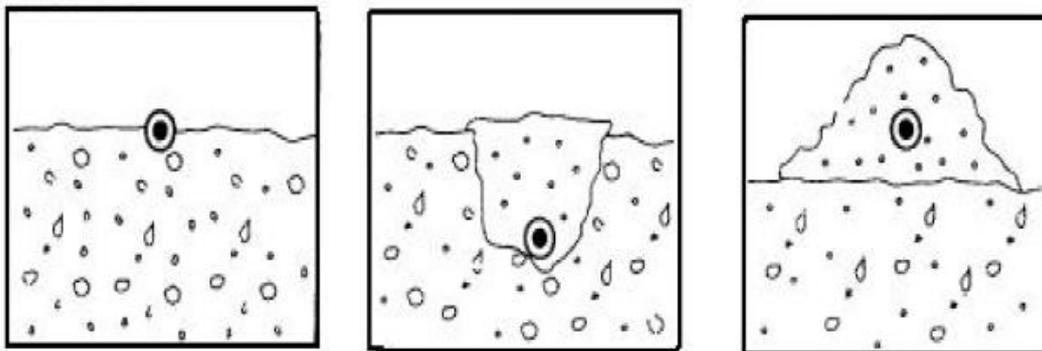


Figura 34 - (a) meio enterrado (b) enterrado com enchimento (c) recoberto externo

Fonte: Apostila Petrobras

O Sistema Bundle, esboçado na Figura 35, utiliza um fluido aquecido circulando no espaço anular do bundle para manter os tubos operando a temperaturas acima da temperatura de risco. O fluido de aquecimento normalmente flui pelo anular e retorna por uma linha dedicada especialmente para o retorno do fluido quente. Não obstante, a direção do fluxo pode ser revertida durante o escoamento do sistema para melhorar os tempos de pré-aquecimento dos tubos.

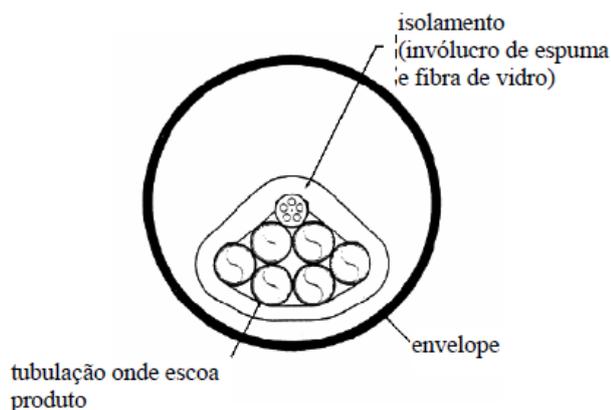


Figura 35 – Sistema Bundle

Fonte: Apostila Petrobras

2.5.5. Lançamento de dutos submarinos

Os dutos submarinos são instalados através de navios denominados PLSV (*Pipelay Support Vessel*) sendo eles dutos rígidos ou flexíveis. O processo de instalação de um duto submarino consiste das etapas desde a conexão com a árvore de natal molhada, ou qualquer outro equipamento contido no sistema submarino, até a operação de *pull-in*, que consiste na operação de transferência do *risers* para a unidade estacionária de produção.

Existem três principais tipos de lançamento de dutos submarinos, sendo eles: *S-Lay*, *J-Lay* e *Reel Lay*, cada um como sua característica e aplicabilidade, e que demandam equipamentos e facilidades diferentes nos conveses dos PLSV.

2.5.5.1. S-LAY

O método de lançamento de dutos denominado *S-lay* ocorre em navios que possuem o sistema de lançamento horizontal ((HLS – *Horizontal Lay System*)). Este método de lançamento é comumente utilizado na instalação de dutos rígidos em lâminas d'água rasas, em função da dificuldade de atender aos critérios de colapso e raio mínimo de curvatura nos outros métodos.

O *S-lay* tem esse nome devido à forma em “S” que o duto adquire ao ser lançado. O duto sofre duas flexões, a primeira ao deixar o convés da embarcação, denominada *overbend*. Para minimizar este efeito é comum a utilização de *stringer*, que consiste em uma rampa treliçada que tem por função suavizar a forte variação angular que o duto sofre ao deixar a embarcação, a segunda flexão, denominada *sagbend*, é gerada no contato com o solo marinho, como pode ser visto na

Figura 36.

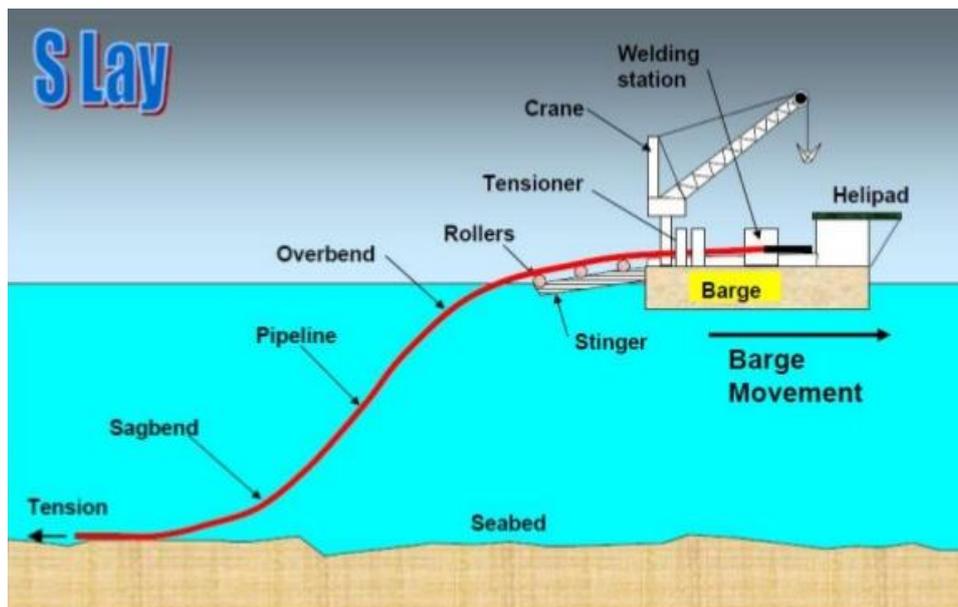


Figura 36 – Método de instalação de dutos – S-Lay

Fonte: SlideShare.net

A sequência de instalação dos dutos se apresenta da seguinte forma: os dutos são soldados no convés da embarcação em estações de solda automatizadas, seguidos da estação de inspeção que verificará se não houve nenhuma falha. Após esta etapa a solda é revestida para manutenção da integridade e/ou isolamento térmico. O controle do lançamento é feito através de tensionadores horizontais, estes são equipamentos que mantêm as linhas tracionadas e liberam para lançamento após cada etapa de soldagem. Os tensionadores são providos de sapatas (3 a 4) que são removíveis, variando conforme o diâmetro externo do duto a ser lançado.

O método de lançamento S-LAY em geral possui uma produtividade menor que o Reel Lay e apresenta um risco relacionado as falhas de soldagem.

Os principais equipamentos contidos nos PLSV que realizam esta operação são:

- Equipamentos de transporte e manuseio de dutos;
- Estação de alinhamento e soldagem dos passes de raiz;
- Estações de soldagem dos passes de enchimento;
- Máquinas de tração;

- Estação de inspeção radiográfica;
- Estação de revestimento;
- Rampa de lançamento.

2.5.5.2. J-LAY

O método de lançamento de dutos, denominado *J-lay*, ocorre em navios que possuem o sistema de lançamento vertical (VLS – *Vertical Lay System*). O *J-lay* tem esse nome devido à forma em “J” que o duto adquire ao ser lançado, neste método o duto é lançado pelo navio na vertical, não gerando *overbend*, sendo a ausência desta região o grande motivo pelo qual este método foi desenvolvido, pois o *overbend* é bastante acentuado à medida que as lâminas d’água crescem devido ao carregamento do peso do duto e das correntes marinhas, havendo somente o *sagbend* no contato com o solo marinho.

O método *J-Lay* é uma variação do método *S-Lay*, com a rampa de lançamento construída em posição quase vertical, sendo transformada numa torre de lançamento, localizada na no meio do convés com lançamento através de um *moonpool* ou em um dos bordos do navio, demonstrado na Figura 37.

Com a utilização da torre de lançamento, as operações de construção já não podem ser mais desenvolvidas totalmente em série, tendendo assim a uma redução na produtividade deste método. Para obter uma maior produtividade e reduzir o tempo de instalação dos dutos rígidos, várias formas de otimizações vêm sendo desenvolvidas, tais como o sistema de soldagem automático e juntas pré-fabricadas e conectadas no momento da instalação através de conectores mecânicos.

No caso dos dutos flexíveis, como estes dutos tem característica de possuírem uma rigidez a flexão menor, permitindo o seu bobinamento. Eles são lançados sem a necessidade de soldagem, o que aumenta e muito a produtividade.

Um processo típico de lançamento *J-Lay* para dutos rígidos compreende:

- Pré-fabricação de múltiplas juntas, tipicamente entre 2 e 4, gerando dutos com comprimentos entre 24 e 48m;

- Sistema de elevação para verticalização do tramo pré-fabricado;
- Sistema de transferência do tramo para a torre de lançamento;
- Estação de trabalho, visando alinhamento, soldagem, inspeção por ultrassom e revestimento.

Esse tipo de lançamento apresenta vantagens em relação ao lançamento horizontal, como maior espaço livre no convés, boa área de trabalho para instalar equipamentos na linha, lançamento perto da linha de centro do navio, entre outros. Como desvantagens pode-se levar em conta o calado aéreo que a embarcação adquire devido ao tensionador, bem como a elevação do centro de gravidade da embarcação pode gerar problemas de estabilidade, a necessidade de reforços estruturais nessa região e o maior tempo requerido para essas operações.

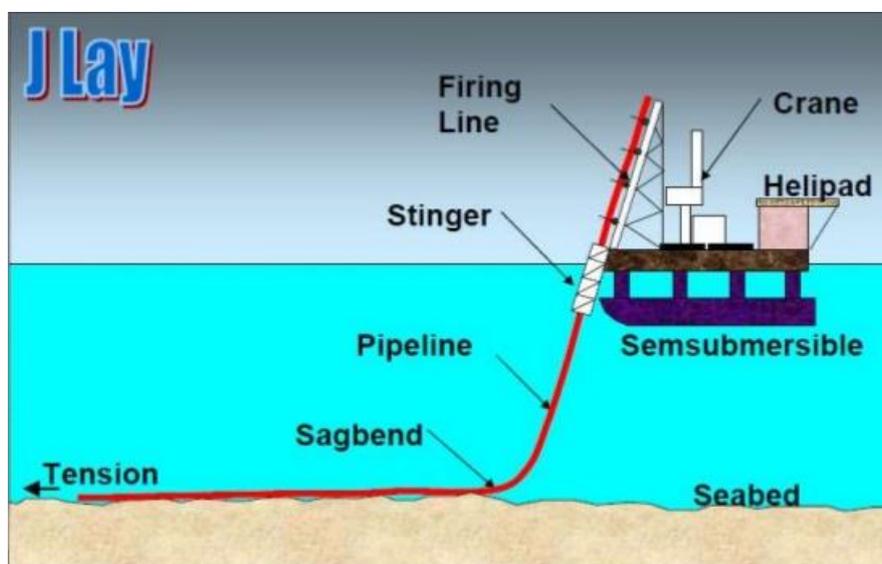


Figura 37 - Método de instalação de dutos – J-Lay

Fonte: SlideShare.net

2.5.5.3. REEL-LAY

No método *Reel-Lay*, Figura 38, a linha é fabricada em terra e estocada em bobinas de grande diâmetro no convés da embarcação para transporte e instalação, neste caso, a grande limitação diz respeito ao diâmetro máximo do duto.

Podemos pontuar como pontos negativos deste método de instalação às deformações impostas ao duto durante o processo de enrolamento e desenrolamento,

normalmente, a espessura de parede necessita ser maior do que a requerida para os demais métodos de instalação e possui uma restrição quanto à utilização de alguns revestimentos como concreto e isolamento térmico de alta rigidez e menores janelas operacionais para instalação, pois não pode haver interrupção no lançamento. O grande atrativo deste método, em relação aos outros, é a grande velocidade de instalação.

Equipamentos típicos de lançamento Reel-Lay:

- Tambor de armazenamento;
- Equipamento de retificação;
- Máquinas de tração;
- Estação para montagem de ânodo de sacrifício;
- Estação para corte, biselamento, alinhamento, soldagem, inspeção, e revestimento de eventuais juntas de campo;
- Equipamento de suporte da linha;
- Rampa de lançamento

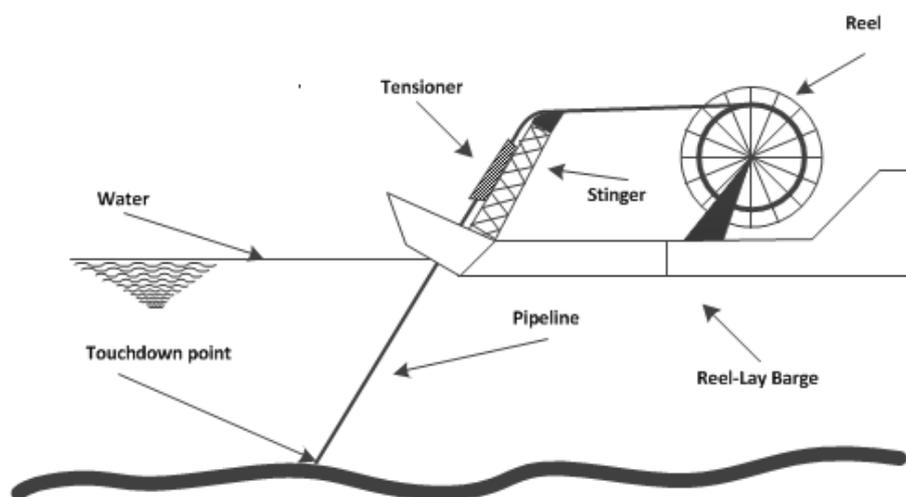


Figura 38 - Método de instalação de dutos – Reel- Lay

Fonte: Tomatire.com

2.5.6. Equipamentos Submarinos

Os equipamentos submarinos podem ser subdivididos em quatro famílias: os equipamentos de segurança de poço, que possuem a função de garantir o controle de fluxo do poço, os equipamentos de aglutinação e direcionamento de fluxo, que tem a função de aglutinar ou dividir a produção, injeção, serviço ou controle dos poços, os equipamentos de processamento e bombeamento, que tem por propósito prover energia ao escoamento ou separar fluidos, e os equipamentos de conexão, que, pelo próprio nome, fazem a conexão entre linhas e equipamentos, ou entre equipamentos. Neste trabalho será feito um breve descritivo das funções dos equipamentos submarinos, dado a vasta gama de equipamentos submarinos existentes.

Além dos equipamentos de poço e manifolds, existem ainda equipamentos especiais que tem funções de processamento e/ou bombeamento e que são utilizados em casos específicos, tais como bombas multifásicas submarinas, separadores submarinos gás/óleo e equipamentos para injeção de água do mar (que captam água no fundo, tratam e disponibilizam para injeção em poços, sem necessidade de ocupar capacidade da planta de processamento). Muitos desses equipamentos são objetos de desenvolvimento tecnológico, constituindo o estado da arte no estudo de equipamentos submarinos para a produção.

2.5.6.1. Equipamentos de segurança de poço

Os equipamentos de segurança de poço possuem a função principal de garantir a segurança do poço e o controle operacional devendo haver manutenções periódicas nestes equipamentos. Além da segurança do poço estes equipamentos são projetados para garantir a continuidade operacional, permitindo operações de pigagem para limpeza e injeção de fluidos para tratamento de problemas de garantia de escoamento, bem como para permitirem o abandono seguro. Neste trabalho daremos foco aos equipamentos de segurança de poço de completação molhada.

Os equipamentos de segurança de poço são: SCPS (sistema de cabeça de poço submarina), a BAP (Base Adaptadora de Produção) e a ANM (Árvore de Natal Molhada).

As SCPS possuem uma função importante durante a etapa de perfuração, elas suportam os revestimentos dos poços, resistem aos esforços do riser de perfuração e fornecem vedação para o BOP (Blowout Preventer), durante a fase de perfuração. Na fase de produção, servem de alojamento, travamento e vedação para a BAP.

Acima da SCPS, é instalado o conjunto ANM composto pela BAP, pela ANM propriamente dita e pela *tree-cap*. A BAP é o equipamento que suporta as linhas de fluxo e controle, fazendo a interface do poço com a ANM e da ANM com os dutos submarinos. A ANM propriamente dita é o equipamento de controle do poço, sendo composta por um conjunto de válvulas que controlam a saída e entrada de fluidos no poço e são comandadas remotamente pela plataforma de produção. Na parte superior é montada a *tree-cap*, que é a interface que permite o acoplamento da sonda para intervenção no poço.

Existem diversos acessórios que podem estar presentes na ANM, conforme pode ser observado na Figura 39, de acordo com a aplicação como: válvula *choke*, medidores multifásicos, sistemas de conexão horizontal, braços robóticos, sistema de controle multifásico (SCM), dentre outros.

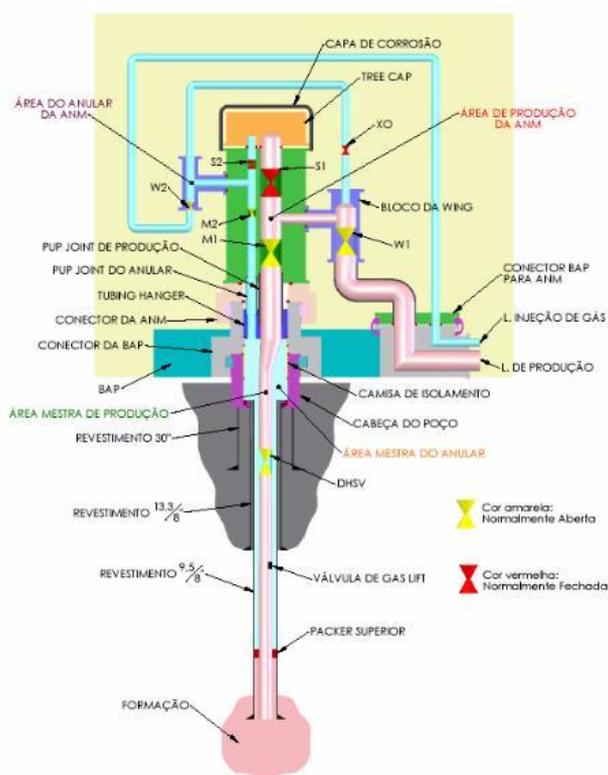


Figura 39 – Esquemático de ANM e Coluna de produção

Fonte: Apostila de Engenharia de Petróleo da UNESA

2.5.6.2. Equipamentos de aglutinação e direcionamento de fluxo

Existem diversos equipamentos que tem por função aglutinar e direcionar a produção, variando também a sua complexidade, neste trabalho iremos focar nos *manifolds* como equipamentos de aglutinação, ressaltando que muitos equipamentos que estão sendo categorizados neste capítulo como equipamentos de aglutinação são utilizados para construir arquiteturas submarinas com compartilhamento de fluido.

Os *manifolds*, como exemplo a Figura 40, possuem uma estrutura principal responsável por manter os módulos internos, fornece resistência estrutural e servir de fundação quando apoiado no leito marinho; tubulações com derivações para conexão dos poços e agrupamento na tubulação principal, denominada *header*; conjunto de válvulas de bloqueio e de controle de escoamento (válvulas *chokes*); e módulos de controle e monitoramento que recebem comando (hidráulico e elétrico) via umbilicais da plataforma.

Os manifolds podem ser classificados de acordo com a função de desempenham:

- a) *Manifold* de produção – tem a função principal de coletar a produção de vários poços, podendo efetuar facilidades extras como o controle e a injeção de *gas lift* nos poços, a depender da especificação da operadora;
- b) *Manifold* de serviço e *gas lift* – tem a função principal de distribuir a injeção de fluidos de serviço e *gas lift* em vários poços, podendo efetuar facilidades extras de controle dos poços.
- c) *Manifold* de injeção – tem a função principal de distribuir a injeção de água e/ou gás em vários poços, podendo efetuar facilidades extras de controle dos poços.
- d) *Manifold* de controle – tem a função de controlar vários poços.



Figura 40 – Manifold sendo instalado

Fonte: Tecpetro.com

2.5.6.3. Equipamentos de processamento e bombeamento

Os equipamentos da família de processamento e bombeamento são equipamentos especiais, ainda pouco utilizados e considerados estado da arte do desenvolvimento tecnológico. Eles possuem funções de processamento e/ou bombeio e são utilizados em casos específicos.

Os principais equipamentos de processamento e bombeamento instalados no mundo hoje são:

1) Bombas multifásicas submarinas (BCS – *bomba centrífuga submarina*): As bombas submarinas possuem a atribuição de transferir ao fluido energia para melhorar o escoamento e aumentar a produção. São do tipo dinâmicas e acionadas por motores elétricos, podendo ser instaladas na superfície marinha, neste caso sendo denominadas Skid-BCSS, em poços falsos, sendo então denominadas módulo de bombeio autônomo (MOBO) ou no fundo do poço, sendo chamadas de bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS).

Possuem excelentes níveis de eficiência energética por trabalhar em condições termodinâmicas de baixa fração de gás livre, sendo esta a sua principal limitação. As

bombas submarinas multifásicas operam com altas taxas de GVF (*Gas volume fraction*) e estão em desenvolvimento. Pode se ressaltar como ponto fraco a continuidade operacional, os MTBF (*Mean time between fail*) ainda são muito baixos na ordem de 2 anos de vida útil.

2) Separadores submarinos gás/óleo (SSGL – Sistema de separação gás óleo): os separadores submarinos de gás e óleo tem o objetivo de aumentar a produção do campo, isto se apresenta em dois cenários, o primeiro onde a plataforma está com a capacidade de separação de gás e óleo limitando a produção, no segundo dada a melhoria do escoamento dos fluidos com a separação do gás do óleo no solo marinho, inibindo problemas de garantia de escoamento e possibilitando o bombeamento do óleo com baixas frações de GVF.

3) Separadores submarinos água/óleo (SSAO – Sistema de separação água óleo)(Figura 41): similar aos SSGL, os separadores submarinos de água e óleo possuem o objetivo de aumentar a produção do campo em cenários onde a plataforma está com limitação de processamento de água, podendo a água ser separada do óleo e descartada, respeitadas as exigências legais, ou reinjetada como método de recuperação secundária, a segunda forma de aumento da produção está relacionada a garantia de escoamento, inibindo formação de emulsões que diminuem a produção.

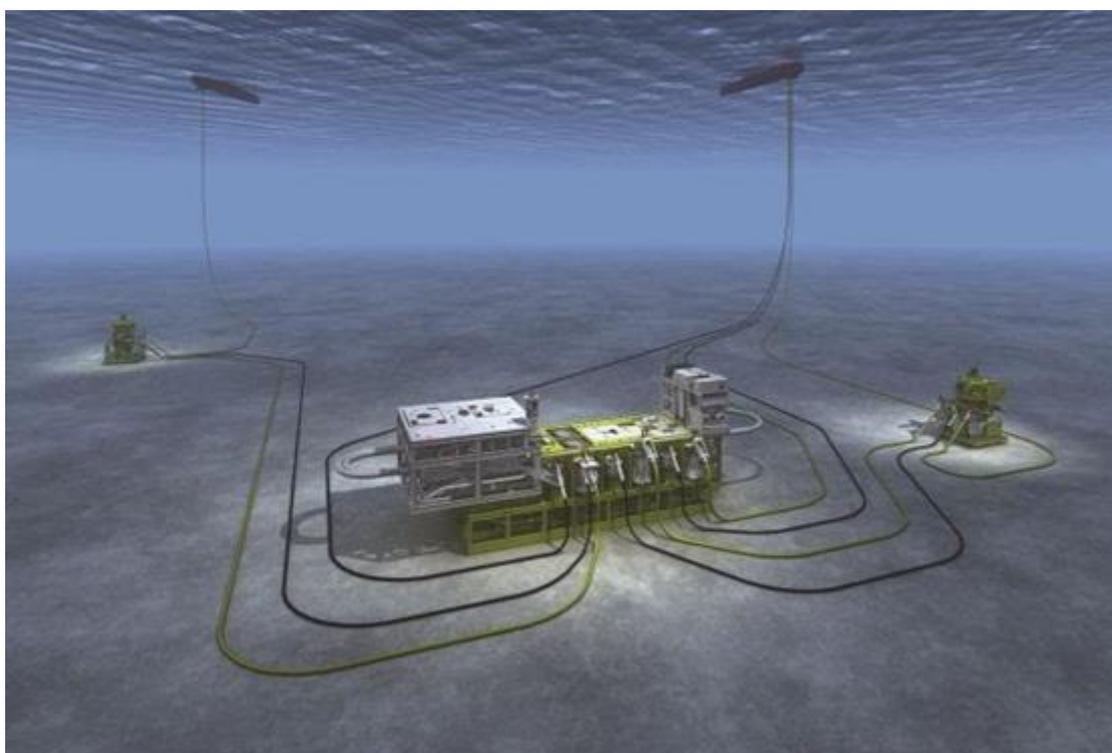


Figura 41 – Separador Submarino de água e óleo

Fonte: Fmc.com

4) Equipamentos de injeção de água do mar (RWI – *Raw water injection*)(Figura 42): os RWIs são utilizados em cenários onde as plataformas marítimas de produção possuem restrições de espaço e capacidade de carga para a implantação de uma planta de tratamento de injeção de água, ou estão com limitação para aumento da injeção. Nestes sistemas a captação é realizada aproximadamente a 100 metros do solo marinho, sendo o *riser* suspenso por boias ancoradas por tirantes, após a captação a água passa por uma série de filtros é bombeada para o reservatório.

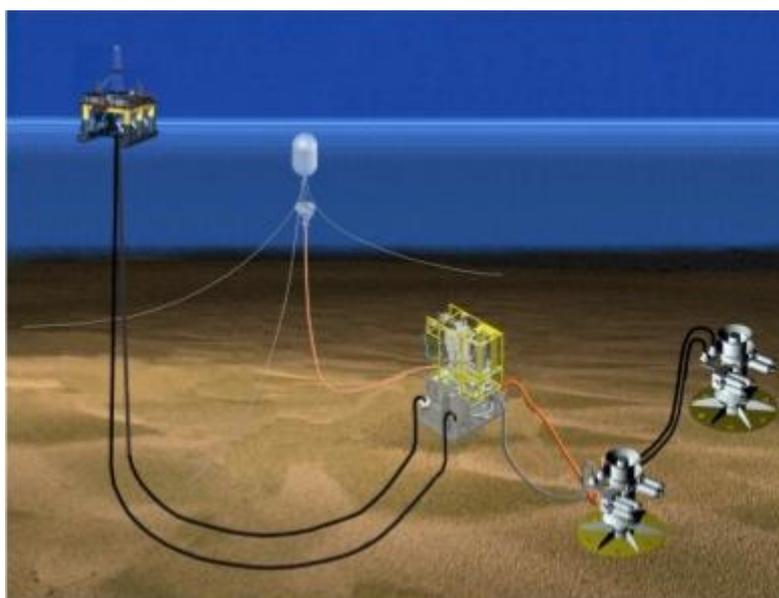


Figura 42 – Raw water injection

Fonte: Onepetro.org

Algumas pesquisas de operadoras no mundo buscam a disponibilização dos seguintes equipamentos: Compressor centrífugo submarino, sistema de distribuição elétrica submarina, armazenamento de químicos submarino, ROV residente, RWI com dessulfatação, dentre outros.

2.5.6.4. Equipamentos de conexão

Os equipamentos de conexão possuem a missão de prover interface compatível entre os componentes do sistema submarino, existem diversos tipos de equipamentos de

conexão com variadas funcionalidades. Neste trabalho serão definidos os equipamentos comumente encontrados nos sistemas submarinos:

- ✓ PLET (*Pipeline End Terminator*) – equipamento de terminação utilizado em dutos rígidos que permite a conexão do duto rígido a equipamentos submarinos pelo uso de jumpers;
- ✓ MCV (Módulo de conexão vertical) (Figura 43) – módulo que permite a conexão vertical de dutos flexíveis a um equipamento submarino;
- ✓ MCH (Módulo de conexão horizontal) – módulo que permite a conexão horizontal de dutos flexíveis a um equipamento submarino;
- ✓ UTA (*Umbilical Termination Assembly*) – equipamento de terminação utilizado em umbilicais, que possui interface para a utilização de *flying leds*, que são jumpers de mangueiras instalados por ROV's, que realizam a conexão das funções hidráulicas aos equipamentos.
- ✓ ILT (*In Line Tee*) – Equipamento instalado juntamente ao duto que possui uma derivação na forma de T, possibilitando que outro ramal seja interligado;
- ✓ ILY (*In Line Y*) – Equipamento instalado juntamente ao duto que possui uma derivação na forma de Y, que funciona possibilitada que outro ramal seja interligado e permite operações de passagem de PIG (*Pipeline Inspection Gauge*) no duto ramal.
- ✓ PLEM (*Pipeline End Manifold*) – É um aglutinador que permite o agrupamento do fluxo de dois dutos de exportação para um duto principal.
- ✓ ESDV (*Emergency Shut Down Valve*) – Válvula de segurança utilizada em dutos de gás que bloqueia o fluxo em caso de avaria no duto.
- ✓ Válvulas *In-Line* – válvulas instaladas ao longo do duto, juntamente com o mesmo, que tem a função de limitar o inventário em caso de sinistro e facilitar as operações de comissionamento.

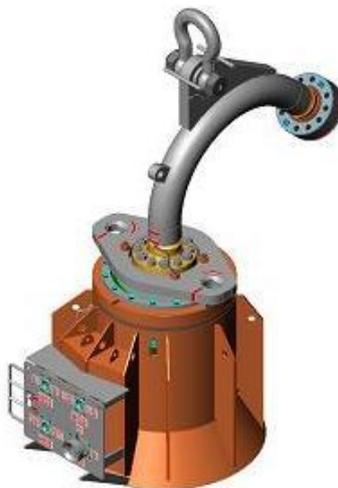


Figura 43 - MCV

Fonte: deno.oceanica.ufrj.br

2.5.7. Instalação dos equipamentos submarinos

A instalação de equipamento submarinos pode ser classificada de acordo com o seu método da seguinte forma: Método de Instalação via cabo, Método Pendular.

2.5.7.1. Método de instalação via cabo

No método de instalação de equipamentos submarinos via cabo o equipamento é descido do convés por meio do cabo sendo liberado por um guincho até o leito marinho onde é assentado nas coordenadas de projeto. É um método relativamente rápido, desde que as condições operacionais sejam favoráveis.

Neste método são utilizadas embarcações que possuem sistemas de movimentação de carga com *A-frame*, guindaste ou torre de instalação, e utilizem cabos de aço ou cabos de fibra sintética. Pode ser usado com um sistema com compensação de *heave* para atenuar os movimentos do equipamento ou a carga no cabo de instalação. O limite da profundidade de instalação por esse método está associado à capacidade do sistema de movimentação de cargas, ao peso do equipamento e aos efeitos de ressonância.

Alguns pontos que podem inviabilizar o uso da técnica são:

a) Profundidades muito grandes: em função do aumento do peso do cabo necessário para vencer as lâminas d'águas profundas, com isso, a capacidade do sistema de movimentação de carga para suportar o peso do equipamento se torna muito pequena.

b) Ressonância axial devido ao movimento imposto pelas ondas ao sistema cabo – equipamento coincidente com a frequência natural desse sistema gerando ressonância.

2.5.7.2. Método de instalação com riser de perfuração

Neste método o equipamento é transportado pela balsa até o *moonpool* de uma sonda de perfuração, para conexão do equipamento ao riser de perfuração, após esta etapa o equipamento é recuperado até o convés da sonda. Após a navegação o equipamento é descido até a locação de instalação através de *riser* de perfuração.

O principal fator negativo deste método é o custo atrelado, as sondas possuem diárias mais onerosas que os barcos de instalação, e a ressonância axial dos dutos de perfuração.

2.5.7.3. Método de instalação por roldana

Neste método são utilizadas três embarcações, um cabo é conectado a primeira embarcação e passa pela roldana do equipamento, sendo conectado na outra extremidade na segunda embarcação, fazendo com que as mesmas dividam o peso do equipamento. Uma terceira embarcação é utilizada para prevenir a rotação do sistema. Com essa configuração em forma de “V” a carga no cabo é reduzida à metade, como demonstrado na Figura 44.

Esse método apresenta como ponto positivo a possibilidade de instalação de equipamentos pesado em água ultra profundas, onde não se tenha facilidade de contratação de embarcação com capacidade suficiente. Os pontos negativos são: alto risco operacional, em função da simultaneidade de operação entre três embarcações, janela operacional restrita e alto custo atrelado.

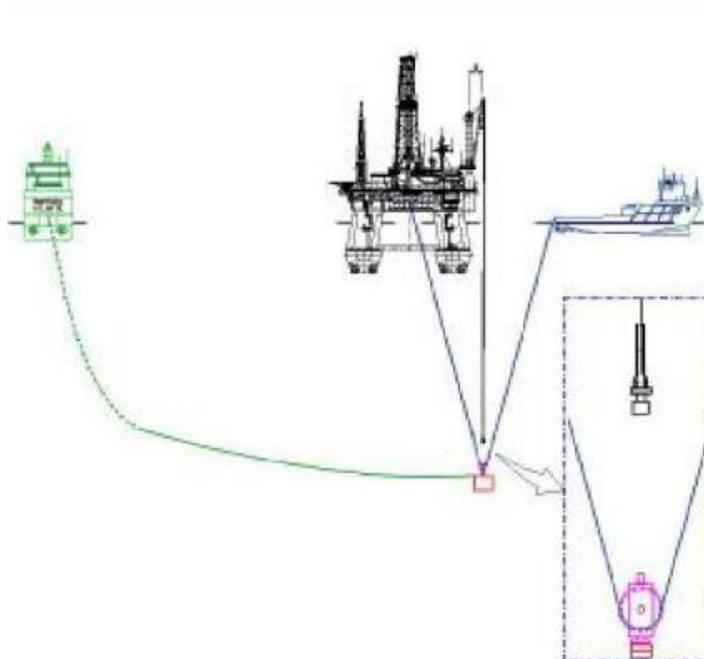


Figura 44 – Método de instalação de equipamento por roldana

Fonte: Boletim técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro - volume 1, nº 2, p. 327-339

2.5.7.4. Método de instalação pendular

Este método consiste na utilização de duas embarcações, uma embarcação com capacidade de carga suficiente para colocar o equipamento na água, sendo denominada embarcação transportadora, e uma embarcação conectada por cabo de fibra sintética ao equipamento, sendo denominada embarcação instaladora.

O equipamento é transportado pela embarcação transportadora até a locação, após esta etapa ela recebe o cabo poliéster da embarcação instaladora e conecta ao equipamento, a embarcação instaladora se movimenta até uma distância de 90% da lâmina d'água. O equipamento é içado do convés e descido até uma profundidade de 50 metros, o suficiente para vencer a *splash zone*. No momento oportuno a lingada que conecta o equipamento a embarcação transportadora é desconectada e o equipamento inicia um movimento pendular até estacionar na vertical a aproximadamente 100 metros do leito marinho.

Após a estabilização do equipamento na vertical, o assentamento ao leito marinho é realizado pela embarcação instaladora, descendo-se um trecho de amarras no guincho, conforme pode ser visto na Figura 45.

Dentre as características desse método, podem-se citar as seguintes:

- ✓ Custo relativamente baixo;
- ✓ Possibilidade de instalação de equipamentos muito pesados em profundidades elevadas;
- ✓ Maior segurança operacional;
- ✓ Inexistência de zonas de ressonância.

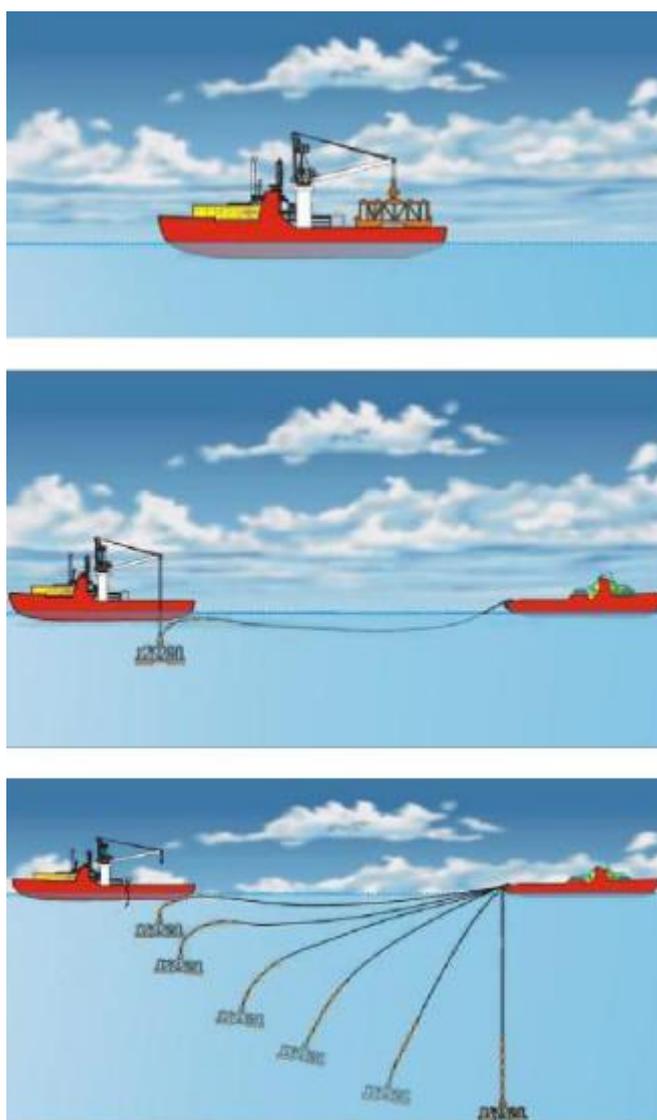


Figura 45 – Procedimento de instalação de equipamentos pelo método pendular

Fonte: Boletim técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro - volume 1, nº 2, p. 327-339

2.5.8. Sistemas de Controle

O controle submarino pode ser realizado de três formas: hidráulico direto, multiplexado ou elétrico. No sistema de controle hidráulico direto cada mangueira do umbilical está associada a uma função, ou seja, cada mangueira hidráulica é responsável por atuar uma válvula. As mangueiras hidráulicas responsáveis por atuação de válvulas de sistemas de segurança de poço são mantidas pressurizadas em função da característica da válvula ser *fail safe closed*, ou seja, em uma eventual falha e não suprimento de pressão pela plataforma através do umbilical a segurança do poço é mantida com o fechamento automatizado das válvulas.

O sistema de controle hidráulico direto é adequado a equipamentos com poucas funções, em função da necessidade de uma mangueira por função, equipamentos com muitas funções exigem muitas mangueiras tornando o umbilical complexo, e baixas distâncias, isto se deve ao fato de haver um *delay*, entre o tempo de envio do pulso hidráulico e o acionamento do atuador da válvula. Como pontos fortes, estão a baixa complexidade e os custos inferiores ao sistema de controle multiplexado.

O sistema de controle multiplexado é composto por duas mangueiras, uma de alta pressão e outra de baixa, normalmente estão presentes pares sobressalentes para eventuais falhas. Estas mangueiras estão conectadas a acumuladores que suprem pressão as válvulas solenoides, quando a operação necessitar realizar alguma manobra operacional é enviado um sinal elétrico ao módulo de controle, denominado SCM (*Subsea control module*), ilustrado na Figura 46, que aciona a solenoide e a operação é realizada. Após o acionamento as mangueiras realimentam os acumuladores retomando a prontidão para manobras operacionais.



Figura 46 – Subsea Control Module

Fonte: ndla.no

Para equipamentos com muitas funções a serem controladas, tais como os *manifolds*, o controle deve ser do tipo multiplexado, caso contrário, os umbilicais precisariam ter muitas mangueiras, conforme já explicado, o que poderia inviabilizar a sua construção e instalação em águas profundas e grandes distâncias, devido a necessidade de acionamento ágil em caso de emergências operacionais. Como fracos, estão a complexidade do sistema e os custos superiores ao sistema de controle hidráulico direto.

Os umbilicais são constituídos por mangueiras hidráulicas e cabos elétricos, eventualmente podendo conter fibras ópticas e cabos elétricos de potência, quando o sistema demanda energia elétrica, como por exemplo no caso das bombas submarinas. A instalação do umbilical é semelhante à de um duto flexível. Além de fornecer fluidos hidráulicos e sinais elétricos para atuação de válvulas, os umbilicais também são responsáveis pela aquisição de sinais de sensores presentes nos equipamentos e a injeção de produtos químicos nos poços.

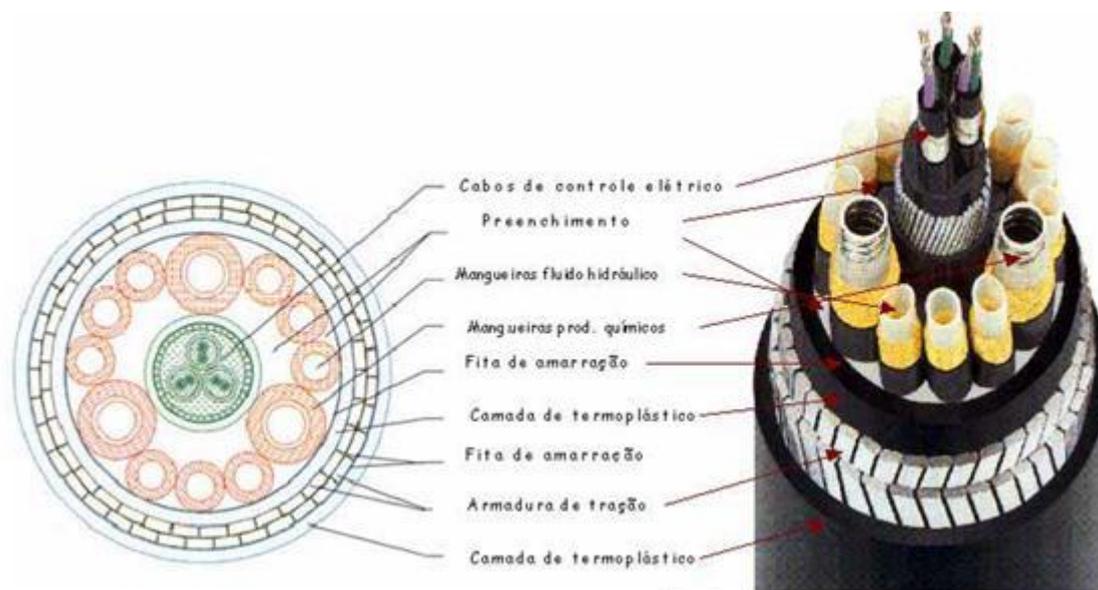


Figura 47 – Umbilical Eletro Hidráulico

Fonte: Mfx.com

3. ESTADO DA ARTE – COMO SÃO ELABORADOS OS ARRANJOS SUBMARINOS

3.1. Introdução

Os arranjos submarinos são a representação do sistema de produção sob a linha d'água. Eles contêm informações das disciplinas de Reservatório, Poços, Superfície, Elevação e Escoamento e Engenharia Submarina, ficando evidente o número de interfaces contidas na elaboração deste documento.

No arranjo submarino estão as coordenadas dos objetivos no reservatório e das cabeças de poços no leito marinho, as rotas dos dutos submarinos, as localizações dos equipamentos submarinos, as configurações dos *risers*, o *layout* do sistema de ancoragem, a posição da plataforma de produção, o *ring fence* (áreas que delimitam a concessão da jazida) e informações de geologia marinha como: batimetria, obstáculos de fundo e zonas de perigoso geológico, denominadas *Geohazard*.

Embora o *layout* submarino seja elaborado por engenheiros submarinos, este documento possui um caráter altamente multidisciplinar, gerando impactos e modificações nas diversas disciplinas que constituem o time de projeto e tem a função de representar o sistema de produção.

De acordo com a fase do projeto, os arranjos submarinos podem ser classificados em arranjos submarinos conceituais, básicos ou detalhados. Na etapa conceitual cada arranjo submarino representa uma concepção possível para o projeto. Com base neste *layout* serão realizadas as estimativas de CAPEX, OPEX e ABEX do sistema submarino. Nele estão representadas as rotas dos dutos que serão insumos para as gerações das tabelas de pressões requeridas, que por sua vez são insumos das curvas de produção, que representam as curvas de receita do projeto. Estas estimativas alimentam as análises econômicas que fornecem os indicadores econômicos do projeto que são utilizados para tomada de decisão de qual concepção implementar e se o projeto avança para a fase de engenharia básica.

Nesta etapa os arranjos submarinos possuem o grau de precisão necessário para diferenciar alternativas, não sendo necessários detalhamentos.

Na etapa de engenharia básica o escopo do projeto já está definido e a função do *layout* submarino se transforma. Nesta fase busca-se definir a locação exata de todos os equipamentos, das CRF's (conexão *riser x flow*) dos *risers*, da cravação das estacas torpedos, bem como, o “*track*” das *flowlines*, dado que estas informações irão subsidiar análises específicas de viabilidade técnica, como por exemplo: análises de extremo e fadiga dos *risers*, assentamento de equipamentos, vão livres e de geotecnia para cravação dos torpedos.

Na etapa de detalhamento o arranjo submarino se apresenta como deve ser instalado, ou seja, irá ilustrar o sistema de produção como o mesmo deve se encontrar no campo, embora existam variações inerentes da etapa de instalação.

Na etapa conceitual estão os maiores potenciais de redução de custo e de agregar valor ao projeto, como pode ser observado na Figura 48, abaixo:

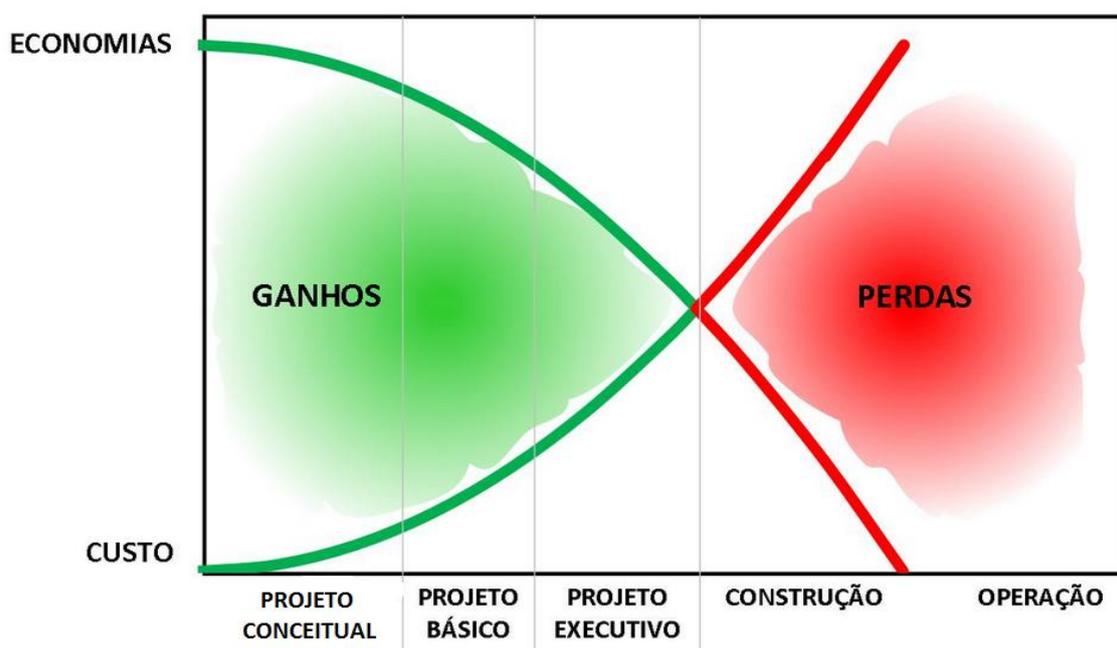


Figura 48 – Relação de Ganho e Perdas com as fases do projeto

O gráfico a seguir, Figura 49, apresenta a geração de valor nas fases do projeto e apresenta os resultados de uma boa ou ruim definição e execução. Conclui-se que a geração de valor é fortemente dependente de uma boa seleção durante a fase conceitual e se realizamos esta etapa eficientemente, mesmo que tenhamos uma execução não

satisfatória, o projeto realizará mais valor do que se tivermos uma seleção má sucedida e uma execução boa.

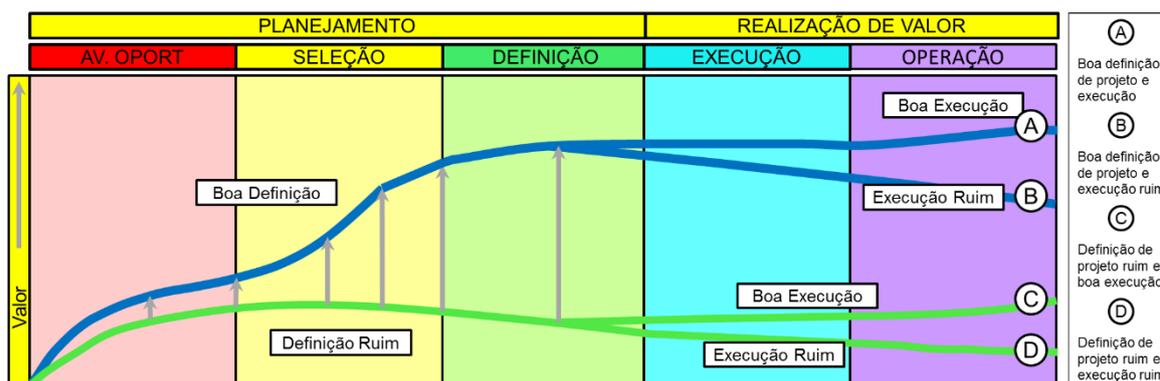


Figura 49 – Relação do valor com a seleção e execução boa ou ruim

Fonte: Manual de Gestão Empresarial da Shell

Diante da relevância da fase, como apresentado acima, iremos focar neste trabalho nos arranjos submarinos conceituais, elaborando uma metodologia para avaliação automatizada de viabilidade técnica do posicionamento de unidades estacionárias de produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and off-loading*), a otimização do posicionamento da UEP e a otimização das rotas dos dutos submarinos (*flowlines*), sendo comparadas as alternativas através de estimativas de custo simplificadas.

3.2. Projeto de Arranjo Submarino

Para os projetos de arranjos submarinos conceituais são necessárias diversas avaliações multidisciplinares entre as disciplinas de Reservatórios, Poços, Elevação e escoamento, Superfície e Engenharia submarina, para se construir as potenciais soluções para o sistema de produção, com posterior definição das premissas para elaboração dos arranjos submarinos e avaliação dos conceitos integrados. Diversas premissas são multidisciplinares e demandam soluções de compromisso entre as disciplinas na busca do melhor para o todo e não isoladamente. Abaixo serão listadas as principais definições necessárias para elaboração de um arranjo submarino conceitual.

3.2.1. _Malha de Drenagem

A disciplina de reservatórios definirá a quantidade, as coordenadas dos objetivos e as funções dos poços, além de previsões de flexibilidade para mitigação de incertezas inerentes da jazida. A quantidade dos poços pode ser fortemente influenciada pela capacidade de processamento na plataforma de produção de óleo, água ou gás (Superfície), pela estratégia de completação, molhada ou seca (Submarina e Poços), pela garantia de escoamento do óleo e gás (Elevação e escoamento e Submarina) e pela produtividade e injetividade esperada de cada poço (Elevação e escoamento, Poços e Submarina).

3.2.2. Diâmetro dos dutos, métodos de elevação e mitigações de riscos de garantia de escoamento

A disciplina de elevação e escoamento definirá os diâmetros dos dutos e colunas de produção, buscando um balanceamento entre a maximização da produção no início de vida (Reservatórios), a manutenção de produção regular durante toda a vida produtiva do projeto (Reservatórios), evitando problemas de golfada e fluxo intermitentes e os custos de implementação do sistema (Poços e Submarina). Para definição dos métodos de elevação são necessárias avaliações de produção surgente, com gás lift e bombeamento, avaliando o balanceamento entre os custos de implementação e os retornos esperados (Reservatório e Submarina). Para definição da mitigação dos riscos de garantia de escoamento são realizadas análises para verificação de deposição de parafina, temperatura de chegada na plataforma para prevenção ao hidrato, gelificação do óleo em parada de produção, dentre outros problemas operacionais, que podem ser mitigados com aquecimento das linhas, previsão de facilidades para passagem de pig, injeção de químicos e processamento submarino (Reservatório e Submarina).

3.2.3. Configurações dos Poços

A disciplina de poços definirá as sequências de perfuração e as configurações da coluna de produção de acordo com a geometria e produtividade esperada para o poços, podendo está ser horizontal, em reservatórios de alta permeabilidade vertical (Reservatórios), direcional, buscando uma aproximação da plataforma à malha de

drenagem, com o afastamento do poço limitante da plataforma, possibilitando assim a aproximação (Submarina), ou para evitar falhas geológicas (Geologia) ou buscando acessar diversas zonas produtoras (Reservatórios) com o mesmo poço, ou vertical, normalmente o de menor custo.

3.2.4. Classe do Navio

A disciplina de Naval irá definir o porte e formato do navio que suportará a planta de processamento e facilidades e a configuração do sistema de ancoragem.

3.2.5. Geologia Marinha

A disciplina de geologia marinha definirá as áreas de riscos geológicos presentes da região do projeto e as áreas de favorabilidade de locação de cabeça de poços, ancoragem de plataformas, assentamento de equipamentos submarinos e instalação de dutos, bem como, as análises geotécnicas.

3.2.6. Engenharia Submarina

A disciplina de engenharia submarina definirá as configurações de risers aplicadas ao flutuante selecionado (Naval), lâmina d'água da locação, tipo de duto submarino em função das características do fluido produzido e/ou injetado (Elevação e Escoamento).

Para diversas definições citadas acima como premissas são necessárias avaliações técnicas robustas e que demandam um tempo razoável, que muitas vezes não condiz com os prazos do projeto, por isto, é comum a construção de famílias de aplicação para configurações de risers, configurações de ancoragem, afastamentos máximos para poços direcionais, diagramas de restrição de sondas submarinas, dentre outras premissas.

3.3. Passo a Passo da elaboração dos arranjos submarinos conceituais.

Para elaboração dos arranjos submarinos conceituais são utilizados *softwares* de desenho georreferenciados auxiliado por computador, como o Autocad ou Microstation, que auxiliam na visualização gráfica do sistema submarino de produção. Neste trabalho

será utilizado o Microstation, justificado por facilidade de acesso ao referido software, e neste capítulo iremos detalhar o passo a passo da elaboração dos arranjos submarinos conceituais. A Figura 50 representa o passo a passo da elaboração dos arranjos submarinos.



Figura 50 - Primeira etapa do arranjo submarino com plotagem do poços e batimetria

1º Etapa – Localização Geográfica:

Nesta etapa o engenheiro submarino irá identificar a região geográfica do projeto, através da locação dos objetivos do reservatório em mapa georeferenciado, em conjunto com a plotagem dos mapas de obstáculos submarinos e batimetria existentes. Para isto são recebidas e plotadas as coordenadas dos objetivos, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Dados dos poços

Dados dos Poços		
Poços	Coordenadas UTM	
	Norte	Leste
I1	8427748	857938
I2	8430318	852621
I3	8425537	855356
I4	8429375	856157
I5	8432753	856582
I6	8424109	856792
I7	8430088	860471
I8	8431586	861727
I9	8428433	860137
I10	8433708	855768
P1	8428747	853914
P2	8425873	857697
P3	8430766	853561
P4	8427093	856366
P5	8431631	858685
P6	8432596	858776
P7	8425939	860235
P8	8428273	861763
P9	8430576	862898
P10	8426894	861202

Após esta etapa temos o seguinte mapa, ilustrado na Figura 51:

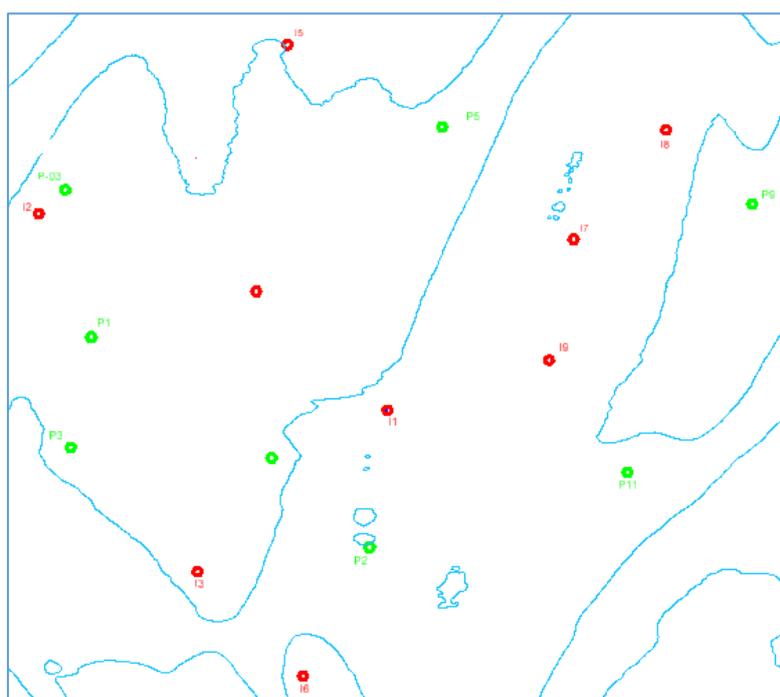


Figura 51 - Primeira etapa do arranjo submarino com plotagem do poços e batimetria

2º Etapa – Geohazard:

Nesta segunda etapa o engenheiro submarino irá mapear os riscos geológicos presentes no solo marinho, para tal são utilizados mapas de geohazard, de favorabilidade de ancoragem e de favorabilidade de assentamento de dutos e equipamentos. Nestes mapas são apresentadas as áreas mais favoráveis (ou desfavoráveis) para a localização da ancoragem da plataforma e para o assentamento de equipamentos. Estas áreas são apresentadas em azul para área favorável, amarelo para área moderadamente favorável, laranja pouco favorável, vermelho não favorável. Os mapas abaixo apresentam os três mapas plotados na área geográfica do projeto (Figura 52, Figura 53 e Figura 54).

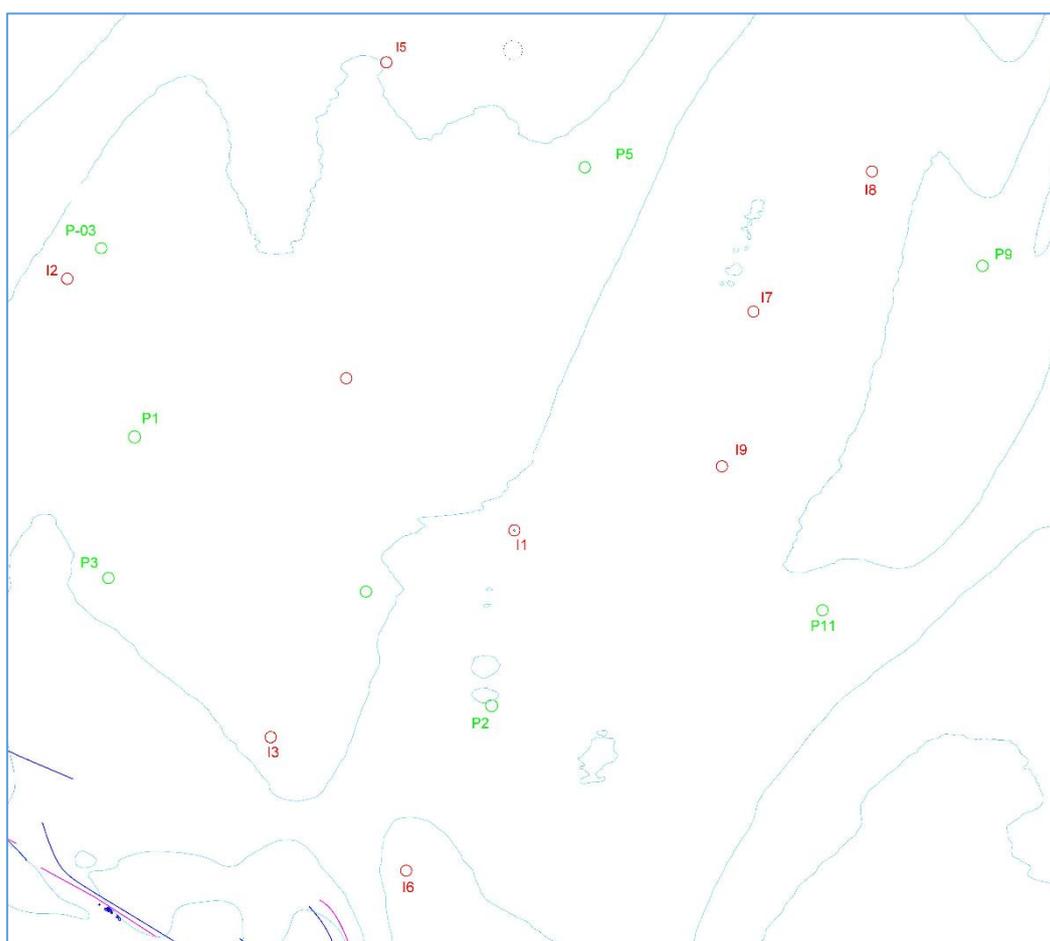


Figura 52 - Segunda etapa do arranjo submarino – Poços, batimetria e geohazard

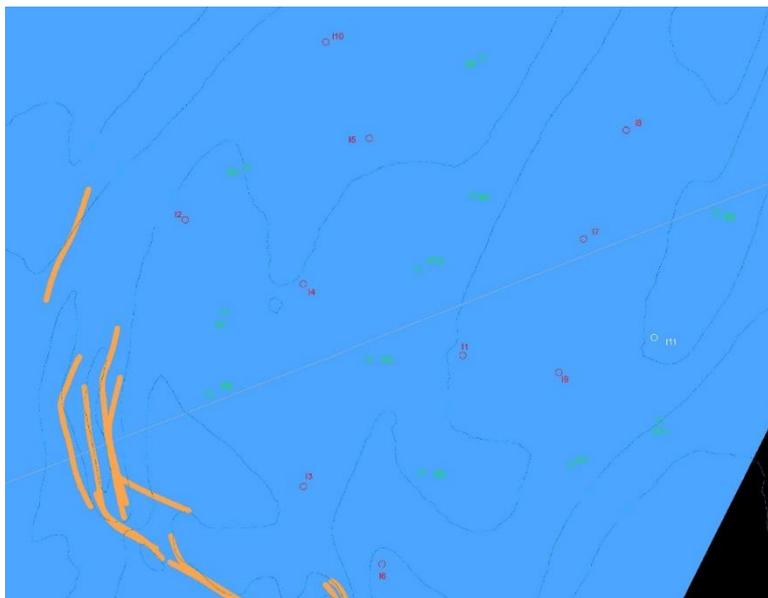


Figura 53 - Segunda etapa do arranjo submarino – Poços, batimetria e favorabilidade de ancoragem da plataforma

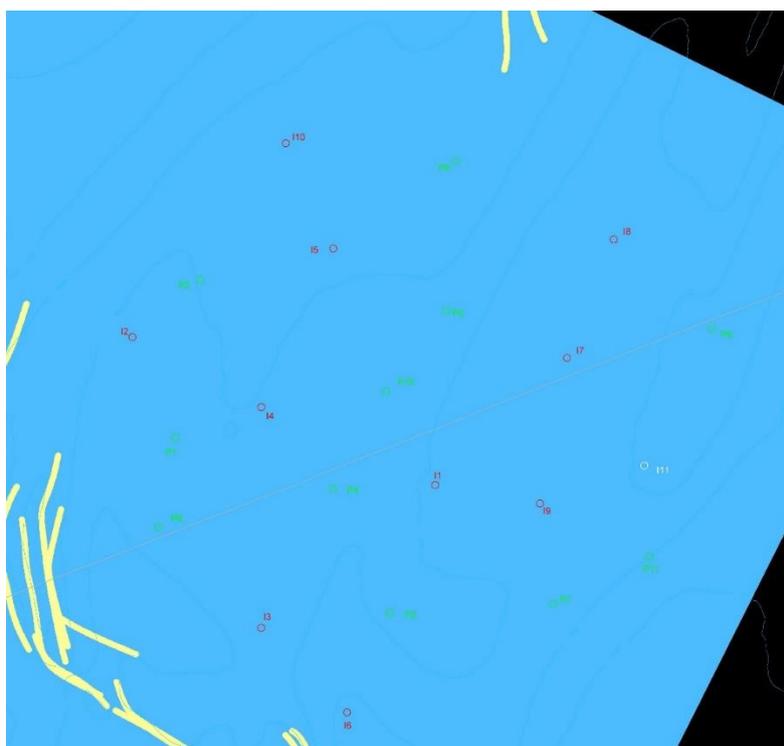


Figura 54 - Segunda etapa do arranjo submarino – Poços, batimetria e favorabilidade de assentamento de dutos

A partir deste momento o engenheiro submarino pode realizar uma análise crítica do cenário com o objetivo de identificar possíveis áreas para alocação da plataforma, avaliando os riscos geológicos presentes no fundo marinho, a interpretação de quão favorável será ancorar em determinadas áreas ou assentar dutos e equipamentos. Apenas para efeito de informação pode se perceber uma analogia entre as áreas de alta declividade por afloramento de sal, apresentadas na Figura 52, com a baixa favorabilidade de ancoragem e a moderada favorabilidade de assentamento de dutos e equipamentos nestas regiões.

3º Etapa – Escopo do Projeto:

Nesta etapa é definido o escopo do projeto para avaliação e definição das configurações de risers, sistema de ancoragem, arquitetura submarina e configurações de poços. Em um projeto real, durante a etapa de seleção de alternativas são necessárias avaliações de diversos escopos para definição do que proverá o melhor retorno financeiro para a operadora, isto ocorre, em função do número de variáveis contidas no problema e da não linearidade de inúmeras delas, sendo difícil a previsão antecipada da melhor solução, necessitando de uma avaliação quantitativa de várias concepções para seleção da que melhor se adequa.

A fim de exemplificar, iremos considerar um cenário com FPSO utilizando um casco de VLCC (*Very Large Crude Carrier*), com interligação dos poços produtores com arquitetura satélite e os injetores manifoldados, poços verticais e fluido com contaminantes. De posse destas informações o engenheiro submarino seleciona a família de risers e a configuração do sistema de ancoragem, ambas já previamente analisadas. Abaixo são plotados os detalhes das configurações de risers e a projeção horizontal da plataforma, nas figuras Figura 55 e Figura 56.

CONFIGURAÇÃO PRELIMINAR DOS RISERS

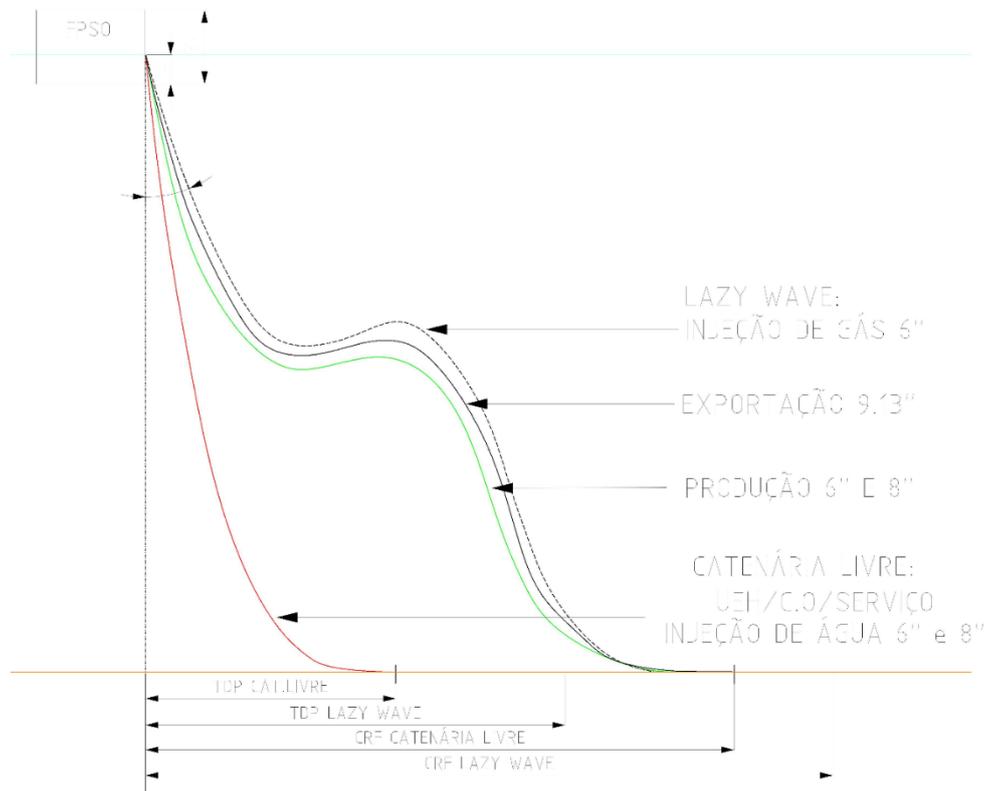


Figura 55 – Configurações de Risers

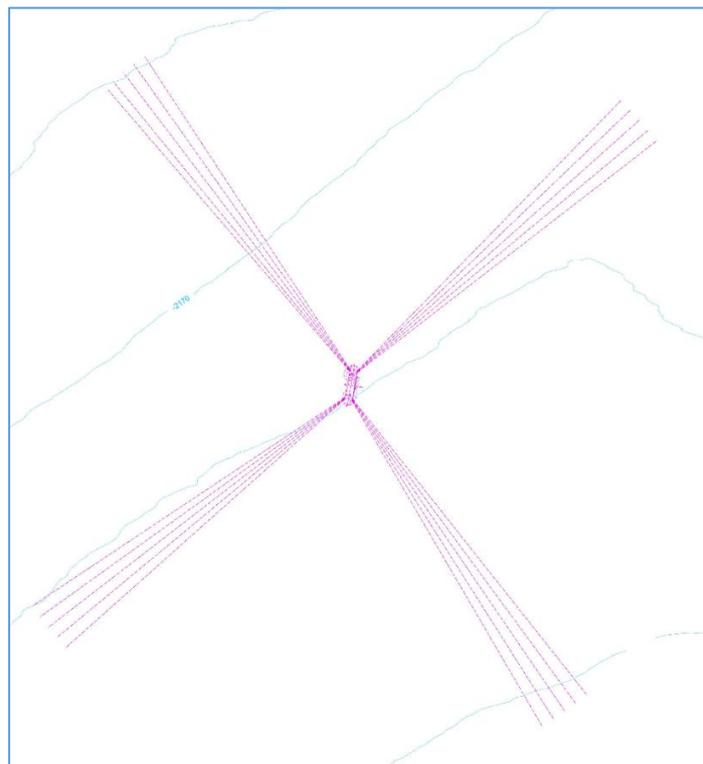


Figura 56 – Configuração do Sistema de Ancoragem

4º Etapa – Localização da plataforma de produção:

Para localização da plataforma de produção duas novas premissas adicionais devem ser avaliadas:

Zona de exclusão dos poços: são áreas reservadas para construção e intervenção nos poços com riscos toleráveis. Os diagramas de restrição, como são denominadas as regiões reservadas, definem as mínimas distâncias consideradas seguras entre uma sonda com posicionamento dinâmico e um obstáculo fixo. Estas distâncias determinadas através de métodos probabilísticos que consideram as características hidrodinâmicas das sondas, probabilidade e magnitude de incidência das forças ambientais e probabilidades de ocorrência e de duração de blackouts, em função da direção de deriva e da localização do obstáculo. O diagrama de restrição é subdividido em três diagramas: o círculo de *drive-off* (região de alcance de uma sonda, dado o tempo de reação da operação, condicionado a um acionamento abrupto do sistema de propulsão para determinada direção em função de uma falha do sistema de DP), obstáculos de superfície, obstáculos de fundo.

Zona de *Offloading*: a operação de *offloading* requer uma área livre ao redor do FPSO, onde nenhuma outra embarcação poderá estar fixamente posicionada, incluindo outras plataformas e sondas operando em poços, uma vez que constitui uma área de manobra do aliviador. Esta área é denominada área de exclusão de *offloading* e é determinada pelo comprimento das embarcações atracadas ao FPSO e pelos ângulos dos setores de segurança.

Em FPSOs ancorados em *Spread Mooring*, a área de exclusão compreende dois setores circulares, a partir da proa e da popa do FPSO, uma vez que o *offloading* pode ser realizado pelas duas extremidades, variando em função das condições ambientais presentes no momento da operação. O raio da área de exclusão é constituído pelo comprimento do cabo *Hawser*, caso de amarração entre FPSO e o aliviador, pelo comprimento do navio Aliviador, pelo comprimento do rebocador com seu cabo de amarração ao aliviador e, caso aplicável, pela distância de segurança para manobra do Aliviador e pelo *offset* permitido pelo sistema de ancoragem do FPSO. Essa zona pode ser visualizada na Figura 57.

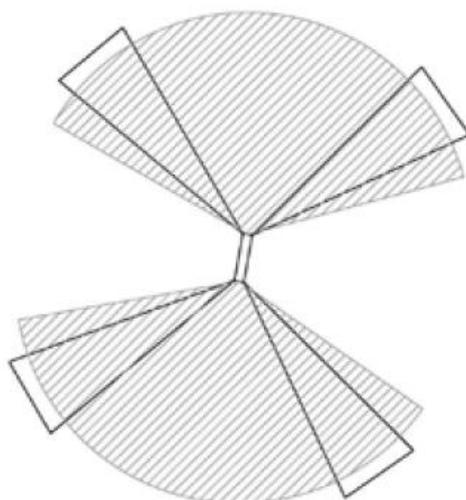


Figura 57 - Área hachurada é a área de exclusão do offloading em FPSO Spread Mooring

Com todas as premissas definidas, é realizada a busca manual pelo melhor posicionamento da plataforma buscando uma posição que atenda a todas as restrições, minimize os comprimentos dos poços produtores e o custo total do sistema submarino e atenda aos requisitos de elevação e escoamento. Para um bom resultado nesta tarefa é fundamental a experiência do engenheiro submarino, conforme Figura 58.

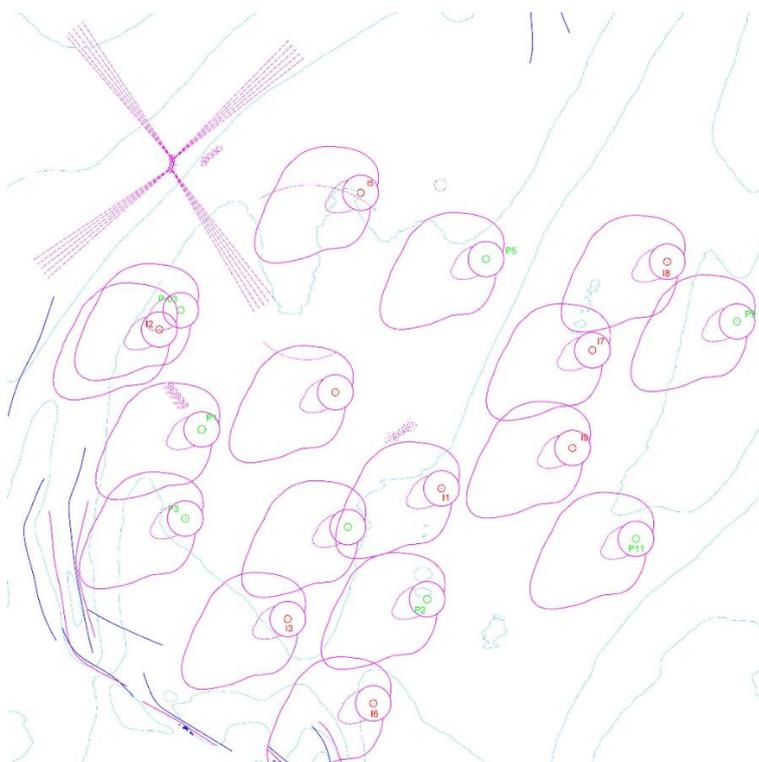


Figura 58 - Mapa com os diagramas de restrição plotados e plataforma com zona de offloading.

Considerando que o processo é manual, e sem auxílio de ferramenta computacional especializada, é necessária a realização de várias tentativas de posicionamento, sendo, que para cada uma são traçados os dutos, avaliados os comprimentos e custos atrelados, sendo o processo repetido até que se chegue a uma solução que atenda satisfatoriamente aos critérios desejados. Este processo demanda tempo considerável, principalmente devido a fase de levantamento de comprimentos e estimativas de custos, e as interface com as disciplinas de escoamento, de poços e de reservatório.



Figura 59 - Posicionamento de plataforma considerando poços direcionais.

Na Figura 59 pode se perceber a diferença entre o posicionamento de uma plataforma com a aplicação dos poços direcionais e bem trabalhada por um profissional com experiência. Essa variação pode chegar a centenas de milhões de dólares adicionais em custos de aquisição e instalação de dutos submarinos e perdas de produção acentuadas em função do aumento das perdas de cargas atreladas aos dutos.

5º Etapa – Definição da rota dos dutos, sequência de interligação na plataforma e Localização dos equipamentos submarinos:

Está etapa é realizada de acordo com a experiência do especialista, de acordo com os seguintes passos:

- I. Quantificar o número de *risers* que serão interligados a plataforma: nesta etapa são quantificadas as funções de cada poço satélite, tradicionalmente três para poços produtores (produtor, umbilical e serviço) e dois para poços injetores (água/gás e umbilical), e as funções de cada equipamento submarino que será interligado à plataforma. Por exemplo: se temos 5 poços produtores satélites e um par de poços injetores manifoldados, teremos dezessete *risers* sendo interligados na plataforma.
- II. Avaliar o espaço disponível para interligação: nesta etapa é avaliado o número máximo de *risers* que podem ser interligados na plataforma em função das características do seu sistema de ancoragem. Para uma primeira abordagem, subtrai-se o maior requisito de espaçamento angular entre riser e ancoragem disponíveis para cada cluster de ancoragem do grau de abertura de ancoragem entre os cluster: SE x NE e NW x SW. O valor encontrado é dividido pelo espaçamento riser x riser adotado, tradicionalmente 2 graus, soma-se 1 ao número encontrado e se tem a capacidade da plataforma em receber *risers*, cabe ressaltar que neste trabalho estamos trabalhando com FPSO ancorados em *Spread mooring*.
- III. Avaliar o número risers por bordo: nesta etapa se avalia a quantidade de risers, e por consequência poços, que necessitasse interligar em cada bordo e confronta-se com a capacidade.
- IV. Poços com menor requisito de espaçamento riser x ancoragem: nesta etapa presume-se que a quantidade de risers a ser interligar por bordo é superior a capacidade, então se avaliam poços de menor requisito de espaçamento risers ancoragem sendo interligado nas extremidades, ou seja, nos slots mais

próximos da ancoragem, e se faz um segundo *check*, conforme orientação II e III.

- V. Transferência de bordo: nesta etapa presume-se que a quantidade de risers a serem interligados por bordo é superior a capacidade, mesmo com a avaliação de poço de menor requisito de espaçamento riser x ancoragem, então se avalia quais poços injetores serão candidatos a serem interligados em bordo não preferencial, tradicionalmente é uma solução de compromisso entre proximidade com o bordo oposto e a localização mais a norte ou a sul da plataforma. Seleciona-se poços injetores em função de dois fatores: penalizar a produção com acréscimo de perda de carga e aumento dos custos do projeto, as linhas de injeção são normalmente mais baratas que as de produção.
- VI. Sequência de Interligação dos poços: a sequência de interligação dos poços é definida em função da dispersão dos mesmos, buscando os poços mais a norte e sul para interligação nas extremidades e poços mais a leste e o oeste com interligação a meia nau. Quando a quantidade de risers a ser interligada e a capacidade da plataforma em receber dutos é igual, não faz diferença a ordem de início da interligação, podendo ser de norte a sul ou de sul a norte. Quando está condição não é verdadeira busca-se interligar os poços otimizando o comprimento de linha e permitindo espaço para interligação futura de possíveis poços de projetos de adensamento de malha.
- VII. Definição do posicionamento dos manifolds: a definição do posicionamento do manifold é realizada se avaliando o mapa de declividade e de favorabilidade de assentamento de equipamento submarinos, buscando uma região onde não haja alta declividade e seja favorável. Se tivermos em um projeto onde não há restrições de solo marinho, a posição do equipamento é determinada buscando-se o menor custo de implantação, observando que os dutos que interligam o manifold à plataforma, normalmente, são mais caros do que os que interligam os poços ao manifold, esta avaliação é feita de modo manual e baseada na experimentação.
- VIII. Rotas dos dutos: definidos os poços que serão interligados em cada bordo, assim como a sua sequência de interligação, partimos para a etapa de definição

das rotas dos dutos buscando a minimização do comprimento e evitando os obstáculos de fundo marinho. Normalmente, não são aceitáveis cruzamentos de dutos submarinos na etapa de projeto, dado que pode ocasionar na necessidade de parada de produção de dois poços, ao invés de um, em eventual necessidade de manutenção do poço que possui a sua linha por baixo, bem como, dificulta a etapa de desmobilização do campo. Estas definições são realizadas de modo completamente visual e intuitivo.

Concluídas todas estas etapas o arranjo submarino está concluído. Como pode-se perceber, este trabalho realizado de forma manual demanda tempo e recursos humanos elevados, podendo haver variações acentuadas entre o resultado do trabalho de diferentes profissionais. Na fase conceitual são necessárias elaborações de dezenas de arranjos submarinos, demandando recursos humanos e tempo, adicionada a etapa de estimativa de custos, que também demanda mão de obra especializada e prazos consideráveis, muitas vezes se torna inviável a análise de diversas alternativas para o projeto, tomando-se a decisão pela implementação de sistemas de produção tradicionalmente implantados com sucesso pelo operador, entretanto, muitas vezes este não é o ideal para o projeto.

Assim, fica evidente a importância de uma metodologia e de automatização do processo de posicionamento da plataforma e interligação dos poços para que o mesmo seja mais impessoal, ou seja, mais independente do profissional que está avaliando o projeto. Com a automatização, poderemos ter soluções, ou seja, posições finais da plataforma parecidas e por consequência custos de implementação similares independente do projetista.

4. PROPOSTA DE AUTOMATIZAÇÃO DE PROJETOS DE ARRANJOS SUBMARINOS

4.1. Introdução

O projeto de arranjo submarino é complexo, multidisciplinar e com pouca automatização durante o seu processo de elaboração, sendo fortemente dependente da iteração e interação do time. Neste trabalho serão desenvolvidas metodologias para a automatização do posicionamento de FPSO com ancoragem do tipo *Spread Mooring* e com completação molhada, modelo este, que vem sendo amplamente utilizado pelas operadoras no Pré-Sal do Brasil.

Então, serão apresentadas as metodologias desenvolvidas para a automatização do processo de projetar arranjos submarinos, permitindo respostas sistematizadas e menos dependentes da experiência do profissional em áreas dominadas, permitindo a avaliação de diferentes concepções na busca da seleção do melhor conceito para o sistema de produção de forma ágil.

4.2. Posicionamento da Plataforma

Para o posicionamento de uma plataforma de produção são necessárias avaliações de diversas restrições como a zona de tensão dos risers, a área destinada para a aproximação dos navios aliviadores, a projeção horizontal das amarras de ancoragem, os diagramas de restrição das sondas de perfuração, os obstáculos presentes no solo marinho, zonas favoráveis para a ancoragem da UEP, dentre outras. Para automatização deste processo as restrições foram aglutinadas em um novo diagrama denominado diagrama de Restrição da UEP, que é formado pela envoltória de todas as restrições citadas acima.

4.2.1. Zona de tensão dos risers

A área de exclusão da zona de tensão dos *risers* é a distância horizontal mínima, em relação ao suporte da plataforma (*Riser Balcony*), a partir da qual os esforços de tração do *riser* são anulados pelo atrito do solo ou por sistema de ancoragem, não sendo viável a alteração da rota do duto antes deste ponto, que é denominado CRF (conexão riser x flow), desta forma, deve ser prevista área livre, quando do posicionamento da plataforma,

para que os risers sejam instalados e dispersem as tensões oriundas da movimentação natural da plataforma, das condições ambientais e do peso próprio do duto.

Adotaremos zonas de tensão para as configurações de risers em catenária e lazy wave, sendo estas as mais utilizadas pelas operadoras atualmente na costa brasileira. Cada riser possui uma função no sistema de produção, como os produtores, injetores ou umbilicais, sendo constituído por estruturas diferentes e por consequência possuem zonas de tensões diferentes, mesmo em casos que onde tenham a mesma configuração geométrica. As zonas de tensão são determinadas através de análise globais de extremos para verificações de cargas limitantes nos pontos de ancoragem. Como no momento de avaliação da viabilidade técnica de posicionamento da UEP ainda não temos a sequência de interligação dos poços e por consequência a zona de tensão correta em cada ponto, sendo assim, utilizaremos uma premissa simplificada que a zona de tensão é constante.

Para formulação matemática da zona de tensão temos:

$$ZZ_{tensão_{BB}}(\theta) = \frac{\frac{B}{2}}{\sin \theta} + ZT \quad (1)$$

Onde:

$$AzimUEP - 90 - \frac{\alpha_{BB}}{2} < \theta < AzimUEP - 90 + \frac{\alpha_{BB}}{2} \quad (2)$$

$$ZZ_{tensão_{BE}}(\theta) = \frac{\frac{B}{2}}{\sin \theta} + ZT \quad (3)$$

Onde:

$$(AzimUEP + 90 - \frac{\alpha_{BE}}{2} < \theta < AzimUEP + 90 + \frac{\alpha_{BE}}{2}) \quad (4)$$

Sendo o AzimUEP o aproamento da UEP, $\alpha_{BB, BE}$ é a abertura angular do setor bombordo ou boreste, B é a largura do flutuante e ZT é a zona de tensão limitante do sistema.

4.2.2. Área destinada para a aproximação de navios aliviadores para operação de *Offloading*

Os navios do tipo FPSO possuem grande volume de tanques que são utilizados para o armazenamento do óleo tratado para posterior transferência para navios aliviadores que, por sua vez, transportam o produto até as estações de recebimento em terra. Esta operação de transferência do óleo do FPSO para o navio aliviador é conhecida como *offloading*, e por ser uma operação que envolve riscos exige uma área livre de obstáculos próxima ao FPSO.

Para determinação das áreas de *offloading* são realizados estudos que determinam as seguintes zonas: verde, onde o navio permanece conectado, amarela, onde é acionado o alerta de possível desconexão, e vermelha onde deve ser realizada a desconexão e manobra de escape para evitar abalroamento, a exemplo temos a Figura 60. Estas zonas são determinadas em função das características dos navios que irão operar na região, com ou sem posicionamento dinâmico, das condições ambientais presentes e da disponibilidade de janela operacional almejada. Normalmente em navios FPSO instalados no litoral brasileiro são previstas duas estações de *offloading*, de proa e de popa, sendo definida a posição de aproximação em função das condições ambientais do momento e a operacionalidade da estação.

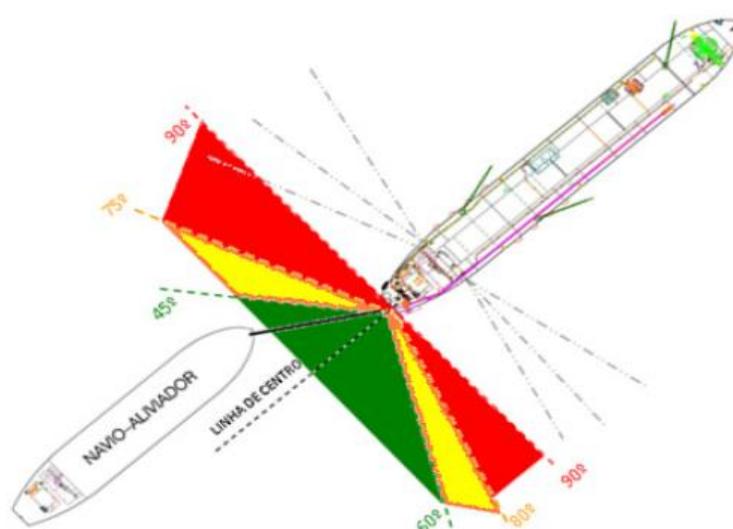


Figura 60 – Setores e limites de operação.

Fonte: TANNURI, MORISHITA, ET AL. 2009

A área de restrição para aproximação e operação do navio aliviador, considerando apenas a região verde de operação normal, pode ser modelada matematicamente da seguinte forma:

$$R_{offsm}(\theta) = \sqrt{\left[\frac{L}{2} \times \sin(AzimUEP) + L_{Trem} \times \sin(\theta)\right]^2 + \left[\frac{L}{2} \times \cos(AzimUEP) + L_{Trem} \times \cos(\theta)\right]^2} \quad (5)$$

Onde L é o comprimento da unidade flutuante, $AzimUEP$ é o aproamento da UEP, θ é ângulo que na proa varia de $AzimUEP - 45^\circ < \theta < AzimUEP + 60^\circ$ e na popa $AzimUEP - 180^\circ - 60^\circ < \theta < AzimUEP - 180^\circ + 45^\circ$, e L_{Trem} é o comprimento do trem de *offloading*, que é formado pelo comprimento do *Hawser*, do aliviador, do rebocador acrescido do cabo de amarração (em alguns casos não é necessário rebocador, com isso, não é necessário prever esta margem) e 5% da lâmina d'água como margem de segurança. Na Figura 61 é possível visualizar a ilustração da área destinada ao *offloading*.

$$L_{Trem} = L_{Hawser} + L_{Aliviador} + L_{Rebocado+cabo} + 0.05 \times LDA \quad (6)$$

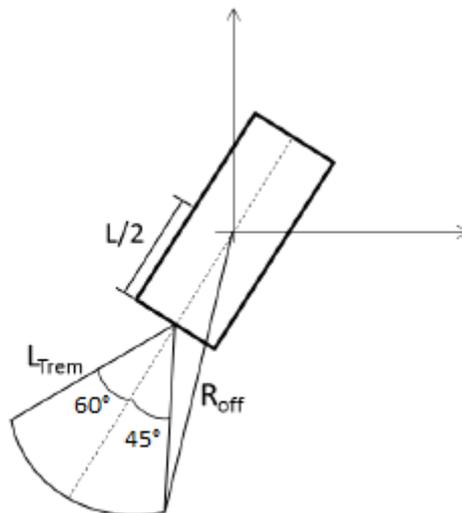


Figura 61 – Ilustração da área destinada ao *offloading*

4.2.3. Diagrama de Restrição de Superfície de Sonda de Perfuração

Os diagramas de restrição de Sondas de perfuração (DRs) representam regiões ao redor dos poços, ou dos pontos escolhidos para locação de novas árvores de natal molhadas, onde não são aceitáveis, de acordo com uma probabilidade alvo, os riscos de abalroamento com obstáculos de superfície ou de sub-superfície. Para determinação dos DRs são utilizados dados estatísticos de frequência, duração dos blackouts e distância de derivas das sondas, tamanho dos obstáculos próximos e a frequência de acidentes aceitáveis.

Os DRs são previamente determinados de acordo com as condições meteorológicas da região e as classes das sondas, sendo realizados estudos estatísticos e de análise de deriva complexos que após processamentos estabelecem os DRs.

Neste trabalho, ao invés de analisar o diagrama de restrição como uma região ao redor do poço onde não podem haver obstáculos de superfície ou subsuperfície, vamos inverter a lógica de análise transferindo o diagrama para a UEP, facilitando assim, a modelagem matemática e o processamento computacional, desta forma, a posição da UEP com relação ao poço deve respeitar os limites determinados pelo DR de acordo com a seguinte fórmula considerando o DR de Superfície:

$$R_{DRS}(\theta) = [R_{CascoUEP}(\theta) + R_{DR\ Superficie}(\theta)] \quad (7)$$

Sendo:

$$R_{CascoUEP}(\theta) = \left(\frac{\frac{L}{2}}{\cos \theta} \right) \quad (8)$$

Se:

$$\left(AzimUEP - \tan^{-1} \frac{\frac{B}{2}}{\frac{L}{2}} \right) < \theta < \left(AzimUEP + \tan^{-1} \frac{\frac{B}{2}}{\frac{L}{2}} \right) \quad (9)$$

Ou:

$$\left(AzimUEP - 180 - \tan^{-1} \frac{B}{L}\right) < \theta < \left(AzimUEP - 180 + \tan^{-1} \frac{B}{L}\right) \quad (10)$$

Se não:

$$R_{CascoUEP}(\theta) = \left(\frac{B}{\sin \theta} \right) \quad (11)$$

Onde L é o comprimento da unidade flutuante, B a largura do navio e $AzimUEP$ o aproamento da unidade de produção.

4.2.4. Projeção horizontal das amarras de ancoragem

Para ancoragem de navios do porte dos VLCCs (*Very Large Cruzy Carry*) em lâminas d'água de 2500 metros, são utilizadas configurações de ancoragem do tipo *taug-leg* que utilizam trechos de amarras, para regiões onde há atrito, e cabos de poliéster, para redução do peso do sistema, tracionados. Nesta configuração as linhas de ancoragem são interligadas a plataforma com ângulos em torno de 45 graus, o que, em função das lâminas d'água dos cenários apresentados, gera uma projeção horizontal relevante, sendo necessária à sua modelagem matemática para a análise de viabilidade técnica de posicionamento das unidades de produção, pois deve-se ser verificada a presença de estruturas pré-existentes abaixo destas regiões, de modo, a não inviabilizar a manutenção ou abandono destes componentes.

A modelagem matemática é realizada da seguinte forma:

$$R_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) = \sqrt{x_{torp_i}^2 + y_{torp_i}^2}$$

$$x_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) = \frac{B}{2} + R_{ANC} \times \sin(\Delta\theta_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i})$$

$$y_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) = \frac{L}{2} + R_{ANC} \times \cos(\Delta\theta_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i})$$

$$\Delta\theta_{NE_i}(i) = 90 - \frac{\alpha_{BE}}{2} - \theta_{linhas} \times (n_{i_{NE}} - 1)$$

$$\Delta\theta_{SE_i}(i) = 90 + \frac{\alpha_{BE}}{2} + \theta_{linhas} \times (n_{i_{SE}} - 1)$$

$$\Delta\theta_{NW_i}(i) = 270 + \frac{\alpha_{BB}}{2} + \theta_{linhas} \times (n_{i_{NW}} - 1)$$

$$\Delta\theta_{SW_i}(i) = 270 - \frac{\alpha_{BE}}{2} - \theta_{linhas} \times (n_{i_{SW}} - 1)$$

(12)

Onde, $n_{i_{NE,SE,NW,SW}}$ é o número de linhas de ancoragem do setor, θ_{linhas} é o espaçamento entre cada linha de ancoragem, $\alpha_{BB,BE}$ é a abertura angular do setor bombordo ou boreste, $\Delta\theta_{NE,NW,SE,SW}$ é o angulo por linha de ancoragem, L é o comprimento do navio, o B é a largura do navio, R_{ANC} é o raio de ancoragem e i é o índice do número do torpedo. Na Figura 62, tem-se a visualização gráfica das equações da projeção das amarras de ancoragem.

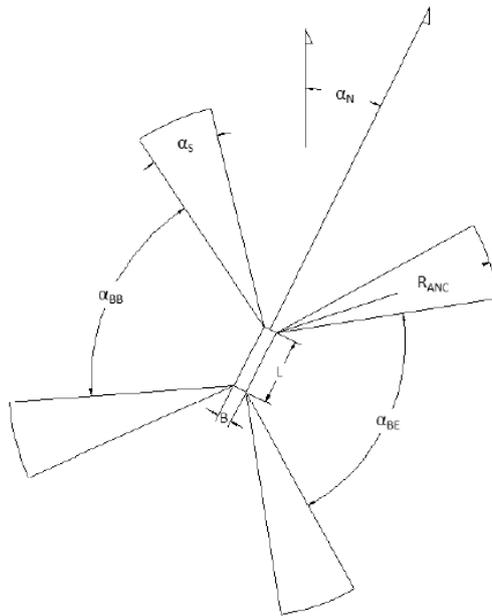


Figura 62 - Visualização gráfica das equações da projeção das amarras de ancoragem

4.2.5. Diagrama de Restrição de Subsuperfície de Sonda de Perfuração

Os diagrama de restrição de subsuperfície previnem o abalroamento do riser de perfuração ou BOP (*Blow out preventer*) com estruturas que estejam instaladas a pelo menos 10 metros em relação ao fundo do mar. Com relação a plataforma, temos dois componentes que tocam o solo marinho, a ancoragem e os *risers*, que em função das suas configurações, apresentam alturas superiores a 10 metros com poucos metros de comprimento, com isto, serão considerados neste trabalho para efeito de zona de restrição em função do diagrama de subsuperfície de sonda de perfuração o TDP (*Touch down point*) dos *risers* e os pontos de cravação do torpedo, localizados nas extremidades das amarras de ancoragem.

Para os risers a formulação é dada da seguinte forma:

$$R_{DRSSR}(\theta) = [Z_{tensão_{BB,BE}}(\theta) - TDP_{far} + R_{DR\ SubSuperfície}(\theta)] \quad (13)$$

$$Z_{tensão_{BB}}(\theta) = \frac{\frac{B}{2}}{\sin \theta} + ZT \quad (14)$$

Onde:

$$AzimUEP - 90 - \frac{\alpha_{BB}}{2} < \theta < AzimUEP - 90 + \frac{\alpha_{BB}}{2} \quad (15)$$

$$ZZ_{tensão_{BE}}(\theta) = \frac{\frac{B}{2}}{\sin \theta} + ZT \quad (16)$$

Onde:

$$(AzimUEP + 90 - \frac{\alpha_{BE}}{2} < \theta < AzimUEP + 90 + \frac{\alpha_{BE}}{2}) \quad (17)$$

Onde o AzimUEP é o aproamento da UEP, $\alpha_{BB,BE}$ é a abertura angular do setor bombordo ou boreste, B é a largura do flutuante, ZT é a zona de tensão limitante do sistema, TDP_{far} é o TDP do riser limitante na condição de deriva far e $R_{DRSSR}(\theta)$ é o Raio da zona de exclusão considerando o diagrama de subsuperfície na região dos risers.

Para os pontos de cravação do torpedo a formulação é dada da seguinte forma:

$$R_{DRSSCT}(\theta) = [R_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) + R_{DR\ SubSuperficie}(\theta)]$$

$$R_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) = \sqrt{x_{torp_i}^2 + y_{torp_i}^2}$$

$$x_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) = \frac{B}{2} + R_{ANC} \times \sin(\Delta\theta_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i})$$

$$y_{torp_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i}}(i) = \frac{L}{2} + R_{ANC} \times \cos(\Delta\theta_{NE_i,SE_i,SW_i,NW_i})$$

$$\Delta\theta_{NE_i}(i) = 90 - \frac{\alpha_{BE}}{2} - \theta_{linhas} \times (n_{i_{NE}} - 1)$$

$$\Delta\theta_{SE_i}(i) = 90 + \frac{\alpha_{BE}}{2} + \theta_{linhas} \times (n_{i_{SE}} - 1)$$

$$\Delta\theta_{NW_i}(i) = 270 + \frac{\alpha_{BB}}{2} + \theta_{linhas} \times (n_{i_{NW}} - 1)$$

$$\Delta\theta_{SW_i}(i) = 270 - \frac{\alpha_{BE}}{2} - \theta_{linhas} \times (n_{i_{SW}} - 1)$$

(18)

Onde, $n_{i_{NE,SE,NW,SW}}$ é o número de linhas de ancoragem do setor, o θ_{linhas} é o espaçamento entre cada linha de ancoragem, $\alpha_{BB,BE}$ é a abertura angular do setor bombordo ou boreste, $\Delta\theta_{NE,NW,SE,SW}$ é o angulo por linha de ancoragem de ancoragem, L é o comprimento do navio, o B é a largura do navio, R_{ANC} é o raio de ancoragem, i é o índice do número do torpedo e $R_{DRSSCT}(\theta)$ é a zona de exclusão considerando o diagrama de subsuperfície na região de cravação dos torpedos.

4.2.6. Diagrama de Restrição da UEP

Após a modelagem de todas os critérios de restrição é possível construir o diagrama de restrição da UEP, sendo este a envoltória de todas as áreas de restrição. Sendo a modelagem matemática da seguinte forma:

$$Z_{UEP}(\theta) = \max (ZZ_{tensão_{BB}}(\theta), ZZ_{tensão_{BE}}(\theta), R_{offsm}(\theta), R_{DR_S}(\theta), R_{DR_{SS_R}}(\theta), R_{DR_{SS_{CT}}}(\theta)) \quad (19)$$

4.2.7. Favorabilidade de cravamento de estacas torpedos

Após determinação da zona de exclusão da UEP que garante que a instalação do risers, a operação de offloading, a construção, manutenção e intervenção dos poços e que será garantida a manutenção e abandono do sistema submarino previamente instalado, a cravabilidade das estacas torpedos deve ser avaliada para garantia da viabilidade técnica do posicionamento na plataforma, para isto, a equipe de geologia marinha elabora os mapas de favorabilidade de cravamento de estacas torpedos, estes mapas traduzem os riscos geológicos presentes na região em zonas de boa, média e baixa probabilidade de sucesso na operação, ficando a cargo do projetista estimar o risco que deseja atrelar ao projeto.

Para avaliação da viabilidade técnica devem ser verificados se os pontos de ancoragem estão posicionados sobre zonas favoráveis à cravação dos torpedos, para tal, são utilizadas as equações do tópico 4.2.4, que determinam as coordenadas (x,y) de cada torpedo, sendo confrontadas com as regiões mapeadas como não favoráveis à cravação dos torpedos.

4.2.8. Algoritmo de avaliação exaustiva

Com todos os critérios modelados, um algoritmo de avaliação exaustiva pode realizar a modificação da posição da plataforma de acordo com um passo e um raio limite de avaliação, avaliando em cada ponto todos os critérios acima, caso seja constatada a viabilidade técnica da posição passamos para as próximas etapas, a serem detalhadas nos itens a seguir deste trabalho. Caso não seja viável o posicionamento, este ponto é

descartado e o algoritmo modifica a plataforma de posição de acordo com o passo previamente estabelecido. Este algoritmo é modelado da seguinte forma:

$$P_{(x,y)}(\theta, p) = (x_0 + p \times \sin(2\theta), y_0 + p \times \cos(\theta)) \quad (20)$$

Sendo:

$$\theta = 0, 2, 4 \dots 360 \text{ e } r = p, 2p, 3p \dots R_{limite} \quad (21)$$

Onde, P é a coordenada de avaliação, x_0 e y_0 são as coordenadas de início, podendo ser arbitradas pelo projetista ou o centro geométrico dos poços, p é o passo selecionado, R_{limite} é o raio máximo de busca e θ a variação angular de busca.

4.3. Metodologia de definição das arquiteturas submarinas

Definidos os critérios para avaliação da viabilidade de posicionamento dos FPSO's, o próximo passo é a definição das arquiteturas submarinas, que determinarão os destinos dos dutos, seja para algum equipamento do sistema submarino ou a unidade estacionária de produção. No capítulo 2 deste trabalho, explicamos as diversas arquiteturas submarinas possíveis em um sistema submarino.

Em uma configuração satélite, normalmente, um poço produtor é interligado com três dutos, o primeiro onde há o fluxo de óleo, o segundo que provê facilidades para realizar manobras operacionais e injeção de gás *lift*, quando este método de elevação é aplicável ao projeto e o terceiro de controle e injeção de químicos. No caso de um duto de injeção de água, normalmente temos dois dutos, o primeiro onde há o fluxo de água e o segundo permite o controle do poço.

Se só houvessem estas duas possibilidades o problema seria simplificado, entretanto, nos projetos de desenvolvimento da produção podem ser aplicadas as mais diversas arquiteturas submarinas possíveis, por exemplo: as linhas de produção podem ser interligadas diretamente a plataforma, para minimizar a perda de carga, e os dutos de controle e serviço serem interligados em um único *manifold*, ou *manifold* específicos para

controle e serviço. Este foi apenas um exemplo das inúmeras opções de sistemas submarinos possíveis. Os critérios para a definição do melhor sistema passam não somente por aspectos relacionados aos custos de implantação, mas também por facilidades necessárias para prover a garantia do escoamento, facilidades de manutenção, experiência da operadora, mercado fornecedor, padronização, dentre outros.

Para solucionar este problema e permitir uma modelagem computacional que auxilie o engenheiro submarino na escolha do melhor sistema submarino através da facilidade de modelagem e de geração de resultados, neste trabalho definimos a matriz de conexões, na qual são definidos os destinos de cada duto.

Na Figura 63 é apresentado um exemplo de uma matriz de conexões, nela é especificado, de acordo com cada poço, o número de dutos e as suas respectivas funções, diâmetros dos dutos, esta informação será usada na estimativa de custos, e o destino do duto.

	ID	Tipo	ID Linha	Tipo de linha	Diâmetro Flowline (in)	Diâmetro Riser (in)	Destino	Tipo do destino
1	P1	ANM	P1 - PO	PO	6	6	FPSO_1	UEP
2			P1 - UEH	UEH	0	0	FPSO_1	UEP
3			P1 - GL	GL	4	4	ANEL-1	UEP
4	P2	ANM	P2 - PO	PO	6	6	TRUNK-1	UEP
5			P2 - UEH	UEH	0	0	MANI-2	UEP
6			P2 - GL	GL	4	4	I9	UEP
7	P3	ANM	P3 - PO	PO	6	6	I8	UEP
8			P3 - UEH	UEH	0	0	I7	UEP
9			P3 - GL	GL	4	4	I6	UEP
10	P4	ANM	P4 - PO	PO	6	6	I5	UEP
11			P4 - UEH	UEH	0	0	I4	UEP
12			P4 - GL	GL	4	4	I3	UEP
13	P5	ANM	P5 - PO	PO	6	6	I2	UEP
14			P5 - UEH	UEH	0	0	I1	UEP
15			P5 - GL	GL	4	4	P8	UEP
16	P6	ANM	P6 - PO	PO	6	6	P7	UEP
17			P6 - UEH	UEH	0	0	P6	UEP
18			P6 - GL	GL	4	4	P5	UEP

Adicionar Linha Remover Linha Configurações Confirmar Cancelar

Figura 63 – Matriz de Conexão.

4.4. Lógica de interligação das linhas

Dada uma posição viável da UEP, os poços são classificados de acordo com o setor que ocupam sendo o mapa subdividido em oito setores, de acordo com a posição angular relativa entre o poço e a UEP. A seguir são descritos os setores e a Figura 64 os apresenta graficamente.

1. Proa Boreste: poços localizados entre 0 graus e o ângulo limite da ancoragem de proa boreste;
2. Meia nau Boreste próximos: poços localizados entre o limite da ancoragem de proa boreste e o limite da ancoragem de popa boreste; próximos do FPSO;
3. Meia nau Boreste: poços localizados entre o limite da ancoragem de proa boreste e o limite da ancoragem de popa boreste;
4. Popa Boreste: poços localizados entre o limite da ancoragem de popa boreste e 180 graus;
5. Popa Bombordo: poços localizados entre 180 graus e o limite da ancoragem de popa Bombordo;
6. Meia nau Bombordo Próximo: poços localizados entre o limite da ancoragem de popa bombordo e o limite da ancoragem de proa bombordo; próximos ao FPSO.
7. Meia nau Bombordo: poços localizados entre o limite da ancoragem de popa bombordo e o limite da ancoragem de proa bombordo;
8. Proa Bombordo: poços localizados entre o ângulo limite da ancoragem de proa Bombordo e 0 graus.

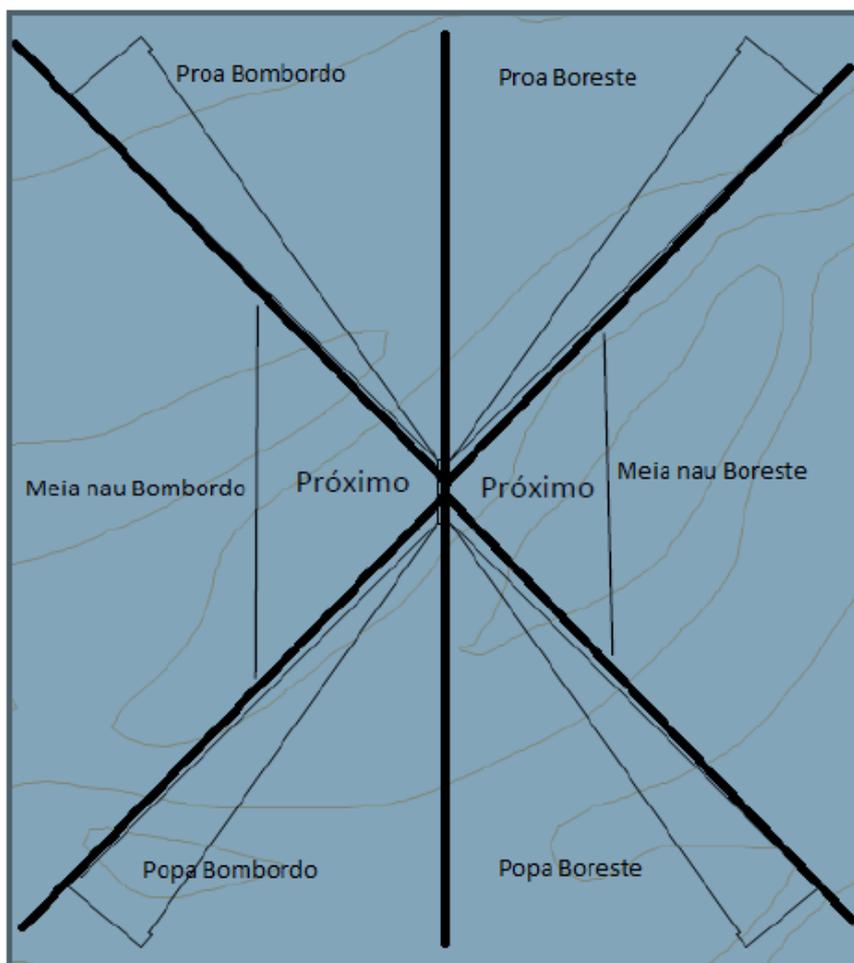


Figura 64 – Representação gráfica dos Setores

Com cada poço classificado em um determinado setor, pode-se calcular o número de poços que devem ser interligados em cada bordo, isto se dá da seguinte forma: os poços que foram classificados nos setores popa, proa e meia nau boreste devem ser interligados por boreste, a mesma analogia é verdadeira para bombordo.

Após a etapa de classificação dos poços por setor e por bordo, deve-se ser construído um ordenamento de conexão dos poços para cada setor. Esta ordenação é definida em função do ângulo relativo entre o poço e pontos de referência seguindo um sentido de rotação, sendo classificados do menor ângulo para o maior.

Os pontos de referência são definidos dinamicamente para os setores em função da dispersão dos poços e do setor, o pivot dos setores de proa e popa é ponto extremo da ancoragem mais próxima do setor e para os poços de meia nau este ponto é sempre o ponto central da embarcação.

A seguir são listados os pontos de referência para cada setor, e a Figura 65 apresenta a o sentido de rotação para cada setor.

- Proa boreste: ponto extremo da ancoragem de proa boreste;
- Meia nau Boreste: ponto central da UEP;
- Popa boreste: pontos extremos da ancoragem de popa boreste;
- Popa bombordo: pontos extremos da ancoragem de popa bombordo;
- Meia nau boreste: ponto central da UEP;
- Proa boreste: ponto extremo da ancoragem de proa bombordo.

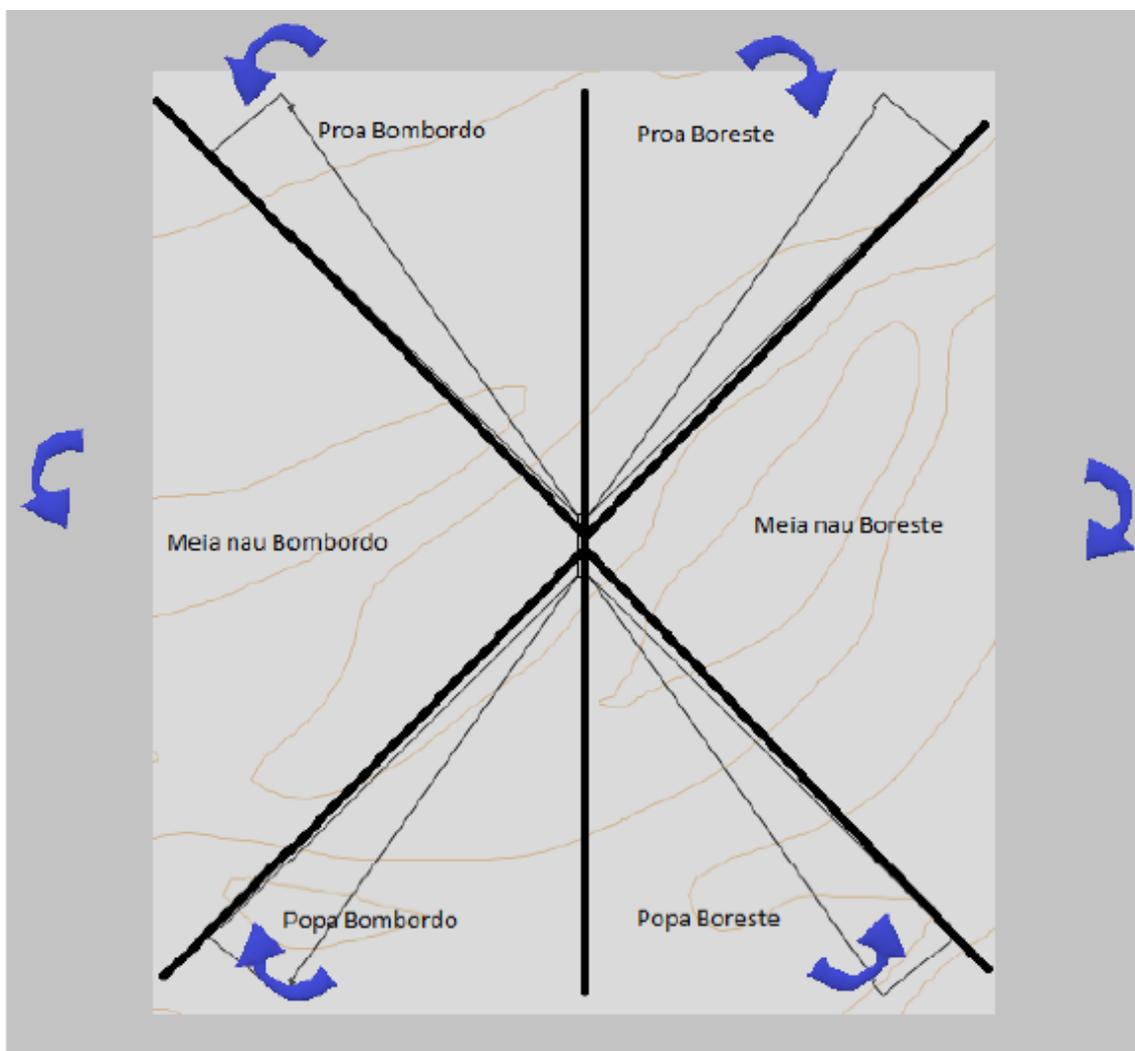


Figura 65 – Sentido de rotação por setor

A conexão de cada poço será feita respeitando esta ordem de setores e dentro de cada setor a ordenação dada.

Sabendo o número de risers que melhor se instala em cada bordo, seu ordenamento de interligação e utilizando os dados de ângulo de abertura de linhas de ancoragem por bordo, ângulo entre risers e azimute mínimo necessário para o espaçamento risers x ancoragem, pode-se avaliar se o número máximo de conexões por bordo é suficiente para interligação dos risers previamente classificados. Para definição do azimute mínimo necessário para espaçamento riser x ancoragem são realizadas análises dinâmicas considerando carregamentos de onda e corrente segundo casos de carregamentos conservadores.

Assim, o número máximo de conexões pode ser definido de acordo com a equação (22):

$$N_{max_{BB,BE}} = \frac{\theta_{AC_{BB,BE}} - \theta_{AMRAPROA} - \theta_{AMRAPOPA}}{E_{RISERS}} \quad (22)$$

Onde, $N_{max_{BB,BE}}$ é o número máximo de risers que podem ser interligados pelo bordo, $\theta_{AC_{BB,BE}}$ é o ângulo de abertura entre as linhas internas do dois clusters de ancoragem do bordo, $\theta_{AMRAPROA}$ e $\theta_{AMRAPOPA}$ são os azimutes mínimos necessários para interligar uma determinada função sem interferência com a linha de ancoragem mais próxima e E_{RISERS} é o espaçamento azimutal mínimo entre os risers.

Se:

$$N_{BB,BE} \leq N_{max_{BB,BE}} \quad (23)$$

Sendo, $N_{BB,BE}$ o número de risers classificados nos quatro setores do bordo, então temos a interligação direta dos poços, entretanto, caso:

$$N_{BB,BE} > N_{max_{BB,BE}} \quad (24)$$

Teremos que buscar uma função que $\theta_{AMRA_{PROA}}$ e $\theta_{AMRA_{POPA}}$ sejam menores. Como última avaliação os poços do extremo do setor das funções de injeção água e gás serão alocados no setor adjacentes na proa ou na popa, realizando então a interligação.

Ao mudar um poço de setor os ângulos limites podem mudar respeitando o ordenamento criado na etapa de classificação dos poços, e conseqüentemente o número máximo de conexões pode mudar também. Assim, o processo é repetido até que todos os poços possam ser interligados ou que seja verificada a impossibilidade de interligação de todos os poços.

4.5. Definição dos pontos de conexão Riser – Flow (CRFs).

A próxima etapa do processo é especificar a coordenada de conexão dos *flowlines* nos *risers*, ou seja, definir o CRF (Conexão *Riser x Flow*), como as configurações dos *risers* já estão definidas através de análises de extremos e de fadiga realizadas previamente para uma determinada característica de fluido, movimento de flutuante e lâmina d'água, e temos definidos a sequência de interligação e os azimutes, que foram obtidos na etapa anterior, podemos definir estes pontos através das seguintes formulações matemáticas:

$$CRF_{LW} = TDP + \Delta \times LDA + l_{fundo} \quad (25)$$

$$CRF_{LW} = TDP + \Delta \times LDA + l_{fundo}$$

Equação 26 – Projeção horizontal do CRF Lazy Wave

Sendo, CRF_{LW} a projeção horizontal da configuração *lazy wave* de referência ajustada para Lâmina d'água local, Δ é o comprimento variável com a LDA, LDA é a lâmina d'água da UEP e l_{fundo} é o comprimento de riser mínimo que dissipa os carregamentos dinâmicos por atrito em contato com o solo marinho.

$$CRF_{CAT} = LDA \times \log(\tan(2\pi - (360\pi) \times \phi)) \times \sin(180\pi \times \phi) \quad (27)$$

Sendo, CRF_{CAT} é a projeção horizontal da configuração catenária ajustada para Lâmina d'água local e \emptyset é o ângulo de topo do riser.

Utilizando a formulação acima serão gerados os CRFs de cada risers respeitando a ordem dos poços ordenados em cada setor previamente estabelecido.

4.6. Rotas das flowlines – Poço x CRF

A solução trivial, e de menor percurso, de roteamento de um duto entre a cabeça do poço e o ponto de conexão à UEP (Conexão *Riser-Flow*) é uma reta. No entanto, nem sempre é possível utilizar esta solução pois entre a árvore de natal molhada e o CRF podem existir obstáculos que não podem ser cruzados pelo duto.

A

Figura 66 apresenta um exemplo onde o duto do poço cruza com a ancoragem se utilizarmos uma reta ligando a cabeça do poço ao CRF correspondente, este cruzamento não é viável fisicamente. A Figura 67 apresenta a solução adotada com o desvio do duto.



Figura 66 – Rota do duto com interferência com a ancoragem



Figura 67 – Rota do duto contornando a ancoragem

Neste trabalho foi adotado um algoritmo de desvio automático de obstáculos que utiliza o conceito do ponto de visada livre a partir do ponto inicial da rota, e assim sucessivamente até que o ponto final seja atingido. A Figura 68 apresenta o início do processo, e a Figura 69 apresenta os demais pontos de busca até atingir o objetivo.



Figura 68 – Início do processo de busca por caminho livre

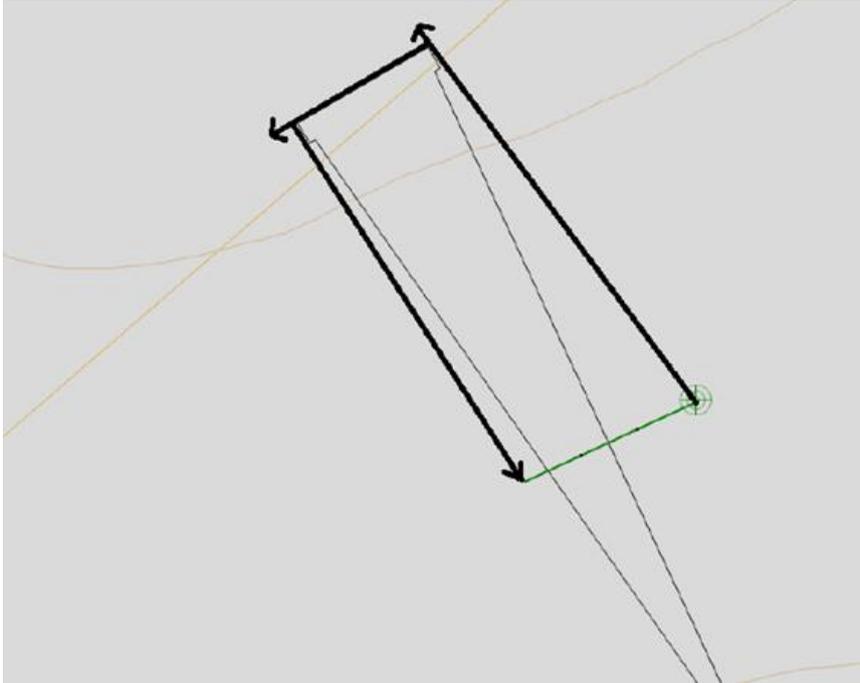


Figura 69 – Fim do processo de busca por caminho livre

Cada linha lançada é considerada como obstáculo para as próximas linhas a serem interligadas, assim cada linha busca um caminho livre até o objetivo.

A Figura 70 apresenta uma solução para o caso acima com três linhas interligadas.



Figura 70 – Solução do algoritmo de visada com três linhas em um poço.

4.7. Estimativas de Custos

Modelado todo o sistema submarino, necessitamos estabelecer critérios para comparação entre cenários, seja na busca da melhor posição de plataforma dado um modelo, seja na comparação entre os diversos sistemas submarinos possíveis. Com este objetivo foi desenvolvida metodologia de cálculo simplificada dos custos de fabricação e instalação dos componentes submarinos.

Para tal, dividiu-se os custos em três categorias: *flowlines*, *risers* e equipamentos. Dada a especificação do tipo de duto, o custo das *flowlines* de aquisição é estimado de acordo com o seu custo por metro.

$$C_{flow} = l_f \times c_{mf} \quad (28)$$

Sendo o C_{flow} a estimativa de custo da *flowline*, l_f o comprimento das *flowlines* por função de duto e c_{mf} o custo médio do duto da função por metro.

O custo por metro da *flowline* é composto pela média entre os custos de fabricação do duto acrescidos dos custos relativos aos seus acessórios.

Para cálculo dos custos dos risers, a estimativa é realizada com base em uma configuração de referência, a partir desta são ajustados os comprimentos de dutos e o número de flutuadores em função da lâmina d'água. A configuração de *riser* de referência deve ser selecionada pelo engenheiro em função das características do cenário em avaliação. No banco de dados existem algumas configurações de referência baseadas em cenários de aplicação e validadas através de análises dinâmicas de condições extremas e fadiga. O custo pode ser definido então como:

$$C_{riser} = \frac{l_r * LDA \times c_{mr}}{LDA_r} + \frac{N_f * LDA \times c_{mf}}{LDA_r} \quad (29)$$

Sendo o C_{riser} a estimativa de custo do riser, l_r o comprimento do *riser* de referência, c_{mr} o custo médio do *riser* de referência, LDA_r a lâmina d'água de referência,

N_f o número de flutuadores, c_{mf} o custo médio do flutuador de referência e LDA a lâmina d'água da posição atual do flutuante.

O custo de instalação é calculado em função da lâmina d'água (LDA), da distância base x cenário, da velocidade de navegação, número de viagens, tempos históricos das operações, velocidades de lançamento e taxa diária do PLSV. Através da modelagem destes parâmetros é possível estimar o custo de instalação.

$$C_{instalação} = d_b * v \times n_v \times t_i \times T_d$$

$$n_v = \frac{C_{mb}}{l_t}$$

$$t_i = \frac{O_d \times t_h \times v_l}{l_t}$$

(30)

Sendo $C_{instalação}$ a estimativa de custo de instalação, n_v o número de viagens entre a base e a locação, C_{mb} a capacidade média dos barcos, l_t o comprimento total dos dutos do projeto, t_i o tempo de instalação, O_d as operações por tipo de dutos, t_h os médios históricos das operações, v_l a velocidade de lançamento, d_b a distância do base a locação, v a velocidade de navegação e T_d a taxa diária do barco.

Os custos dos equipamentos são calculados da seguinte forma:

$$C_e = A_E + C_I$$

(31)

Sendo C_e o custo de aquisição e instalação do equipamento, A_E o custo de aquisição do equipamento e C_I o custo de instalação do equipamento.

O custo total do arranjo é dado pela soma dos itens individuais, considerando todos os *flowlines*, *risers* e equipamentos do arranjo:

$$C_t = C_{flow} + C_{riser} + C_{instalação} + C_e$$

(32)

4.8. Critérios de comparação entre as alternativas

A comparação das alternativas é baseada em dois objetivos, o primeiro é definir a melhor posição da plataforma, dado um sistema submarino previamente estabelecido, e segundo é a comparação entre diversos sistemas submarinos. Para atender a estes dois objetivos foram formulados modelagem computacionais para estabelecer o diagrama de restrição de UEPs, através da modelagem dos seus critérios de restrição, como: zona de tensão dos *risers*, área destinada aos navios aliviadores para operação de *offloading*, os diagramas de restrição de superfície e subsuperfície e o sistema de ancoragem. Com a criação do diagrama de UEP é possível avaliar um critério adicional de verificação da viabilidade da plataforma através da avaliação da favorabilidade de instalação da ancoragem através do cravamento de estacas torpedos.

Com a formulação dos critérios para avaliação das posições viáveis para o FPSO, e buscando saber quais destas posições são as mais recomendadas, é necessário conhecer, para cada posição, a definição da sequência de interligação, o posicionamento dos CRF's, a rota das *flowlines*, a arquitetura submarina estabelecida para o cenário e os seus custos para aquisição e instalação.

Após todas estas modelagens e definições o algoritmo de busca exaustiva, considerando uma região e passo determinados, mudará a posição da plataforma e em cada posição serão avaliados todos os critérios mencionados neste capítulo, sendo comparadas as alternativas de acordo com o seu custo total (C_t).

Os critérios de busca (raio e passo de busca) são considerados de acordo com os valores escolhidos previamente. O círculo roxo apresentado na Figura 71 abaixo é o limite de busca definido. A medida que a busca ocorre, círculos são plotados na tela em uma escala de cor que vai do verde (melhores posições) ao vermelho (piores posições), conforme Figura 72. A melhor e a pior posição são definidas de acordo com o custo total.

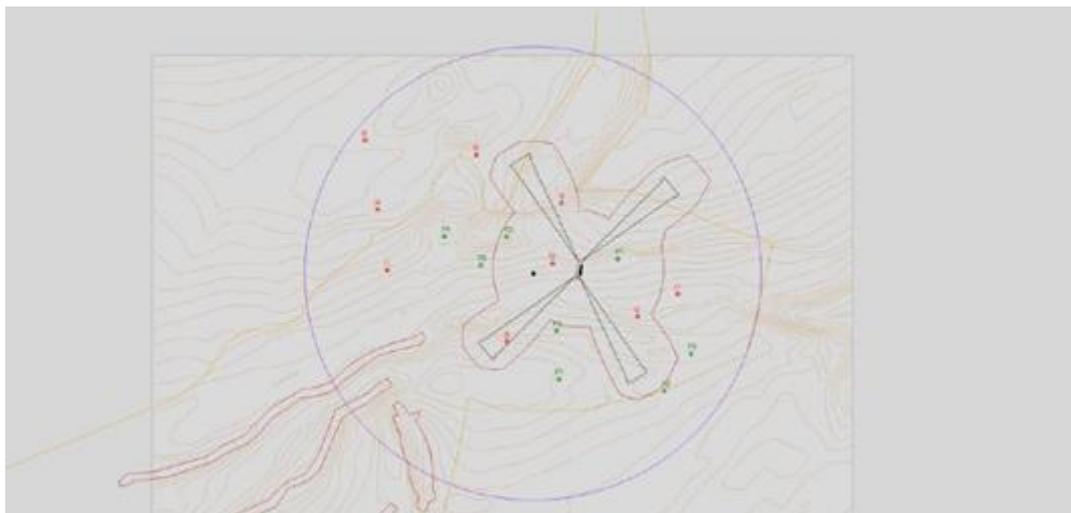


Figura 71 – Representação do espaço de busca em um modelo

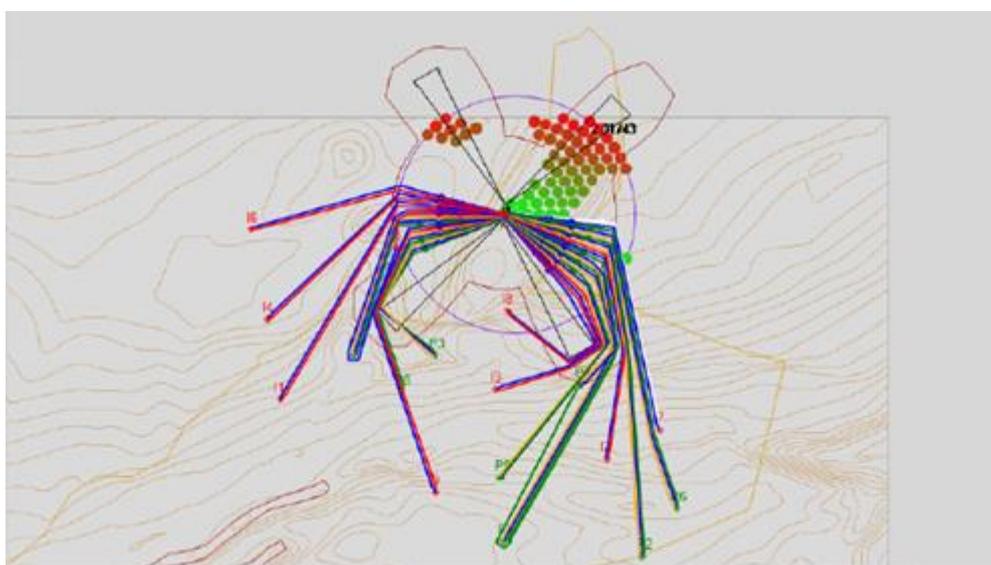


Figura 72 – Modelo avaliado com escala de cores

Para comparação de dois sistemas submarinos diferentes, todo o processo é repetido para cada configuração, comparando os custos totais da melhor posição de plataforma dos dois casos.

5. ESTUDO DE CASOS

5.1. Introdução

Neste capítulo serão apresentados dois estudos de caso que tem por objetivo demonstrar a efetividade das metodologias apresentadas no capítulo 4 e comparar os resultados obtidos com este trabalho e com o resultado obtido com a aplicação da metodologia manual de geração de arranjos submarinos.

No primeiro estudo de caso serão comparados os resultados do posicionamento de um FPSO em um cenário com raio de busca e passo grandes, e o refinamento dos resultados da busca utilizando os resultados previamente obtidos em uma segunda rodada com raio de busca e passos menores, sendo as duas avaliações para um cenário genérico. Serão comparados também os tempos para realização das tarefas.

No segundo estudo de caso, serão gerados dois arranjos de sistemas submarinos diferentes com as metodologias propostas neste trabalho e serão comparados com os tempos médios padrões adotados na indústria para geração dos *layouts*, apresentando assim, os resultados relativos obtidos com relação ao tempo entre as formas de elaboração.

5.2. Estudo de caso 1

5.2.1. Dados de Entrada

Para o estudo de caso 1 serão utilizados dados genéricos baseado em projetos recentemente implantados no pré-sal da Bacia de Santos do Brasil para mostrar a eficácia das metodologias e formulações desenvolvidas. Será considerado um sistema de produção com FPSO com sistema de ancoragem tipo *Spread Mooring*. No FPSO serão interligados 10 poços produtores e 10 poços injetores de água, todos verticais, através de arquitetura submarina do tipo satélite. A região geográfica possui algumas áreas com afloramento de sal, o que gera inviabilidade de cravamento de estacas torpedos e por consequência inviabilidade de posicionamento do FPSO com este tipo de solução para o sistema de ancoragem. Para formulação de custos serão utilizados dados simplificados e arbitrados, em função do grau de sigilo destas informações.

Seguem abaixo os dados considerados na modelagem deste primeiro estudo de caso.

a. Batimetria (Figura 73):

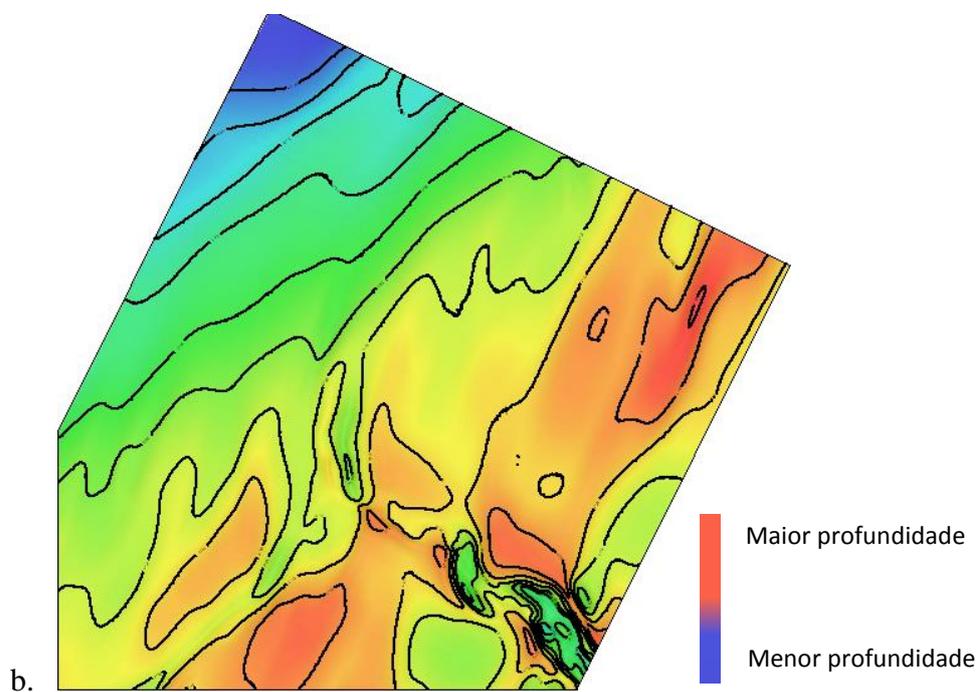


Figura 73 – Batimetria arbitrada utilizada no estudo.

c. Favorabilidade de Ancoragem (Figura 74):

As áreas azuis são viáveis para cravamento de estacas torpedos e as áreas amarelas e vermelhas inviáveis.

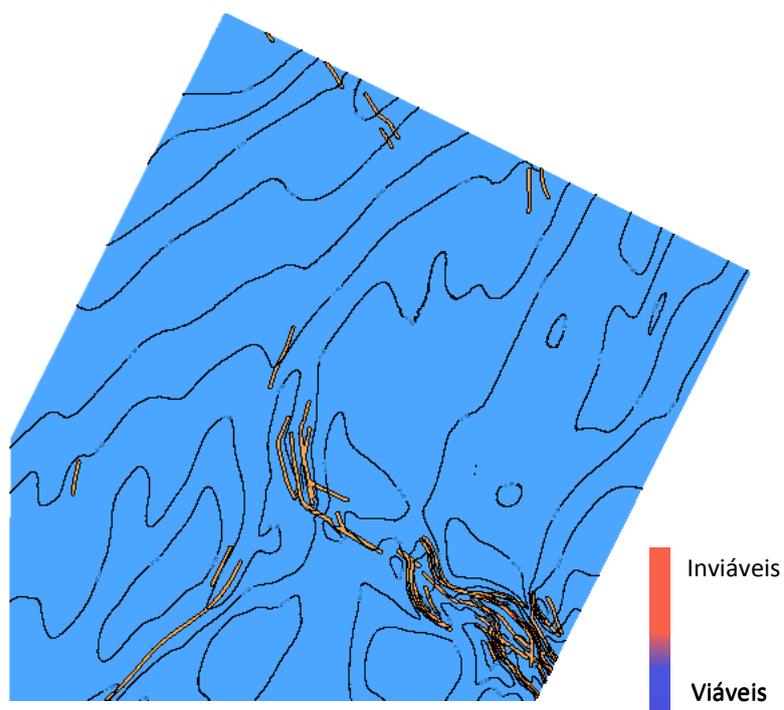


Figura 74 – Mapa de favorabilidade de cravamento de estaca torpedo

d. Coordenadas dos poços produtores e injetores (Tabela 2):

Tabela 2 – Coordenadas dos poços produtores e injetores – Estudo de caso 1

Nome	E	N	Função (P/I)
I1	735003	7193701	I
I2	730266	7196392	I
I3	732421	7191490	I
I4	733818	7195602	I
I5	734700	7198328	I
I6	733857	7190062	I
I7	738178	7195941	I
I8	738792	7197539	I
I9	737319	7193544	I
I10	732833	7199661	I
P1	730733	7194860	P
P2	734762	7191826	P
P3	731395	7197358	P
P4	733431	7193046	P
P5	735514	7196840	P
P6	735841	7198549	P
P7	737300	7191892	P
P8	738828	7194226	P
P9	739963	7196529	P
P10	738267	7192847	P

e. Dados da unidade estacionária de produção (Figura 75):

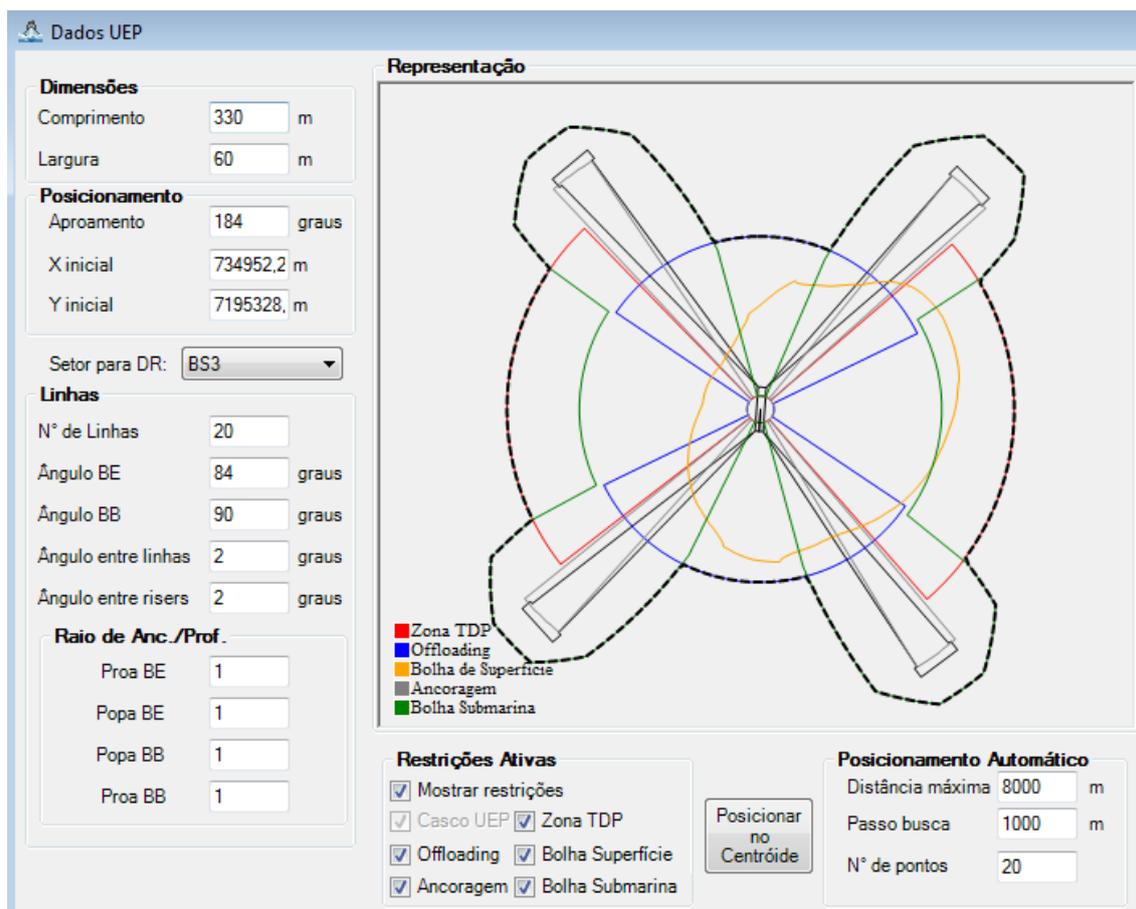


Figura 75 – Dados da unidade estacionária de produção

Como estratégia para buscar o melhor posicionamento da UEP, primeiramente foi adotado um raio de busca de 8000 metros com passo de 1000 metros. Sendo representados 20 pontos, sendo estes as melhores alternativas, apresentados com gradação de cores do verde sinalizando o melhor até e o vermelho o pior.

f. Matriz de Conexões:

Na matriz de conexões serão considerados todos os poços satélites, neste primeiro caso, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Matriz de Conexões – Estudo de caso 1

Conexões								
ID	Tipo	ID Linha	Tipo de linha	Diâmetro Flowline (n)	Diâmetro Riser (n)	Destino		
1	P1	ANM	P1 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
2			P1 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
3			P1 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
4	P2	ANM	P2 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
5			P2 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
6			P2 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
7	P3	ANM	P3 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
8			P3 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
9			P3 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
10	P4	ANM	P4 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
11			P4 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
12			P4 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
13	P5	ANM	P5 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
14			P5 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
15			P5 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
16	P6	ANM	P6 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
17			P6 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
18			P6 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
19	P7	ANM	P7 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
20			P7 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
21			P7 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
22	P8	ANM	P8 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
23			P8 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
24			P8 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼

ID	Tipo	ID Linha	Tipo de linha	Diâmetro Flowline (n)	Diâmetro Riser (n)	Destino		
25	P9	ANM	P9 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
26			P9 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
27			P9 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
28	P10	ANM	P10 - PO	PO	6	6	FPSO_1	▼
29			P10 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
30			P10 - GL	GL	4	4	FPSO_1	▼
31	11	ANM	11 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
32			11 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
33	12	ANM	12 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
34			12 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
35	13	ANM	13 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
36			13 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
37	14	ANM	14 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
38			14 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
39	15	ANM	15 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
40			15 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
41	16	ANM	16 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
42			16 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
43	17	ANM	17 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
44			17 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
45	18	ANM	18 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
46			18 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
47	19	ANM	19 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
48			19 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼
49	110	ANM	110 - IA	IA	6	6	FPSO_1	▼
50			110 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1	▼

5.2.2. Primeira avaliação e resultados (Figura 76)

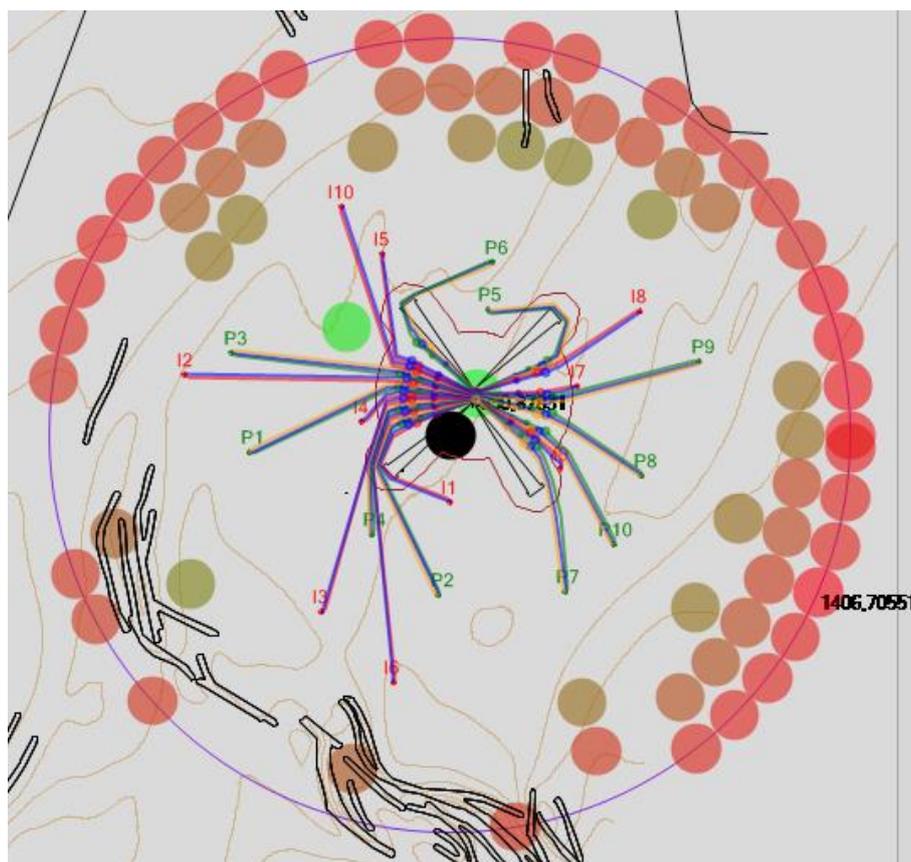


Figura 76 – Resultados da primeira avaliação – Estudo de caso 1- Círculo preto – centroide.

Foram encontradas 69 posições viáveis considerando um raio de 8 quilômetros a partir do centroide dos poços (ponto preto da Figura 76). Dentre as opções viáveis foram encontradas duas posições (círculos verdes da Figura 76) onde a plataforma é posicionada próximo ao centroide dos poços, em região bastante congestionada e de difícil avaliação, demonstrando a aplicabilidade da busca exaustiva.

Pode-se perceber que todas as restrições foram respeitadas, não contendo poços ou obstáculos internamente ao diagrama de restrição da UEP, concluindo assim que as opções apresentadas como viáveis são realmente verdadeiras, ou seja, a metodologia desenvolvida funciona e apresenta resultados reais.

Comparando as opções pode se constatar um intervalo bastante expressivo, a opção de menor custo foi estimada em US\$ 985,79 milhões e a pior classificada em

US\$ 1406,70 milhões, uma variação de 42,69%. O tempo de duração da busca foi de 5 minutos e 30 segundos.

Na Figura 77, abaixo, pode se analisar que o ordenamento dos poços se apresentou bastante coerente e organizado, demonstrando que a metodologia de ordenamento se apresentou com razoável robustez, sendo pequenos desvios possíveis de serem ajustado de forma manual.

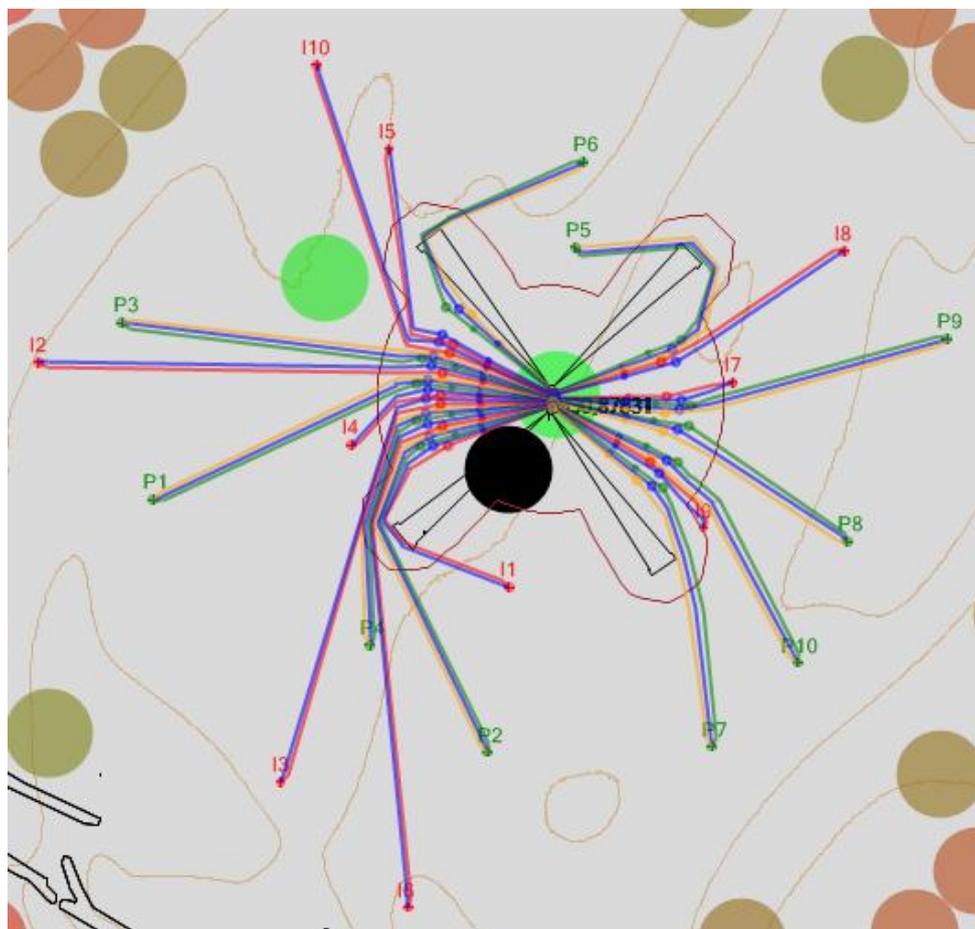


Figura 77 – Resultados com foco no ordenamento

5.2.3. Segunda avaliação e resultados

Buscando explorar com mais detalhes o melhor posicionamento para a plataforma, foi modificado o raio de busca para 2000 metros com passos de 200 metros em cada avaliação, como pode ser visto na Figura 78.

Nesta segunda avaliação foram encontradas 7 posições viáveis, conforme Figura 79. Pode se concluir que a melhor solução não era a da rodada inicial, havendo posições que melhoram o custo de implantação com a plataforma sendo reposicionada mais à norte. Um ponto interessante a ser ressaltado é a troca de bordo preferencial do poço P-6, na primeira rodada com a plataforma mais à norte o poço é interligado por boreste, à medida que a plataforma vai sendo deslocada para sul, o poço é remanejado para bombordo, reduzindo assim o comprimento de duto para interligação deste poço.

Comparando as opções pode se constatar uma faixa menor de resultados, dado que estamos avaliando uma área menor e o número de soluções viáveis foi pequeno. A opção de menor custo foi estimada em US\$ 969,90 milhões e a pior classificada em US\$ 1002,74 milhões, uma variação de 3,38%. Comparando com os resultados obtidos na primeira rodada obtivemos uma redução de US\$ 15,89 milhões de dólares, ou 1,63%, em apenas 1 minuto e 48 segundos, demonstrando assim o potencial de aplicabilidade e retorno da metodologia desenvolvida, embora os valores utilizados para estimativa de custo sejam hipotéticos e apenas representativo para trabalho acadêmico. O tempo de duração da busca foi de 1 minuto e 48 segundos

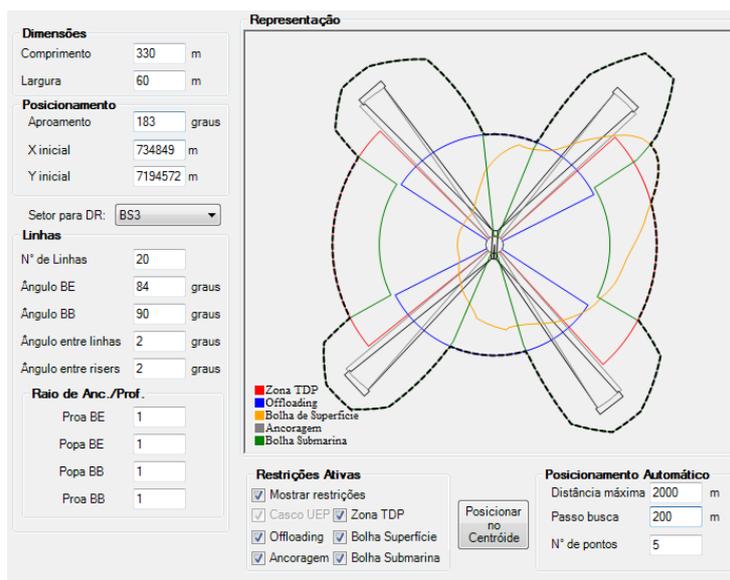


Figura 78 – Representação dos dados considerados na segunda avaliação

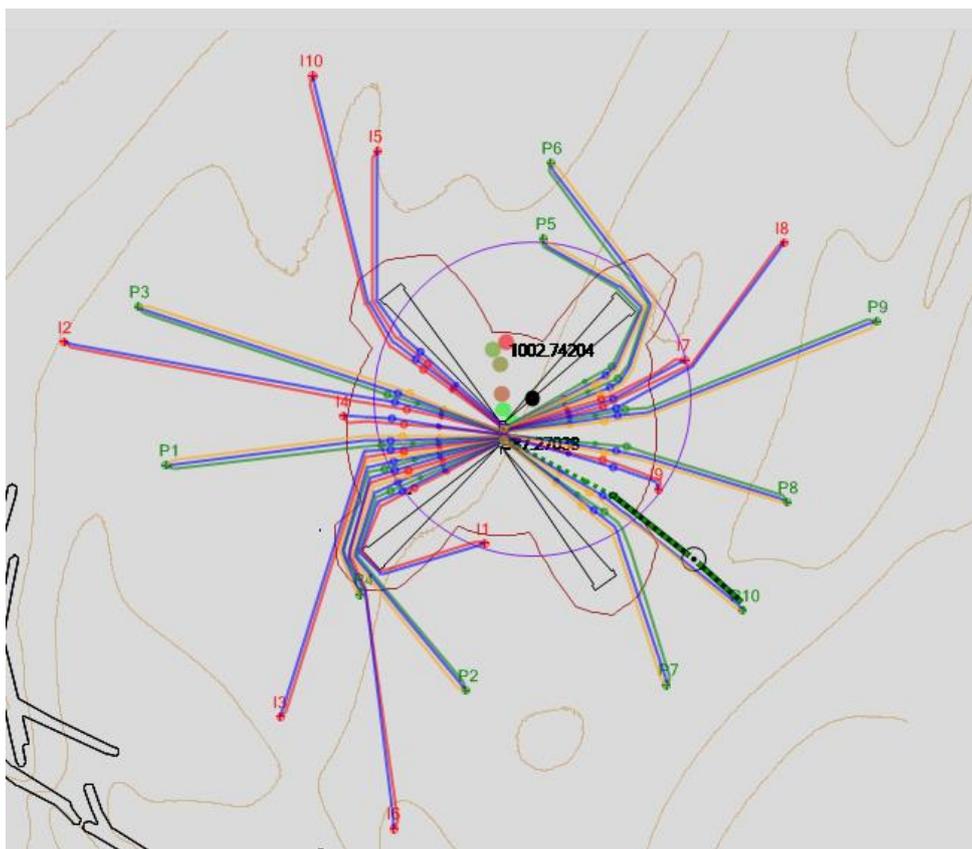


Figura 79 – Foco nos resultados da segunda avaliação

5.3. Estudo de caso 2

5.3.1. Introdução e dados de entrada

No segundo estudo de caso serão utilizados os mesmos dados de entrada do primeiro, entretanto, serão avaliadas arquiteturas submarinas de produção e injeção utilizando compartilhamento. Dados descritos na Tabela 4.

Serão compartilhados através de manifolds submarinos de produção e injeção, trunklines de injeção e anel de coleta de produção os seguintes poços:

- 1º Compartilhamento – Manifold de injeção de água: I5 x I10
- 2º Compartilhamento – Trunkline de injeção de água: I3 x I6
- 3º Compartilhamento – Anel de coleta de produção de óleo - P7 x P10 x P8

Tabela 4 - Matriz de Conexões – Estudo de caso 2

Conexões							
ID	Tipo	ID Linha	Tipo de linha	Diâmetro Flowline (in)	Diâmetro Riser (in)	Destino	
1	P1	ANM	P1 - PO	PO	6	6	FPSO_1
2			P1 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
3			P1 - GL	GL	4	4	FPSO_1
4	P2	ANM	P2 - PO	PO	6	6	FPSO_1
5			P2 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
6			P2 - GL	GL	4	4	FPSO_1
7	P3	ANM	P3 - PO	PO	6	6	FPSO_1
8			P3 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
9			P3 - GL	GL	4	4	FPSO_1
10	P4	ANM	P4 - PO	PO	6	6	FPSO_1
11			P4 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
12			P4 - GL	GL	4	4	FPSO_1
13	P5	ANM	P5 - PO	PO	6	6	FPSO_1
14			P5 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
15			P5 - GL	GL	4	4	FPSO_1
16	P6	ANM	P6 - PO	PO	6	6	FPSO_1
17			P6 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
18			P6 - GL	GL	4	4	FPSO_1
19	P7	ANM	P7 - PO	PO	6	6	Anel de Coleta
20			P7 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
21			P7 - GL	GL	4	4	FPSO_1
22	P8	ANM	P8 - PO	PO	6	6	Anel de Coleta
23			P8 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
24			P8 - GL	GL	4	4	FPSO_1

Conexões							
ID	Tipo	ID Linha	Tipo de linha	Diâmetro Flowline (in)	Diâmetro Riser (in)	Destino	
25	P9	ANM	P9 - PO	PO	6	6	FPSO_1
26			P9 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
27			P9 - GL	GL	4	4	FPSO_1
28	P10	ANM	P10 - PO	PO	6	6	Anel de Coleta
29			P10 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
30			P10 - GL	GL	4	4	FPSO_1
31	I1	ANM	I1 - IA	IA	6	6	FPSO_1
32			I1 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
33	I2	ANM	I2 - IA	IA	6	6	FPSO_1
34			I2 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
35	I3	ANM	I3 - IA	IA	6	6	TRUNKLINE
36			I3 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
37	I4	ANM	I4 - IA	IA	6	6	FPSO_1
38			I4 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
39	I5	ANM	I5 - IA	IA	6	6	MANI-1
40			I5 - UEH	UEH	6	0	MANI-1
41	I6	ANM	I6 - IA	IA	6	6	TRUNKLINE
42			I6 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
43	I7	ANM	I7 - IA	IA	6	6	FPSO_1
44			I7 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
45	I8	ANM	I8 - IA	IA	6	6	FPSO_1
46			I8 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
47	I9	ANM	I9 - IA	IA	6	6	FPSO_1
48			I9 - UEH	UEH	6	0	FPSO_1
49	I10	ANM	I10 - IA	IA	6	6	MANI-1
50			I10 - UEH	UEH	6	0	MANI-1

51	MANI-1	Manifold	MANI-1 - IA	IA	8	8	FPSO_1
52			MANI-1 - UEH	UEH	0	0	FPSO_1
53	TRUNKLINE	Trunkline	TRUNKLINE - IA	IA	8	8	FPSO_1
54	Anel de Coleta	Anel	Anel de Coleta_T0 - PO	PO	8	8	FPSO_1
55			Anel de Coleta_T1 - PO	PO	8	8	FPSO_1

5.3.2. Resultados

Foram encontradas, novamente, 7 posições viáveis considerando o raio de 2000 metros a partir do centroide dos poços e passo de busca de 200 metros. Pode-se novamente avaliar que todas as restrições foram respeitadas, não contendo poços ou obstáculos internamente ao diagrama de restrição da UEP, concluindo assim que as opções apresentadas como viáveis são realmente verdadeiras, ou seja, a metodologia desenvolvida funciona e apresenta resultados reais.

Comparando as opções pode se constatar que a opção de menor custo foi estimada em US\$ 1093,02 milhões e a pior classificada em US\$ 1117,35 milhões, uma variação de 2,22%. Podemos notar também que a adoção das soluções compartilhadas não gerou melhorias nos resultados dos estudos tem como referência o parâmetro custo, isto se deu pelo maior custo das linhas de 8", arbitradas como necessárias para o escoamento de três poços produtores ou dois poços injetores. O tempo de duração da busca foi de 2 minutos e 12 segundos.

Este tipo de análise de soluções na busca do melhor sistema submarino é uma atividade rotineira dos engenheiros submarinos conceituais, neste trabalho foram realizadas três análises, com tempo de processamento bastante curtos. O tempo total de modelagem, processamento e avaliação dos resultados dispendido na análise foi em torno de 4 horas, enquanto para realizar estas mesmas análises de modo manual, de acordo com o estado da arte, descrito no capítulo 3, despediria pelo menos 10 dias, utilizando projetistas e engenheiros submarinos, uma redução de 95% no tempo útil de trabalho, esta redução de tempo é substancial e pode gerar a avaliação de mais opções e com isso, encontrar melhores soluções para o projeto trazendo reduções de custos substanciais, como a encontrada entre a primeira e a segunda rodada no estudo de caso 1.

O ordenamento dos poços, para os casos com compartilhamento, não apresentou resultados satisfatórios, demonstrando que a metodologia necessita de melhorias e adaptações, entretanto com ajustes manuais rapidamente se projeta o sistema de forma otimizada, dado que se tem uma ferramenta formulada e programada para tal.

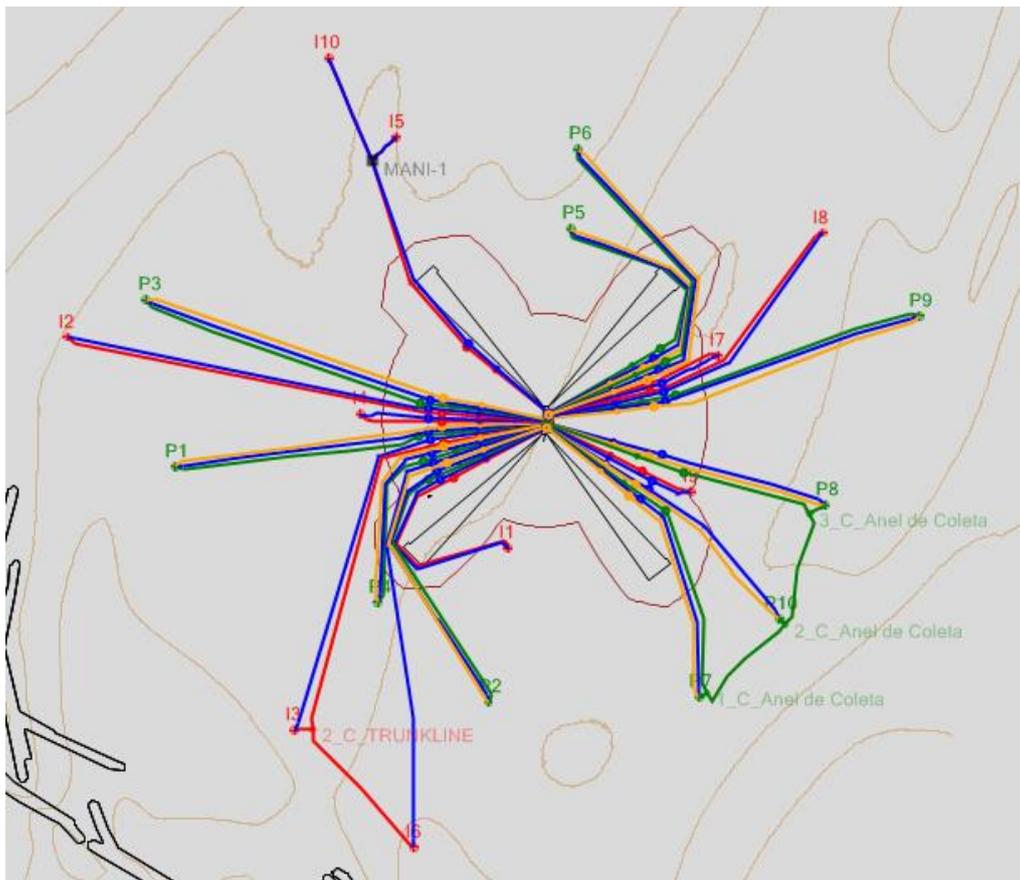


Figura 80 – Resultados do estudo de caso 2 após os ajustes

6. CONCLUSÃO

6.1. Consideração finais

A avaliação de viabilidade técnica do posicionamento de plataformas de produção de petróleo do tipo FPSO com sistema de ancoragem do tipo *spread mooring* é um problema com um alto número de variáveis envolvidas quando considerado somente o sistema submarino, e ainda possui interface com as demais disciplinas que em conjunto projetam o sistema de produção. Este problema se torna importante devido ao significativo impacto nos custos totais do sistema submarino e da relação direta com a curva de produção, em função da perda de carga dos dutos.

Neste trabalho foi adotada uma abordagem para avaliação de diversas variáveis e restrições do sistema submarino de forma automatizada e ágil, e para tal foram modeladas e formuladas metodologias para a implementação computacional das avaliações. O objetivo principal destas modelagens é permitir ao engenheiro submarino avaliar um número maior de sistemas em um menor espaço de tempo, sendo a determinação de quais sistemas avaliar um *input* para o sistema. Esta abordagem foi escolhida em função da multidisciplinaridade do produto das avaliações, sendo ainda um desafio a modelagem de todas as interfaces e restrições que devem ser consideradas para a avaliação global por um sistema ou programa.

Esta estratégia apresentou bons resultados como pode ser constatado nos estudos de casos, que possuem um viés acadêmico, porém as mesmas metodologias e formulações quando aplicadas a problemas reais de arranjo submarino tendem a apresentar boas soluções e auxiliar a indústria no desenvolvimento dos seus projetos. É claro que este trabalho, apresenta a solução de um problema particular, embora de grande aplicabilidade atualmente, de FPSO com ancoragem *spread mooring* e arquitetura submarina satélite e não apresentou resultados satisfatórios para outras arquiteturas submarinas, sendo necessário desenvolvimento de novos cenários de aplicação, como para plataforma semissubmersíveis, fixas, FPSO com sistema de ancoragem *turrets*, dentre outras.

Um ponto que merece atenção e deve ser melhor desenvolvido é a lógica de conexão para arquiteturas submarinas compartilhadas e o tratamento de dutos de exportação de óleo e gás, que também não foi abordado neste trabalho.

Para incorporações de avaliações multidisciplinares, como análises de garantia de escoamento, configurações de perfuração e completação e modelagem de plantas de processamento, entende-se que outras metodologias devem ser elaboradas no âmbito de cada disciplina e a interface entre elas deve ser gerenciada da forma mais simples possível. A incorporação de todas as análises em uma única formulação traz grande complexidade ao problema, tornando-o um grande desafio na área de metodologias de projetos de desenvolvimento da produção e solução computacional.

Os estudos de casos realizados demonstram que a modelagem das restrições necessárias para confirmar a viabilidade técnica do posicionamento da plataforma, a metodologia proposta para definição da sequência de interligação, o algoritmo de visada utilizado para desvio de obstáculos, a formulação simplificada de custos e a busca exaustiva apresentam bons resultados na tarefa de posicionar FPSOs considerando todas as variáveis apresentadas neste trabalho.

Os resultados dos cenários de caráter acadêmico e hipotéticos demonstram coerência com os resultados esperados, garantindo a robustez da modelagem do problema.

6.2. Sugestões de continuidade deste trabalho

Considerando todos os assuntos apresentados e formulados neste trabalho, há algumas sugestões de continuidade no que diz respeito à melhoria na modelagem e incorporação de novas avaliações:

- Desenvolvimento de metodologia para ordenamento dos poços em cenários de arquiteturas submarinas com compartilhamento;
- Desenvolvimento de metodologias para incorporação de outros tipos de unidades de produção;
- Desenvolvimento de metodologia para otimização do posicionamento de *manifolds*;

Além das sugestões acima, é necessário refinar a metodologia de desvio de obstáculos pelos dutos devido a inúmeros cenários de aplicação possuírem sistemas

submarinos previamente implantados, apresentando um cenário de alto congestionamento, podendo a metodologia implantada neste trabalho não apresentar bons resultados.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abreu, J. M. (2014). *Otimização do posicionamento de plataformas de produção de petróleo do tipo fpso utilizando algoritmos genéticos*. Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Alexandre Patrick de Leão, C. C. (Outubro de 2014). Análise dos Sistemas de Risers Utilizados na Produção de Óleo em Sistemas Submarinos. *Ciências exatas e tecnológicas*, 2(2), 23-36. Fonte: periodicos.set.edu.br
- Amorim, T. O. (2010). *Uma Breve Análise Desde a Construção ao Descomissionamento*. Trabalho de Conclusão de Curso, UEZO, Departamento de Tecnologia em Construção Naval, Rio de Janeiro .
- André Luis Figueira da Silva, J. E. (2007). *PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO*. Rio de Janeiro: Escola de Ciências e Tecnologias E&P - UNIVERSIDADE PETROBRAS.
- Bueno, A. D. (2010). *Elevação e Escoamento de Petróleo*. UENF/UFRJ.
- Chakrabarti, S. K. (2005). *Handbook of offshore engineering* (Vol. 1). Illinois, USA: Elsevier.
- Chipalavela, A. F. (2013). *Análise e Discussão das Operações de Perfuração e Completação em Poços Petrolíferos*. Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico de Lisboa, Departamento de Engenharia Geológica e de Minas, Lisboa.
- Colomer, M. a. (2015). *Desafios da Produção de Gás Não-Convencional no Brasil*. Rio de Janeiro.
- COPPE/UFRJ, M. (17 de Fevereiro de 2014). *História do Petróleo*. Acesso em 2018, disponível em <http://petroleo.coppe.ufrj.br/historia-do-petroleo/>
- DelmárcioGomes. (s.d.). *Completação*. Fonte: <https://docplayer.com.br/8191019-Completacao-prof-delmarcio-gomes.html>
- Dourado, R. (s.d.). *Sistemas de Produção de Petróleo*. IBEC, Rio de Janeiro.
- Duan, H. F. (2014). *Offshore operation facilities: equipment and procedures*. Beijing: Elsevier.
- Eduardo Aoun Tannuri, H. M. (2009). DP Assisted Offloading Operations in Brazilian Water. *Marine Technology Society*, 1-20.
- Flávio Macêdo Xavier, V. D. (2015). Desafios de garantia de escoamento na exploração de campos do pré-sal. *Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana*(2), 33-44.
- Fonseca, M. A. (s.d.). *Análise numérica de escoamento de fluidos não newtonianos em poços de petróleo*. PUC-Rio, Departamento de Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro.
- Fujiy, J. (2014). *Tecnologia Subsea e Engenharia Submarina*. Petrobras, Santos.
- Helms, L. (2015). *Director's Cut*. NDIC Department of Mineral Resources.
- Ifekaibeya, W. N. (2011). *Estudo da influência da taxa de penetração de broca de perfuração nos custos da construção de poços de petróleo*. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas.
- INBEC. (s.d.). *Engenharia de poços de petróleo e gás*. Salvador.
- Juliana S. Baioco, P. S. (2017). *Desenvolvimento de ferramenta computacional para otimização do arranjo dos componentes de sistemas submarinos de produção com dutos rígidos e flexíveis*. Relatório de Andamento, Laboratório de Métodos Computacionais e Sistemas Offshore, Rio de Janeiro.
- Kuchpil, C. (s.d.). *Future Challenges for Subsea Processing and Boosting*.
- Machado, I. C. (2016). *Análise da Instalação de Riser Flexível com Configuração Lazy Wave*. Projeto de Graduação, UFRJ, Rio de Janeiro .

- Malouf, L. R. (2013). *Análise das operações de perfuração de poços terrestres e marítimos*. Projeto de Graduação, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Mansano, R. B. (2004). *Engenharia de Perfuração e Completação em Poços de Petróleo*. UFSC/Petrobras, Florianópolis.
- Massie, J. J. (2001). *OFFSHORE HYDROMECHANICS*. Delft University of Technology.
- Mathias, V. M. (2016). *Coluna de perfuração em poços de petróleo*. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Natal.
- Nascimento, V. M. (2014). *Modelo de Instalação de Equipamentos Submarinos com Sistema de Compensação Passiva de Heave para Águas Profundas*. Dissertação de Mestrado, UFF, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Niterói.
- Neto, E. G. (2012). *Aplicação dos modos de vibração não lineares a modelos conceituais de estruturas offshore*. Tese de Doutorado, PUC-Rio, Departamento de Engenharia Civil do Centro Técnico Científico, Rio de Janeiro.
- ONIP. (2012). *PLATEC FPSO - 1º WORKSHOP TECNOLÓGICO*.
- Pratt, J. A. (09 de Abril de 2014). *Offshore at 60: Remembering the Creole field*. Acesso em 2018, disponível em Offshore: www.offshore-mag.com/articles/print/volume-74/issue-4/60-years-of-offshore/offshore-at-60-remembering-the-creole-field-p1.html
- (2003). *Projeto de Estruturas Marítimas*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Estruturas e Fundações, São Paulo.
- Queiroz, D. L. (2007). *Influência da Convecção Natural no Resfriamento de Dutos Submarinos de Petróleo e Gás*. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro.
- Rodriguez, C. E. (2012). *Ánalise de risco em operações de "offloading" - Um modelo de avaliação probabilística dinâmica para a tomada de decisão*. Tese de doutorado, USP, Escola Politécnica, São Paulo.
- Sansone, E. C. (Novembro de 2016). *Introdução à Engenharia de Petróleo*. USP, Escola Politécnica, São Paulo.
- Santos, A. R. (s.d.). *Projeto de Completação de Poços*. UFRJ, Rio de Janeiro.
- Santos, T. d. (2014). *Estudo e realização de projeto de perfuração até a completação com estimulação por raturamento hidráulico em poços de petróleo*. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Natal.
- Silva, M. C. (2010). *Estudo de escoamento e garantia de escoamento de um poço de gás de alta vazão e longo tie-back*. Projeto de Graduação, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Souza, D. M. (2006). *Análise dos métodos de lançamento de dutos rígidos para diferentes profundidades*. UFRJ, Rio de Janeiro.
- Subsea7. (2015). *Pipeline Bundles*. Fonte: www.subsea7.com
- Subsea7. (Abril de 2016). Fonte: Subsea 7: <http://www.subsea7.com/>
- Subsea7. (October de 2017). *Creating Value through innovation and technology*. *Deep7 Technology Magazine*.
- Tannuri, E. A. (2009). *Sistemas de Posicionamento Dinâmico: Projeto, Análise e novos desenvolvimentos*. Projeto de pesquisa, USP, São Paulo.
- TAVARES, J. C., CABELINO, K., & QUINTAES, M. e. (2008). *Equipamentos Submarinos*.
- Thomas, J. E. (2011). *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência/Petrobras.
- Thurler, D. S. (2013). *Sistemas elétricos de potência submarinos para produção de petróleo e gás natural*. Projeto de Graduação, UFRJ, Rio de Janeiro.

Villela, M. J. (2004). *Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada*. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro.