

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAIS DE NÁUTICA
APNT



OPERAÇÕES DE LANÇAMENTO DE DUTOS FLEXÍVEIS

Apresentado por:

Tayane Calado Chaves

Orientador:

Professor Augusto Coêlho

RIO DE JANEIRO

2011

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAIS DE NÁUTICA
APNT

OPERAÇÕES DE LANÇAMENTO DE DUTOS FLEXÍVEIS

Monografia apresentada ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, como requisito final para obtenção da carta de Capitão de Cabotagem.

Elaborada por: Tayane Calado Chaves.

RIO DE JANEIRO

2011

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAIS DE NÁUTICA
APNT

AVALIAÇÃO

PROFESSOR ORIENTADOR (trabalho escrito): _____

NOTA - _____

BANCA EXAMINADORA (apresentação oral):

Professor (nome e titulação)

Professor (nome e titulação)

Professor (nome e titulação)

NOTA: _____

DATA: _____

NOTA FINAL: _____

DEDICATÓRIA

A Deus e aos meus pais, Benedito Rodrigues Chaves e
Osmarina Calado Chaves pelo amor incondicional
e ombro amigo nos momentos mais difíceis da minha jornada.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, meus amores, meus melhores amigos, meus exemplos, Benedito Rodrigues Chaves e Osmarina Calado Chaves pelas palavras de incentivo nas boas etapas da minha vida e mão amiga nas mais difíceis. Obrigada por tudo.

Ao meu irmão-amigo, Tyago Calado Chaves, meu orgulho, meu conselheiro, sempre disposto a ouvir minhas lamentações com uma paciência inexplicável.

A minha irmã, Fernanda Muniz , pelo carinho e apoio .

A Minha Madrinha, Socorro Chaves e Minha amiga Ellen Marques, que mesmo longe sei que estão sempre orando por mim. Obrigada!

As minhas amigas Márcia Mendes e Ticiane Coêlho, pelo auxílio, incentivo e conselhos durante o período do curso, esse período foi sensacional!

Ao Professor Augusto Coêlho que com muita paciência orientou-me durante a confecção desta monografia.

Aos meus Colegas de Trabalho do navio Normand Seven, .Alexandra Sirvio , Sávio Balbi e Leonardo, pelo auxílio técnico.

.

.

RESUMO

Com o aumento da exploração e da produção offshore do petróleo no Brasil, as operações *subsea* tem tido grande relevância. O Brasil adotou os dutos flexíveis como solução para a condução do petróleo produzido dos poços para UEPs (unidades Estacionárias de Produção), adicionalmente controle de árvores de natal, *manifolds* e demais equipamentos *subsea* são efetuados através de UEH (umbilicais Eletro-Hidráulicos - Tipo de duto flexível). Embarcações especiais, conhecidos como PLSV (*pipe Lay Support Vessel*, navios de lançamento de dutos flexíveis) ou também conhecidas com OCV (*offshore construction Vessel*) tiveram um crescimento importante no cenário das operações offshore.

Este estudo tem como objetivo identificar os procedimentos e riscos necessários para as operações lançamento de dutos Flexíveis (Dutos de Produção, Dutos de *Gaslift*, Umbilical eletro-hidráulico, Dutos de Injeção oleodutos, Gasodutos, Cabo elétrico de potência e cabo de fibra óptica, etc.) Comenta também as tecnologias empregadas detalhando os passos e informando os critérios limite para as operações, aspectos de risco, pontos de verificação.

Características das embarcações serão abordadas enfatizando o mínimo de equipamentos necessários para tais operações otimizando o tempo de campanha dessas embarcações quais , Sistema de posicionamento dinâmico que é uma maior segurança, nas operações offshore ; a utilização de ROVs(Remote Operate Vehicle -Veículo de operação remota) possibilitou atividade em profundidades superiores a 300 m incluirá também , o tipo de certificação necessária para operadores DP.

Tem se notado que, no Brasil ainda é novidade equipar esses tipos navios. Outro objetivo desse trabalho é esclarecer as operações de lançamento de dutos flexíveis e suas particularidades para incentivar e alertar para o aperfeiçoamento das tripulações junto as Instituições de Ensino e treinamento.

Palavras-chave: **Dutos Flexíveis, PLSV, Umbilical e Posionamento dinâmico.**

ABSTRACT

With the increase in offshore exploration and production of oil in Brazil, subsea operations have been highly relevant. Brazil adopted the flexible pipes as a solution to the conduct of the oil produced from wells to LIFO (Stationary Production Units), additional control of Christmas trees, manifolds and other subsea equipment is made through UEH (umbilical Electro-Hydraulic-type flexible duct). Special vessels, known as PLSV (Pipe Lay Support Vessel) or also known with OCV (Offshore Construction Vessel) had significant growth in the scenario of offshore operations.

This study aims to identify the procedures and risks necessary to launch the operation of flexible pipes (Production Pipelines, Gas lift, Electro-hydraulic Umbilical, Injection Pipelines ,gas pipelines, electric power cable and fiber optic cable, etc.) also commented on the technologies employed detailing the steps and informing the threshold criteria for operations, risk aspects, checkpoints.

Characteristics of the vessels will be discussed emphasizing the minimum equipment required for such operations saving time campaign which these vessels, dynamic positioning system that is safer, offshore operations, the use of ROVs (Remote Operate Vehicle) enabled activity at depths greater than 300 m will also include the type of certification required for DP operators.

It has been noted that in Brazil is still a novelty equip these ships types. Another objective of this study is to clarify the launch operations of flexible pipes and their peculiarities and to encourage attention to the improvement of the crews with education institutions and training.

Key-words: **Flexible pipe, PLSV, Umbilical and Dynamic Positioning.**

LISTA DE ABREVIATURAS.

BAP- Base Adaptadora de Produção

DP- Dynamic Positioning System.

FMEA- Failure Mode and Effect Analysis.

LDA- Lâmina d água.

NMD - Norwegian Maritime Directorate .

PLET- Pipeline End Termination.

PDG – *Permanent Downhole Gauge*.

TPT-Transmissor de Pressão e. Temperatura

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Primeiro Arranjo submarino instalado pela Petrobrás	18
Figura 2. Layout típico de um navio de lançamento de dutos flexíveis.....	21
Figura 3. Navio com torre de lançamento a meia-nau.....	22
Figura 4. Navio com torre de lançamento horizontal	22
Figura 5. Conjunto de tensionadores antes da instalação em navio	23
Figura 6. Guincho de lançamento	24
Figura 7. Esquema de guindaste	24
Figura 8. Carrossel instalado no navio Deep Pioneer.....	25
Figura 9. Bobina de duto flexível armazenada no Reel drive	25
Figura 10. Desenho esquemático do Reel drive	26
Figura 11. Esquema do A-Frame com lingada para outboarding de duto flexível.....	27
Figura 12. Mesa retrátil ou mesa de trabalho.....	28
Figura 13. Forças dinâmicas atuantes em navio	30
Figura 14. Configuração do sistema DGPS	32
Figura 15. Radar Fanbeam	32
Figura 16. Radar Cyscan.....	32
Figura 17. Sistema de referência Radius	32
Figura 18. Esquema básico para sistema de referência Hidro acústico_HIPAP.	33
Figura 19. Transdutor esférico	34
Figura 20. Transponder Hidro acústico	37
Figura 21. Cálculo de posição do sistema HIPAP	35
Figura 22. Exemplo de “Tunnel Thruster	37
Figura 23. Exemplo de “Thruster Azimutal.....	37
Figura 24. Configuração de propulsores típica para cada tipo de embarcação	38
Figura 25. ROV em operação	38
Figura 26. Esquema da disposição do Hangar dos ROVs	39
Figura 27. Duto Flexível, construído de múltiplas camadas, metálica e poliméricas	41
Figura 28. Exemplo de Umbilical armado.....	42
Figura 29. Exemplo de Umbilical não armado.....	42
Figura 30. Duto Flexível de produção com conector	43
Figura 31. Exemplo de gasoduto flexível.....	43

Figura 32.Exemplo de cabo de fibra òptica	44
Figura 33.Outboarding do MCV	45
Figura 34. <i>Flowlines</i> conectadas ao PLEM	47
Figura35.Àrvore de natal Molhada(ANM) com hubs individuais	48
Figura 36.Exemplo de programa utilizado para realizaçãõ do <i>Track-Survey</i>	49
Figura 37.Conjunto de bocas de sino Instaladas em uma plataforma Semi-submersível	49
Figura 38.Tabela para Pull-In	50
Figura 39.Conexão vertical de 1° extremidade no BAP do poço	51
Figura 40.Conexão Vertical de 2 °.extremidade no manifold	52
Figura 41. Desenho Esquemático de Catenária Livre	52
Figura 42. Exemplo de configuração Lazy Wave	53

SUMÁRIO

Introdução	14
Capítulo 1- Histórico	15
1.1. Históricos de exploração de Petróleo no mundo	15
1.1.1. O que é o <i>Offshore</i>	15
1.1.2 Início da exploração <i>Offshore</i>	16
1.1.2.1-Exploração no Golfo do México.....	16
1.1.2.2-Exploração no Mar do Norte.....	16
1.2- Início da Exploração Offshore no Brasil	17
1.3.Histórico de Instalação de Flexíveis no Mundo	18
1.4.Instalação de Flexíveis o Brasil	19
Capítulo 2-Tipos de embarcações PLSV e tecnologias empregadas	21
2.1- Aspectos gerais de navios de lançamento de Dutos Flexíveis	21
2.1.1- Navios quanto a disposição da Torre de Lançamento	22
2.2-Equipamentos do Sistema de Lançamento de dutos Flexíveis.....	23
2.2.1.Tensionadores	23
2.2.2.Guinchos	24
2.2.3 .Guindastes.....	24
2.2.4. Sistemas de Armazenamento de Dutos Flexíveis	25
2.2.4.1Carrossel	25
2.2.4.2 Bobinas	26
2.2.4.3 <i>Reel Drives</i>	26
2.4.5 A-Frame	27
2.4.6- Mesa Retrátil	28
2.5- Sistema de posicionamento Dinâmico-DP	29
2.5.1- Sistemas de Referência mais Utilizados em navios PLSV	31
2.5.1.1 .DGPS(Differential Global Position	31
2.5.1.2-Sistemas de Referência Laser.....	32
2.5.1.3- Sistema de Referência baseado em Radar	32
2.5.1.4-Sistema de Referência Hidro acústico- HIPAP.....	33
2.5.2 –Classes de DP.....	36
2.5.3 Sistemas de Gerenciamento de Energia, “Thrusters” e propulsores	37

2.6- ROV (<i>Remotely Operated Vehicle</i>)	38
2.6.1. Localização a Bordo	39
Capítulo 3- Dutos Flexíveis e Arranjos Submarinos.....	40
3.1 Dutos Flexíveis	40
3.1.1- Umbilical	41
3.1.2 Duto flexível de Gás Lift	42
3.1.3 Duto Flexível de Produção	43
3.1.4-Gasodutos/Oledutos de escoamento de produção	43
3.1.5- Cabos de Fibra òptica	44
3.2- Módulos de conexão Vertical –MCV	44
3.3- Principais Arranjos Submarinos	45
3.3.1- Tipos de Manifold Submarino de Produção	46
3.4 Arvore de Natal Molhada (ANM)	47
Capítulo 4 - Operações de lançamento de dutos flexíveis	48
4.1- Preparação.....	48
4.1.1- Track-Survey ou lay Survey	48
4.1.2- Elaboração do “AS laid Survey	48
4.2-Operações de Pull-In	49
4.3-Operações de Pull-Out	51
4.4 CVD-Conexão Vertical Direta.....	51
4.5 Algumas Configurações de Catenária	52
4.5.1- Catenária Live- Free Hanging	52
4.5.2- <i>Lazy wave</i>	53
Capítulo 5 – Legislação Ambiental.....	54
5.1- A Fiscalização da Segurança operacional nas atividades de exploração e produção de Petróleo e gás natural	54
5.1.1 Práticas e Fiscalização	55
5.1.2- Pericias /Convênio Marinha	58
5.1.3 Comunicação de Incidentes	58
5.2. ANP e o Meio Ambiente.....	59
5.3-Legislação Ambiental Federal de Interesse.....	60
5.4 Marpol 73/78 e o navios PLSV	61

Capítulo 6- Capacitação dos Tripulantes de navios PLSV	62
6.1- Responsabilidade e capacitação do Pessoal	62
6.1.1 Comandantes	63
6.1.2. Superintendente de Construção(ou Lançamento de Dutos	63
6.1.3 DPO- Operador de Posionamento Dinâmico.....	63
6.1.4 Chefe de Máquinas	63
6.1.5- Eletricista	64
6.2. Processo de Certificação.....	64
6.2.1. Certificação de Operadores DP junto Nautical Institute.....	64
6.2.2 Certificação de Equipes de Máquinas	65
Capítulo 7- Conclusão	66
Referências Bibliográficas	67
Glossário.....	69

INTRODUÇÃO

Com o objetivo de esclarecer e servir como fonte futura de estudo, esse trabalho será dividido em cinco capítulos e abrangerá de forma sucinta e clara as operações de lançamento de dutos flexíveis, bem como as particularidades das embarcações.

No Brasil essa atividade ainda é tida como novidade se levar em consideração a corrida tecnológica das operações *subsea*. E com o aumento das explorações de petróleo nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos, incluindo a área do pré-sal, a demanda dessas embarcações aumentou consideravelmente e com isso a necessidade de se conhecer melhor essas operações.

No Capítulo 1, será apresentado um breve histórico das operações de lançamento de linhas flexíveis como eram realizadas e com qual objetivo econômico.

Os tipos de embarcações PLSV, como são conhecidos aqui no Brasil e equipamentos, tecnologias, tais como o sistema de posicionamento dinâmico e equipamentos de auxílio a lançamento dos dutos flexíveis requeridos terão destaque no Capítulo 2.

No capítulo 3 serão abordados tipos de dutos flexíveis existentes e alguns arranjos submarinos em que esses são empregados.

Particularidades de cada operação de lançamento serão explanadas com apresentação de desenhos esquemáticos, sendo explanado no Capítulo 4.

Operações de lançamentos de dutos flexíveis como qualquer outra operação offshore causam impactos ambientais e requer cumprimento às leis e normas nacionais e internacionais vigentes para esse tipo de atividade, e esse tema será abordado no Capítulo 5.

O capítulo 6, a certificação e qualificação dos profissionais marítimos envolvidos nessas operações em cumprimento com legislação nacional e internacional.

No capítulo 7, a conclusão comentará sobre os aspectos tratados nesse trabalho e sugestões para novos trabalhos sobre esse tema.

CAPÍTULO 1

HISTÓRICO

1.1 Históricos da exploração offshore de Petróleo no Mundo.

1.1.1 – O que é o termo Offshore?

As fases envolvidas para a procura de um novo campo, o seu desenvolvimento e o transporte do hidrocarboneto até o ponto de refino são conhecidos como atividades de *upstream*. O termo offshore na indústria de óleo e gás refere-se às atividades de *upstream* realizadas em mar aberto. Nos primórdios da exploração Offshore, a perfuração em lagos e perto da costa, com acesso por terra a partir de píers, também era chamada offshore. As principais atividades *upstream* são:

1. Realização de levantamento sísmico da área - permite aos geólogos interpretar o subsolo marinho aumentando o índice de acerto do local para a perfuração do poço exploratório visando à descoberta de um novo campo;
2. Exploração – engloba a perfuração e completação dos poços, desde o poço exploratório, que quando confirmado a presença de hidrocarboneto, encadeia a perfuração dos poços de desenvolvimento para análise geológica e delimitação do seu contorno físico, permitindo a definição do número de poços para a otimização da exploração;
3. Produção – inicia-se com os estudos para o dimensionamento do sistema de coleta e exportação que define os diâmetros dos dutos e as condições do escoamento para a otimização do fluxo de hidrocarboneto do sistema de produção. A definição do arranjo submarino e dos equipamentos que melhor atendem às necessidades do escoamento, a escolha da unidade de produção com a respectiva planta para tratamento do hidrocarboneto e o sistema de transferência, definem as flexibilidades que permitirão a operação durante a vida útil do campo;
4. Transporte – estudos para a definição e implantação do projeto de escoamento do hidrocarboneto tratado até o ponto de refino;
5. Desmobilização – Forma de abandono seguro dos equipamentos e dutos para evitar danos ao meio ambiente .

1.1.2. Início da Exploração Offshore.

A atividade offshore, desde os primórdios até a presente data, tem sido marcada pelo constante desenvolvimento de novas tecnologias a partir de experimentos adaptação de conceitos usados em outras indústrias e principalmente criando novos conceitos para vencer os desafios de uma indústria que exige criatividade para transpor as barreiras impostas pela adversidade do meio em que se desenvolve. Entender os desafios e os riscos envolvidos na indústria offshore necessita de um breve histórico de como esta indústria surgiu e se desenvolveu nos últimos 55 anos, no mundo, e especialmente no Brasil, a partir do final da década de 70.

1.1.2.1 – Exploração no Golfo do México.

Os primeiros passos da exploração offshore foram dados no final do século XIX em Santa Bárbara, Califórnia, quando foi iniciada a perfuração de poços em águas rasas com acesso pela praia, via píer. O primórdio da tecnologia offshore foi desenvolvido usando piers para suportar decks de madeira, sendo os condutores trazidos até a superfície da água para permitir o uso da tecnologia de perfuração já desenvolvida para a exploração em terra. A primeira descoberta em área afastada da costa, perfurando a partir de uma jaqueta, ocorreu em outubro de 1947, quando a empresa Kerr-McGee encontrou óleo no bloco 32, na costa do estado de Louisiana, hoje conhecido como Golfo do México. A partir desta descoberta, houve um aumento das atividades de perfuração no Golfo do México, período que durou até 1959, quando a concorrência com o óleo do Oriente Médio, aliada à política do governo americano, que incentivava a importação para reduzir a demanda das reservas americanas, praticamente paralisou a atividade de perfuração. Na década de 60, a redução das importações e a política conservadora do governo americano resultaram em preços estáveis e relativamente altos que fizeram com que o foco no Golfo do México mudasse da exploração para a produção dos campos já descobertos. A demanda pelo óleo estimulou inovações tecnológicas que reduziram os custos e aumentaram o lucro. A década foi caracterizada pelo boom das instalações de produção e da infraestrutura requerida para esta atividade.

1.1.2.2 – Exploração no Mar do Norte .

Em 1965, a operadora British Petroleum encontrou gás no lado Inglês no Mar do Norte e em 1969 a empresa Phillips descobriu o primeiro campo de óleo no lado norueguês. O início das atividades dependeu fortemente da experiência americana, grande quantidade de

equipamentos usados no Golfo do México, especialmente sondas, foram transportadas para o Mar do Norte. Apesar das condições ambientais adversas no golfo do México, os equipamentos não apresentaram o desempenho esperado quando sujeitos às condições ambientais do Mar do Norte .

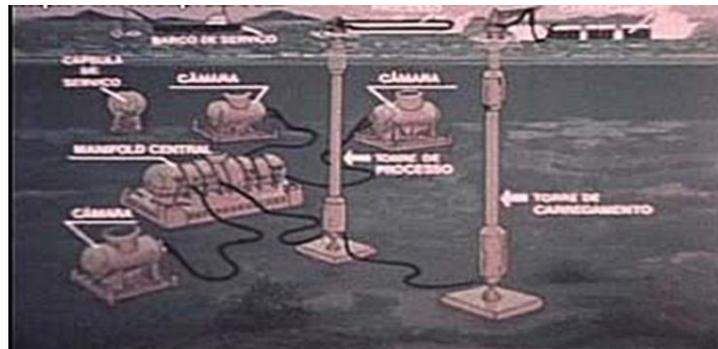
Para superar as deficiências foram realizadas inovações e os equipamentos trazidos tiveram que ser adaptados para as novas condições ambientais. Os primeiros anos foram de extrema importância para desenvolvimento de novas tecnologias entre as quais se destacam os sistemas submarinos. Em 1972, árvores de natal submarinas, preparadas para serem colocadas no fundo do mar a partir de adaptações de árvores usadas em terra, foram testadas no Golfo do México. No verão de 1972, foi instalada pela Shell, numa profundidade de 115 metros, a primeira cápsula atmosférica produzida pela Lockheed Petroleum. No lugar dos mergulhadores, esta tecnologia permitia a intervenção humana, em ambiente atmosférico, para manutenção e outros serviços na árvore sem a retirada do poço. Em paralelo, sistemas utilizando equipamentos modularizados, adaptados às condições submarinas, foram desenvolvidos e a partir de então, surgiu a tecnologia submarina que até os dias atuais continua a desenvolver novas tecnologias para atender aos desafios de produzir campos em águas cada vez mais profundas.

1.2- Início da Exploração Offshore no Brasil.

No Brasil, a Petrobras deteve o monopólio da exploração e produção dos campos de petróleo por vários anos, resultando numa atuação diferenciada das outras operadoras. O monopólio e a distância dos centros de serviço e logística que detinham o conhecimento técnico, levaram a Petrobras a atuar de forma integrada e auto-suficiente em suas operações. A estratégia adotada para atingir estes objetivos foi contratar pessoas e companhias com reconhecida competência para a rápida capacitação do corpo técnico e absorção do *know-how* em curto espaço de tempo.

Com a missão dada de tornar o Brasil auto-suficiente no abastecimento de petróleo e seus derivados e com o relativo sucesso alcançado na exploração em terra, a Petrobras se voltou para a exploração offshore. Apesar da primeira instalação ter ocorrido no campo de Guaricema em 1967, numa LDA de 30 metros, o marco da exploração offshore em águas profundas, para a época, ocorreu quando da descoberta do campo de Garoupa em 1974, numa profundidade de 115 metros. A partir de então várias descobertas ocorreram em profundidades cada vez maiores.

Figura 1: Primeiro arranjo Submarino instalado pela Petrobrás em LDA de 115 m na Bacia de Campo (campo de garoupa).



1.3- Históricos de Instalação de Flexíveis no Mundo.

O primeiro registro da utilização de dutos flexíveis data do período da segunda guerra mundial. O duto foi instalado para conectar a Inglaterra à França, durante o período do conflito, com o intuito de viabilizar o transporte de combustíveis para suporte logístico.

Com o passar dos anos, a tecnologia dos Flexíveis evoluiu, adequando-se aos novos cenários de utilização. Atualmente, a aplicabilidade destes equipamentos é extensa, conectando poços aos “manifolds”, poços as UEPs, manifolds as UEPs. A finalidade também é diversificada, podendo servir para: exportação de gás, injeção de água, produtos químicos e gás, produção de óleo e gás, além do transportes de longa distância de fluidos não tratados.

Ainda, dependendo das particularidades do escoamento e das características do fluido, podem apresentar diferentes diâmetros, comprimentos, estruturas das camadas e materiais de composição. As condições inerentes à sua fabricação, instalação, operação e desmobilização, também devem ser consideradas durante a fase de projeto.

Tais condições, inclusive, são julgadas fundamentais desde a implantação do primeiro poço, em West Cameron, a 17m de profundidade. O projeto de instalação e operação foi realizado sem auxílio de mergulhadores, demonstrando a viabilidade do uso de equipamentos e dutos em profundidades não alcançáveis pelo ser humano, acima de 300 m., fazendo uso do apoio do ROV (Remotely Operated Vehicle).

1.4 - Instalações de Flexíveis no Brasil.

O duto flexível sempre teve importância fundamental no sistema de produção no Brasil. Sua utilização apresenta diversos benefícios, dentre os quais podem ser citados.

- Antecipação da produção através de sistemas piloto de produção.
- Reutilização dos dutos em diferentes sistemas seja de produção, injeção etc.:
- Facilidade de instalação, contemplando a possibilidade de lançamento de três dutos simultaneamente, para profundidades até 1000 m,
- Capacidade de lançamento de Grandes trechos de dutos numa única campanha de um navio.

O histórico de utilização do flexível coincide com a descoberta do primeiro campo de exploração na bacia de Campos, em 1975. Em 1976, poço de Enchova na Bacia de Campos, a PETROBRAS começou a realizar lançamento de dutos flexíveis através de empresas especializadas. A profundidade de instalação destes equipamentos é foi de aproximadamente 100 m.

Com o passar do tempo, a descoberta de reservatório, e sua conseqüente exploração, tende para águas cada vez mais profundas. As tecnologias de fabricação de flexíveis são aperfeiçoadas e diferentes estruturas são criadas em função de cada particularidade de cada projeto. Diante do Intenso desenvolvimento de novas estruturas de flexíveis, surge a necessidades de padronização do produto e a elaboração de normas específicas torna-se indispensável.

Desde forma, a API Spec17J é utilizada para normatização de dutos flexíveis pelas indústrias, sendo adotada como padrão para especificação, projeto, fabricação, seleção de materiais e teste destes produtos.

No início da Década de 90, a exploração a 900m de profundidade já é uma técnica dominada, contado com dez poços e uma rede 168 km de flexíveis. E em meados desta mesma década, a instalação em lâminas d'água de 1500 m já é uma realidade. Pouco tempo depois, no tempo dos anos 90, a instalação de dutos flexíveis atinge marcas próximas aos 2000 m. O progresso dos primeiros anos do nono século passou veloz, já que as redes flexíveis para sê-la composta por aproximadamente 2500 km de linhas e 1500 km umbilicais.

Com este histórico, os dutos flexíveis tem tido um importante papel na história de exploração de petróleo no Brasil, construindo gradualmente uma reputação de confiança e viabilidade econômica. Nenhum lugar do mundo tem uma rede e dutos flexíveis como à instalada na bacia de Campos.

CAPÍTULO 2

TIPOS DE EMBARCAÇÕES PLSV E TECNOLOGIAS EMPREGADAS.

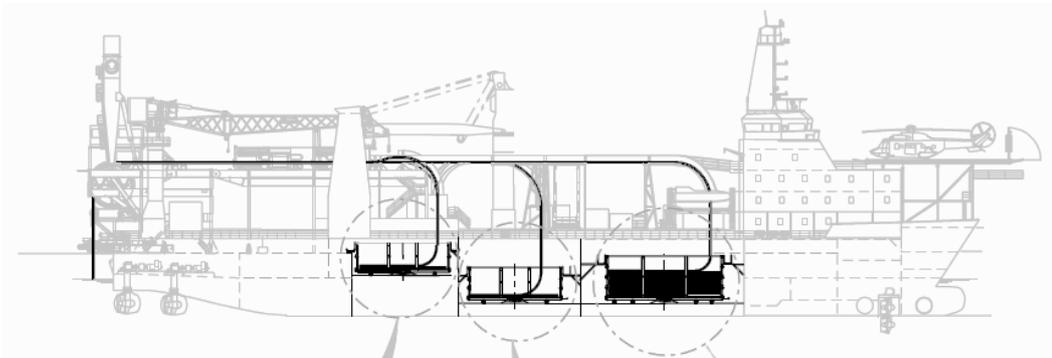
2.1 - Aspectos gerais de navios de lançamento de Dutos Flexíveis.

O principal aspecto relacionado à instalação de dutos em águas ultra profunda é o requisito que o sistema de lançamento deve possuir para suportar altos valores de carga de tração de topo.

Caso as mesmas tecnologias de dutos sejam mantidas, os navios de lançamento terão que sofrer mudanças significativas, o que reduzirá o número de navios capazes de realizar as operações e, conseqüentemente, promoverá um aumento nos custos e nos prazos para instalação.

Este panorama fica ainda mais complexo quando é necessário sustentar a carga de dutos cheios, principalmente oleodutos e gasodutos.

Figura 2 “Layout” típico de um navio de lançamento de flexíveis, em destaque o armazenamento dos dutos em cestas.



Fonte: www.oceanica.ufrj.br

2.1.1-Navios quanto à disposição da Torre de Lançamento e suas vantagens.

A Disposição das torres de lançamento nos PLSVs tem haver com uma maior eficiência nas operações, pois a torre a meia nau apresenta um dificuldade quanto à estabilidade da embarcação devido ao grande peso concentrado na lateral do navio.

Figura .3 -Navio com torre de lançamento à meia nau, e pelo bordo, eliminando-se o efeito do *Pitch*



Fonte: www.4coffshore.com.

Figura 4 -Navio com torre de lançamento horizontal, intensifica dos efeitos de *Pitch*, *Heave* e *Roll*



Fonte : www.shipsandoil.com

2.2 - Equipamentos do sistema do lançamento de dutos flexíveis.

2.2.1 – Tensionadores.

Sistema responsável pela sustentação da carga dos dutos durante o lançamento e recolhimento dos mesmos. Podem ser utilizados em série para aumentar a capacidade de sustentação de carga.

Os tensionadores geralmente são fornecidos com um sofisticado sistema elétrico ou hidráulico, pelo qual a tensão no duto pode ser controlada, mesmo quando o navio estiver sujeito a movimentos.

Diferentes configurações dos “tracks” podem ser utilizadas: três “tracks” em “Y”, quatro “tracks” em “X”, dois “tracks” verticais etc. O comprimento dos “tracks” influi diretamente na capacidade de sustentação de carga, ou seja, quanto maior o “track”, maior a área de contato entre o duto e as sapatas, permitindo, para um mesmo fator de atrito e uma mesma pressão de aperto, altos valores de sustentação de carga.

Figura 5 : Conjunto de Tensionadores antes da instalação em navio



Fonte: www.oceanica.ufrj.br

Nota 1: Os equipamentos de controle de tensão, por exemplo, tensionadores, guinchos, sistemas hidráulicos, motores e bombas, devem ser considerados parte do sistema de controle de posição, projetados com a mesma filosofia do próprio sistema de DP e incluídos na FMEA de DP. Em acordo à Internacional Marine Contractors Association (IMCA) (Associação Internacional de Contratadas Marítimas) que publicou o documento IMCA M 103 Ver. 1,e em seu conteúdo, abrange os requisitos mínimos adotados na construção e operações de Embarcações de Lançamentos de Dutos .

2.2.2. Guinchos.

Utilizados principalmente nas operações de abandono e recolhimento, são parte fundamental do sistema, devendo ter comprimento e capacidade de carga suficiente para viabilizar a realização das operações em águas ultra profundas. Também são utilizados como ferramenta essencial para manobras de “*overboarding*” de acessórios e extremidades do duto, pode possuir sistema de compensação de *heave*..

Figura 6 : Guincho de lançamento

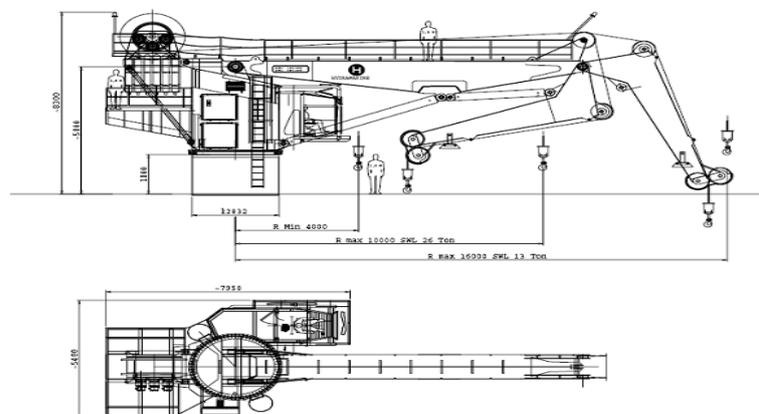


Fonte: Apostila sobre umbilicais.

2.2.3 Guindastes.

Utilizados para manuseio dos acessórios e equipamentos pesados, o guindaste deve ser certificado para operações “*offshore*”, possibilitando sua utilização em conexão de módulos verticais a BAPs e “*manifolds*”. Gráficos de carga para diferentes configurações da lança devem ser previamente conhecidas para execução segura das manobras requeridas. . Podem possuir sistema de compensação de *heave*.

Figura 7: Esquema de guindaste offshore.



Fonte: www.oceanica.ufrj.br

2.2.4. Sistema de armazenamento do duto flexível.

É comumente chamado de bobina, quando armazena o duto na vertical, e carrossel, quando armazena na horizontal. Sua capacidade de carga deve ser elevada, assim como suas dimensões, permitindo o armazenamento de um grande comprimento de dutos e garantindo sua integridade estrutural.

2.2.4.1 – Carrossel.

O carrossel é composto por um flange inferior localizada no centro de um pino, um *hub* e um flange superior. A posição do flange superior é ajustável e o flange está bloqueado no uso de barras de lugar fazendo espaçador especial resultando em uma carga igualmente dividida sobre os trilhos. Os trilhos consistem em uma única faixa soldada ao andar inferior.

O carrossel é acionado por motores elétricos através de uma caixa de velocidades e um rack e pinhão fornecendo tensão suficiente no produto para carretel corretamente. Tanto a velocidade e o torque do Carrossel podem ser controlados.

Figura 8: carrossel instalado no navio *Deep Pioneer*.

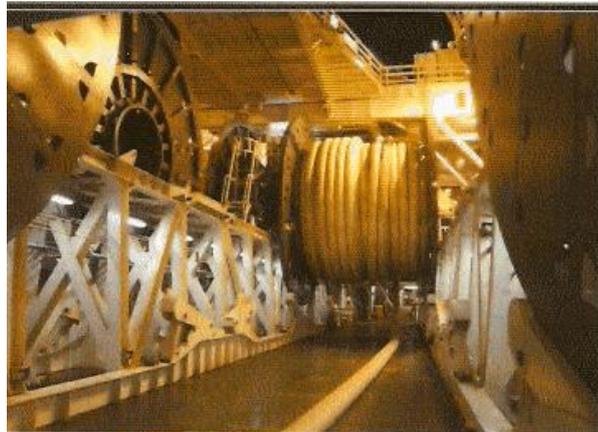


Fonte: <http://t2.gstatic.com/images>

2.2.4.2 – Bobinas.

As bobinas são localizadas no convés principal podendo ficar na vertical (apoiadas no *Reel Drive*) ou na horizontal, e possuem uma capacidade menor de armazenamento da linha.

Figura 9 : Bobina de duto flexível armazenada no *Reel drive*.

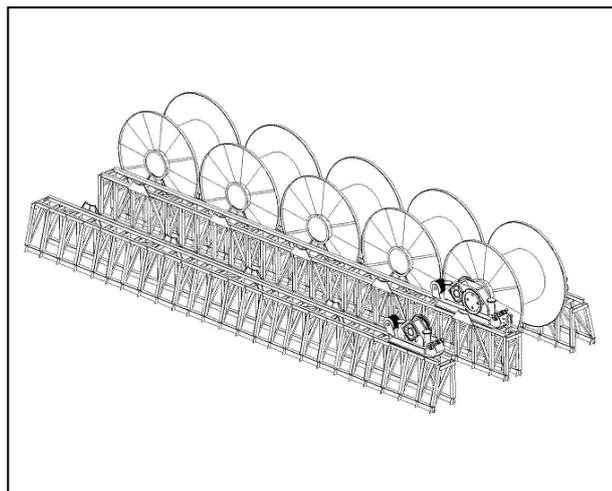


Fonte :www.odsolutions.nl

2.2.4.3 *Reel Drive*.

Sistemas de Acionamento *Reel* são usados para a descarga de dutos flexíveis tal qual estão armazenados em bobinas. O sistema consiste em dois *drives*, levantamento de torres que levantar a bobina de seu berço para o carretel. As torres podem deslizar ao longo de dois trilhos. Neste local ele vai pegar uma bobina para descarga do duto.

Figura 10: Desenho esquemático de *Reel drive* .

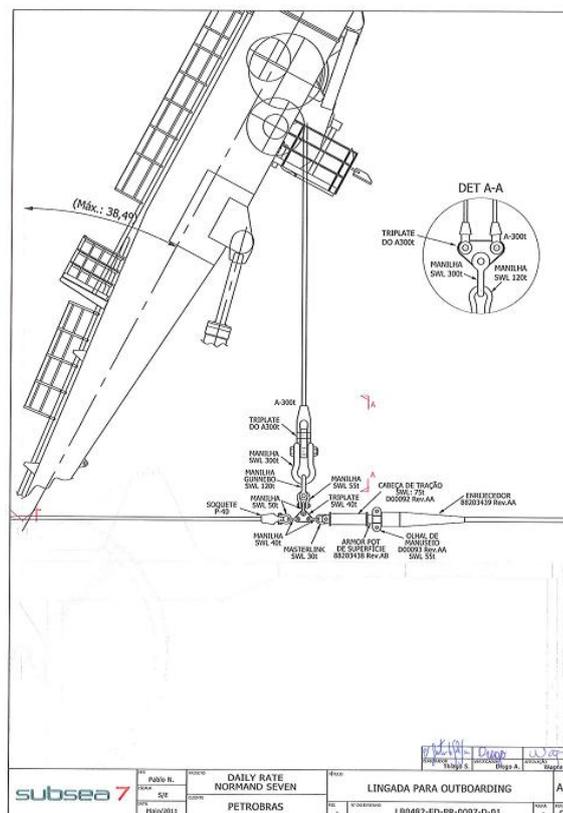


Fonte: Arranjo geral do PLSV Normand Seven.

2.4.5 – A-Frame.

Alguns equipamentos são essenciais durante o lançamento de dutos. O “A-frame” tem importância indispensável nas manobras de “overboarding”, onde efetuamos a verticalização da linha e que o caminho crítico é a passagem de conexões ou acessórios. Todos estes equipamentos devem estar certificados para as cargas envolvidas nas operações, sendo cada vez mais solicitados à medida que aumenta a profundidade e, conseqüentemente, o peso das catenárias.

Figura 11. : Esquema do A-Frame com lingada para *outboarding* de duto flexível.

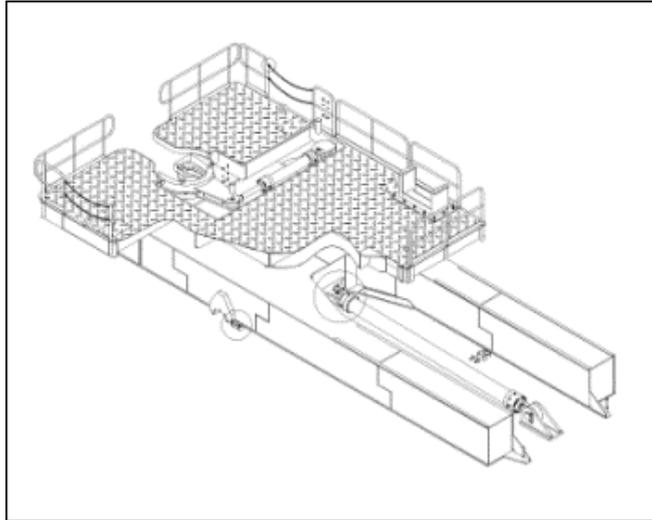


Fonte: Subsea 7 – Relatório de operações.

2.4.6 - Mesa retrátil

Tem como função auxiliar aos operadores de convés a instalação de acessórios nas linhas e conexões entre uma linha e outra, quando o lançamento dos dutos flexíveis é pela popa.

Figura 12. Mesa retrátil ou mesa de trabalho.



Fonte: Arranjo geral do PLSV Normand Seven.

2.5 - Sistema de Posicionamento Dinâmico- DP.

O desenvolvimento de sistemas computadorizados e dos sistemas de referência de posição viabilizou o surgimento de um sistema de posicionamento totalmente automático, chamado de Sistema de Posicionamento Dinâmico (DP).

Posicionamento Dinâmico (DP) é todo o sistema necessário para garantir que a embarcação possa se manter em posição e aproamento automaticamente quando operando no mar sem a necessidade de ancoragem ou de amarração.

O sistema mede os desvios aos valores de referência de aproamento e posição causada por forças externas como vento e corrente e as contrapõe através do empuxo e momentos de giro provocados pelos propulsores.

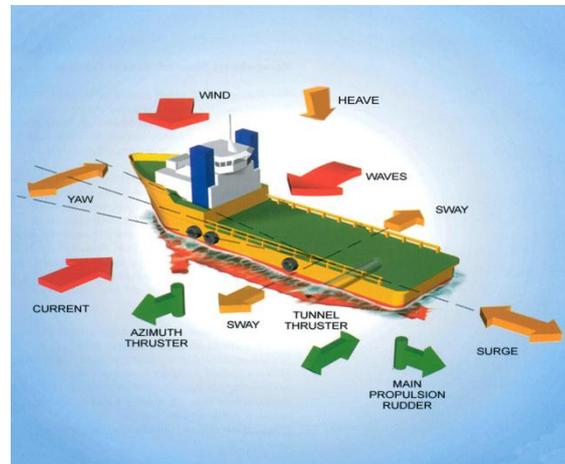
Principais componentes de um Sistema de Posicionamento Dinâmico - DP:

- Sistema de Propulsão (Thrusters);
- Sistema de Geração de Energia (Power Supply);
- Equipamentos de Monitoramento da Posição (Position Measure Systems – PME's);
- Sensores;
- Console de Interface entre o Operador e o Processador DP (Main Machine Interface “MMI”); e
- Operador de Posicionamento Dinâmico – DPO.

Como sabemos, as forças externas que agem em unidades flutuantes são o vento, as ondas e a correnteza e que os esforços resultantes da sua combinação, acarretam seis tipos de movimentos ambientais (forças dinâmicas):

- translação: surge (avançar), sway (derivar) e heave (arfar);
- rotação: pitch (caturro), roll (balançar) e yaw (guinar).

Figura.13 .Forças dinâmicas atuantes em um Navio



Fonte : Nautical Institute .

O sistema DP controla diretamente, apenas três deles, todos em relação ao plano horizontal; de translação: surge ou avanço (X), sway ou deriva (Y) e de rotação: yaw ou guinada (de aproamento-N). Entretanto, os demais movimentos são afetados de modo secundário e também monitorados, uma vez que influem em alguns tipos de sensores de referência de posição.

Dois sensores de vento (anemômetros) devem ser instalados em locais diferentes e estar disponíveis para o sistema de controle de DP. Independentemente da adequabilidade da localização dos sensores, a entrada do sinal de compensação de vento no controle da posição deve ser tratada de forma que não provoque uma mudança súbita da posição quando selecionada ou não ou quando o sensor for subitamente abrigado ou exposto ao vento.

Se os sensores de vento estiverem em alturas muito diferentes, eles devem ser corrigidos para que os operadores possam compará-los sem dificuldade. Sempre que possíveis todos os sensores de vento devem estar selecionados.

2.5.1- Sistemas de Referência mais utilizados em navios PLSVs.

Em acordo ao IMCA M 103 Ver.1 , as referências de posição têm duas funções: fornecer informações estáveis para o sistema de controle de posição e fornecer dados com exatidão suficiente para o trabalho sendo executado. Devem estar sempre disponíveis pelo menos três referências de posição independentes. A terceira referência de posição se destina a não permitir que o movimento deixe a embarcação com apenas uma referência.

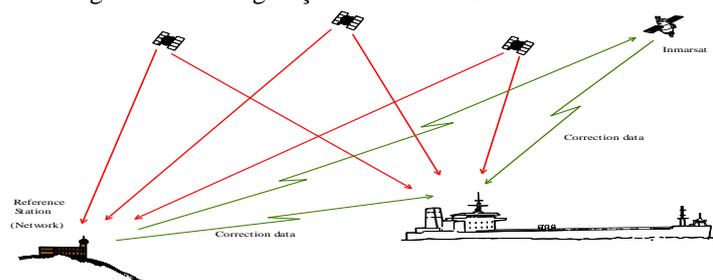
Devem ser instalados pelo menos dois sensores de referência vertical. Se uma terceira unidade for instalada, ela deve estar em local diferente com uma fonte de alimentação separada. Devem ser instaladas três agulhas giroscópicas, particularmente em embarcações mono casco devido à natureza crítica do controle de proa. O controle de DP deve ser capaz de identificar uma unidade defeituosa e alertar os operadores antes que ocorra uma degradação de proa e/ou posição. Os sensores da embarcação devem estar fisicamente separados para que as unidades redundantes não sofram as consequências do mesmo evento de incêndio, alagamento ou dano mecânico.

O projeto e a disposição desses sensores devem assegurar que a independência das referências de posição não seja comprometida se um deles falhar, porque todas essas referências estão usando o mesmo sensor de referência vertical e/ou agulha giroscópica.

2.5.1.1 – DGPS (Differential Global Position System).

Objetivando justamente aumentar a precisão do Sistema GPS de forma a atender atividades onde alta resolução das coordenadas é fundamental, foi criado o DGPS. O mesmo consiste basicamente no estabelecimento de estações receptoras fixas cujas coordenadas são bem conhecidas. Ao receberem os sinais do GPS, os computadores dessas estações detectam e calculam imediatamente o erro embutido na degradação imposta às coordenadas e os transmitem instantaneamente às estações móveis usuárias do sistema, tais como semi-submersíveis, navios, etc., onde é assumido como “correção”.

Figura 14 : Configuração do Sistema DGPS



Fonte : Apostila ENBO

2.5.1.2 - Sistema de Referência Laser.

O Princípio de funcionamento é o sistema óptico, fecho de laser de curta distância, onde a emissão e recepção de sinais laser, os quais são refletidos pelas placas refletoras instaladas na plataforma. Tendo como maiores representantes o FANBEAM e CYSCAN.

Figura 15 : Radar Fanbeam



Fonte: www.marinetalk.com

Figura 16: Radar Cyscan



Fonte: www.navigationservices.co.uk

2.5.1.3- Sistema baseado em radar.

Sistema de referência de posição baseado na medição de sinais de radar refletidos de transponders passivos, exemplos: Radascan, RADIUS.

Figura 17: Sistema de Referência RADIUS.

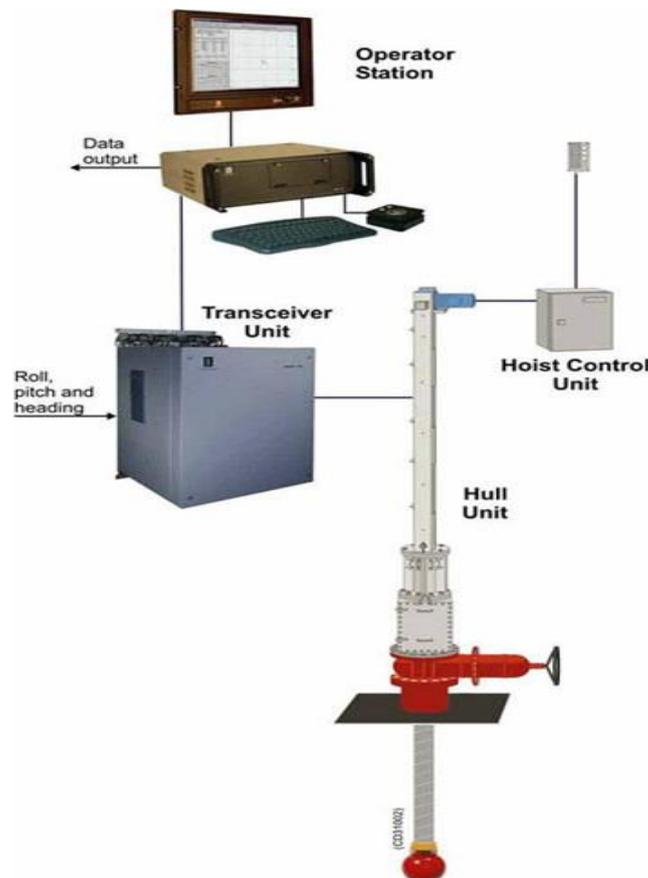


Fonte: www.bymnews.com

2.5.1.4 – Sistema de Referência Hidro acústico – HIPAP.

O sistema hidro acústico de alta precisão- HIPAP consiste de um transmissor (transdutor) e um receptor (transponder). Um sinal sonoro (pulso) é emitido do transdutor, e é direcionado ao transponder no fundo do mar. Este pulso ativa o transponder, que responde imediatamente ao transdutor do navio. O transdutor ao receber o pulso do transponder envia os dados para uma estação de operação de Posicionamento acústico (*APOS-Acoustic Positioning Operating Station*) que é um software baseado no Windows NT. , que calcula uma posição exata do transponder em relação ao navio.

Figura 18 : Esquema básico para o Sistema de referência Hidro Acústico- HIPAP



Fonte : <http://www.norinco.co.in>

Segue algumas definições dos itens básicos:

Transdutor esférico é um dispositivo que recebe um sinal e o retransmite, independentemente de conversão de energia, contém centenas de elementos que cobrem toda a esfera sob o navio.

Figura19: Transdutor esférico



Fonte: www.norico.co.in

Transponder é um dispositivo no leito marinho que responde às interrogações acústicas das HPR da embarcação e informa sua posição relativa.

Fig 20. Transponders hidro acústico



Fonte: www.km.kongsberg.com

O sistema controlará dinamicamente o feixe de modo que ele esteja sempre apontando na direção do transponder. A direção do sinal sofre interferência dos movimentos do navio (caturro, balanço e arfagem) e para compensar a interferência desses movimentos, os navios possuem uma unidade de referência de movimento (MRU-*Motion Reference Unit*) que faz a leitura desses movimentos e faz as correções necessárias à leitura da direção do sinal

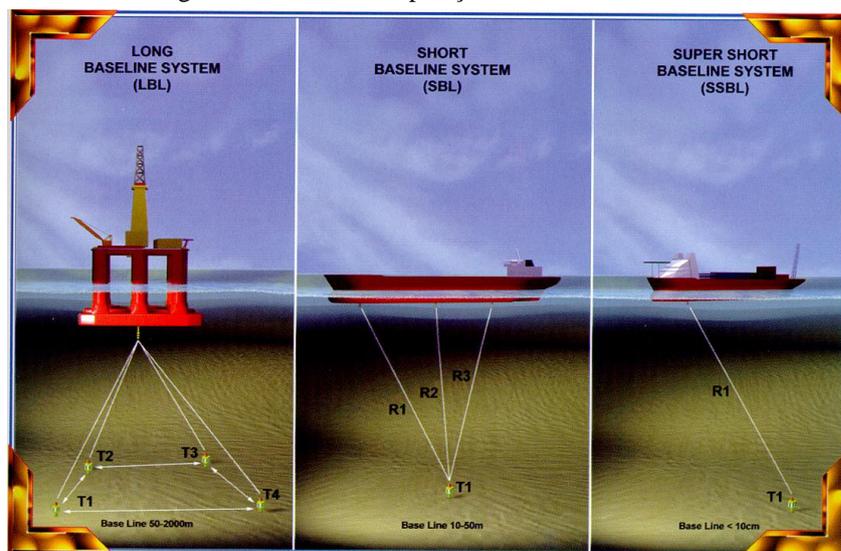
sonoro. O sistema HIPAP utiliza três princípios diferentes para cálculos e medidas. Qualquer combinação dos três princípios assegura flexibilidade assim como um alto grau de precisão e redundância. São elas:

Linha de Base Super Curta (*Super Short Base Line-SSBL*)- O cálculo do Posionamento é baseado na distância e nas mediadas dos ângulos horizontais e vertical, de um único transdutor .O sistema fornece posições tridimensionais do Transponder relativas ao navio. Isto é conseguido por técnicas de comparação. O método é conveniente para navios DP e para rastreamento de ROVs. É o mais utilizado em navios PLSV.

Linha Base Longa (Long Base Line) – O Cálculo da posição é baseado nas medidas de distância somente. Neste sistema, uma rede de Transponders é colocada no leito marinho. Cada “transponder” determinará sua distância para o outro, acusticamente, em função do tempo de interrogação e resposta e da velocidade do som, para sua profundidade. A partir do conhecimento da posição relativa exata de cada “transponder”, o navio determina a sua própria.

Linha Base Curta (Short Base Line)- O cálculo da posição é baseado na distância e medidas de ângulos horizontais e verticais de um mínimo de três transdutores montados no fundo do casco. As linhas de base são entre transdutores no navio. Um transponder é posicionado relativo ao navio. O sistema fornece posições tridimensionais do transponder relativa ao navio.

Figura 21: Calculo de posição do sistema HIPAP



Fonte: km.kongsberg.com

2.5.2 - Classes de DP.

As Classes são dadas em acordo com a redundância necessária em um sistema. Desta forma foi originalmente abordada pela NMD (Norwegian Maritime Directorate) e IMO e levaram à introdução de "Classes de consequência" e "Classes de Equipamentos ".O NMD agrupou a "análise de consequência" em quatro classes:

- Classe 0, que são operações em que a perda da capacidade de manter a posição não é considerada em perigo a vida humana ou causar danos;

- Classe 1 ,em que são operações em que os danos ou poluição de pouca pode ocorrer em caso de falha da capacidade de posicionamento;

- Classe 2, em que são operações onde a falha da capacidade de posicionamento podem causar poluição ou danos com consequências económicas de grande porte, ou lesão pessoal; e

- Classe 3, em que são operações em que a perda da capacidade de manter a posição que provavelmente causará a perda de vida, poluição e danos severos com graves consequências econômicas.

Em acordo com as orientações do IMO, os navios obedecem as seguintes classes de equipamentos DP:

IMO classe 1: A perda de posição pode ocorrer no caso de falha simples* do sistema.

IMO classe 2: A perda de posição NÃO pode ocorrer no caso de falha simples* em qualquer um dos componentes ativos do sistema. Os critérios para falha simples incluem: Qualquer componente ativo do sistema (geradores, thrusters, quadros elétricos, válvulas de controle remoto, etc.); e qualquer componente normalmente estático (cabos, tubulações, válvulas manuais, etc.) que não estão apropriadamente documentados em relação à proteção e confiabilidade.

IMO classe 3: Para os equipamentos classe 3, uma falha simples do sistema inclui: Os itens citados anteriormente e qualquer componente normalmente estático que pode vir a falhar; Todos os componentes em qualquer compartimento estanque, a alagamento ou incêndio. Todos os componentes em qualquer uma das sub-divisões de incêndio, a incêndio e alagamento.

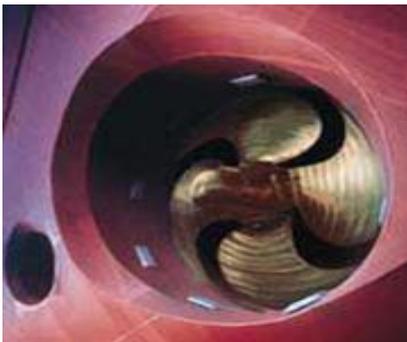
É recomendável haver redundância para reduzir os efeitos dos modos de falha e melhorar os limites de trabalho seguro em todas as embarcações DP para lançamento de tubulações. O nível de redundância deve ser otimizado por armadores e projetistas a fim de obter limites de trabalho seguro práticos e economicamente viáveis. As embarcações DP para lançamento de tubulações devem dispor de equipamentos da classe 2, no mínimo (Ref. 113 IMO – Orientações para embarcações com sistemas de posicionamento dinâmico (IMO MSC Circ. 645)), caso seja esperado que trabalhem próximo a instalações offshore. Se isso só puder ser obtido ignorando o empuxo e a potência para tensionamento das tubulações, esse fato deve constar claramente em toda documentação de DP relevante.

2.5.3 Sistemas de Gerenciamento de Energia, “Thrusters” e Propulsão.

O sistema de propulsão é o responsável por transformar a energia elétrica fornecida pelo sistema de geração em energia mecânica na forma de **empuxo**, sendo a intensidade e direção, determinados pelo controlador DP, objetivando compensar a resultante das forças ambientais atuando sobre a embarcação e manter sua posição no objetivo pré-estabelecido (locação) dentro de uma “área de passeio” (“offsets”) tolerável.

Propulsores confiáveis e eficientes são essenciais para o efetivo controle da embarcação em DP. A escolha dos propulsores apropriados, bem como a configuração mínima, para uma embarcação deverá ser baseada em: Dimensões da embarcação, papel desempenhado pela embarcação, a condição requerida de trabalho da embarcação. O sistema de propulsão, como um todo, vem a ser o “executor braçal” do sistema DP.

Figura 22: Exemplo de “*Tunnel Thruster*”



Fonte : Apostila ENBO .

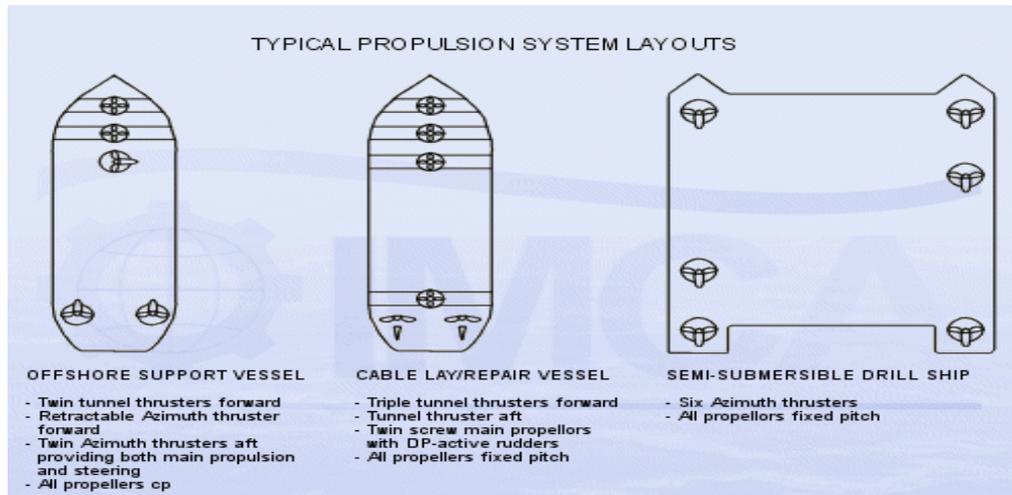
Figura 23. Exemplo de “*Thruster Azimutal*”



Fonte : Apostila ENBO

Já o gerenciamento de otimiza automaticamente o balanço e divisão de cargas entre os geradores no barramento e parte os geradores reserva automaticamente para evitar um black-out ou sobrecarga.

Figura 24 .: Configuração de propulsores típica para cada tipo de embarcação



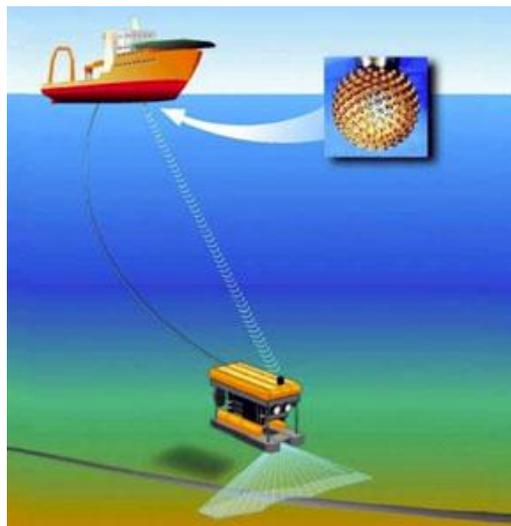
Fonte :Apostila ENBO .

2.6 – ROV (*Remotely Operated Vehicle*).

O Veículo operado remotamente (ROV) é usado em operações submarinas em locais de grande profundidade. O robô não é tripulado, sendo operado por uma equipe na estação de controle de ROV, é altamente manobrável debaixo d'água. Ele é ligado ao navio por um cabo armado, por onde passa um grupo de cabos que transmitem eletricidade, sinais de vídeo e sinais de telemetria entre estação de controle de ROV e o Veículo.

Ele também dispõe ,quando instalado, um ou mais transponders para interrogação durante a navegação do mesmo, sendo que um deles é chamado de “*Responder*”, pois sua interrogação é realizada por um pulso eletrônico enviado através de um cabo elétrico.

Figura 25: ROV em operação.

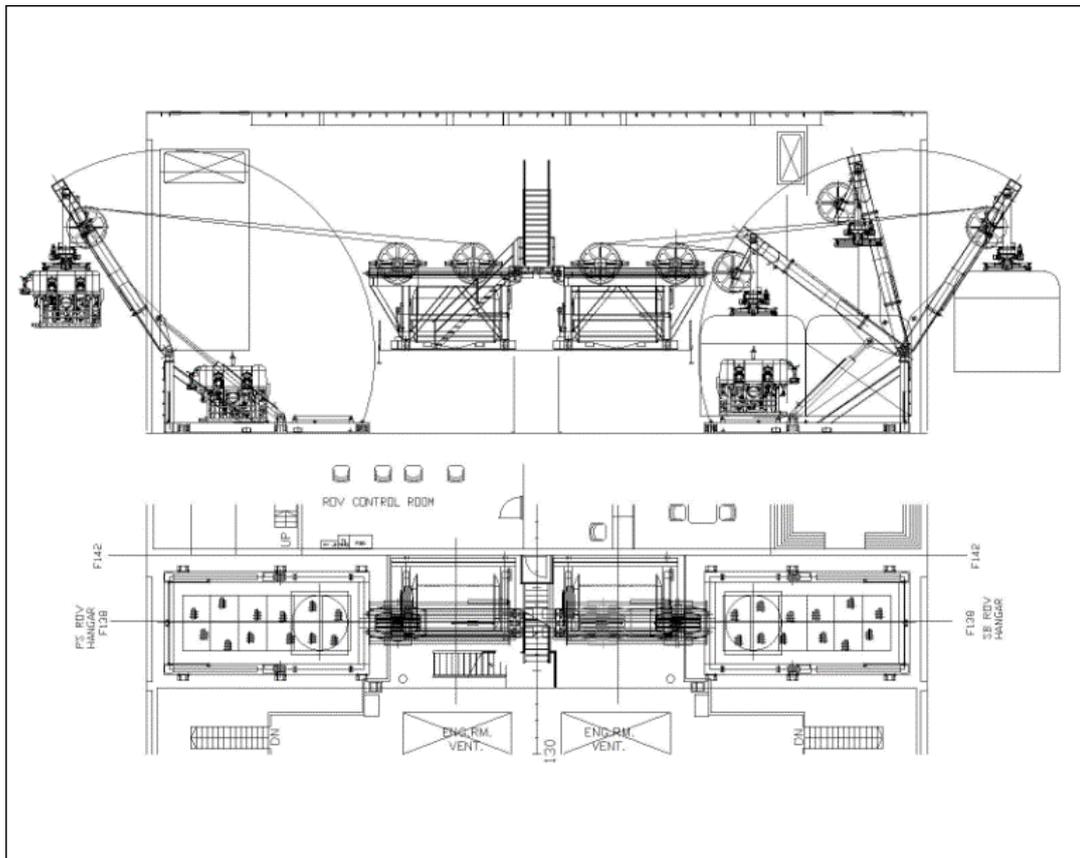


Fonte: <http://work1.dosits.org>

2.6.1 - Localização a bordo.

Em navios modernos que apresentam dois *ROV's*, então foi criado um compartimento à BB e BE a fim de se facilitar à operação, o transporte e lançamento do mesmo, o qual é feito pela lateral do navio através de um A-frame. A ilustração do procedimento de lançamento do mesmo encontra-se na figura abaixo:

Figura 26 : Esquema da Disposição do Hangar dos ROVs



Fonte: www.oceanica.ufrj.br

CAPÍTULO 3

DUTOS FLEXÍVEIS E ARRANJOS SUBMARINOS.

3.1- Dutos Flexíveis.

Entende-se por Duto Flexível um conjunto de equipamentos específicos e largamente utilizados na produção offshore. Cada equipamento desse conjunto é conhecido por Tramo Flexível ou simplesmente Tubo Flexível. Compartilha com o duto rígido a responsabilidade de escoar o fluido produzido, enquanto o duto rígido faz o escoamento dos Plets para a terra os dutos flexíveis fazem a coleta de óleo do poço para a UEP e o escoamento da UEP até o PLET. A estrutura é projetada para suportar a pressão externa e interna do processo, além de todos os carregamentos das fases de fabricação, transporte, instalação e operação. Uma estrutura típica de tubo flexível é composta por camadas, que possuem uma ou mais funções, conforme apresentado na figura do interior para o exterior tem-se:

1. Carcaça Metálica – Perfis metálicos, Inter travados entre si e dispostos de forma helicoidal em passo reduzido, que tem a função de prover resistência ao colapso hidrostático;

2. Camada de Pressão Interna – Camada polimérica extrudada a quente que tem a função de prover a estanqueidade interna;

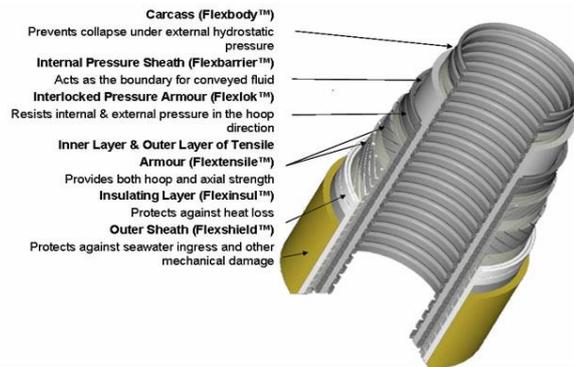
3. Armadura de Pressão – Perfis metálicos em forma de Z, C ou T, inter travados entre si e dispostos de forma helicoidal em passo reduzido, que tem a função de suportar a camada de pressão interna e prover resistência mecânica na direção radial;

4. Camada Intermediária Anti-atrito - Camada polimérica extrudada a quente que tem a função de reduzir o atrito e a abrasão entre perfis metálicos, podendo ser usada entre as armaduras de tração interna e externa e entre as armaduras de pressão e de tração interna;

5. Armadura Interna e Externa de Tração – Perfis metálicos (redondos ou chatos), dispostos de forma helicoidal em passo longo. As armaduras são aplicadas aos pares (normalmente um par), em sentidos inversos (+/-), de modo a prover balanceamento ao tubo sob carga (pequenas rotações após tração ou pressão interna) que tem a função de prover resistência mecânica na direção axial;

6. Capa Externa – Camada Polimérica extrudada a quente que tem a função de prover proteção mecânica e contra a corrosão das armaduras de tração.

Figura 27– Duto Flexível, constituído de múltiplas camadas, metálicas e poliméricas, que são aplicadas, de modo independente, a partir de uma camada núcleo.



Fonte: www.kaskus.us.

3.1.1 Umbilical

É fundamental para o controle dos poços submarinos, sendo o meio de transporte da potência hidráulica para acionamento das válvulas na ANM, do sinal elétrico para aquisição de dados de temperatura e pressão dos poços, na parte inferior e superior (PDG e TPT) e para a injeção de produtos químicos para a otimização do escoamento. Os umbilicais são classificados como dinâmicos (*Risers*) ou estáticos (*Flowlines*), conforme a configuração da instalação, a qual será enfatizada no capítulo 4.

Umbilicais dinâmicos (Risers)-Os denominados Risers são os trechos de um determinado umbilical que vão da superfície do mar, normalmente conectados a uma plataforma ou qualquer outra unidade flutuante até o equipamento submarino posicionado no leito marinho.

Umbilicais Estáticos (Flowlines)-Os umbilicais ditos estáticos ou *Flowlines* são aqueles que uma vez instalados permanecerão assentados no leito marinho e, portanto sem sofrer a ação de correntezas, movimentos impostos, etc. Dessa forma a condição dimensionante para o projeto estrutural desses umbilicais é a fase de lançamento em que os mesmos serão submetidos a esforços elevados e muitas das vezes equivalentes aos esforços a que seriam submetidas estruturas dinâmicas de mesma configuração.

Os umbilicais podem ainda ser classificados quanto aos seus elementos estruturais, ou seja, aqueles que efetivamente resistem aos esforços atuantes sobre a estrutura.

Umbilicais armados - Possuem camadas de arames dispostos de forma circular sobre a periferia do núcleo que contém os elementos funcionais (cabos elétricos, mangueiras,

tubos, etc.) com a exclusiva finalidade de conceder resistência mecânica ao conjunto. As camadas de arame, redondos ou de perfil retangular, são necessariamente colocadas aos pares de forma a manter o conjunto balanceado ao torque.

Figura 28-: Exemplo de umbilical armado



Fonte: Apostila sobre Umbilicais

Umbilicais não armados – Não possuem os arames citados nos umbilicais armados, a resistência mecânica é obtida através dos elementos internos, no caso tubos metálicos, que além de apresentarem função operacional, atuam como elementos estruturais. Esse tipo de umbilical não é utilizado pela Petrobras até o momento.

Figura 29: exemplo de Umbilical não armado.



Fonte: Apostila sobre umbilicais.

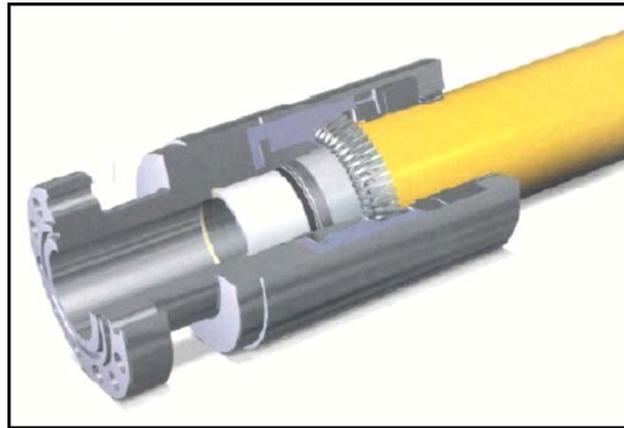
3.1.2- Duto Flexível de Gás lift.

Dutos flexíveis que conectam a unidade de produção e a árvore-de-natal molhada e/ou manifold de produção, permitindo a injeção de gás no poço utilizando a energia do gás comprimido para elevar os fluídos até a superfície. O Diâmetro nominal dos dutos variam entre 2,5" a 4" .

3.1.3. Duto Flexível de Produção.

Conjunto de dutos flexíveis que conectam a árvore-de-natal molhada e/ou manifold de produção à superfície, na unidade de produção, permitindo o fluxo de petróleo e do gás produzido. O diâmetro nominal dos dutos variam entre 6” a 8” .

Figura 30: Duto flexível de produção com conector.

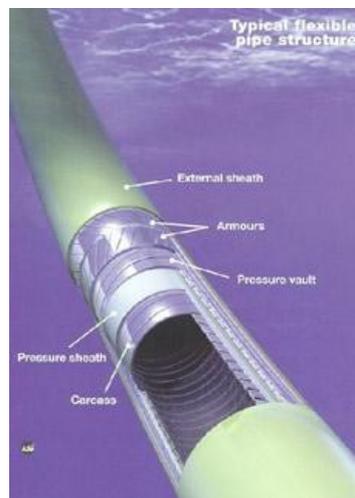


Fonte : www.tnpetroleo.com.br

3.1.4. Gasodutos/ Oleodutos de Escoamento da Produção.

Em acordo ao Decreto 7.382/2010 a definição para gasodutos/oleodutos são dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural/oleodutos desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

Figura 31 : exemplo de gasoduto flexível



Fonte: <http://2.bp.blogspot.com>

3.1.5 Cabos Elétricos de Fibra Óptica.

São utilizados para transmissão de energia elétrica ou sinais elétricos entre as unidades e equipamentos submarinos diversos e também entre Unidades de produção. Podem variar entre seções da ordem de 2,5 até 240 mm² a depender da aplicação desejada.

Figura 32: exemplo de Cabo de fibra óptica.



Fonte: www.tnpetroleo.com.br

3.2. Módulo de Conexão Vertical- MCV.

O sistema de conexão vertical foi desenvolvido com o objetivo de substituir o método *lay-away*, pois elimina a necessidade da operação simultânea entre a plataforma de instalação e o navio de lançamento de linhas, além de permitir a conexão totalmente submarina da primeira e segunda ponta. A primeira utilização do método de conexão vertical foi em dezembro de 1992, no campo de Marlim, em um poço satélite, após vários testes de campo utilizando protótipos.

Tal MCV tem a finalidade de conectar as linhas de produção, acesso ao anular e controle à BAP, possibilitando o escoamento da produção, a injeção de gás para operação de gas lift, a passagem de fluido hidráulico de controle da ANM e, por último, a injeção de produtos químicos (usualmente inibidores de hidratos). Recebeu este nome devido ao seu método de instalação (por barco e verticalmente), possibilitando uma melhor logística para operação e movimentação de sondas e barcos de lançamento de linhas.

Figura 33: *Outboarding* do MCV.



Fonte: Subsea7- Relatório de operação.

3.3 - Principais Arranjos Submarinos

A combinação dos equipamentos e componentes permite a formulação de um grande número de arranjos que podem ser distribuídos em 3 grupos com características próprias, conforme descritas a seguir:

Arranjo com poços satélites – caracteriza-se pela interligação dos poços direta à UEP. É o arranjo de maior eficiência operacional e de maior investimento, em função da utilização de grande quantidade de dutos e umbilicais para atender cada poço individualmente, que são posicionados pelo campo conforme a necessidade do reservatório;

Arranjo com coletor - Manifold submarino de produção-É o equipamento do arranjo submarino que além de coletar e distribuir fluido para os poços possui os componentes ativos que viabilizam as flexibilidades operacionais para a otimização da produção.

Arranjo com anel coletor – um anel coletor sai da plataforma e após passar pelos poços retorna à plataforma. Possui menor confiabilidade devida ao grande número de conexões.

3.3.1 - Tipos de manifold submarinos de produção.

O manifold submarino de produção possui os elementos ativos do sistema submarino para atender às necessidades do escoamento. Isto significa que, apesar de ser caracterizado como equipamento, cada campo possui o manifold diferenciado. Esta característica o torna de difícil fabricação e alto custo de aquisição, pois o seu processo personalizado dificulta a padronização e a economia de escala. Os principais tipos utilizados pelas operadoras serão descritos a seguir:

Manifold Submarino de Produção (MSP) – O fluido dos poços é coletado para o *header* principal e posteriormente enviado para a plataforma. Possui ainda o *header* para a distribuição do *gas lift* e o sistema de controle/aquisição de dados do sistema submarino.

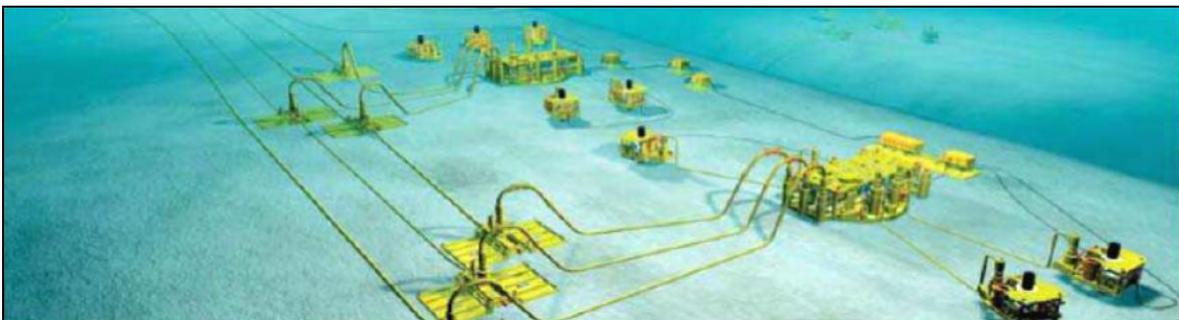
Manifold Submarino de *Gas Lift*.(MSGL) – Tem a função de distribuir o *gas lift* para os poços e fazer o controle/aquisição de dados do sistema submarino. O duto de óleo dos poços vai direto para a UEP;

Manifold Submarino de Injeção (MSI) - Tem a função de distribuir a água de injeção para os poços e fazer o controle/aquisição de dados do sistema submarino;

Manifold Submarino de Produção e Injeção (MSPI) – Possui um *header* para coletar o fluido e outro para injetar água nos poços de injeção, compartilhando a mesma estrutura e o controle/aquisição de dados do sistema.

PLEM (Pipe Line end Manifold) Manifold submarino utilizados na Bacia de Campos formado por um conjunto de válvulas e conexões submarinas que podem conectar risers, pipelines e árvores-de-natal.

Figura 34. Flowlines conectados ao PLEM.



Fonte: Apostila sobre umbilicais

3.4- Árvores de Natal Molhada (ANM).

Sistema posicionado no fundo do mar, composto por válvulas conectadas ao poço e à unidade de produção na superfície. Estas válvulas permitem o fluxo de produção de petróleo e gás, do poço para a superfície, assim como a injeção de líquido e gás da superfície para o poço.

Figura 35. Árvore de Natal Molhada (ANM) com *hubs* individuais



Fonte: Apostila sobre umbilicais

CAPITULO 4

OPERAÇÕES DE LANÇAMENTO DE DUTOS FLEXÍVEIS

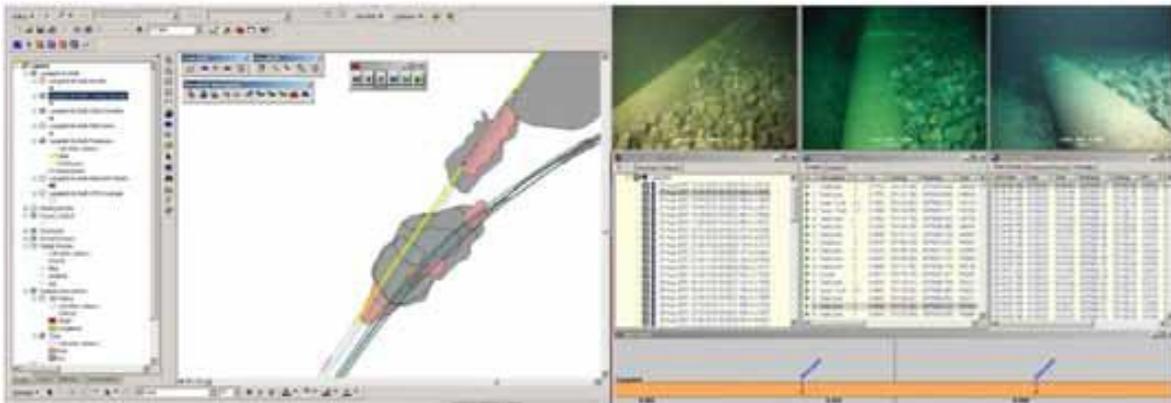
4.1 – Preparação.

4.1.1. Track–*survey* ou Lay *Survey*.

Antes do lançamento do duto flexível há a elaboração do *track* (caminho). Esse Track é realizado para permitir o ajuste do comprimento real do duto verificado durante o carregamento. Alterações devem ser realizadas no *overlength* do track. Todas e quaisquer modificações a serem realizadas no *track* deverão ser verificadas no desenho de arranjo submarino.

Durante pré-survey do track de lançamento do duto devem ser confirmadas as posições das estacas de ancoragem e do poço e a existência de obstáculos, a declividade do solo no raio de 100m de distância do poço, que possam interferir no lançamento. Além disso, devem-se verificar os possíveis pontos de cruzamento entre o duto flexível a ser lançado e outros já instalados.

Figura 36. Exemplo de programa utilizado para realização do track-survey .



Fonte: http://www.modus-ltd.com/assets/image/survey_bottom.jpg.

4.1.2 – Elaboração do “AS Laid Survey”.

O AS Laid Survey nada mais é que Inspeção realizada pelo ROV da própria embarcação ou embarcação de apoio (embarcações RSV) após o duto ter sido lançado.

4.2 – Operações de *Pull –In*.

Consiste na conexão do duto flexível, já lançado ou que ainda será lançada a uma UEP (FPSO, FSO, Sonda Semi--submersível), essa conexão é realizada na UEP através das bocas de sino- que permitem a instalação do conjunto enrijeecedor abaixo da linha d'água, mantendo a sustentação do peso da catenária no convés.

Figura 37 : Conjunto de bocas de sino instaladas em uma Plataforma Semi-Submersível



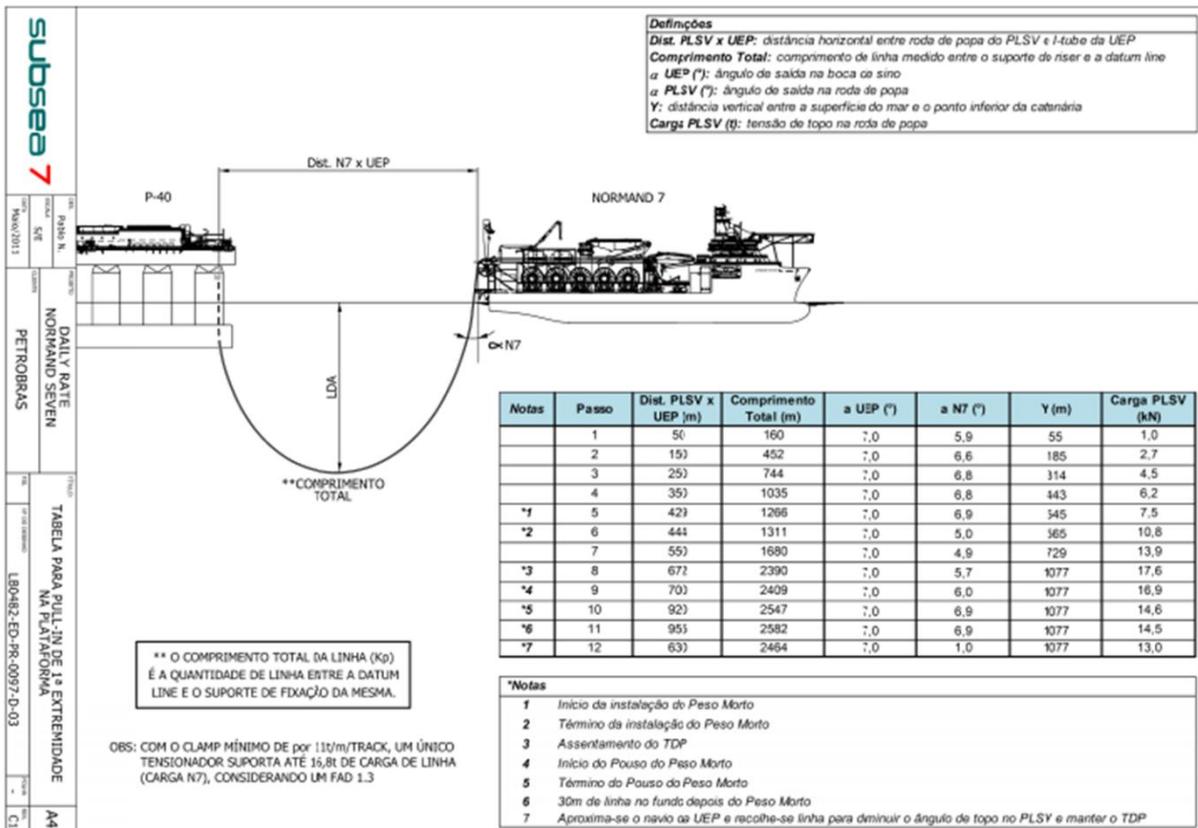
Fonte : Apostila de Umbilicais .

A operação de *Pull-in* pode ser classificada como de 1ª extremidade ou 2ª extremidade.

Pull-in de 1ª extremidade – A primeira extremidade do duto flexível é conectada a UEP e a toda a extensão do duto flexível é lançada até a ANM, onde há a CVD (conexão vertical direta).

Esse método não é muito favorável para a UEP, uma vez que a mesma suporta todo o peso do duto flexível.

Figura 38. Tabela para Pull-in 1º Extremidade na plataforma.



Fonte: Subsea 7 – Relatório de Operações.

Pull-in de 2ª extremidade – A segunda extremidade do duto flexível é conectada a UEP após toda a extensão do duto flexível já ter sido lançada e a 1ª extremidade conectada a ANM. Esta não é tão favorável para o PLSV, pois o mesmo irá sustentar todo o peso do duto flexível durante o procedimento de lançamento.

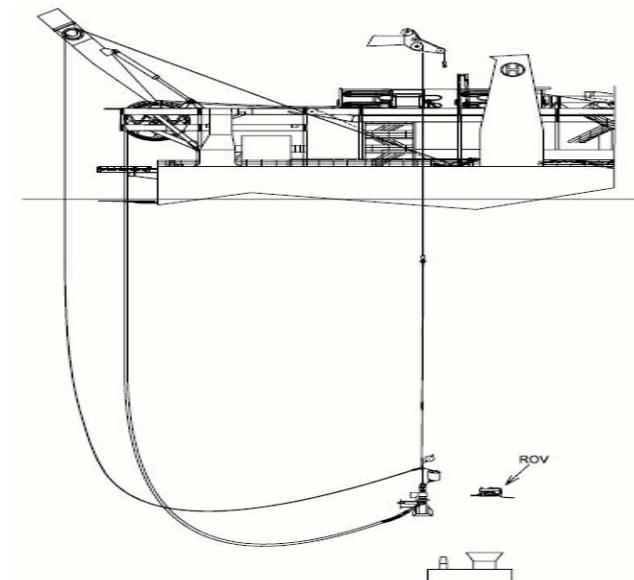
4.3- Operações de *Pull-Out*.

Consiste na operação de desconexão de um duto flexível das UEPs. Essas operações são realizadas quando da manutenção de um duto flexível ou conector a bordo, ou quando o duto flexível será desativado.

4.4. CVD-Conexão Vertical Direta.

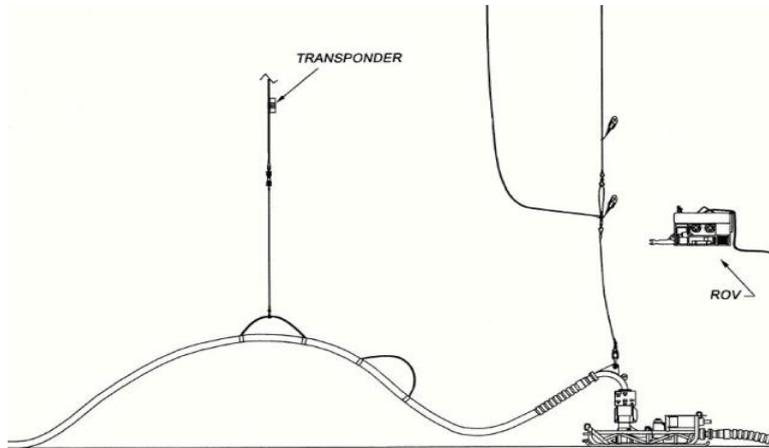
O sistema de conexão vertical viabiliza a conexão dos dutos e umbilicais aos equipamentos sem o auxílio do mergulhador e utiliza como principal fonte de energia a gravidade. A vedação do conector é feita através de anéis metálicos colocados em placas de selo para permitir a substituição após, no máximo, três conexões. Caso necessário, principalmente nos conectores das AMNs, possui acoplamentos hidráulicos para a passagem das funções hidráulicas pelo conector. A instalação pode ser feita em primeira extremidade (primeiro conecta-se o MCV para depois lançar o duto) e em segunda extremidade (depois de lançar o duto, o MCV é conectado). O projeto viabiliza o equilíbrio das forças para garantir que o MCV permaneça na posição vertical imediatamente antes do posicionamento no HUB e suporte a carga do duto quando em operação.

Figura 39. Conexão vertical de 1ª extremidade na BAP do poço.



Fonte : Instalação de Dutos Flexíveis em águas profundas UFRJ/2006 .

Figura 40. Conexão vertical de 2ª extremidade no manifold.



Fonte : Instalação de Dutos Flexíveis em águas profundas UFRJ/2006 .

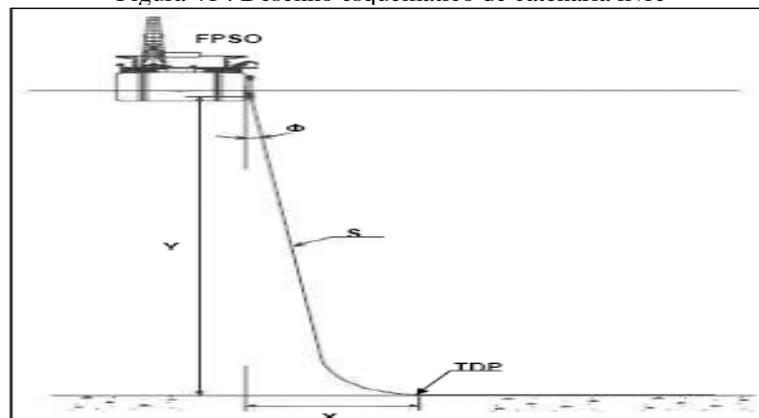
4.5 - Algumas Configurações de Catenária.

Catenária - configuração geométrica adquirida por linhas flexíveis ou cabos, devida ao peso próprio e outras cargas (ex.: bóias), quando suspensos por uma ou por ambas as extremidades.

4.5.1 Catenária Livre – Free Hanging.

Consiste basicamente em pendurar o umbilical no bordo da plataforma obedecendo a um ângulo previamente determinado (em geral variando de 4 a 7 graus com o eixo vertical), que é a mais barata e a mais simples de ser instalada. É a mais utilizada nos lançamentos de dutos flexíveis no Brasil.

Figura 41 : Desenho esquemático de catenária livre



Fonte : Subsea 7 - Relatório de Operações

4.5.2 -Lazy Wave .

Configuração de *linha flexível* combinada com flutuadores, para aliviar cargas ou dar maior mobilidade a sistemas flutuantes (p.ex.: boias).

Figura 42. Exemplo da configuração Lazy wave



<http://www.flexisertest.com/>



<http://www.flexisertest.com/>

<http://www.cituk-online.com/acatalog/Flexisers.html>

Fonte : <http://www.ntt.eng.br>

CAPÍTULO 5

LEGISLAÇÕES AMBIENTAIS.

Pelo fato da indústria do petróleo ser uma atividade por si só, potencialmente poluidora, é inegável a necessidade de uma legislação forte que coíba os abusos frequentes cometidos contra a natureza, e isto vale para qualquer tipo de indústria ou atividade.

Até a algum tempo atrás, a preocupação com o meio ambiente não era levada muito a sério pelas empresas, que viam o investimento em preservação apenas como uma forma de reduzir suas margens de lucro. No entanto, este pensamento tem mudado a cada dia.

O homem aprendeu com grandes acidentes, e verificou que, além do dano causado ao meio ambiente, passava a haver uma negação por parte dos consumidores pelos produtos produzidos por aquelas empresas causadores de danos ambientais.

A evolução da consciência ecológica levou as empresas a adotarem políticas visando à questão ambiental, na mesma medida em que eram punidas pelo advento de novas leis de proteção ambiental.

No Brasil temos em destaque a Leis 9605/98, 9.966/2000 (Esta na verdade, é uma ratificação da convenção internacional MARPOL 73/78), Decreto 4136/2002. Observaremos apenas trechos, condizentes com dutos flexíveis, dessas legislações como segue:

5.1-A fiscalização da segurança operacional nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, no desempenho de suas atribuições prevista na Lei nº 9.478/1997, estabelece o regime regulatório das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo e gás natural, priorizando o cumprimento das boas práticas para a conservação e uso racional dos recursos energéticos e para a proteção do meio ambiente.

Por meio da Resolução ANP nº 43/2007 e seu Regulamento Técnico de Segurança Operacional para Instalações Marítimas de E&P, a Agência instituiu o Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO). O cumprimento do Sistema é obrigação prevista

nos contratos de concessão assinados pela ANP, em nome da União, com as empresas que atuam no setor.

Esse regime regulatório de segurança operacional marítima foi construído baseado em amplo estudo sobre as normas regulatórias de segurança adotadas em países como os EUA, Canadá, Noruega, Reino Unido e Austrália e no aprendizado adquirido por consequência dos dois acidentes de grandes proporções ocorridos na Bacia de Campos – o afundamento da P-36, em 2001, e a perda de estabilidade da P-34, em 2002, dentre outros.

O conjunto das regras estabelecidas pela ANP é baseado na identificação dos perigos e na avaliação dos riscos associados aos processos e às operações de cada instalação. Dessa forma, com base nas práticas de segurança previstas na Resolução ANP nº 43/2007, os concessionários devem comprovar que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações de perfuração e de produção offshore. Trata-se de um procedimento complexo, aplicado sobre instalações nada comuns.

Essa é uma abordagem moderna e um avanço em relação ao regime exclusivamente prescritivo. O detalhamento dos procedimentos de instalação e operação em plataformas tende a limitar o desenvolvimento tecnológico de um setor em constante evolução.

A ANP, como diversas outras agências reguladoras que tratam da segurança operacional marítima, participa regularmente do [Fórum Internacional de Reguladores \(IRF\)](#), em que são discutidos e tratados temas de segurança operacional. Tais participações, além de treinamentos em instituições internacionalmente reconhecidas, garantem que a ANP se mantenha permanentemente atualizada quanto à regulação de segurança operacional.

Esse compartilhamento de experiências, que é constante e não decorrente exclusivamente de acidente, ajuda a ANP a aperfeiçoar o sistema regulatório brasileiro de segurança.

5.1.1 - Práticas e fiscalizações.

Antes do início das operações, que depende de permissão da Agência, cada concessionário encaminha à ANP uma coletânea de documentos para comprovar sua adequação às normas do Regulamento Técnico de Segurança Operacional para Instalações Marítimas de E&P estabelecido pela Resolução ANP nº 43/2007. A documentação é avaliada pela Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO) e submetida à aprovação da Diretoria Colegiada.

Desde 2008, a ANP analisou cerca de 850 versões destas coletâneas de documentos de segurança operacional. Dessas, 30% foram recomendadas à Diretoria para aprovação; 70% resultaram em solicitações aos concessionários para que se adequassem aos preceitos da Resolução ANP nº 43/2007.

Iniciadas as operações, a ANP verifica, por meio de auditorias a bordo das instalações, a implementação das práticas obrigatórias de segurança nas instalações de perfuração, produção, armazenamento e transferência previstas nas 40 páginas da Resolução ANP nº 43/2007. Essas práticas incluem aspectos como o gerenciamento da instalação; treinamento de pessoal; integridade mecânica; identificação de perigos e análise de risco; gestão de mudanças; seleção de contratadas; práticas de trabalho seguro; e operações simultâneas, entre outros. Quando identificados desvios dos sistemas de gestão de segurança operacional, petroleiras e empresas de perfuração são responsáveis por solucionar as não-conformidades constatadas nos prazos estabelecidos pela ANP.

A prioridade para execução das auditorias é definida a partir de diversos parâmetros associados ao risco, como complexidade da planta de processo; lâmina d'água; idade da instalação; histórico de incidentes; inspeções e auditorias anteriores.

Até 2009 a ANP realizava auditorias de integridade estrutural .A partir do término do prazo de adequação ao Regulamento Técnico de Segurança Operacional, no final de 2009, a ANP passou a realizar auditorias do SGSO (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional), onde a Integridade Mecânica passa a ser apenas uma das 17 práticas de gestão abordadas durante estas auditorias.

Após licitação com sociedades classificadoras, a Bureau Veritas, certificadora reconhecida internacionalmente, passou a ter representantes na equipe de bordo da ANP, acompanhando os engenheiros da Agência e prestando o apoio técnico durante as atividades de fiscalização de segurança operacional.

A Agência dispõe de uma sala de monitoramento do tráfego marítimo, que permite a visualização, em tempo real, de todas as plataformas e embarcações que atuam na indústria do petróleo.

Com vistas à racionalização dos recursos públicos e ao aprimoramento da segurança das plataformas, a ANP firmou convênio de cooperação com a Marinha do Brasil, que também realiza perícias técnicas em plataformas marítimas de perfuração, produção e

armazenagem de petróleo, fundamentalmente abalizadas pelos preceitos da [IMO \(International Maritime Organization\)](#) e pelo código Modu (Mobile Offshore Drilling Units).

Com base nas perícias técnicas – que envolvem a verificação dos sistemas de comunicação, amarração, casco, lastro, salvatagem, movimentação de pessoal e carga, propulsão, navegação e condições gerais, entre outros – são emitidas “Declarações de Conformidade” conjuntas, em nome da Marinha do Brasil e da ANP para cada unidade marítima. Este documento atesta o cumprimento das normas e regulamentações contidas em toda a legislação nacional e internacional relativa às atividades de exploração, produção e armazenamento de petróleo no meio aquaviário.

Adicionalmente o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente – MMA, é responsável pelo controle ambiental das atividades marítimas, incluindo a avaliação e a aprovação dos planos de emergência individuais, bem como pelo monitoramento da capacidade de resposta a vazamentos.

Assim, quanto à competência legal para aprovação e verificação das atividades offshore, cabe à ANP a aprovação e supervisão das atividades de perfuração, produção e processamento dos hidrocarbonetos produzidos; cabem à Marinha a aprovação e supervisão das embarcações (navios de apoio e plataformas, tanto de perfuração como de produção); e cabe ao IBAMA a aprovação da área em que a atividade será desenvolvida, sob o ponto de vista de impacto no meio ambiente, e a aprovação do Plano de Emergência Individual, requisito para o licenciamento ambiental.

5.1.2 - Perícias técnicas/ Convênio Marinha.

Por meio de convênio firmado entre a ANP e a Diretoria de Portos e Costas (DPC), do Comando da Marinha do Brasil, inspetores navais lotados nas diversas Capitânicas dos Portos realizam perícias técnicas a bordo das instalações de perfuração e produção e emitem, em nome da Marinha do Brasil e da Agência, a Declaração de Conformidade Para Operação de Plataformas.

Nestas perícias, os seguintes sistemas são verificados: Navegação; Comunicação; Salvatagem; Prevenção da Poluição; Estabilidade, Lastro e Esgoto; Movimentação de Carga; Propulsão; Amarração e Ancoragem; Detecção, Proteção e Combate à Incêndio; e Geração de Energia.

5.1.3- Comunicação de incidentes.

A Comunicação Inicial de Incidentes relacionados às atividades de exploração, produção, refino, processamento, armazenamento, transporte, revenda e distribuição de petróleo, seus derivados, gás natural, biodiesel e mistura óleo diesel/biodiesel deve ser realizada pelas empresas concessionárias e autorizadas pela ANP, com base nos procedimentos estabelecidos na [Resolução ANP n° 44/2009](#), de 22 de dezembro de 2009.

De acordo com o Art. 2 deste ato normativo, os incidentes deverão ser comunicados imediatamente à ANP, na forma do seu Anexo I, nos casos previstos nos parágrafos 1° e 2° do mesmo artigo.

Já os incidentes de poluição por óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em água sob jurisdição nacional, conforme previsto na Lei n° 9.966, de 28 de abril de 2000, devem ser comunicados imediatamente à ANP na forma prevista pelo Anexo II do [Decreto n° 4.136](#), de 20 de fevereiro de 2002.

O Relatório Detalhado de Incidentes, por sua vez, deverá ser remetido a este órgão regulador no prazo máximo de 30 (trinta) dias, a contar da constatação dos eventos definidos no artigo 1° da Resolução ANP n° 44/2009, de 22 de dezembro de 2009, na forma do seu Anexo II.

5.2 - A ANP e o meio ambiente.

A ANP, como órgão regulador da indústria nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis, tem entre as suas atribuições previstas na Lei nº 9.478/1997, que a instituiu, a de implementar a política nacional para o setor e fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente. Na regulação dessas atividades, desde os estudos para a aquisição de dados com vistas ao conhecimento das bacias sedimentares, passando pela exploração, desenvolvimento e produção, bem como pelo refino de petróleo e processamento de gás natural, até as atividades de distribuição e revenda dos produtos derivados, são levados em consideração os aspectos ambientais, visando à preservação do meio ambiente, ao cumprimento das exigências referentes ao licenciamento ambiental, sempre respeitando a competência legal de cada órgão.

Para a condução dos temas ambientais, a Agência conta com a Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA), uma unidade administrativa em sua estrutura organizacional. Cabe à CMA, conforme o Regimento Interno da ANP:

I - desenvolver, em articulação com as superintendências envolvidas, as diretrizes para a ANP no que diz respeito aos aspectos ambientais diretamente relacionados com as decisões e atuações da Agência, como órgão regulador do setor petróleo e gás, bem como da distribuição e revenda de derivados de petróleo e de álcool;

II - coordenar os esforços das Superintendências voltados às questões ambientais, no âmbito de atuação da Agência, visando à consistência e homogeneização nos assuntos relacionados ao meio ambiente;

III - coordenar a articulação com os agentes governamentais e econômicos no que se refere às questões ambientais pertinentes às atividades da Agência;

IV - acompanhar o desenvolvimento científico e tecnológico na área ambiental que possa influenciar as ações regulatórias da ANP.

As atividades desenvolvidas pela ANP na área ambiental abrangem o relacionamento com órgãos ambientais federais e estaduais e com instituições de ensino e de

pesquisa para atualização de tecnologias, dados e informações que possuem interação com o meio ambiente e com a indústria de petróleo e gás.

A Agência também acompanha os temas de interesse do setor de petróleo e gás natural no âmbito do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama), do Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) e de Grupos Interministeriais, como o que trata do Zoneamento Ecológico-Econômico (ZEE), do Zoneamento da Área Sob Limitação Administrativa Provisória – ALAP da BR 319 e do Gerenciamento Costeiro – GI-Gerco.

Parte fundamental do trabalho da ANP na área de meio ambiente consiste na busca do equilíbrio entre as atividades da indústria regulada, que desempenha relevante papel no processo de desenvolvimento do País, e a preservação dos diversos ecossistemas onde essa indústria opera ou venha a operar.

5.3 - Legislação Ambiental Federal de interesse.

Todas as leis brasileiras estão disponíveis para consulta na área de legislação do site da Presidência da República:

Lei nº 6.938/1981: dispõe sobre a política nacional de meio ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.

Lei nº 9.605/1998: dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.

Lei nº 9.966/2000: dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências.

Lei nº 9.985/2000: institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências.

As resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) estão disponíveis para consulta no sítio da instituição:

Resolução Conama nº 1/1986: dispõe sobre critérios básicas e diretrizes gerais para o Relatório de Impacto Ambiental (Rima).

Resolução Conama nº 23/1994: institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural.

Resolução Conama nº 237/1997: regulamenta os aspectos do licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional de Meio Ambiente;

5.4 - MARPOL 73/78 E OS NAVIOS PLSV.

Os Navios PLSV devem obter certificação em acordo a Convenção Internacional para prevenção da poluição por Navios MARPOL 73/78.

Como Descrito no Anexo I Capítulo 2 regras 6 e 7 dessa mesma Convenção .

“ ...

Regra 6

Vistorias

1 Todo petroleiro de arqueação bruta igual a 150 ou mais, e qualquer outro navio de arqueação bruta igual a 400 ou mais, estarão sujeitos às vistorias abaixo especificadas:

1. Uma vistoria inicial antes que o navio seja posto em serviço, ou antes que seja emitido pela primeira vez o Certificado exigido pela Regra 7 deste Anexo, que deverá abranger uma vistoria completa da sua estrutura, dos seus equipamentos, sistemas, acessórios, arranjos e material, na medida em que o navio esteja coberto por este Anexo. Essa vistoria deverá ser feita de modo a assegurar que a estrutura, os equipamentos, os sistemas, os acessórios, os arranjos e o material atendam totalmente às exigências aplicáveis deste anexo;

...

Regra 7

Emissão ou endosso do Certificado

1 Após uma vistoria inicial ou de renovação, deverá ser emitido um Certificado Internacional de Prevenção da Poluição por Óleo, de acordo com o disposto na Regra 6 deste Anexo, para qualquer petroleiro de arqueação bruta igual a 150 ou mais, e para qualquer outro navio de arqueação bruta igual a 400 ou mais que esteja sendo empregado em viagens para portos ou terminais ao largo (“offshore”) sob a jurisdição de outras Partes da presente Convenção.

2 Esse Certificado deverá ser emitido ou endossado, como for adequado, pela Administração ou por quaisquer pessoas ou organizações devidamente autorizadas por ela. Em todos os casos a Administração assume toda a responsabilidade pelo certificado”

CAPÍTULO 6

CAPACITAÇÃO DOS TRIPULANTES DE NAVIOS PLSVS

Além da qualificação prevista na Convenção STCW 95 (*Standards of Training and Certification Watchkeeping Convention*), certificação II/1 ou II/2, que a partir no início de 2011 passou a ser pré-requisito para obtenção de certificação DP junto ao *The Nautical Institute* (NI), referente à formação dos Oficiais Mercantes para assumir atribuições a bordo de navios. Equipar embarcações PLSV há necessidade de qualificação adicional a essa formação.

Para Oficiais de náutica o curso de Operador de posicionamento dinâmico é pré-requisito para tripular embarcações PLSV. E o Oficial de Máquinas o curso de sistema de controle integrado de DP/gerenciamento de energia a bordo.

O armador de embarcação concorda que pessoal chave de DP (Sistema de posicionamento Dinâmico) treinado e experiente é fundamental para a operação segura e comercialmente bem sucedida. O problema é sempre encontrar o método com a melhor relação custo/benefício para atingir um padrão satisfatório. Treinamento formal pode ser obtido tanto em instalações em terra como a bordo, utilizando-se um simulador aprovado e/ou a própria embarcação.

O treinamento e a experiência do pessoal de DP devem ser obtidos de acordo com o estabelecido no documento IMCA M 117 – O treinamento e a experiência do pessoal chave de DP. Adicionalmente, o Comandante e cada oficial de turno de DP devem ter recebido instruções sobre os princípios e a operação dos recursos especiais do sistema de controle de DP, sobre o tensionamento usado nas operações de lançamento de dutos e sobre respostas a emergências.

6.1 - Responsabilidades e capacitação do pessoal.

6.1.1 – Comandante.

O Comandante da embarcação é o responsável final pela segurança da embarcação e de todo o pessoal a bordo ou que esteja trabalhando a partir dela, e tem autoridade final para proibir o início ou determinar o término de qualquer trabalho com base na segurança do pessoal e/ou da embarcação. O Comandante também tem a responsabilidade de assegurar a compatibilidade do sistema de gerenciamento de segurança da embarcação com o de qualquer instalação existente na jurisdição de seu trabalho (Ref. IMCA M 125 – Documento de interface segura para navio DP trabalhando próxima a plataforma offshore).

6.1.2 - Superintendente de construção (ou lançamento de dutos).

O superintendente de construção é responsável pela execução segura do trabalho de acordo com os procedimentos acordados. O superintendente de construção possui autoridade para proibir o início e determinar o término do trabalho com base na segurança, mesmo se as circunstâncias e as condições estejam melhores que as estabelecidas nos procedimentos acordados.

6.1.3- DPO- Operador de Posicionamento Dinâmico.

Embora competente para realizar turnos de DP em qualquer operação que possa ser realizada pela embarcação em particular, o DPO ainda não é capaz de assumir o turno sozinho ou supervisionar DPOs juniores e em treinamento. O DPO sênior deve estar no mesmo espaço de trabalho e manter contínua supervisão das atividades do DPO.

A competência para turnos de navegação é coberta pelo código STCW. Orientações adicionais podem ser encontradas em IMCA C 002.

6.1.4 - Chefe de Máquinas.

O chefe de máquinas deve ter experiência apropriada e competência suficiente para assumir o turno na Praça de Máquinas ou na Sala de Controle de Máquinas durante as operações de DP, compreender os requisitos operacionais de DP da embarcação, as consequências de falhas e a otimização da redundância disponível em equipamentos tais como: geração e distribuição de energia, unidades de propulsores e sistemas associados, gerenciamento/lógica de energia, sistemas de alimentação e no-break, interfaces do sistema de controle de DP, equipamentos do sistema de controle de DP, software do sistema de controle de DP, testes e pesquisa de falhas em computadores.

O Chefe de Máquinas deve entender a necessidade da boa comunicação entre o passadiço e a sala de controle de máquinas, e dispor de um conhecimento abrangente sobre os manuais de operação da embarcação, incluindo a FMEA atualizada.

6.1.5 – Eletricista.

Em uma embarcação com DP onde o eletricista é responsável pelo hardware e software do sistema de controle de DP. Adicionalmente, se a embarcação possuir um sistema de alta tensão, o/a eletricista deve possuir o certificado de operação de sistema elétrico de alta tensão e ter recebido instruções específicas sobre o sistema de alta tensão instalado.

O eletricista deve possuir total entendimento da teoria operacional e das técnicas de solução de problemas para todos os sistemas de geração e distribuição de eletricidade, relés protetores e sistemas de controle usados em todos os equipamentos elétricos e de ventilação certificados e críticos da embarcação.

6.2 - Processo de Certificação.

6.2.1 - Certificados de operador de DP do *Nautical Institute*.

O treinamento de operadores de DP é realizado em quatro partes:

- i) frequência e conclusão satisfatória de curso aprovado de Iniciação/Básico de DP;
- ii) familiarização com DP no mar (30 dias), de acordo com a Seção C do DP Watchkeeping Log Book (Livro de Registro de Turno de DP) do Nautical Institute;
- iii) frequência e conclusão satisfatória de curso aprovado de simulador;
- iv) conclusão satisfatória e registrada de seis meses de operação de DP real, incluindo avaliação do Comandante. Consulte as diversas notas de informação IMCA a respeito da certificação DPO. A assinatura do Comandante no livro registro de DP é extremamente considerada na avaliação do DP em treinamento (veja também a seguir).

As escolas de treinamento preparam o aluno apenas para o aprendizado obtido em operações numa embarcação. O treinamento é contínuo mesmo após a obtenção do certificado de DP.

É exigido que todo o pessoal em treinamento tenha o seu livro de registro. Ele registra o progresso através do treinamento e os itens que precisam ser aprendidos, entendidos e aplicados nas fases realizadas no mar.

A frequência e o desempenho satisfatórios nos cursos de Iniciação/Básico de DP e de simulador são requisitos para a certificação.

A experiência de turno de DP para certificação deve ser registrada no livro de registro do operador de DP do *Nautical Institute* e autenticada pelo Comandante. O Comandante recomenda a certificação do operador em treinamento ao *Nautical Institute* através do preenchimento da seção F do livro de registro, a qual constitui a declaração de que o operador em treinamento está capacitado para assumir total responsabilidade pelo turno a bordo de uma embarcação com DP. Pode ser necessário obter endosso desta seção por um DPO certificado caso o Comandante não disponha de certificação em DP. Em qualquer dos casos, a pessoa que autenticar o livro de registro e recomendar o operador em treinamento deve estar totalmente satisfeita com sua capacidade de se tornar um DPO. Se aplicável, o treinamento também deve ser endossado pela autoridade em treinamento de DP indicada pela empresa.

Os operadores que receberem o certificado servindo em uma embarcação classe 1 terão o endosso „limitado“. Para remover o endosso „limitado“, é necessário: no mínimo, mais três meses de experiência em turno de DP realizado em embarcações DP classes 2 ou 3 ou equivalente, onde dois meses na classe 1 equivalem a 1 mês na classe 2 ou 3. Este tempo deve incluir dois meses efetivos a bordo de uma embarcação de DP classe 2. ou 3, onde o requisito de tempo se refere à operação do posicionamento dinâmico em operações de DP ;autenticação como descrito.

6.2.2 - Certificados de equipes de máquinas

Após a conclusão satisfatória de um curso de HV (Alta Tensão), o eletricitista recebe um certificado de autenticação.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO

Navios de Lançamentos de dutos Flexíveis, PLSV, de certa forma pela sua complexidade tem forjado muitos profissionais a buscar conhecimento em novas tecnologias empregado nas operações desse tipo de embarcação.

Bem como a formação de Oficiais Mercantes Brasileiros que tem buscado mais e mais a excelência, não se abstendo da incorporação dessas tecnologias na grade curricular das escolas de formação.

REFERÊNCIAS

CORRÊA, Oton Luiz Silva. **Petróleo: Noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

CARDOSO, Luiz Cláudio dos Santos. **Logística do Petróleo: Transporte e Armazenagem**. Rio de Janeiro, Interciência, 2004 .

LABANCA, Edson Luiz, *Tese de Mestrado*, **Metodologia para Seleção de Arranjos Submarinos Baseada na Eficiência Operacional**. Rio de Janeiro, 2005.

XAVIER, Marcelo Lopes, *Dissertação*, **Instalação de dutos flexíveis em águas ultraprofundas**. Rio de Janeiro 2006.

SUBSEA 7, **Relatórios de Serviços**, ano exercícios 2011.

SUBSEA 7 , *Normand 7 Vessel .General specification*, 13.02.2007.

ALMEIDA, Fernando Buscaci de .**Apostila curso básico de umbilicais**, UN-RIO/ST/EE, Dezembro, 2003.

Websites:

<http://www.imca-int.com/divisions/marine/profile/vessels>

<http://www.imca-int.com/divisions/marine/profile/dp>.

<http://www.nautinst.org/>

<http://www.manutencaoesuprimentos.com.br/imagens/statoil-descobre-mais-petroleo-proximo-a-peregrino.jpg> acessado em 10.10.2011

Http://1.bp.blogspot.com/_8i_qd4jzpPc/TDHgdS3057I/AAAAAAAAABHY/ebskRWF8x64/s1600/exploracao-petroleo-mar-1.jpg

<http://www.manutencaoesuprimentos.com.br/imagens/technip-inaugura-fabrica-de-tubos-flexiveis.jpg> .

www.tnpetroleo.com.br.

<http://www.anp.gov.br/?pg=39926&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1319071363824> Atualizado em 04/01/2011 16:33:12 .

<http://www.anp.gov.br/?id=1166>.

<http://www.anp.gov.br/?id=1606>.

http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2006-/Eduardo+Vinicius/relat1/RelatorioI_rev1_arquivos/image028.gif

<http://www.4coffshore.com/windfarms/images/vessels/95.png>

http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/atuais/DanielW+LeandroTrov/Relat1/09_equipamentos_files/image022.gif.

http://t2.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcR7qvADc4G4_3HP7FvnkhngFQLoxwl-E5ybHBfjftiyinYf8m-i-jIwXQ .

<http://odsolutions.nl/data/storage/attachments/1caa0b8d591298074c43ccdf331e6a34.png>

http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2006-/Eduardo+Vinicius/relat1/Relatorio%20I.htm

http://www.navigationservices.co.uk/images/cyscan_view.jpg

<http://www.marinetalk.com/images/05-05-18/fanbeam.jpg>

http://www.norinco.co.in/NCMS/media/photos/offshore/offshore_aps_hipap_500.jpg

[http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0239.nsf/obj/transponders250x252.jpg/\\$File/transponders-250x252.jpg?OpenElement](http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0239.nsf/obj/transponders250x252.jpg/$File/transponders-250x252.jpg?OpenElement)

www.norico.co.in

<http://work1.dosits.org/people/navigatn/img/ssbl.jpg>

http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2006/Eduardo+Vinicius/relat1/ProjectModels%5CArranjo%20Geral.dwg

http://www.ntt.eng.br/pt/images/stories/projetos_pesquisa/offshore.jpg

GLOSSÁRIO

Hub- (do Inglês, "transmitir") ou concentrador, dispositivo da ANM onde o MCV é conectado.

FMEA- Metodologia de Análise do Tipo e Efeito de Falha do sistema DP.

Lay-Survey – Inspeção do local de lançamento do duto flexível no leito do mar .

Overlength – Tamanho do duto flexível.

Overboarding – Descarga do duto flexível do navio de lançamento.

Track - Caminho ou trajeto por onde o duto flexível irá se estabelecer no leito do mar .