

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/301766444>

# INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS:TESTES DE CONDICIONAMENTO E FALHAS OPERACIONAIS

**Thesis** · March 2016

DOI: 10.13140/RG.2.1.1813.0806

CITATIONS

0

READS

794

3 authors, including:



**Marcio Zamboti Fortes**  
Universidade Federal Fluminense  
**131** PUBLICATIONS **164** CITATIONS

SEE PROFILE

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Fault Prediction for Underground Networks [View project](#)



Maintenance Management [View project](#)

**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA**

**FELIPPE THURLER SCHIMIDT**

**INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS:TESTES DE  
CONDICIONAMENTO E FALHAS OPERACIONAIS**

**Niterói  
2016**

**FELIPPE THURLER SCHIMIDT**

**INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS:TESTES DE  
CONDICIONAMENTO E FALHAS OPERACIONAIS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Profissional em Montagem Industrial da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre. Área de concentração: Montagem Industrial

**Orientador: Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes**

**Co-Orientador: Prof. DSc. Agnaldo Borges Da Silva**

**Niterói**

**2016**

## FICHA CATALOGRÁFICA

**FELIPPE THURLER SCHIMIDT**

**INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS: TESTES DE  
CONDICIONAMENTO E FALHAS OPERACIONAIS**

Dissertação apresentada no Curso de Mestrado Profissional em Montagem Industrial da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre. Área de concentração: Montagem Industrial.

Aprovado em \_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2016.

Banca Examinadora

---

Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes  
Universidade Federal Fluminense (UFF)  
(Orientador)

---

Prof. DSc. Antônio Lopes Gama  
Universidade Federal Fluminense (UFF)

---

Prof. DSc. Ricardo Alexandre Amar de Aguiar  
Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ)

**Niterói  
2016**

## **DEDICATÓRIA**

**A minha mãe e avó, Margarida e Madalena e minha namorada Raisal.**

## **AGRADECIMENTOS**

Nesta cansativa e gratificante jornada destes últimos dois anos, trabalho e estudo continuaram se entrelaçando indissociavelmente. Muitos sacrifícios realizados, finais de semanas despendidos e horas de sono perdidas para que o produto de meu intelecto pudesse ser produzido. Neste contexto, não há como deixar de agradecer as pessoas que me apoiaram incondicionalmente neste período, com muita compreensão e alteridade.

O meu primeiro agradecimento é destinado a este Deus magnífico e poderoso que me concedeu as ferramentas necessárias para que eu conseguisse chegar até aqui. Em cada momento de desconforto, desespero e necessidade foi nele que eu encontrei amparo.

No plano pessoal, agradeço a minha família, por todo incentivo e amor. Agradeço em especial a minha mãe, que sempre fez o possível e o impossível para me proporcionar meus estudos e minha felicidade. Nenhuma das minhas vitórias e conquistas seriam possíveis se não fosse por ela. Meu muito obrigado!

Agradeço também minha avó, Margarida, que infelizmente já não se encontra mais neste mundo. Seu carinho, seus mimos e nossos momentos juntos não poderão nunca ser esquecidos. Tenho certeza de como você estaria feliz com mais esta etapa de minha vida.

Em especial quero agradecer minha companheira para toda vida Raisal, por me ajudar em todos momentos difíceis, com carinho, com orientação e muito amor. A minha vida não seria completa sem a sua presença. Te agradeço de coração por ser tão amorosa, amiga e me fazer tão feliz.

Meus amigos também foram essenciais nesta etapa, renunciando momentos de lazer ao meu lado para que eu pudesse completar mais este projeto de vida. Deixo aqui também consignado meu agradecimento a todos vocês.

Além disto, não posso deixar de destinar um sincero agradecimento ao professor Agnaldo Borges, que me auxiliou no início deste trabalho, embora não tenha podido participar da sua fase final. Em sequência, agradeço ao professor Márcio Zamboti, que se prontificou a orientar este trabalho e me auxiliar na realização de seus contornos finais, faltando tão pouco tempo para o seu prazo final.

Agradeço aos professores Antônio Gama e Ricardo de Aguiar, que aceitaram gentilmente a compor a comissão avaliadora da defesa de minha dissertação.



## RESUMO

As linhas flexíveis e umbilicais têm um papel fundamental na exploração em poços submarinos, uma vez que permitem respectivamente escoar a produção de petróleo do poço produtor para plataforma e controlar este poço (parar a produção, controlar a vazão, injetar produtos químicos, entre outras atividades).

A operação de instalação de linhas flexíveis e umbilicais em poços produtores de altas lâminas d'água é uma etapa crítica, uma vez que as linhas flexíveis, umbilicais e o navio de instalação ficam submetidos à altas cargas axiais e deformações axiais durante esta operação. Em virtude destes fatos, a operação de instalação precisa ser estudada e avaliada previamente para determinar a sua viabilidade conforme as características do campo e as características de um navio de instalação específico.

A presente dissertação versa sobre as características e componentes das linhas flexíveis e umbilicais, além de destacar os acessórios padrões destas que são utilizados durante a instalação. Neste trabalho os equipamentos dos navios de lançamento e as suas características também são apresentadas. Na sequência apresentam-se as etapas e os tipos de escopo de instalação. Durante a instalação, uma série de testes hidrostáticos, pneumáticos e elétricos necessitam ser executados no navio de instalação para validar e condicionar a linha flexível e umbilical para operação no campo *offshore*.

As falhas operacionais mais comuns de ocorrerem durante a instalação são identificadas e as consequências dos danos gerados por estas falhas nos componentes das linhas flexíveis e umbilicais são explicados para demonstrar se estas poderiam perder a sua funcionalidade no campo *offshore* devido a estas falhas.

**Palavras chave:** Linhas flexíveis; Umbilicais; Instalação *offshore*; Testes de condicionamento em campo; Falhas operacionais.

## **ABSTRACT**

*The flexible lines and umbilicals have a fundamental role in exploration in subsea wells, as they allow respectively transport the oil production from producing wells to platform and control this well (stop production, control the flow, and injecting chemical products, etc.)*

*The installation of flexible lines and umbilicals in producing wells at high water depths is a critical step, since these lines and the installation vessel are subjected to high loads during this operation. A result of these facts, the installation operation must be studied and evaluated previously to determine its viability according to the characteristics of the field and characteristics of a particular installation ship.*

*This dissertation exhibit the features and components of the flexible lines and umbilicals as well highlight the standard accessories that are used during the installation. In this paper, the standard equipments of the flexible laying vessel and their characteristics also are presented. Then, steps and types of installation scopes are displayed. During the operation of installation, a series of hydrostatic, pneumatic and electrical testing need to be made on the installation ship for it be possible to validate and conditioning the flexible line and umbilical to be used in the offshore field.*

*The most common operational failures that occurs during installation are identified and the consequences of the damage caused by these failures in the components of the flexible lines and umbilicals are explained to demonstrate if they could lose their functionality in the offshore field because of these failures.*

***Keywords: Flexible lines; Umbilicals; Offshore installation; Conditioning tests in the field, Operational failures***

## SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	5
AGRADECIMENTOS .....	6
RESUMO.....	8
ABSTRACT.....	9
LISTA DE FIGURAS .....	13
LISTA DE TABELAS.....	15
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS .....	16
<b>1- INTRODUÇÃO .....</b>	<b>18</b>
1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA .....	19
1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA.....	21
1.3 OBJETIVO .....	21
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	22
<b>2- SISTEMA PARA EXPLORAÇÃO OFFSHORE.....</b>	<b>25</b>
2.1 PLATAFORMA FIXA.....	26
2.2 PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL .....	26
2.3 NAVIO FPSO .....	26
2.4 ÁRVORE DE NATAL MOLHADA (ANM).....	28
2.4.1 <i>Diver operated (DO)</i> .....	29
2.4.2 <i>Diver Assisted (DA)</i> .....	29
2.4.3 <i>Diverless (DL)</i> .....	30
2.4.4 <i>Diverless lay-away (DLL)</i> .....	30
2.4.5 <i>Diverless guideliness (GLL)</i> .....	30
2.5 MÓDULO DE CONEXÃO VERTICAL (MCV) .....	31
2.6 MANIFOLD.....	32
<b>3- CABOS UMBILICAIS.....</b>	<b>33</b>
3.1 MANGUEIRAS HIDRÁULICAS .....	34
3.2 MANGUEIRAS DE INJEÇÃO (HCR'S) .....	34
3.3 CABOS ELÉTRICOS .....	35
3.4 ENCHIMENTOS ( <i>FILLERS</i> ) .....	35
3.5 CAPAS INTERNAS E EXTERNAS.....	35
3.6 ARMADURA.....	36
3.7 <i>STEEL TUBE</i> .....	36
3.8 ACESSÓRIOS DOS UMBILICAIS.....	36
3.8.1 <i>Cabeça de tração</i> .....	37
3.8.2 <i>Armor pot</i> .....	38

3.8.3	Enrijecedor do umbilical.....	38
3.8.4	Colar batente .....	39
3.8.5	Caixa de emenda .....	40
3.8.6	Restritor de curvatura .....	41
3.8.7	Colar de ancoragem .....	42
<b>4-</b>	<b>LINHAS FLEXÍVEIS .....</b>	<b>43</b>
4.1	CARCAÇA INTERTRAVADA .....	44
4.2	CAPA PLÁSTICA INTERNA .....	44
4.3	ARMADURA DE PRESSÃO .....	44
4.4	ARMADURA DE TRAÇÃO.....	45
4.5	CAMADAS ISOLANTES.....	45
4.6	CAPA EXTERNA .....	46
4.7	ACESSÓRIOS DAS LINHAS FLEXÍVEIS.....	46
4.7.1	<i>Conectores</i> .....	46
4.7.2	<i>Flanges cego de manuseio</i> .....	47
4.7.3	<i>Enrijecedor de linha flexível</i> .....	48
<b>5-</b>	<b>NAVIOS DE LANÇAMENTO .....</b>	<b>50</b>
5.1	TENSIONADORES .....	52
5.2	GUINCHOS DE LANÇAMENTO E RECOLHIMENTO (L&R).....	53
5.3	GUINDASTE PRINCIPAL.....	54
5.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO .....	55
<b>6-</b>	<b>OPERAÇÕES.....</b>	<b>57</b>
6.1	<i>PULL IN</i> DE 1ª EXTREMIDADE.....	57
6.2	CVD DE 2ª EXTREMIDADE .....	59
6.3	CVD de 1ª EXTREMIDADE .....	60
6.4	<i>PULL IN</i> DE 2ª EXTREMIDADE.....	62
6.5	CONFIGURAÇÕES DE CATENÁRIA .....	63
<b>7-</b>	<b>TESTES DE CONDICIONAMENTO .....</b>	<b>65</b>
7.1	TESTES HIDROSTÁTICOS PARA LINHAS FLEXÍVEIS.....	66
7.2	TESTE PNEUMÁTICO.....	70
7.3	TESTES HIDROSTÁTICOS PARA UMBILICAIS .....	72
7.4	TESTES ELÉTRICOS NOS UMBILICAIS.....	76
<b>8-</b>	<b>VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO .....</b>	<b>78</b>
8.1	CURVAS DE APERTO .....	81
<b>9-</b>	<b>FALHAS OPERACIONAIS DURANTE O CARREGAMENTO, MANUSEIO E INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS .....</b>	<b>83</b>

9.1 DANOS OCORRIDOS NA LINHA FLEXÍVEL.....	83
<b>9.1.1 Danos à capa externa (CE) da linha flexível.....</b>	<b>84</b>
<b>9.1.2 Danos à armadura de tração.....</b>	<b>88</b>
<b>9.1.3 Dano em todas as camadas da linha flexível.....</b>	<b>90</b>
<b>9.1.4 Danos aos acessórios da linha flexível.....</b>	<b>94</b>
9.2 DANOS AO UMBILICAL.....	96
9.2.1 Danos às mangueiras.....	97
9.2.2 Dano nas camadas de aramida.....	98
9.2.3 Dano ao core tube.....	99
9.2.4 Dano ao umbilical por flexão.....	99
<b>10- CONCLUSÕES.....</b>	<b>101</b>
10.1 PROPOSTAS PARA NOVOS TRABALHOS.....	102
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>105</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS COMPLEMENTARES.....</b>	<b>107</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Maior concentração de danos durante a instalação de linhas flexíveis em comparação à operação .....	20
Figura 2: Arranjo para exploração <i>offshore</i> .....	25
Figura 3: FPSO do tipo <i>turret</i> .....	27
Figura 4: FPSO do tipo <i>Spread Mooring</i> .....	28
Figura 5: Intervenção de um ROV na ANM.....	29
Figura 6: Módulo de conexão Vertical (MVC) .....	31
Figura 7: <i>Manifold</i> .....	32
Figura 8: Umbilical .....	33
Figura 9: Acessórios do umbilical.....	37
Figura 10: Cabeça de tração de superfície .....	37
Figura 11: Enrijecedor .....	39
Figura 12: Caixa de emenda.....	40
Figura 13: Típico conector de mangueira ( <i>fitting</i> ) .....	40
Figura 14: Restritor de curvatura polimérico.....	41
Figura 15: Colar de ancoragem.....	42
Figura 16: Componentes de uma Linha flexível de parede rugosa .....	44
Figura 17: Perfil em Z da armadura de pressão.....	45
Figura 18: Conector de linha flexível.....	47
Figura 19: Flange perfilhado (esquerda) e Flange com olhal (direita) .....	48
Figura 20: Enrijecedor com prolongador .....	49
Figura 21: Típico sistema vertical de lançamento .....	51
Figura 22: Navio de lançamento vertical pela popa.....	52
Figura 23: Componentes de um tensionador .....	52
Figura 24: Cestas horizontais (internas e externas) em um navio de instalação. 55	
Figura 25: Lançamento utilizando a bobina.....	56
Figura 26: <i>Pull in</i> de 1ª extremidade.....	58
Figura 27: CVD de 2ª extremidade .....	60
Figura 28: Configuração para CVD de 1ª extremidade.....	61
Figura 29: <i>Pull in</i> de 2ª extremidade.....	62
Figura 30: Exemplos de configurações dos <i>risers</i> .....	64
Figura 31: Teste de estanqueidade por teste de N <sub>2</sub> .....	70
Figura 32: Painel do MCV-U .....	74
Figura 33: <i>Hot stab</i> dispositivo de acoplamento hidráulico direto .....	75
Figura 34: Exemplo de uma curva de aperto .....	82

Figura 35: Corte superficial na CE.....	84
Figura 36: Corte profundo na CE.....	84
Figura 37: Corte longitudinal na CE .....	85
Figura 38: Enrugamento da capa externa .....	86
Figura 39: Explosão da capa externa .....	87
Figura 40: Armadura de tração cortada superficialmente .....	88
Figura 41: Flambagem radial (gaiola de passarinho) da armadura de tração .....	90
Figura 42: Esmagamento das camadas da linha flexível .....	91
Figura 43: Esmagamento das camadas devido ao peso excessivo.....	91
Figura 44: Torção na linha durante carregamento .....	92
Figura 45: Torção (Rabo de porco) na linha durante lançamento .....	93
Figura 46: <i>Looping</i> no carregamento .....	94
Figura 47: <i>Looping</i> no lançamento.....	94
Figura 48: Falha prematura do enrijecedor e da linha flexível.....	95
Figura 49: Proteção do enrijecedor da linha flexível .....	96
Figura 50: Mangueira furada profundamente .....	98
Figura 51: Flexão do umbilical acima do limite .....	99

## **LISTA DE TABELAS**

<b>Tabela 1: Teste hidrostático para verificação de integridade e estanqueidade segundo a norma API 17B .....</b>	<b>66</b>
<b>Tabela 2: Valores de testes hidrostáticos segundo operadoras brasileiras .....</b>	<b>68</b>
<b>Tabela 3: Teste pneumático segundo operadoras brasileiras.....</b>	<b>71</b>
<b>Tabela 4: Testes hidrostáticos no umbilical .....</b>	<b>73</b>
<b>Tabela 5: Funções principais das partes do MCV-U .....</b>	<b>75</b>



## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ANM – Árvore de Natal Molhada

API – *American Petroleum Institute*

A.T – Armadura de tração

CE – Capa externa

BAP – Base adaptadora de produção

CVD – Conexão Vertical Direta

CVD de 1ª – Conexão Vertical Direta de primeira extremidade

CVD de 2ª – Conexão Vertical Direta de segunda extremidade

DA – *Diver Assisted*

DL – *Diverless*

DLL – *Diverless lay-away*

DO - *Diver operated*

DP – *Dynamic positioning* (Posicionamento Dinâmico)

FAD – Fator de Ampliação Dinâmica

$F_c$  – Fator de Catenária

$F_{rad}$  – Força Compressão Radial

FPSO – *Floating Production Storage and Offloading*

FPDSO – *Floating Production Drilling Storage and Offloading*

GLL – *Diverless guideliness*

HCR – *High Collapse Resistance* (Aplicado em Mangueiras de injeção)

HDPE – *High-density polyethylene* (Polietileno de alta densidade)

HLS – *Horizontal Laying System* (Sistema de lançamento horizontal)

HS1– Receptáculo do *Hot-Stab*

HS2 – Receptáculo do *Hot-Stab 2*

HS3 – Receptáculo do *Hot-Stab 3*

HSPP – Receptáculo *Parking Place*

HUB – Receptáculo para conexão de equipamentos submarinos

ISO – *International Organization for Standardization*

$L_i$  – Comprimento efetivo de cada lagarta

$L_{torre}$  – Comprimento da torre  
 L&R – Guincho de lançamento e recolhimento  
 MBR – *Minimum Bend Radius* (Raio mínimo de curvatura)  
 MCV – Módulo de Conexão Vertical  
 MCV-U – Módulo de Conexão Vertical para Umbilical  
 $N_2$  – Nitrogênio Gasoso  
 $N_l$  – Número de lagartas  
 $N_t$  – Número de tensionadores  
 $P_{ar}$  – Massa da linha no ar  
 $P_{ace}$  – Massa do Acessório  
 $P_{mar}$  – Massa da linha na água  
 PH – Pressão de teste hidrostático  
 PLSV – *Pipe Lay Support Vessel* (Navio suporte de lançamento de linha)  
 PM – Pressão de teste pneumático  
 PMT – Pressão Máxima de Trabalho  
 PVDF – Fluoreto de polivinildeno  
 RC- Teste de Resistência de Continuidade  
 RI – Teste de Resistência de Isolamento  
 ROV – *Remotely operated vehicle* (Veículo de Operação Remota)  
 $T_{max\ cat}$  – Tração máxima para lançamento em catenária  
 $T_{max\ inicial}$  – Tração máxima inicial  
 TRD – Teste de Resistência à Integridade  
 UEP – Unidade Estacionária de Produção  
 VLS – *Vertical Laying System* (Sistema Vertical de lançamento)  
 WD – *Water Depht* (Lâmina d água)  
 $\mu$  – Coeficiente de atrito

## 1- INTRODUÇÃO

Cerca de 90% da produção de petróleo mundial é proveniente de campos em terra (*onshore*). Contudo, a produção de petróleo no Brasil tem como principal recurso os campos de exploração *offshore*<sup>1</sup>. As primeiras descobertas de campos de petróleo *offshore* no Brasil foram feitas entre os anos de 1968 e 1973 e esses campos se localizam em águas costeiras do Nordeste do Brasil. Posteriormente, a partir de 1974, foram encontradas as primeiras jazidas de petróleo na Bacia de Campos em águas com lâminas d'águas profundas e ultraprofundas (De Moraes, 2013).

A exploração desses campos em águas profundas e ultraprofundas iniciou o processo de inovação de sistemas de produção de petróleo no Brasil, na medida em que foram desenvolvidos equipamentos e tecnologias que suportam altas cargas e condições severas de operação. Em decorrência deste desenvolvimento tecnológico, a exploração *offshore* no Brasil se expandiu de tal forma, atingindo recordes de exploração em poços com lâminas d'águas extremamente altas.

Em 2006, iniciam-se as descobertas das reservas gigantes de petróleo na camada geológica do pré-sal, localizadas na Bacia de Santos (De Moraes, 2013). A camada pré-sal refere-se a um intervalo de rochas que existem sob a camada de sal que compõem a estrutura do solo marinho.

A viabilidade dessas descobertas tornou-se possível em razão das prospecções anteriormente realizadas e dos estudos dos poços pioneiros existentes. Esta descoberta é de suma importância, na medida em que no momento em que todos os poços de petróleo planejados para o pré-sal entrarem em produção, estima-se que a produção desses poços representará 47% do total da produção de petróleo no Brasil (De Moraes, 2013).

Contudo, a exploração dos poços de petróleo no pré-sal demanda grandes desafios tecnológicos na medida que os poços pioneiros demonstraram que estas reservas possuem grande concentração de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) e de gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S), que acarretam em efeitos corrosivos nos equipamentos submarinos e nas linhas flexíveis que transportam o hidrocarboneto até a plataforma ou unidade estacionária de produção (UEP) (De Moraes, 2013). Existem outros desafios como a

---

<sup>1</sup> *Offshore*: Denominação para a exploração de poços de petróleo no mar.

alta pressão hidrostática e baixas temperaturas exercidas sobre os equipamentos que operam os poços produtores.

Outras grandes dificuldades técnicas para a exploração de poços *offshore*, como os poços do pré-sal, são decorrentes das condições climáticas severas, distâncias entre as plataformas e os poços produtores e as distâncias entre as plataformas e o continente.

Os umbilicais e as linhas flexíveis estão entre os recursos mais importantes desenvolvidos para vencer a distância entre as plataformas e os poços de petróleo. A linha flexível permite o escoamento da produção de petróleo do poço até a plataforma, já o umbilical possibilita o controle hidráulico das válvulas da Árvore de Natal Molhada (ANM)<sup>2</sup> para uma intervenção e ou fechamento do poço, controle da vazão e a injeção de aditivos químicos para melhorar o escoamento.

Os umbilicais e as linhas flexíveis precisam ser desenvolvidos para suportar as cargas dinâmicas impostas pela catenária<sup>3</sup> e para superar a pressão hidrostática da coluna d'água em operação. Além disto, com o aumento das lâminas d'água dos poços, aumentam-se os esforços radiais e de tração em consequência do aumento do peso das linhas de produção (linhas flexíveis) e de controle (umbilicais).

## 1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA

As instalações das linhas de produção (linhas flexíveis) e de controle (umbilicais) à ANM são uma das últimas etapas para permitir o comissionamento do poço e, conseqüentemente, para o início da produção de petróleo.

Aspectos ambientais e financeiros podem ser profundamente afetados por esta etapa, uma vez que a instalação é passível de atrasos, de acidentes entre o navio instalador e a plataforma e pode provocar sérios danos nas linhas flexíveis e umbilicais que inviabilizariam a realização de suas funções em campo.

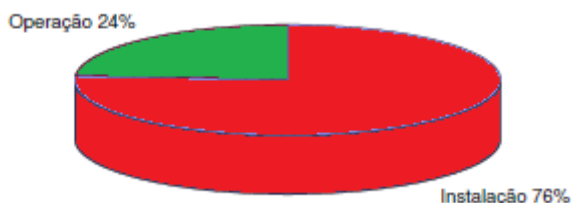
Em um estudo de 2001, O'BRIEN e PICKSLEY mostraram que a maior parte das ocorrências de danos nas linhas flexíveis ocorre durante a fase da instalação em comparação com danos ocorridos durante a fase de operação (Figura 1). Caso este

---

<sup>2</sup> Árvore de Natal Molhada (ANM): Equipamento que é instalado na cabeça do poço, sendo constituído por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo que permitem o controle da produção e o fechamento do poço.

<sup>3</sup> Catenária: Geometria curva adotada pela linha e ou umbilical com suas extremidades de topo e submarinas presas respectivamente na plataforma e no solo marinho, devido exclusivamente à força da gravidade.

mesmo estudo fosse ampliado com relação aos umbilicais provavelmente se repetiria esta tendência. Na própria instalação do umbilical é recorrente ocorrer a sua quebra durante a operação de transferência do *riser*<sup>4</sup> do navio de instalação para a plataforma, operação conhecida como *Pull in* de 1ª Extremidade.



**Figura 1 – Maior concentração de danos durante a instalação de linhas flexíveis em comparação à operação.**  
(Fonte: O'BRIEN e PICKSLEY, 2001)

Desta forma, a instalação pode afetar financeiramente empresas instaladoras por meio de multas, conhecidas como *downtime*, caso a instalação *offshore* seja mal planejada e a sua realização precise ser postergada em confronto com o cronograma estabelecido anteriormente pela operadora ou gere danos aos produtos (linhas e umbilicais) ou ainda gere danos financeiros para a operadora que deixa de produzir conforme o cronograma inicialmente previsto. Além disso, os custos com a instalação apresentam os maiores valores (33% do total do projeto para um poço produtor) em comparação com os valores de investimento em equipamentos submarinos, linhas flexíveis, umbilicais e o período de comissionamento (Bai, 2010).

Ademais, durante a instalação das linhas e umbilicais são feitos diversos testes hidrostáticos, pneumáticos e elétricos para validar o funcionamento correto destas. É primordial que estes testes de condicionamento sejam feitos de maneira correta, pois caso os critérios de aceitação de testes sejam falhos, ou os testes sejam realizados de maneira incorreta por falta de conhecimento técnico ou para favorecer a aprovação dos mesmos, a linha/umbilical pode ser liberada para o uso em campo incorretamente, o que aumenta consideravelmente o risco de ocorrer uma falha prematura da linha ou do umbilical em operação.

---

<sup>4</sup> *riser*: Tramo da linha flexível ou do umbilical que fica conectado na plataforma e em catenária até o leito marinho, sendo exposto as cargas dinâmicas oriundas das forças ambientais (ondas, vento, corrente e etc) e da força gravitacional devido ao próprio peso da linha/umbilical.

## 1.2 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

Diante deste conflito de interesses e necessidades por diferentes partes envolvidas em atendimento a um sério planejamento multidisciplinar, o aprimoramento da instalação de linhas de produção (linhas flexíveis) e de controle (umbilicais) deve ser amplamente estudado, para possibilitar a diminuição dos riscos envolvidos, do tempo de realização e dos custos das operações de instalações *offshore*.

Cada fase da instalação precisa ser planejada e estudada previamente para se comprovar que esta operação específica é viável de ser realizada por um determinado navio de instalação. Isto significa que este navio possui a capacidade de suportar as cargas impostas a ele durante a instalação da linha flexível e/ou umbilical. Desta forma, este trabalho pretende contribuir para a literatura técnica nesta temática e esclarecer como, nos projetos de linha flexível e de umbilical, os critérios de manuseio correto e viabilidade de instalação devem ser aplicados, uma vez que faltam trabalhos e livros no setor acadêmico brasileiro sobre este assunto específico.

Neste sentido, este trabalho se justifica dentro do mestrado profissional em montagem industrial, na medida em que possui por escopo oferecer soluções para problemas recorrentes da indústria petrolífera. Para desenvolver esta dissertação foram utilizadas algumas teorias discutidas nas disciplinas do mestrado e os dados reais encontrados nos projetos de engenharia da indústria *offshore*.

## 1.3 OBJETIVO

O presente trabalho tem por finalidade estudar e analisar a instalação de linhas flexíveis e umbilicais, de forma a destacar informações pertinentes e demonstrar o critério de viabilidade de lançamento por um navio PLSV<sup>5</sup> (*Pipe Lay Support Vessel*), ou seja, através de um sistema vertical de lançamento. Além disto, pretende-se apresentar alguns dos riscos envolvidos na operação, destacando os

---

<sup>5</sup> *Pipe Lay Support Vessel (PLSV)*: Tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera dotado de facilidades e equipamentos para o manuseio e instalação de linhas flexíveis e umbilicais.

testes necessários durante a instalação para garantir o funcionamento correto das linhas de produção (linhas flexíveis) e de controle (umbilicais) em campo.

As normas brasileiras para critérios de fabricação, manuseio e instalação de linhas e umbilicais ainda não foram desenvolvidas. Desta forma, um dos objetivos desta dissertação consiste em realizar uma ampla pesquisa e divulgação dos componentes, acessórios e recomendações de manuseio, instalação e testes para linhas flexíveis e umbilicais conforme normas internacionais:

- *American Petroleum Institute (API) 17B – 2004 Fifth Edition - Recommended Practice for Flexible Pipe.*
- *International Organization for Standardization (ISO) 13628-2 – 2006 - Design and operation of subsea production systems – Part 2: Unbonded flexible pipe systems for subsea and marine applications.*
- *American Petroleum Institute (API) 17J – 2014 Fourth Edition - Specification for Unbonded Flexible Pipe.*
- *American Petroleum Institute (API) 17E – 2011 Fourth Edition - Specification for Subsea Umbilicals.*
- *International Organization for Standardization (ISO) 13628-5 – 2009 - Design and operation of subsea production systems – Part 5: Subsea umbilicals.*

Por fim, as falhas operacionais comuns e não comuns que ocorrem durante a instalação e suas consequências serão identificadas, explicadas e abordadas. Neste contexto, tem-se por objetivo específico desenvolver ações que podem ser aplicadas para que se evite a recorrência de falhas operacionais e para promover uma maior segurança da operação e evitar multas para empresas instaladoras.

#### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No sentido de alcançar o objetivo, a presente dissertação encontra-se estruturada em dez capítulos, denominados, respectivamente, “Sistema para exploração *offshore*”, “Cabos umbilicais”, “Linhas flexíveis”, “Navios de lançamento”, “Operações”, “Testes de condicionamento”, “Viabilidade de instalação” e “Falhas

operacionais durante o carregamento, manuseio e instalação de linhas flexíveis e umbilicais”.

No segundo capítulo do presente trabalho, são demonstrados os tipos de plataformas e equipamentos submarinos mais utilizados para a exploração de petróleo *offshore* no Brasil. No desenvolvimento da dissertação, quando for mencionada plataforma e ou unidade estacionária de produção UEP, significa que estão englobados todos os tipos de plataformas explicadas neste primeiro capítulo.

No terceiro capítulo são analisados os cabos umbilicais e seus principais componentes e acessórios e no quarto capítulo são observadas as linhas flexíveis e suas principais partes estruturantes e acessórios. Nestes capítulos, são enfatizados os componentes dos cabos umbilicais e das linhas flexíveis que possuem interface com a plataforma, a Árvore de Natal Molhada (ANM) e *Manifold*, bem como, são destacados quais os acessórios necessários para que o manuseio e a instalação dos cabos umbilicais e das linhas flexíveis sejam possíveis.

No quinto capítulo são demonstrados os tipos de navios de lançamento de linhas flexíveis e umbilicais e os seus principais equipamentos e acessórios utilizados para que instalação seja efetivada. Neste capítulo quando for mencionado “linha/umbilical”, significa que os mesmos critérios são aplicáveis tanto na instalação da linha flexível, quanto na instalação do umbilical. Neste capítulo serão citadas denominações como empresa “Operadora” e empresa “Instaladora”. A Operadora é a empresa responsável pela coordenação da produção do poço e da plataforma, enquanto a empresa Instaladora será a empresa contratada para fazer o estudo de viabilidade da instalação da linha flexível/umbilical e posteriormente realizar a própria instalação.

No sexto capítulo são descritas as etapas realizadas pelo navio de instalação, assim como os escopos de instalação mais empregados no segmento *offshore* brasileiro. Assim, as operações derivadas do *Pull in* de 1ª e de 2ª Extremidade e os CVD de 1ª e de 2ª Extremidade são analisados. Por fim, será realizada uma breve explicação sobre os tipos de catenária feitos pelas linhas flexíveis e ou umbilicais da plataforma até o leito marinho.

Em sequência, no sétimo capítulo, são estudados os testes em campo, que consistem em uma das etapas do condicionamento das linhas flexíveis e dos cabos



umbilicais. Além disto, neste momento serão apresentados também os critérios de aceitação dos testes e as suas respectivas particularidades.

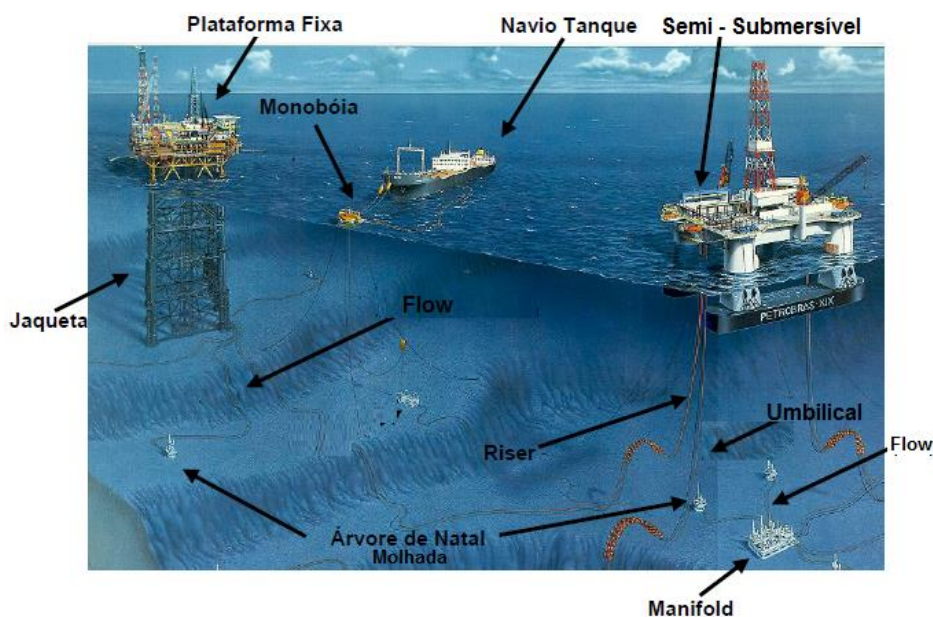
No oitavo capítulo será desenvolvido um dos objetivos da presente dissertação, sendo realizada uma abordagem sobre os critérios e os cálculos pertinentes a viabilização de uma instalação de linha flexível ou de um cabo umbilical e apresentação dos conceitos de uma curva de aperto. Por fim, o último capítulo elenca os principais e mais comuns danos que ocorrem durante a instalação devido a falhas operacionais e que podem provocar ou não a perda da funcionalidade das linhas de produção (flexíveis) e linhas de controle (umbilicais). Além disto, serão estudados também as consequências das falhas e possíveis ações para evitar a sua recorrência.

## 2- SISTEMA PARA EXPLORAÇÃO OFFSHORE

A exploração e produção de petróleo *offshore* somente foram possíveis com o advento de plataformas capazes de perfurar poços, produzir e processar o petróleo. Além de equipamentos submarinos que permitissem o controle, intervenção e monitoramento de um poço produtor através de árvore de natal molhada e ou seca.

O *Manifold* é outro equipamento submarino comum ao *layout* de exploração *offshore*, este equipamento permite o controle e intervenção de mais de um poço produtor de petróleo (Herdeiro, 2011).

Existem diversos tipos de plataformas e ou UEPs utilizadas no Brasil tais como plataforma fixa, semi-submersível e navio plataforma *Floating Production Storage and Offloading (FPSO)*<sup>6</sup>. Na plataforma fixa pode ser utilizada a árvore de natal seca, enquanto em uma plataforma em grande lâmina d'água somente pode ser utilizado a árvore de natal molhada (ANM), figura 2.



**Figura 2 – Arranjo para exploração offshore**  
(Herdeiro, 2011)

<sup>6</sup> FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*): Navio plataforma, que pode ser uma unidade flutuante de produção, perfuração, armazenamento e transferência de óleo e gás natural.

## 2.1 PLATAFORMA FIXA

Essas plataformas são assentadas no fundo do mar por estacas, tipo jaqueta ou pelo seu próprio peso, construídas em concreto ou por estruturas metálicas (Fernandez, 2009). Esse tipo de plataforma somente é utilizado para poço em lâminas d'água baixas, em campos localizados em lâminas d'água de até 300m.

As plataformas fixas foram amplamente utilizadas no início da exploração *offshore* no Brasil, devido à baixa lamina d'água dos primeiros poços explorados.

## 2.2 PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL

Esta plataforma tem sua estrutura apoiada sobre flutuadores submersos. As mesmas podem ser mantidas estacionárias pelo sistema de Posicionamento Dinâmico (*Dynamic Positioning* - DP), esse sistema adota uma série de propulsores e sensores para manter a plataforma na posição fixa. E o outro modo, seria a ancoragem por meios de cabos de aço, correntes, cabos de poliéster e âncoras cravadas no solo marinho.

Essa plataforma possui a desvantagem de não possui grande capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos, havendo necessidade assim de um navio tanque aliviador constantemente para a operação chamada de *Offloading* ou oleodutos para escoar a produção.

## 2.3 NAVIO FPSO

Os navios que possuem a capacidade de produzir, armazenar e transferir a produção de petróleo e gás natural para navios tanque podem ser denominados navios FPSO. Existe ainda, o FPDSO (*Floating Production Drilling Storage and Offloading*), com a possibilidade de perfurar poços.

A ancoragem do navio FPSO e modo aos quais as linhas e umbilicais estão localizados podem ser do tipo *Turret* ou do tipo *Spread Mooring*.

Na ancoragem do tipo *Turret*, existe uma torre na proa da embarcação com um *Swivel* (Figura 3), que permite que a embarcação gire de acordo com as condições ambientais, o que demanda menos esforços na embarcação, pois a

mesma sempre ficará alinhada de melhor maneira. As linhas de ancoragem e as linhas flexíveis e umbilicais passam por dentro desta torre. A desvantagem desse tipo de embarcação está no movimento mais acentuado de rotação em torno do seu eixo transversal (Arfagem ou *pitch*), provocando uma maior fadiga nas regiões das linhas/umbilicais que estão dentro da torre.



**Figura 3 – FPSO do tipo turret**  
(Ronalds, 1999)

A FPSO do tipo *Spread Mooring* possui as linhas de ancoragem localizadas na proa e na popa da embarcação (Figura 4), deste modo o navio fica mais suscetível as condições ambientais do que no sistema *turret*. À bombordo ou à boreste da embarcação é construída uma estrutura para sustentar e prender as extremidades de topo dos umbilicais e das linhas flexíveis (*risers*) e suportar todos os esforços de peso das mesmas devido a força gravitacional.

O tipo de sistema de sustentação mais comum utilizado nestas embarcações é o *I-tube* com sistema *Hang off*<sup>7</sup> de travamento. O *I-tube* é uma estrutura tubular metálica fixa na lateral do navio que serve para guiar a passagem da linha

---

<sup>7</sup> *Hang off*: Peça bipartida metálica responsável por fixar a extremidade de topo do *riser* da linha/umbilical no *riser deck* da plataforma. A mesma é presa no *I-tube* superior por meio de conexão flangeada.

flexível/umbilical até o convéns da embarcação (*riser deck*<sup>8</sup>), posteriormente a passagem pelo *I-tube*, a extremidade de topo da linha/umbilical tem seu acessório de topo apoiado no *riser deck* por meio do *Hang off*.



**Figura 4 – FPSO do tipo *Spread Mooring***  
(Fonte: Autor)

O *I-tube* é dividido em superior e inferior. A função principal do *I-tube* inferior é projetar a linha/umbilical para que a sua catenária adquira um ângulo de saída conforme o projetado.

## 2.4 ÁRVORE DE NATAL MOLHADA (ANM)

Equipamento instalado sobre a cabeça de poço na base adaptadora de produção (BAP), no leito marinho. Este equipamento é dotado de válvulas hidráulicas para controle da produção de hidrocarbonetos extraídos do poço. A mesma precisa suportar altas pressões do poço e altas pressões hidrostáticas devido à grande lâmina d'água. Além de suportar a grande diferença de temperatura dos hidrocarbonetos produzidos pelo poço e o ambiente marinho (De Moraes, 2013).

---

<sup>8</sup> *Riser deck*: Local do convés do plataforma/navio em que existem suportes para apoio de todos os *risers*.

Para lâminas d'água de até 300 metros, a instalação da ANM pode ser conduzida através de mergulhador. Mas, em águas profundas e ultraprofundas, a instalação precisa ser conduzida por um Veículo de Operação Remota (*Remotely operated vehicle - ROV*), com ilustra a Figura 5. A ANM pode ser classificada de acordo com o método que a mesma é instalada e do seu tipo de conexão com as linhas flexíveis e umbilicais (Thomas, 2004).



**Figura 5 – Intervenção de um ROV na ANM**  
(Fonte: Site Oceaneering, 2015)

#### **2.4.1 Diver operated (DO)**

Nesta ANM a intervenção e operação são feitas manualmente por mergulhadores, assim como a conexão da mesma com as linhas de produção e controle.

#### **2.4.2 Diver Assisted (DA)**

Neste tipo de ANM o mergulhador somente realiza as conexões da ANM com as linhas flexíveis de produção e umbilicais de controle. O controle da Árvore de Natal Molhada não é feito manualmente pelo mergulhador e sim através das linhas de controle (umbilicais).



### **2.4.3 Diverless (DL)**

As conexões e controles nesse tipo de árvore são realizados por equipamento hidráulicos e sem necessidade de intervenção com o mergulhador.

Os tipos de árvore DO, DA e DL estavam limitadas a profundidades de 200, 300 e 400 metros respectivamente. Devido a interação das ANM com o mergulhador estava limitada a 300 metros, novas ANM, tais como ANM DLL e GLL, foram desenvolvidas.

### **2.4.4 Diverless lay-away (DLL)**

A ANM DLL apresenta inovações que permitiram a sua instalação conjunta com as linhas de fluxo e controle. A instalação é feita por navios instaladores, por isso são denominadas *lay-away*. Os ROV's podem intervir nas mesmas através de conexões hidráulicas. A sua vantagem está na possibilidade de retirar a mesma para reparos, sem que as linhas de fluxo e controle sejam desconectadas da Base Adaptadora de Produção (BAP).

### **2.4.5 Diverless guideliness (GLL)**

Esta árvore de natal molhada é instalada na BAP através de plataforma ou navios de posicionamento dinâmico (DP), utilizando o sistema de (macho-fêmea), sem a necessidade de cabos guias. No início essas ANM utilizavam o sistema de conexão vertical, onde as linhas flexíveis e umbilicais não precisam ser lançadas em conjunto com a ANM e sim através do uso do trenó. Esse sistema foi aprimorado, para o sistema de conexão vertical direta (CVD), sistema mais utilizado atualmente para poços em grandes lâminas d'água.

A CVD dispensa o uso do trenó e o mandril das linhas de produção, para utilizar o módulo de conexão vertical (MCV) e instalar o mesmo direto no seu HUB<sup>9</sup> específico na BAP. A BAP contém um HUB para interface com a coluna de produção, um HUB para interface com o anular do poço e HUB para controle do poço através do umbilical.

---

<sup>9</sup> Hub: Receptáculo em forma de mandril da Bap, utilizado nas ANM para conectar o MCV com as linhas flexíveis e umbilicais.

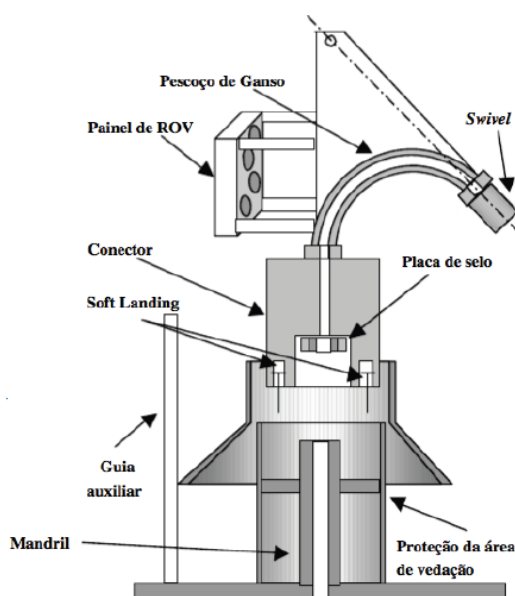
## 2.5 MÓDULO DE CONEXÃO VERTICAL (MCV)

Este equipamento é o componente de conexão entre a linha flexível/umbilical com a ANM, PLET<sup>10</sup> e *Manifold*. Os principais elementos são o flange rotativo (*swivel*), pescoço de ganso (*gooseneck*), painel do ROV, conector e *soft landing*, conforme Figura 6.

O flange rotativo (*swivel*) tem função de diminuir os esforços devido a rotação imposta pela linha/umbilical ao MCV.

O pescoço de ganso (*gooseneck*) precisa suportar todos os esforços impostos no MCV durante a instalação e conectar a linha/umbilical através do seu flange ao conector.

Após a conexão do MCV com o HUB da BAP, o ROV acionará o travamento do conector e o acionamento do *soft landing* através de seu painel. O conector possui os selos de vedação. O *soft landing* atua para suavizar o assentamento final entre o conector e o mandril (HUB) da BAP.



**Figura 6: Módulo de conexão Vertical (MVC)**  
(Rebello, 2015)

<sup>10</sup> Pipe Line End Termination: Equipamento que permite a conexão vertical direta de *risers* rígidos da plataforma às linhas flexíveis no solo marinho.



## 2.6 MANIFOLD

O *manifold* (Figura 7) é responsável por centralizar e controlar a produção de petróleo e seus derivados (gás, água oleosa) de várias ANMs. Este equipamento submarino também pode desempenhar funções como a injeção de gás (*Gás-lift*) e de água no poço.

Este equipamento submarino é constituído por um conjunto de válvulas de bloqueio, válvulas de controle de fluxo (*chokes*) e de pontos de conexão para linhas de fluxo (linhas flexíveis) e linhas de controle (umbilicais). No caso de injeção de gás e água, o *manifold* tem como função distribuir para os poços os fluidos de injeção vindos da plataforma. As funções de produção e injeção podem estar contidas num mesmo *manifold*.

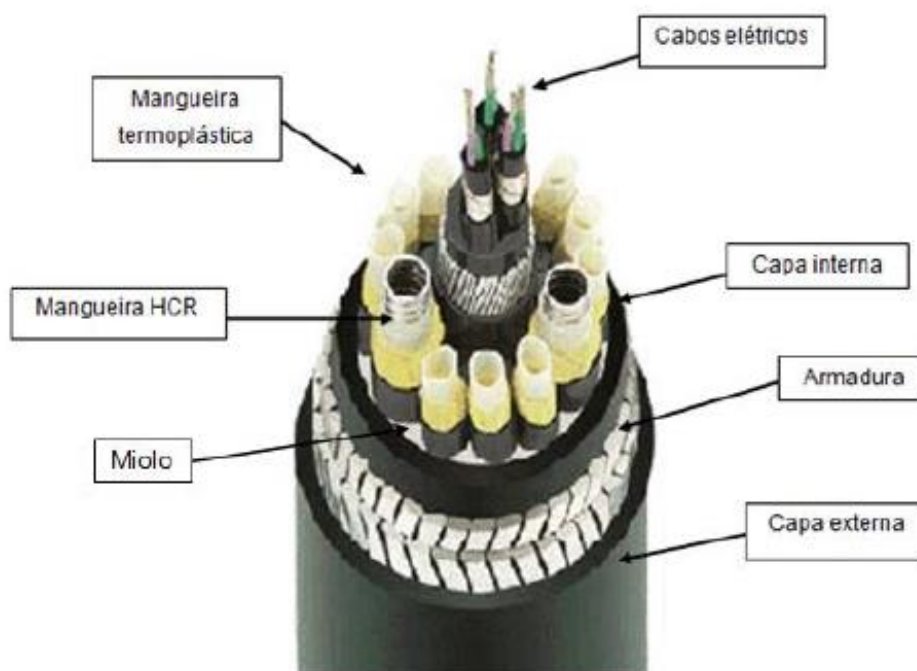
As principais vantagens na utilização de *manifolds* são: Redução do número de linhas (redução de custo do sistema) e redução do número de conexões dos *risers* na plataforma de produção. Por este motivo, o manifold é uma importante ferramenta para a otimização do arranjo submarino.



**Figura 7 – Manifold**  
(Herdeiro, 2011)

### 3- CABOS UMBILICAIS

Os cabos umbilicais são interligados da plataforma de produção de petróleo à ANM ou *Manifold* para permitir o controle, monitoramento e injeção de produtos químicos no poço produtor. Para realizar essas importantes funções o umbilical possui diversos componentes como mangueiras hidráulicas (termoplásticas), mangueiras de injeção (*High Collapse Resistance – HCR*), cabos elétricos de baixa e alta tensão e cabos ópticos (Figura 8).



**Figura 8: Umbilical**  
(Drumond, 2013)

De forma geral são responsáveis por transportar a potência hidráulica para acionamento das válvulas na ANM, a potência elétrica para a aquisição de dados e os produtos químicos para a otimização do escoamento.

Existem diversos tipos de configurações para a disposição destes componentes no interior do umbilical. Os cabos elétricos podem ser cabeados de forma helicoidal no centro do umbilical e formar um núcleo protegido por arames galvanizados ou então serem cabeados junto com as mangueiras. Após os componentes serem cabeados e formarem um núcleo (*bundle*), fitas especiais são passadas em volta deste núcleo e assim permitir que o mesmo não se desfaça e o proteja de altas temperaturas geradas pela extrusão de uma capa interna feita sobre

este mesmo empacotamento (*bundle*). Em seguida, por cima da capa interna, arames em aço galvanizado são cabeados de forma helicoidal, esta é denominada como a armadura do umbilical. E por fim, ocorre a extrusão da capa externa sobre esta armadura.

A quantidade de mangueiras hidráulicas irá depender do número de funções exigidas pelo sistema de controle hidráulico utilizado na ANM e o umbilical sempre precisa ter mangueiras reservas para o caso de falha das mangueiras principais. Existe também o sistema de controle submarino multiplexado, onde o controle é feito tanto por mangueiras hidráulicas como por cabos elétricos. Esse sistema tem um menor tempo de resposta das válvulas submarinas, o que proporciona uma maior segurança para controle do poço.

### 3.1 MANGUEIRAS HIDRÁULICAS

O controle hidráulico da ANM, PLET e *Manifold* são realizados por meio de mangueiras hidráulicas (termoplásticas) que possibilitam a abertura e o fechamento do poço.

Essas mangueiras possuem uma camada interna de nylon (Poliamida), chamado de *core tube* ou *line*, para ser estanque ao fluido hidráulico, sendo este fluido responsável por acionar o sistema hidráulico da ANM, *Manifold* e etc. Sobre dessa camada de nylon existe uma ou duas camadas de aramida, responsável pela resistência a pressão interna exercida sobre as mangueiras termoplásticas quando pressurizadas.

E por fim, existe outra camada mais externa de poliuretano, capa externa, para proteger a aramida da abrasão, danos mecânicos e conferir uma maior estanqueidade a mangueira, uma vez que fluidos podem permear do *core tube*.

### 3.2 MANGUEIRAS DE INJEÇÃO (HCR'S)

Essas mangueiras são responsáveis por injetar aditivos químicos e etanol no poço. A injeção desses produtos químicos pretende dissolver ou inibir a formação de hidratos e parafinas.

O anular desta mangueira não fica preenchido constantemente por algum fluido, devido à injeção de produtos no poço. Deste modo é necessário um material resistente ao colapso, este é denominado como carcaça e o material desta carcaça precisa ser feito de aço resistente à corrosão e degradação química do fluido transportado (API 17 E, 2011). E em razão desta carcaça, estas mangueiras são conhecidas como mangueiras *HCR's (High Collapse Resistance)*.

Sobre a carcaça, uma camada de Nylon (Poliamida) é extrusada para permitir a estanqueidade do anular da mangueira, e em seguida as camadas de aramida também são aplicadas para resistência a pressão interna da mangueira.

Uma última camada de poliuretano é aplicado para proteger as camadas de aramida e vedação da mangueira, denominada capa externa.

### 3.3 CABOS ELÉTRICOS

As funções de comando e aquisição de dados dos equipamentos submarinos podem ser feitas por cabos elétricos em sistemas multiplexado de ANM, por exemplo. Por maior sensibilidade desses componentes, os mesmos podem ser cabeados como elemento central e serem protegidos por armadura de arames galvanizados.

### 3.4 ENCHIMENTOS (*FILLERS*)

Os *fillers* são cabeados de forma helicoidal juntos com as mangueiras e cabos elétricos para que possam preencher os vazios do espaço anular do umbilical e para que possam absorver impactos, evitando assim o esmagamento entre mangueiras e cabos elétricos. Os materiais poliméricos são à base do *filler*.

### 3.5 CAPAS INTERNAS E EXTERNAS

A capa interna tem como função proteger os elementos cabeados de forma helicoidal e a capa externa protege a armadura contra danos durante a instalação do umbilical e contra a abrasão quando o umbilical está em catenária. A capa externa

precisa ser de um material resistente ao ozônio e a radiação ultravioleta para não ser degradada (API 17 E, 2011).

Para possibilitar a identificação de uma torção no umbilical durante a instalação, a capa externa deve possuir uma linha reta contínua em todo o comprimento do umbilical (ISO 13628- 5, 2009).

### 3.6 ARMADURA

Este é o principal elemento estrutural do umbilical. Os arames galvanizados são cabeados de forma helicoidal em duas camadas em sentido opostos. Estas camadas devem ser em números pares para o correto balanceamento da estrutura. A armadura confere a resistência mecânica necessária para suportar as cargas de tração provocadas no umbilical em catenária ou resistir aos diversos esforços gerados pela instalação dos mesmos por navios de instalação.

### 3.7 STEEL TUBE

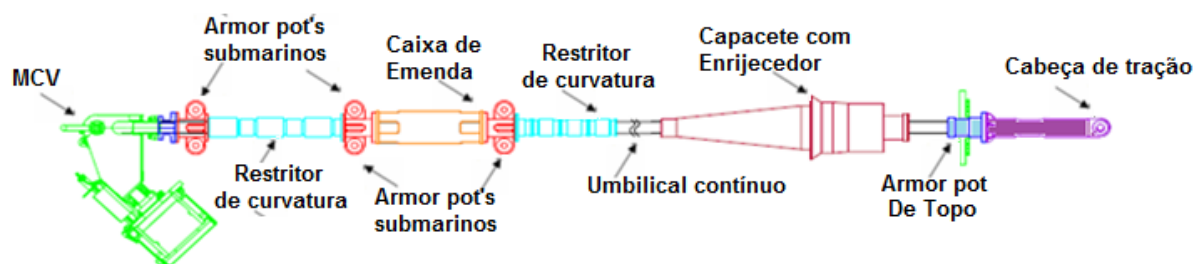
As mangueiras conhecidas como *steel tubes* são basicamente tubos de aço inox com uma camada de poliuretano extrusado por cima deste tubo. Esta capa de poliuretano confere estanqueidade à mangueira e evita fricção dos tubos durante o cabeamento dos *steel tubes*. Esses tubos de aço possuem vantagem devido a sua alta capacidade de carga e desvantagem em relação ao seu elevado raio mínimo de curvatura (MBR<sup>11</sup> - *Minimum Bend Radius*) exigido. O setor *offshore* do Brasil não possui um grande histórico de utilização de umbilicais com mangueiras de *steel tube*.

### 3.8 ACESSÓRIOS DOS UMBILICAIS

Os principais acessórios do umbilical, utilizados ou não durante a instalação são: Cabeça de tração, *armor pot* de topo e submarino, colar de manuseio, colar batente, enrijecedor, restritor de curvatura, caixa de emenda, colar de ancoragem (Figura 9).

---

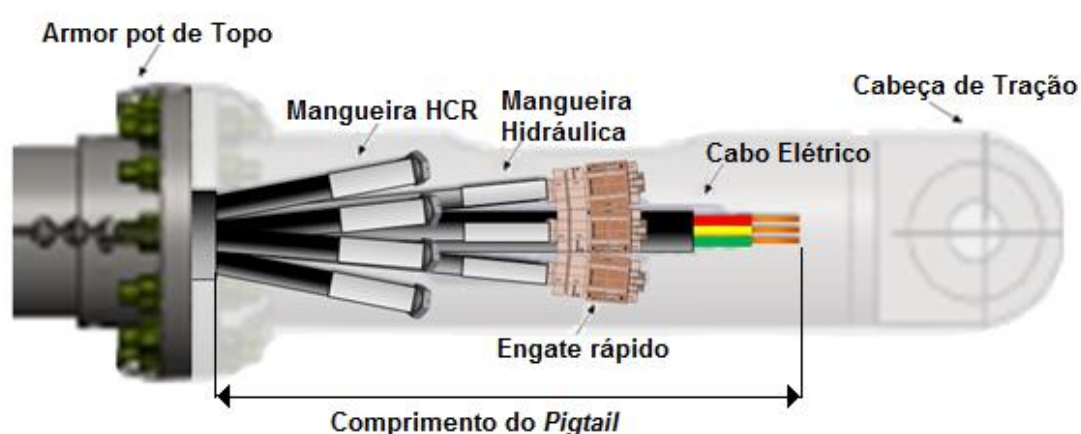
<sup>11</sup> MBR (*Minimal Bending Radius*): Raio mínimo de curvatura que uma linha ou um umbilical suporta ser dobrado sem ser danificado.



**Figura 9 - Acessórios do umbilical**  
(Fonte: Autor)

### 3.8.1 Cabeça de tração

A cabeça de tração é utilizada para içar, guiar e tracionar as extremidades dos tramos<sup>12</sup> durante a fabricação, o carregamento e a instalação dos umbilicais. A mesma é flangeada ao *armor pot* e também tem a função de proteger os *Pigtails*<sup>13</sup>. Deste modo, as dimensões das cabeças de tração serão de acordo com as dimensões dos *pigtails*. Normalmente, as que são utilizadas para conduzir o *riser* do navio à plataforma são compridas e estreitas, pois estas precisam passar por dentro do *I-tube*, (Cabeça de superfície - Figura 10). Em contrapartida, as submarinas precisam ter grande largura para abrigar os grandes comprimentos de *pigtails* que os tramos *flows* possuem.



**Figura 10 – Cabeça de tração de superfície**  
(Fonte: Autor)

<sup>12</sup> Tramo: Trecho de uma linha flexível e ou umbilical utilizado para interligação da plataforma ao poço.

<sup>13</sup> *Pigtails*: Extensões de todas as mangueiras do umbilical, feitas para fora da capa externa do umbilical, essas extensões são feitas para as conexões entre as mangueiras e para conexões com equipamentos submarinos.

### 3.8.2 *Armor pot*

O *armor pot* é o acessório presente em cada extremidade do umbilical, sendo resinado na armadura do umbilical. Este acessório é dividido em *armor pot* de topo e submarino. O *armor pot* de topo fica na extremidade do *riser* e após a instalação do umbilical, ele fica apoiado no sistema de suspensão da plataforma (*hang off*). O *armor pot* precisa passar por dentro do *I-tube* e por isso muitas vezes não possui olhais de manuseio, deste modo é necessário colocar um colar de manuseio no mesmo durante algumas operações de convéns.

*Armor pot* submarino fica na extremidade submarina do *riser* e nas duas extremidades de um tramo *flow*. Este acessório faz conexão com a caixa de emenda nas conexões de tramos de umbilicais. Geralmente, o submarino possui olhais que são necessários para permitir o manuseio da extremidade durante a instalação.

Alguns projetos de *armor pot* possuem sistema de vedação interno, para evitar que água do mar entre nos interstícios do umbilical e permeie para a armadura, possibilitando a corrosão do metal da armadura em contato com água do mar, caso este não possua proteção adequada.

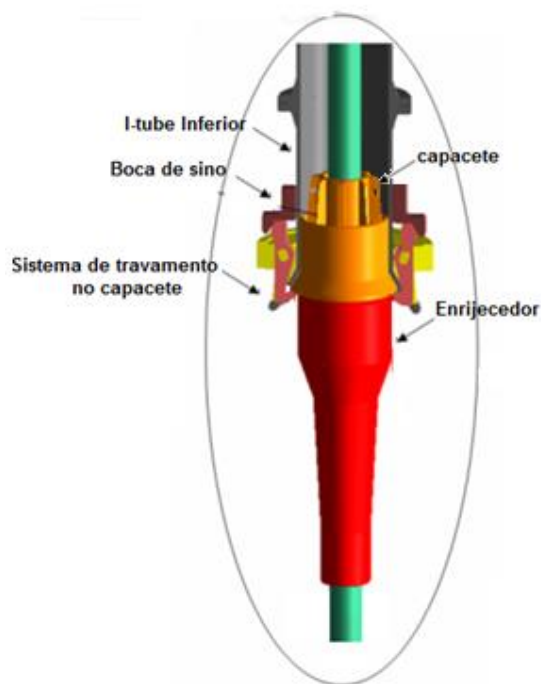
### 3.8.3 Enrijecedor do umbilical

O enrijecedor (*Bend stiffener*) é um dos principais acessórios do umbilical, este permite limitar a curvatura e aumentar a rigidez do umbilical, com objetivo de evitar um excesso de curvatura e danos por fadiga no umbilical na região do *I-tube* inferior. Deste modo, este acessório tem o objetivo de transferir para estrutura do *I-tube* da UEP os esforços de carregamentos submetidos no umbilical.

O material de fabricação do enrijecedor, normalmente é o poliuretano. Para o enrijecedor ficar preso no *I-tube* inferior, ele é moldado em um conector denominado capacete e este último acessório normalmente fica travado na boca de sino<sup>14</sup> do *I-tube* inferior por um sistema de trava (“*dog bones*”), como visto na Figura 11.

---

<sup>14</sup>Boca de sino: Acessório que tem a finalidade de alojar e fixar o capacete com o enrijecedor na extremidade inferior do *I-tube*. Deste modo, a mesma recebe os esforços de momento e força horizontal do enrijecedor e os transmite para a estrutura (*I-tube*) da unidade estacionária de produção (UEP).



**Figura 11 – Enrijeecedor**  
**(Fonte: Autor)**

Um acessório bastante importante é o kit *pull in*, este é responsável por manter o *armor pot* e o capacete conectados por meios de cabos fusíveis até o arrebitamento dos cabos no travamento do capacete na boca de sino.

#### **3.8.4 Colar batente**

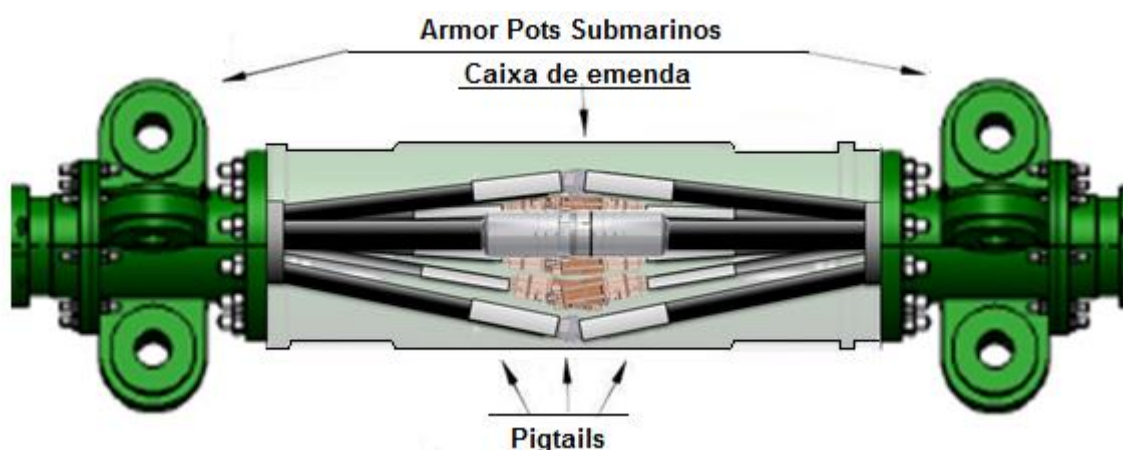
O colar batente fica clampeado no umbilical, a alguns metros abaixo do enrijeecedor e basicamente tem a função de parar o enrijeecedor, caso este escorregue pela linha, em caso de um travamento mal sucedido ou caso os cabos fusíveis da operação de *pull in* de 1ª arrebitem antecipadamente na subida do umbilical pelo *I-tube*.

Este acessório também é utilizado em operações de troca do *riser* (*Pull out*) em que o capacete com o enrijeecedor são destravados por mergulhadores e escorregam até o colar batente e em seguida a extremidade de topo do *riser* é recolhida pelo navio de instalação.



### 3.8.5 Caixa de emenda

A caixa emenda tem basicamente a função de proteger a união das mangueiras termoplásticas, HCR's e dos cabos elétricos (*pigtails*). A caixa precisa ter comprimento suficiente para abrigar os *pigtails* de todas as mangueiras e cabos elétricos, além dos elementos de união de cada conexão (Figura 12). E por isso, normalmente, estes acessórios são bipartidas para facilitar a montagem no navio.



**Figura 12 – Caixa de emenda**  
(Fonte: Autor)

Em toda extremidade da mangueira existe um conector (Figura 13) de aço inoxidável (*fitting*) que possui uma rosca *swivel* em sua extremidade (padrão JIC 37°), para permitir a conexão entre as mangueiras e conexão em equipamentos submarinos.



**Figura 13 – Típico conector de mangueira (*fitting*)**  
(Fonte: Autor)

As mangueiras termoplásticas por estarem pressurizadas em toda a instalação precisam utilizar engates rápidos para conexão com estes conectores.

Estes engates rápidos permitem que as mangueiras sejam conectadas e desconectadas sem a necessidade da despressurização total das mangueiras. E isto resulta em um grande ganho de tempo operacional de instalação. As mangueiras HCR's normalmente não precisarem ser pressurizadas durante a instalação, deste modo são apenas conectas através de uma união macho-macho (*niple*). As extremidades dos cabos elétricos de baixa potência possuem conectores soldados e na caixa de emenda estes conectores são unidos.

### 3.8.6 Restritor de curvatura

Os restritores de curvatura (Figura 14, em amarelo) são conectados aos *armor pots* de fundo, estes são utilizados para que o MBR do umbilical não seja infringido durante algum momento da instalação, como a conexão vertical direta do MCV com o HUB da ANM.

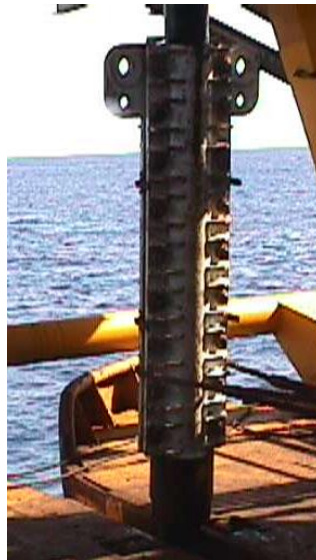
O restritor é constituído de várias vértebras (metálicas ou poliméricas) que se articulam, quando submetidas a cargas externas, em uma estrutura curva semi-rígida que bloqueiam mecanicamente a curvatura demasiada do umbilical acima do seu MBR. Deste modo, o projeto de um restritor de curvatura é exclusivo para cada configuração de umbilical.



**Figura 14 – Restritor de curvatura polimérico**  
(Site: Trelleborg, 2015)

### 3.8.7 Colar de ancoragem

O colar de ancoragem (Figura 15) tem a função de absorver a carga de tração da catenária, garantindo o posicionamento do umbilical após o seu lançamento. Por esta razão o local de instalação precisa ser corretamente calculado. Nos projetos mais comuns de colares de ancoragem, o mesmo é instalado diretamente sobre a capa externa, travado na mesma.



**Figura 15 – Colar de ancoragem**  
**(Fonte: Autor)**

Os colares de ancoragem precisam ser ligados às estacas de ancoragem (torpedo ou sucção) por meio de lingadas<sup>15</sup> compostas de amarras e ganchos, com estes últimos conectados aos olhais dos colares de ancoragem.

---

<sup>15</sup> Lingada: Acessórios como manilha, anel, cintas, cabos de aço e etc utilizados em conjunto para içamento e manuseio de cargas.

#### 4- LINHAS FLEXÍVEIS

As linhas flexíveis são vitais para a produção do poço uma vez que permitem a condução dos componentes do petróleo (óleo, água e gás) até a plataforma para o seu processamento primário. Elas também podem ser utilizadas para injeção de gás e água no poço, com o objetivo de aumentar a produção de poços em que a energia de elevação natural foi diminuída com o tempo de produção. As mesmas são geralmente constituídas por camadas poliméricas e metálicas em forma de tubo e com um arranjo helicoidal.

Existem dois tipos de linhas flexíveis, as linhas em que as camadas são aderentes e não existe o escorregamento entre as suas camadas, pois ocorre a vulcanização das camadas metálicas em uma matriz de elastômero.

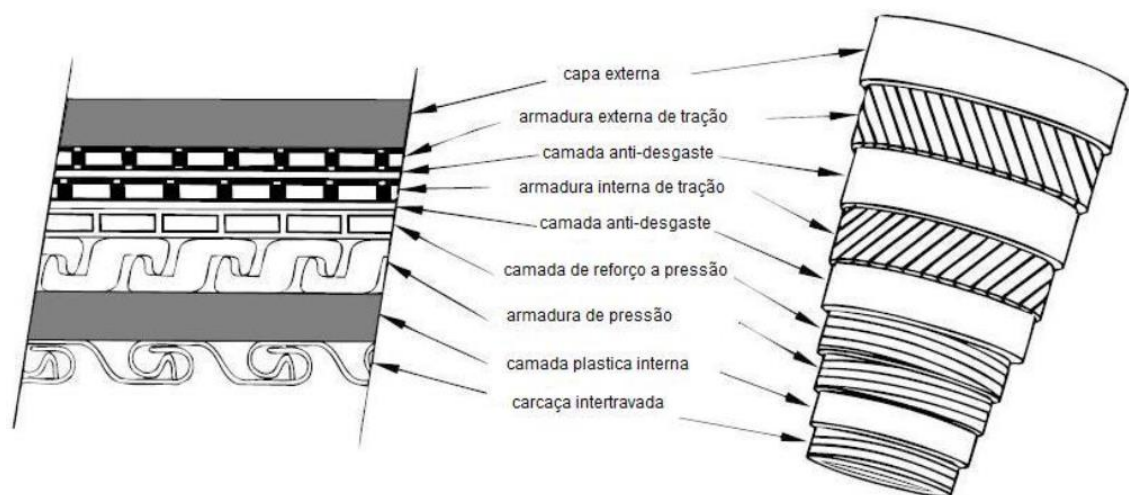
O outro tipo de linha possui as suas camadas não aderentes, onde ocorre o livre deslizamento de suas camadas uma em relação às outras. Este tipo de linha é a mais utilizada no segmento *offshore* do Brasil e todas as informações apresentadas nesta dissertação se referem a este tipo de linha flexível.

As linhas que ficam sujeitas as cargas dinâmicas da catenária são denominadas como *risers* e por isso precisam ser projetados com componentes internos passíveis de altas cargas de tração e compressão, por exemplo. E as linhas flexíveis que somente estarão sujeitas a cargas dinâmicas durante a sua instalação, uma vez que após a instalação destas, elas ficaram apenas sobre influência de cargas estáticas como a pressão hidrostática, são denominadas *flow ou flowline*<sup>16</sup>.

A seguir são destacados os componentes internos e externos, conforme Figura 16, comuns a uma linha flexível, além dos seus acessórios de interface com a plataforma e a ANM.

---

<sup>16</sup>*Flow ou Flowline*: Tramo da linha flexível e do umbilical que fica no leito marinho sobre influência de cargas estáticas em campo, mas sujeito a cargas dinâmicas durante a instalação.



**Figura 16: Componentes de uma Linha flexível de parede rugosa  
(API RP 17B, 2002)**

#### 4.1 CARCAÇA INTERTRAVADA

A resistência à pressão hidrostática é a principal função do componente mais interno da linha flexível, denominado carcaça intertravada e ou interna. Deste modo, este componente evita o colapso da camada plástica interna quando ocorre uma descompressão rápida no interior da linha. Além de ser possível a utilização de *pigs* metálicos com o uso desta carcaça interna.

#### 4.2 CAPA PLÁSTICA INTERNA

Esta camada polimérica tem como única função a vedação interna, para que assim os fluidos transportados não permeiem para as camadas superiores. Esta camada é extrusada sobre a carcaça interna e pode ser constituída de diversos materiais resistentes a ataques químicos, tais como polietileno de alta densidade (HDPE), fluoreto de polivinilideno (PVDF), Poliamidas (Nylon) (API RP 17B, 2002)

#### 4.3 ARMADURA DE PRESSÃO

A armadura de pressão é uma camada metálica constituída por arames retangulares de aço carbono, armados em direções opostas. Os arames possuem vários perfis, como por exemplo, o perfil em Z (Figura 17). O objetivo desta camada

é proporcionar rigidez radial e resistir à pressão interna proveniente do fluido transportado.



**Figura 17 – Perfil em Z da armadura de pressão  
(API 17B, 2002)**

#### 4.4 ARMADURA DE TRAÇÃO

Esta camada tem como objetivo suportar as altas cargas axiais de tração provocadas pelas cargas dinâmicas nos *risers* em catenária. O ideal é o *riser* possuir duas camadas de tração armadas em direções opostas para balancear e evitar torções na estrutura sobre carregamentos axiais. E entre as armaduras de tração é comum a aplicação de uma camada polimérica para minimizar o desgaste provocado pela fricção entre as armaduras metálicas.

Uma outra opção para evitar a fricção entre as camadas metálicas e evitar a flambagem radial destas armaduras devido às cargas compressivas (“Gaiola de passarinho”) e a aplicação de fitas de alta resistência.

#### 4.5 CAMADAS ISOLANTES

Hidratados e parafinas podem se formar devido às baixas temperaturas no fundo do mar e à alta pressão em que os fluidos transportados estão submetidos. Deste modo, para evitar o bloqueio de passagem de fluidos no interior da linha flexível, camadas de isolamento térmico são extrusadas entre as camadas de tração.

Atualmente, existem projetos em que as linhas flexíveis de produção são aquecidas por cabos elétricos, com a finalidade de diminuir as chances de formação de hidratos, parafinas e reduzir a viscosidade do petróleo.

## 4.6 CAPA EXTERNA

A capa externa tem como finalidade a proteção do flexível contra abrasão e possíveis danos à camada de tração durante a instalação, evitando assim pontos de corrosão e ajudando no isolamento térmico do interior da linha.

Os materiais recomendáveis para a utilização nesta capa são polietilenos de alta densidade (HDPE) e PA 11 e PA 12 (Nylon), segundo a API RP 17B (2002).

## 4.7 ACESSÓRIOS DAS LINHAS FLEXÍVEIS

As linhas flexíveis podem possuir acessórios específicos para cada tipo de projeto de interligação, por exemplo, podem ser clampeadas na linha centenas de boias para diminuir o esforço axial da catenária ou ser clampeado na linha um colar para prender a mesma em uma única boia de grande dimensão.

Os acessórios padrões e essenciais para a linha flexível são: Conector, flange de manuseio, colar batente, enrijecedor, restritor de curvatura e colar de ancoragem.

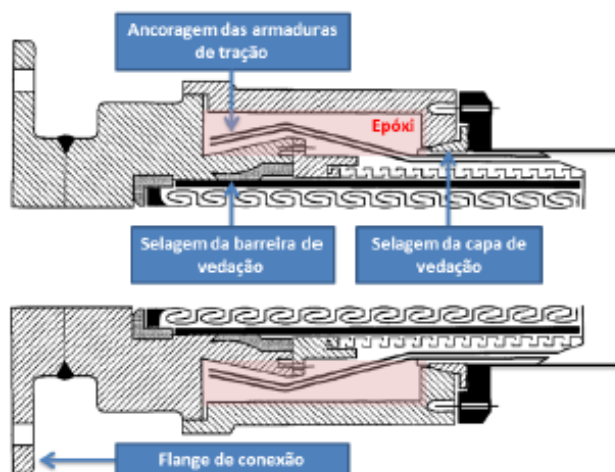
O colar batente, enrijecedor, restritor de curvatura e colar de ancoragem possuem as mesmas funções principais destes mesmos acessórios dos umbilicais, com algumas pequenas diferenças devido às particularidades das linhas flexíveis. Por exemplo, os *risers* das linhas flexíveis possuem mais de um enrijecedor. Além do enrijecedor de topo (preso na boca de sino), existe um enrijecedor em cada conexão dos conectores entre os *risers* de topo e *risers* intermediários.

Para o colar de ancoragem o mais comum é o mesmo ser conectado ao conector, ao invés de ser ancorado na capa externa da linha flexível.

### 4.7.1 Conectores

Normalmente, as linhas flexíveis não possuem tramos extensos, em razão de seus grandes diâmetros externos, as mesmas geram complexidades e limitações para a sua fabricação. Por isso, diversos *risers* (de topo, intermediário e de fundo) e diversos *flows* são necessários para se interligar a plataforma ao poço produtor. Assim, os tramos são conectados uns aos outros por intermédio de flanges metálicos, denominados conectores.

Os conectores são resinados - geralmente resina epóxi - as armaduras de tração (Figura 18). No projeto do conector ocorre a vedação do espaço anular e a armadura, além de existir um anel de vedação para a selagem da conexão entre conectores.



**Figura 18 – Conector de linha flexível  
(Montenegro, 2012)**

As linhas flexíveis ao transportar gás ou fluido bifásico (mistura de óleo, água e gás), estão sujeitas ao fenômeno de difusão de gás através da camada termoplástica interna, ou seja, o gás atravessa a camada interna termoplástica e se acumula entre as camadas interna e externa (anular), deste modo, com o objetivo de prevenir a camada externa de inflar excessivamente ou mesmo de se romper, o gás acumulado no anular é expulso através das válvulas de drenagem de gás.

Os conectores também são utilizados para apoiar a extremidade de topo do *riser* no sistema de sustentação (*Hang off*), do *I-tube* superior no *riser deck* da plataforma.

#### **4.7.2 Flanges cego de manuseio**

O flange cego de manuseio serve como olhal de manuseio durante as operações na fabricação do flexível, carregamento porto-navio e durante a instalação da linha.



O mesmo também tem a função de permitir o fechamento do espaço anular da linha para ser possível realizar pressurização do flexível e consequentemente testes. Duas de suas características principais são ser feito por material de alta resistência e ser pintado para combate à corrosão.

Existem, basicamente, dois tipos de flange: perfilado e com olhal (Figura 19). O flange perfilado é utilizado para operações de *pull-in* devido à facilidade para passagem (sem interferência) pelo *I-tube* e menor comprimento de lingada a ser utilizada, pois o mesmo pode usar a manilha encaixada na abertura deste flange.

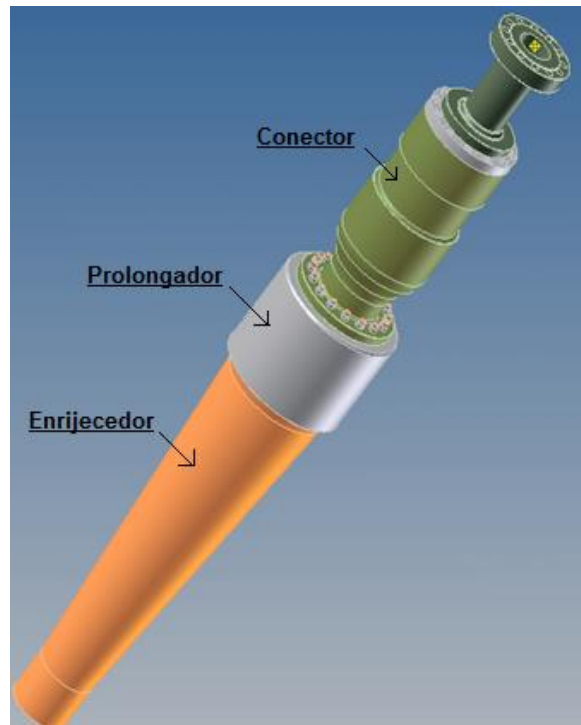


**Figura 19 – Flange perfilado (esquerda) e Flange com olhal (direita)**  
(Fonte: Autor)

#### **4.7.3 Enrijecedor de linha flexível**

Existem dois tipos de enrijecedores, os montados diretamente sobre os conectores e os enrijecedores com prolongadores.

Atualmente, o primeiro modelo está com o uso restrito, em razão do mesmo transmitir esforços de momento para o conector. O enrijecedor com prolongador (Figura 20) evita que os esforços de momento e força cisalhante sejam transmitidos para o conector.



**Figura 20 – Enrijecedor com prolongador**  
**(Fonte: Autor)**

Do mesmo modo, que o enrijecedor de topo, por ser uma peça única moldada, o enrijecedor intermediário pode ser facilmente danificado. E por esta razão durante o manuseio e instalação da linha, este acessório não pode ter nenhum corte ou dano, que o faça perder desempenho e consequentemente a fadiga prematura da linha.

## 5- NAVIOS DE LANÇAMENTO

Os navios de lançamento PLSV's são equipados com diversos equipamentos tais como cestas, bobinas, guinchos, guindastes, tracionadores, tensionadores que são utilizados para permitir os lançamentos de linhas flexíveis e umbilicais.

Estes navios são dotados de um sistema de posicionamento dinâmico, composto por equipamentos de controle de navegação e sensores que captam as informações da posição do navio e ajustam a direção e potência dos propulsores automaticamente, mantendo o navio dentro de uma região de interesse para que seja possível se realizar a instalação. Os propulsores devem ser potentes o bastante para permitir que a embarcação suporte as forças de onda, vento e corrente em condições climáticas adversas.

Os PLSV's podem utilizar o sistema de lançamento horizontal (HLS – *Horizontal Laying System*) e o sistema vertical de lançamento (VLS – *Vertical Laying System*).

No navio de sistema HLS, as linhas de produção e controle são lançadas por uma roda na popa do navio com de tensionadores horizontais. Este sistema é amplamente utilizado para lançamento em *bundle*<sup>17</sup>, onde são realizados os lançamentos de forma concomitante das linhas de anular, de produção e umbilical para o controle do poço. Em lançamentos em águas ultraprofundas, este tipo de lançamento na horizontal pode ser tornar inviável uma vez que os raios mínimos de curvatura de operação das linhas na roda de lançamento podem ser infringidos.

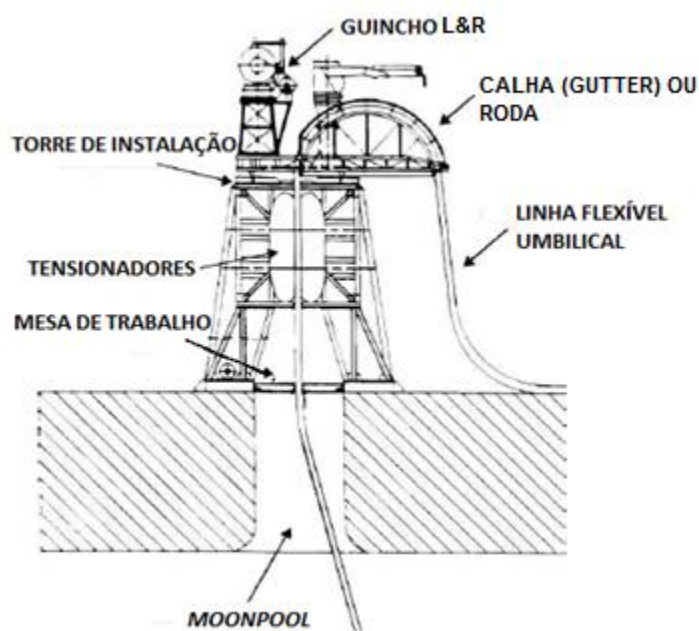
○ sistema vertical de lançamento (VLS – *Vertical Laying System*) foi desenvolvido para possibilitar a instalação de linhas flexíveis/umbilicais com altas cargas devido as grandes lâminas d'águas e os grandes acessórios dos mesmos.

Estes navios possuem uma torre de instalação dotada de tensionadores, centralizadores, guinchos, guindaste, roda ou calha (*gutter*) que permitem que a linha/umbilical seja lançada verticalmente através de uma abertura no centro do navio, conhecida como *moonpool*<sup>18</sup> (Figura 21).

---

<sup>17</sup> Lançamento em *bundle*: Lançamento ao qual a linha de produção, a linha do anular e o umbilical são lançados ao mesmo tempo por um único navio.

<sup>18</sup> *Moonpool*: Abertura feita no centro do casco do navio que permite acesso do convés ao mar.



**Figura 21: Típico sistema vertical de lançamento  
(API RP17B, 2002)**

O *moonpool* pode ser fechado por meio de placas de aço que suportam altas cargas, denominada mesa de trabalho móvel. Na mesa de trabalho são montados colares de sustentação e insertos que permitirem o apoio das extremidades do tramo pelo conector da linha flexível ou pelo *armor pot* do umbilical. Este apoio é feito para a conexão de tramos e posteriormente é realizado o lançamento desta conexão de tramos. Na mesa também são instalados e montados acessórios como colares batentes, colares de ancoragem, colares de anodo, MCV's, caixas de emenda, cabeças de manuseio, de tração e etc.

O sistema de lançamento vertical também pode estar localizado na popa do navio de instalação, como ilustrado na Figura 22 ou em algum bordo do navio. A vantagem de ser lançar pela popa que é possível fazer o lançamento com maiores ângulos de catenária quando comparado com o lançamento pelo *moonpool*.

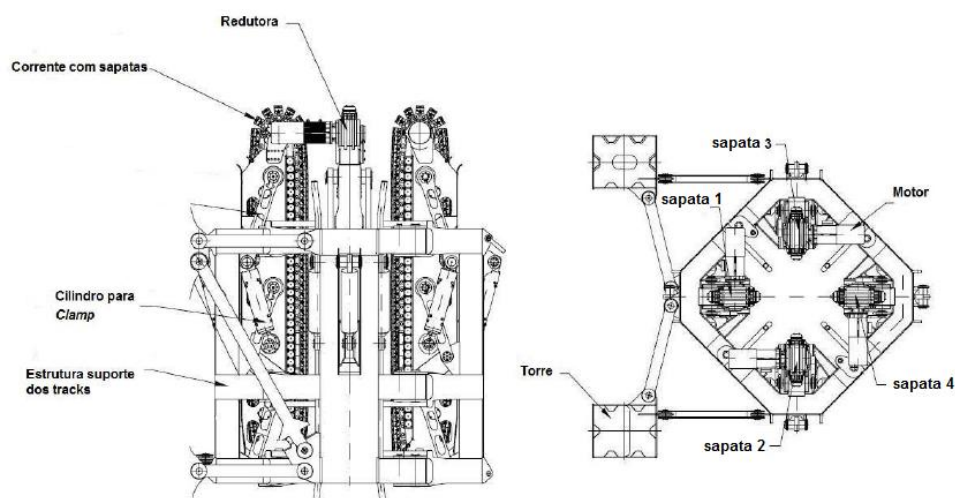


**Figura 22: Navio de lançamento vertical pela popa.**  
(Site: Technip, 2015)

Os tensionadores e o guincho de abandono são os principais equipamentos do sistema de lançamento vertical (VLS) que suportam as cargas de lançamento. Esses equipamentos trabalham de forma independente um do outro, e a transferência de carga entre os mesmos é uma operação crítica durante o lançamento.

### 5.1 TENSIONADORES

Os tensionadores são basicamente um conjunto de “esteiras” que possuem sapatas com lagartas (*track*), como representado na Figura 23, para contato e transferência de aperto em linhas flexíveis e umbilicais. Estes estão montados na torre de instalação e podem possuir dois módulos distribuídos na parte superior e inferior da torre.



**Figura 23 - Componentes de um tensionador**  
(Bicudo, 2009)

Os mesmos são acionados eletro-hidraulicamente e precisam estar posicionados em forma de “Y”, com 3 sapatas ou em forma de “X”, com 4 sapatas para distribuir o contato com as linhas de produção e controle.

As sapatas, como o elemento de contato do tensionador com a linha à ser lançada, podem ser fabricadas em polímeros ou ligas metálicas e em diferentes formatos: plano, curvo (“O”) ou em formato de “V”. Normalmente, um PLSV possui mais de um conjunto de sapatas para que possa lançar linhas e umbilicais com diâmetros externos variados.

No lançamento de linhas flexíveis e umbilicais é mais comum se utilizar as sapatas de ligas metálicas, com o perfil de formato em “V” e comumente com 120° e 160° de ângulo de abertura. Na região de entrada e saída da linha flexível com as lagartas, as sapatas são levemente inclinadas para formar um ângulo (ângulo de ataque) e assim não deformar a linha de produção e controle lançadas.

Em razão de não ser possível passar os acessórios de conexão de tramos das linhas flexíveis e umbilicais, por meio dos tensionadores e para possibilitar o recolhimento e abandono de tramos no leito marinho, no topo da torre do VLS existe um guincho de alta capacidade, conhecido como guincho L&R (Lançamento e Recolhimento).

## 5.2 GUINCHOS DE LANÇAMENTO E RECOLHIMENTO (L&R)

Um guincho cabrestante e um guincho de armazenamento de cabo são a composição do guincho L&R. O cabo do guincho L&R pode ser ou não rotativo, contudo, se o mesmo não for rotativo precisa de um soquete rotativo ou com um adaptador para rotação do cabo, à medida que as linhas e umbilicais rotacionam e podem provocar consequentemente uma rotação indesejável no guincho L&R durante o lançamento.

O guincho L&R deve possuir a mesma capacidade de carga que o tensionador ou até mais para poder suportar as cargas do lançamento durante a transferência de carga do tensionador para este guincho; Em razão disso, o cabo deste guincho tem um grande diâmetro e uma massa por metro considerável, sendo necessário então se adicionar o peso do mesmo em operações de instalação.

À distância entre a região de aperto do tensionador superior na linha/umbilical até o soquete do L&R é de extrema importância uma vez que pode impedir a transferência de carga entre o tensionador e guincho L&R, Caso isto aconteça, a operação se torna inviável ou é necessário mudar o escopo da operação. Os Navios de instalação possuem diversos outros tipos de guincho de menor capacidade espalhados pelo navio para movimentações de carga, para conduzir a linha pela calha (*gutter*) na torre do PPS e ou nas calhas de entrada das cestas, manuseio de equipamentos para recolhimento do cabo de *pull in* da UEP até a mesa de trabalho e etc.

Em operações de recolhimento, o guincho L&R conduz a lingada de pescaria para próxima da extremidade da linha/umbilical e o ROV faz a conexão desta lingada à cabeça de tração e ou flange de manuseio cego. Em seguida, o guincho L&R recolhe a linha/umbilical até que seja possível apoiar a extremidade na mesa.

### 5.3 GUINDASTE PRINCIPAL

Em operações de conexão vertical direta do MCV no HUB da ANM, para transferência de carga com o guincho de L&R, o guindaste principal é extremamente importante, além de poder também facilitar a passagem de acessórios de *risers* pela calha (*gutter*) ou roda no topo da torre de instalação.

O guindaste principal pode possuir o compensador de movimento (*Heave compensator*), sendo esta característica muito importante para as operações de CVD, uma vez que minimizam a influência das ondas no movimento de *heave*<sup>19</sup> do navio de instalação e assim proporciona um maior controle do MCV para a conexão com o hub da ANM. Contudo, com uso do *Heave compensator* a capacidade de carga do guindaste pode diminuir drasticamente, sendo necessário avaliar a carga da operação para a capacidade reduzida do guindaste.

---

<sup>19</sup> *Heave*: Movimento de descida e subida do navio devido a ondas.

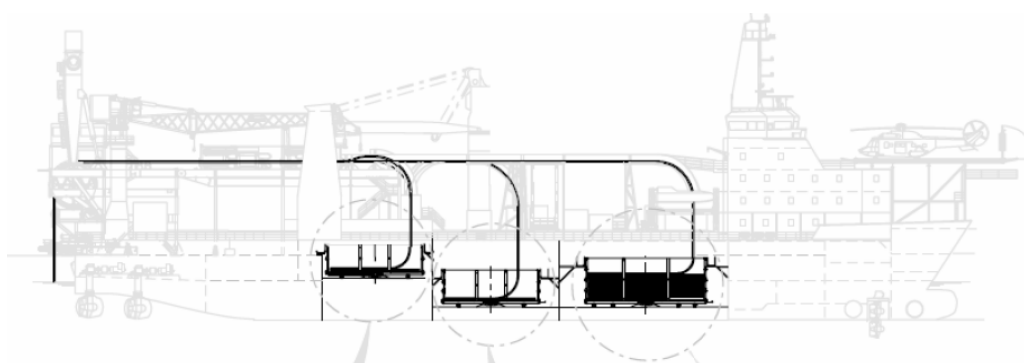
## 5.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

As etapas iniciais a serem feitas são o acondicionamento e condicionamento das linhas flexíveis e umbilicais no navio de instalação por meio de bobinas e ou cestas internas e externas. Esta manipulação do porto para navio precisa ser feito com cuidado para não ocorrer danos das mesmas na sua manipulação para o navio.

O carregamento (*load-out*) das linhas/umbilicais pode ser feitos de duas maneiras: Carregamento direto ou troca de bobina.

No carregamento direto a linha/umbilical é transferida da cesta e ou bobina de armazenamento do porto diretamente para a bobina ou cesta de armazenamento do navio (Figura 24).

As cestas possuem grande capacidade de armazenamento e podem armazenar vários tramos com grandes comprimentos e acessórios. Estas possuem grandes diâmetros, geralmente sendo dezenas de vezes maior que o MBR da linha/umbilical. Estas podem ser horizontais (*basket*) ou verticais (*spool*).



**Figura 24: Cestas horizontais (internas e externas) em um navio de instalação.**  
(Xavier, 2006)

Na troca de bobina, o guindaste do porto retira a bobina vazia do navio de instalação e troca por uma bobina carregada por uma linha ou umbilical.

O armazenamento da linha/umbilical na bobina do navio ou do porto irá depender do comprimento das mesmas e das dimensões dos seus acessórios. Um tramo de grande comprimento gera um volume e um peso que pode ultrapassar facilmente a capacidade de armazenamento da bobina. Outro fator limitante é a relação entre o diâmetro do tambor da bobina e o MBR da linha/umbilical. O correto



é que o diâmetro do tambor da bobina seja no mínimo igual ao MBR da linha/umbilical, sendo o comum que o mesmo seja o dobro do MBR da linha/umbilical.

O lançamento e ou recolhimento da linha/umbilical pode ser feito direto da bobina para lâminas d'água muito baixas, em que os esforços de tração no conjunto são baixos. Em lançamentos em altas lâminas d'água em que a catenária formada pela linha/umbilical gera grandes esforços verticais e horizontais, a bobina precisa ser rotacionada por guinchos motorizados ou bases rotativas (*skid rollers*), sendo todos os esforços transferidos para os tensionadores verticais ou horizontais (Figura 25).



**Figura 25: Lançamento utilizando a bobina**  
**(Site: Imeca, 2015)**

## 6- OPERAÇÕES

Este capítulo tem a finalidade de explicar os possíveis escopos e informações pertinentes sobre a instalação *offshore*, à medida que estas informações operacionais e técnicas não são abordadas em publicações acadêmicas.

O escopo da instalação de uma linha de produção e ou controle precisa ser definido anteriormente por uma operadora, e em algumas vezes precisa ser alterado conforme limitações dos PLSV's ou até mesmo por certas limitações dos acessórios da linha/umbilical.

Alguns escopos comuns de instalação são:

- *Pull in* de 1º extremidade seguido da CVD de 2º extremidade;
- CVD de 1º extremidade seguida do *Pull in* de 2º extremidade;

Antes do início da operação o navio de instalação precisa realizar a operação conhecida como *survey*. Esta operação visa identificar possíveis obstáculos, sucatas e equipamentos submarinos que possam danificar a linha/umbilical durante a instalação ou interferir consideravelmente no *track*<sup>20</sup> de lançamento previamente imposto pela operadora. Algumas vezes, o *survey* pode ter sido realizado anteriormente a instalação por um navio de apoio. Neste caso, o relatório de *survey* somente precisará ser enviado para o navio de instalação analisar os possíveis obstáculos no *track* de lançamento. Após a instalação também é necessário realizar um *survey* para confirmar que a instalação seguiu corretamente o *track* de projeto.

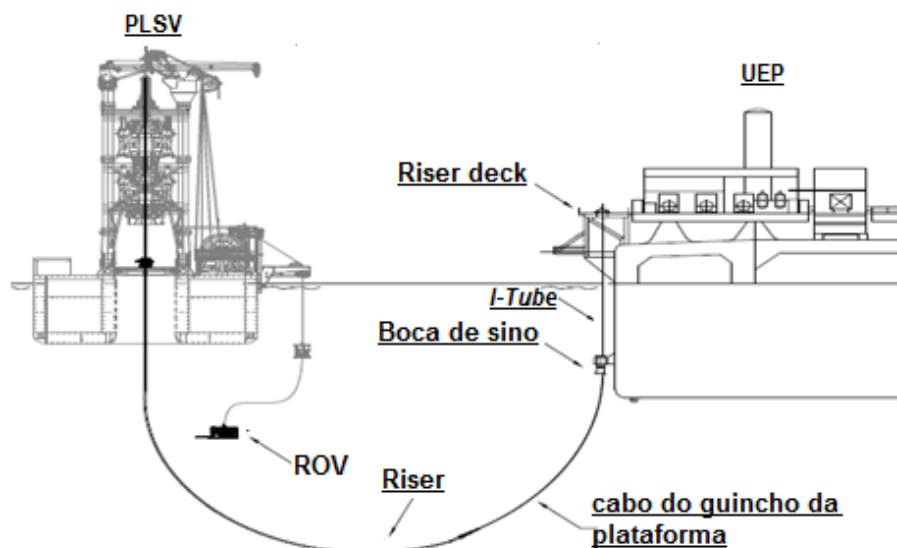
### 6.1 *PULL IN* DE 1ª EXTREMIDADE

Nesta operação a primeira extremidade do *riser* é levada da cesta e ou bobina para ser lançado pelo sistema HLS, ou VLS. O navio de instalação se aproxima da plataforma e lança a retinida com cabo mensageiro. A plataforma/UEP prende o cabo do guincho principal ou auxiliar ao mensageiro. E em seguida, o PLSV recolhe os mesmos por meio de um cabrestante, para serem conectados a lingada de *pull in*, que se encontra conectada a extremidade do *riser*. Em seguida o

---

<sup>20</sup> Track: Caminho feito pela linha/umbilical no leito marinho do equipamento submarino até o ponto em que a catenária toca o solo marinho.

tensionador lança o *riser* ao mar, com o guincho da plataforma e a lingada de *pull in* presos ao olhal de manuseio e ou cabeça de tração para conduzir o *riser* até a plataforma, conforme figura 26.



**Figura 26: Pull in de 1ª extremidade**  
(Fonte: Autor)

A plataforma recolhe o cabo do guincho principal e ou auxiliar, conduzindo o *riser* para próximo da boca de sino. A extremidade de topo do *riser* passa pela boca de sino e a extremidade de topo continua a ser recolhida até que o *armor pot*/conector de topo possa ser apoiado no suporte localizado no *riser deck* da plataforma através do sistema de sustentação (*Hang off*).

Os cabos fusíveis<sup>21</sup> do kit de *pull in* são arrebetados no momento em que o capacete fica preso na boca de sino.

Ao finalizar a operação de *pull in* de 1ª extremidade, o PLSV aguarda a autorização da plataforma para iniciar o lançamento da linha/umbilical em catenária dupla. Após a autorização, o PLSV segue o lançamento e em algum momento a linha/umbilical toca o solo marinho, este primeiro ponto de contato feito pela linha/umbilical em catenária é denominado comumente como TDP (*Touch Down Point*), o lançamento se torna mais crítico após este contato, pois o TDP precisa ser monitorado pelo ROV até o TDP ficar estável.

<sup>21</sup> Cabos fusíveis: Cabos utilizados para manter o capacete do enrijecedor próximo do conector/*ARMOR POT* de topo, os mesmos são arrebetados no momento que o capacete fica preso na boca de sino do *I-tube* inferior.

O ângulo da catenária do lado do PLSV tenderá a assumir o mesmo ângulo imposto pela boca de sino e para que a linha não seja danificada na mesa, o navio deve compensar este mesmo ângulo. Na medida em que o PLSV estiver lançando a linha/umbilical e se distanciando da plataforma, o ângulo de entrada no navio vai diminuindo, até o momento em que é possível se realizar o apoio da segunda extremidade do *riser* de linha/umbilical.

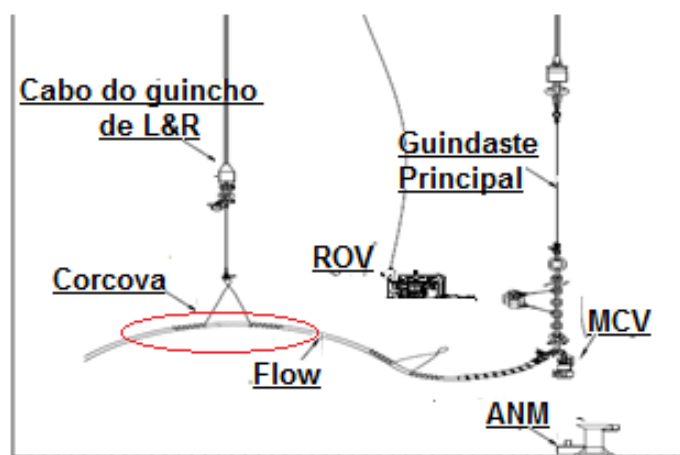
Um detalhe importante no lançamento em catenária dupla é a força horizontal gerada pela catenária, esta força precisa ser controlada na mesa do navio, para que esta força não desloque a linha/umbilical, fazendo com que a mesma se danifique em contato com a borda da mesa de trabalho.

Uma etapa da operação muito importante é a ancoragem da linha flexível/umbilical, onde a quantidade de linha/umbilical em repouso sobre o leito marinho exerce uma força contrária, devido à força de atrito, à força horizontal gerada pela catenária da linha/umbilical. Deste modo, é necessário se calcular antes da operação se a linha/umbilical terá comprimento suficiente para que com a força de atrito, provoque uma força horizontal maior que a força horizontal gerada pelo peso da linha em catenária. E assim a ancoragem poderá ser feita após a finalização de todas as outras etapas da instalação. Caso não exista quantidade de linha flexível/umbilical suficiente para superar a força horizontal da linha em catenária, o navio precisará parar o lançamento e com o uso do *ROV* conectar a lingada da estaca de ancoragem ao colar de ancoragem. Em alguns casos, o *ROV* do navio pode não estar no raio de alcance para realizar a ancoragem, sendo assim necessário requisitar anteriormente a operadora um barco de apoio com *ROV*.

## 6.2 CVD DE 2ª EXTREMIDADE

A CVD de 2ª extremidade pode ser uma etapa da instalação posterior a um abandono de 1ª extremidade ou a um *pull in* de 1ª extremidade. Caso seja após um *pull in* de 1ª, o navio de instalação lança a linha/umbilical em direção ao poço respeitando ao máximo o caminho (*track*) proposto anteriormente até a chegada da extremidade de fundo (final) a mesa de trabalho para apoio do *armor pot*/conector de fundo através do inserto e colar de sustentação.

Com a extremidade de fundo apoiada o MCV pode ser conduzido à mesa de trabalho e conectado ao *armor pot*/conector de fundo. Após a conexão do MCV o mesmo é lançado ao mar através do guincho de L&R e conduzido por este até a chegar próximo ao poço. Em seguida, é realizada a transferência de carga para o guindaste principal, por meio do ROV. O guindaste principal conduz o MCV para próximo do HUB da ANM, até que seja possível realizar a conexão vertical do MCV ao HUB. Neste momento o guincho de L&R pode ser conectado pelo ROV a alças presas na linha/umbilical, para criar uma corcova na mesma e assim permitir uma verticalização do MCV, sendo esta verticalização necessária para a conexão vertical direta de 2ª extremidade no HUB da ANM, PLET e ou *Manifold*. (Figura 27).



**Figura 27: CVD de 2ª extremidade**  
**(Fonte: Autor)**

A altura da corcova depende do estudo de verticalização específico feito para cada projeto de conexão vertical direta de 2ª. Este estudo é muito importante, pois pode evitar esforços excessivos no pescoço (*gooseneck*) do MCV ou até mesmo quebra deste pescoço.

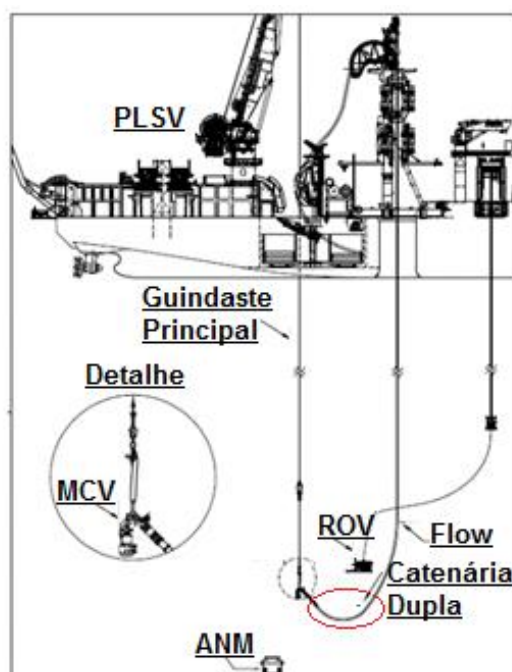
### 6.3 CVD de 1ª EXTREMIDADE

Nesta operação de conexão vertical direta, a linha/umbilical ainda não foi lançada e conectada a plataforma. Inicialmente, a extremidade de fundo da linha/umbilical é conduzida pelo tensionador até a mesa e o MCV é retirado da base

de testes com o guindaste principal e posicionado próximo à mesa de trabalho para a conexão com linha/umbilical.

Após a conexão é feito *overboarding*<sup>22</sup> do MCV conectado a linha/umbilical e este conjunto MCV mais linha/umbilical é lançado por meio do tensionador até próximo ao poço. Em seguida o ROV faz a conexão do guindaste principal com a lingada de CVD de 1ª extremidade na manilha do MCV.

O guindaste principal é recolhido, formando uma catenária dupla, de modo a ajustar a configuração para ser realizada a CVD de 1ª Extremidade no HUB específico da ANM (Figura 28).



**Figura 28: Configuração para CVD de 1ª extremidade**  
(Fonte: Autor)

Para a verticalização do MCV é muito comum se utilizarem boias presas a linha/umbilical que diminuem o peso da mesma e permite que o MCV seja verticalizado de modo mais fácil pelo guindaste principal. A quantidade de boias e o empuxo necessário para verticalização também é determinado em estudos de verticalização específicos para cada projeto.

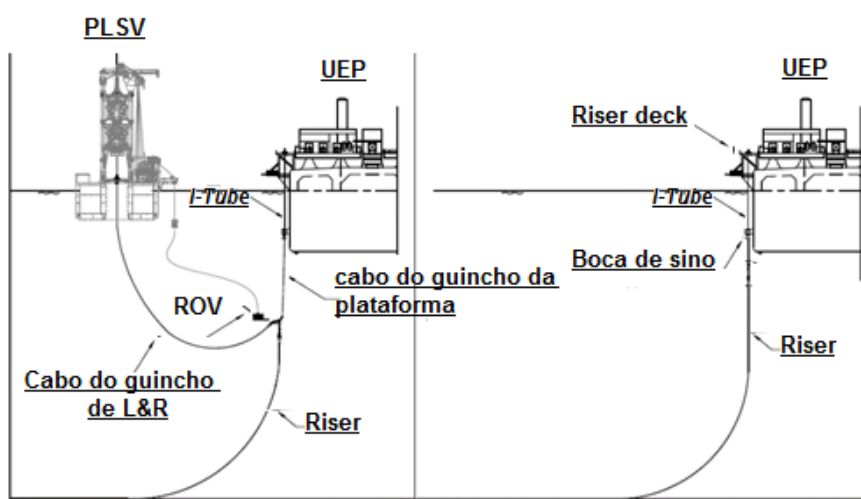
<sup>22</sup> *Overboarding*: Operação de lançar acessórios de linha/umbilical ao mar.

#### 6.4 PULL IN DE 2ª EXTREMIDADE

O *pull in* de 2ª extremidade ocorre após uma CVD de 1ª ou um abandono de 1ª extremidade. O PLSV lança a linha/umbilical em direção à plataforma até aproximação final para o lançamento da retinida com o cabo mensageiro. O cabo mensageiro é recolhido pelo PLSV até a chegada do cabo do guincho principal da plataforma à mesa de trabalho. Na mesa, o cabo da plataforma é conectado a lingada de *pull in* de 2ª. Nesta lingada também está conectado o guincho de L&R. Em seguida, o guincho de L&R faz *overboarding* da extremidade de topo do *riser* da linha/umbilical.

A plataforma recolhe o cabo do guincho principal, conduzindo a extremidade do *riser* para próximo da boca de sino, quando a carga é transferida para cabo da plataforma à manilha hidroacústica é acionada ou pode ser feita a desconexão do guincho de L&R da lingada de *pull in* de 2ª por meio de um ROV (Figura 29).

Em seguida as etapas como passagem pela boca de sino, arrebitamento do cabo fusível e apoio no *riser deck* são iguais às descritas na operação de *pull in* de 1ª extremidade, conforme consta explicitado no item 6.1 do presente trabalho.



**Figura 29: Pull in de 2ª extremidade**  
(Fonte: Autor)

## 6.5 CONFIGURAÇÕES DE CATENÁRIA

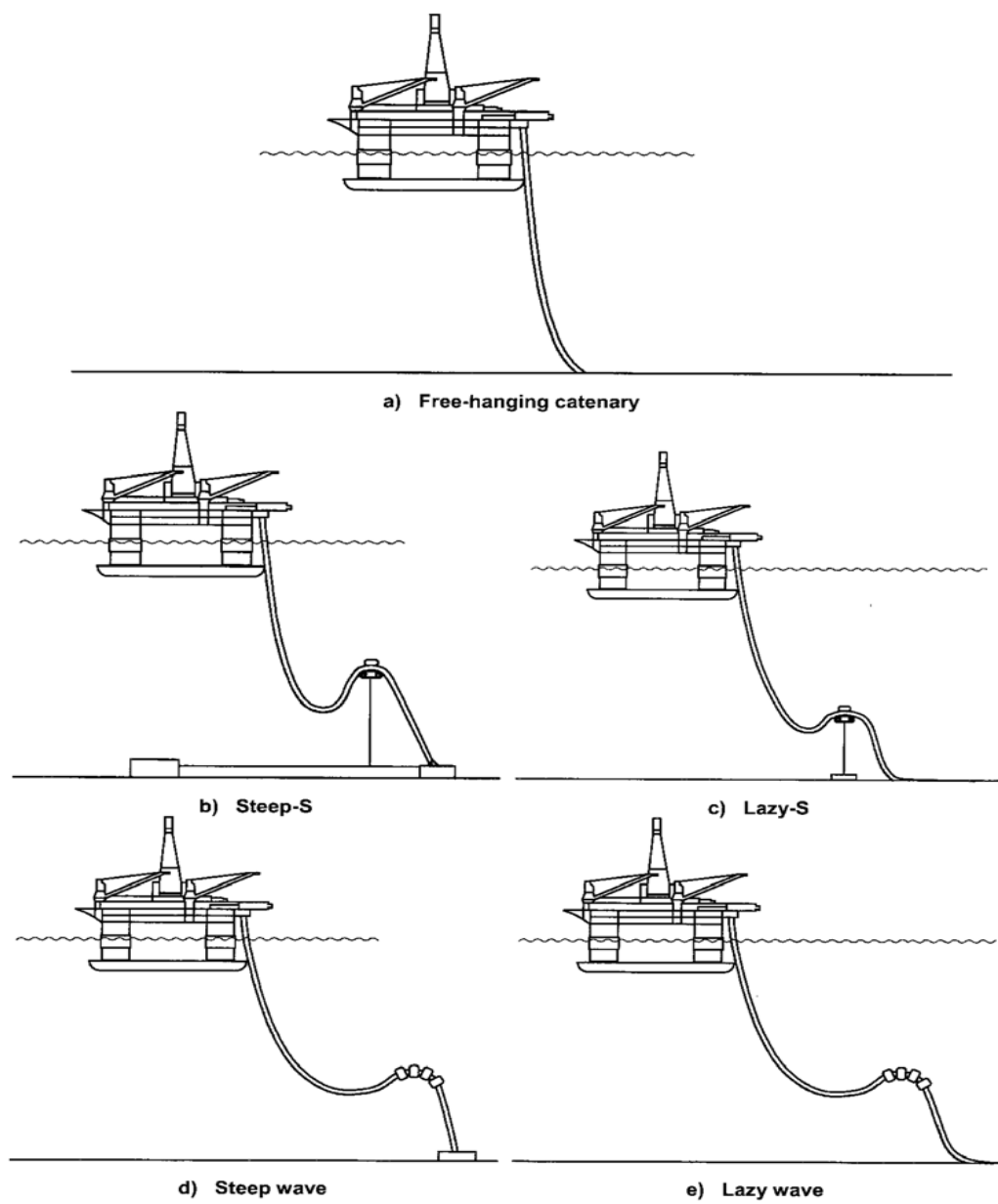
A catenária do *riser* da linha flexível e ou do umbilical pode ter algumas configurações após a sua instalação, tais como exemplificado na Figura 30:

- Catenária livre (a): É uma catenária direta da plataforma ao leito marinho, onde o peso do *riser* em catenária precisa ser todo suportado pelo suporte da plataforma. E no leito marinho ocorre a transição da posição vertical para posição horizontal pela curvatura do *riser*.

- *Steep-S* (b) e *Lazy-S* (c): Essas configurações utilizam um flutuador fixo, ancorado ao solo marinho, diminuindo assim as cargas do peso próprio do *riser* no suporte da plataforma. Estas somente se diferenciam na transição da posição vertical para a horizontal do *riser*. Na *Steep-S* a transição é por uma conexão fixa e na *Lazy-S* é feito de modo livre no leito marinho.

- *Steep wave* (d) e *Lazy wave* (e): Essas configurações de catenária são caracterizadas pelo uso de boias ao longo de um trecho do *riser*, reduzindo as cargas de topo devido ao peso próprio da linha. Do mesmo modo, na *Steep-wave* a transição é por uma conexão fixa e na *Lazy-wave* a transição é feita livremente no leito marinho.





**Figura 30: Exemplos de configurações dos *risers*  
(API-17B, 2008)**

## 7- TESTES DE CONDICIONAMENTO

Neste capítulo serão abordados os testes de condicionamento que precisam ser realizados em campo durante a instalação de linhas flexíveis e umbilicais para aprovar a resistência mecânica (integridade) das mesmas. Além, dos testes que verificam a estanqueidade das conexões de tramos e a integridade dos cabos elétricos.

Em razão de não existirem normas brasileiras que determinem quais testes devem ser feitos e quais são os parâmetros de aceitação destes testes, este trabalho identificou e explicou os testes exigidos por normas elaboradas por instituições internacionais (ISO e API) e os parâmetros de aceitação dos testes de acordo com estas instituições.

Contudo, estas normas internacionais não abordam todos os detalhes técnicos a respeito dos testes hidrostáticos, pneumáticos e elétricos feitos durante a fase de instalação. Por exemplo, as normas ISO 13628-2 (2006) e API 17J (2014) apenas estabelecem os critérios de aceitação e parâmetros para o teste hidrostático após a fabricação das linhas flexíveis, para serem feitos ainda na fábrica (Teste de aceitação de fábrica). Deste modo, foi feito uma ampla pesquisa em campo para demonstrar todos os critérios importantes para os testes de condicionamento e os seus parâmetros que são realizados na fase de instalação *offshore* de linhas flexíveis e umbilicais. Os valores de pressões dos testes hidrostáticos e pneumáticos mais utilizados no segmento *offshore* no Brasil são apresentados em comparação com os valores de pressões determinados pelas normas internacionais e também é realizada uma comparação com os critérios de aceitação desses testes.

Neste capítulo não são abordadas todas as informações (taxa de pressurização, de despressurização, estabilização do teste e etc.) dos procedimentos de realização dos testes dos fabricantes de linhas e umbilicais devido a estas informações serem confidenciais. Informações detalhadas dos equipamentos utilizados nos testes e disposição dos mesmos no navio de instalação também são confidenciais.

## 7.1 TESTES HIDROSTÁTICOS PARA LINHAS FLEXÍVEIS

Os testes hidrostáticos são realizados nas fábricas e nos navios de instalação para demonstrar que a linha é capaz de manter pressões acima da sua pressão máxima de trabalho (PMT), para identificar possíveis defeitos na mesma e para comprovar estanqueidade entre conexões de tramos das linhas de controle e produção.

As normas internacionais ISO 13628-2 (2006) e API 17J (2014) para linhas flexíveis (*unbonded*) apenas estabelecem a pressão de teste hidrostático (PH) mínima para verificação de integridade após a fabricação das linhas, no teste de aceitação de fábrica. Mas, a norma API 17B (2009) recomenda a pressão de teste hidrostático diferente para testes hidrostáticos para verificação da integridade e da estanqueidade entre conexões de tramos (Tabela 1) durante a instalação *offshore*:

**Tabela 1: Teste hidrostático para verificação de integridade e estanqueidade segundo a norma API 17B, 2014**

Objetivo do teste	Valor de pressão do teste (mínima)	Local do teste	Período de teste (mínimo)
Integridade	$PH=1,25 \times PMT$	Interior da linha	24 horas (*10 horas de estabilização)
Estanqueidade	$PH=1,1 \times PMT$		6 horas

**(API 17B, 2014)**

Segundo a norma API 17B 2009, o teste de pressão hidrostática compreende as seguintes etapas principais:

- Pressurização da linha: A pressurização do duto deve ser efetuada a uma velocidade controlada e estável especificada pelo fabricante. Uma taxa muito alta pode levar a períodos de estabilização elevados.
- Período de estabilização: A estabilização é definida como uma mudança de pressão durante uma hora menor que 1% da pressão de teste hidrostático (PH). Durante a estabilização, a curva de pressão deve ser registrada e a temperatura do líquido de ensaio deve ser mantida.

- Período manutenção da pressão (*Hold period*): Esta fase se inicia após o término do período de estabilização, sendo necessário um período de 24 horas de manutenção da pressão de teste hidrostático.
- Despressurização: Assim como a pressurização, a despressurização da tubulação deve ser feita a um ritmo constante e controlada. A taxa de despressurização máxima deve ser definida pelo fabricante.

Durante o teste, a pressão do teste hidrostático deve ser mantida por um período não inferior às 24 horas na fase de manutenção da pressão do teste. A fase de estabilização da pressão que precede a fase de manutenção da pressão pode ser estendida a mais de 10 horas, caso ocorra quedas de pressão significativas abaixo da pressão de teste hidrostático mínima. Para o teste hidrostático para verificação de estanqueidade a norma API 17B (2009) permite que o período de manutenção de pressão seja reduzido para 6 horas, mas não estabelece o período para estabilização da pressão.

A pressão e temperatura (ambiente e interna) devem ser registradas manualmente em cartas de registro de pressão a cada 30 minutos durante o teste. As pressurizações e despressurizações máximas devem ser realizadas a uma taxa de acordo com o procedimento de teste do fabricante da linha flexível. Por exemplo, uma taxa de pressurização e despressurização muito acima do valor de 20 Mpa/hora (2901 psi/hora) pode danificar a linha flexível.

Segundo API 17B (2009), para critério de teste aprovado, a perda de pressão não deve ultrapassar 4% da pressão mínima de teste durante o período de manutenção de pressão de 24 horas para o teste integridade e de 6 horas para o teste de estanqueidade. Além disso, nenhum vazamento deverá ser observado e nenhuma deformação permanente ou danos poderão ser observados na região dos conectores.

Esta norma não estabelece os fluidos que devem ser utilizados para o teste hidrostático de integridade no interior da linha, provavelmente em razão de ser utilizado o próprio fluido presente no anular da linha. O teste de estanqueidade também pode ser feito através de um canal feito no conector até o anel de vedação por meio de água inibida ou fluido hidráulico. Contudo, esta norma também não

estabelece diretrizes para a realização deste teste de estanqueidade através do canal do conector e os fluidos que podem ser utilizados.

As operadoras (cliente), instaladoras e fabricantes de linha/umbilical na indústria *offshore* no Brasil, não costumam adotar um critério de diferenciação para o valor do teste hidrostático para o *riser* e para *flowline*. Normalmente, a pressão do teste hidrostático (PH) vai variar conforme o objetivo do teste hidrostático e da condição em que a linha flexível se encontra. Estes valores podem mudar conforme a especificação técnica da operadora (cliente) e de acordo com o fabricante da linha/umbilical. Contudo, os valores mínimos comumente utilizados na indústria *offshore* brasileira são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2: Valores de testes hidrostáticos segundo operadoras brasileiras**

Objetivo do teste	Condição da Linha	Valor de pressão do teste (Mínima)	Local do teste	Fluido	Período de teste (Mínimo)
Integridade	Nova	PH=1,25 à 1,3 x PMT	Interior da linha	Água salgada	4 horas (1 hora mínima de estabilização)
	Usada				
	Danificada Reterminação				
Estanqueidade	Nova	PH=1,1 x PMT	Parte interna do costado do anel de vedação (Interior da linha)	Água inibida ou fluido hidráulico	30 minutos
	Usada				

(Fonte: Autor)

O teste hidrostático para verificação de integridade deve ser mantido por um período não inferior às 4 horas na fase de manutenção da pressão do teste e com o mínimo de 1 hora de estabilização. Na fase de estabilização do teste hidrostático para integridade, a variação de pressão em um intervalo não menor do que uma hora, não deve exceder a 1% da pressão do teste hidrostático (PH). Para aprovação

final desse teste, a máxima queda de pressão durante o período de manutenção do teste não deve exceder a 3% do valor da pressão de teste hidrostático. E da mesma forma que exige as normas internacionais, não pode ocorrer nenhum vazamento ou deformação permanente nas áreas próximas aos conectores.

A estabilização da pressão para o teste de estanqueidade através do costado do anel deve ser imediata e não deve haver queda de pressão durante o período de manutenção do teste.

As operadoras no Brasil também exigem o registro da pressão em cartas registradoras de pressão à cada 30 minutos e das condições ambientais (temperatura interna e externa) nos períodos dos testes.

Todas as linhas novas são testadas hidrostaticamente antes da liberação das mesmas na fábrica (Teste de aceitação de fábrica), por este motivo os testes hidrostáticos para verificação de integridade geralmente serão realizados nas linhas novas, caso estas tenham sido danificadas. Por exemplo, nos casos em que a linha tenha o seu raio mínimo de curvatura totalmente infringido durante o seu carregamento ou durante a sua instalação. Caso seja encontrado um dano grave na linha que possa comprometer a integridade da linha, outro motivo seria o fato de ter ocorrido um aperto pelo tensionador do navio muito acima do limite estrutural da linha flexível. Em resumo, a operadora normalmente não exige que seja feito testes hidrostáticos para verificação da integridade em linhas novas para permitir um menor tempo operacional e custos da instalação *offshore* de linhas flexíveis. Contudo, os testes hidrostáticos para verificação da estanqueidade precisam ser feitos em todas as conexões de tramos das linhas.

Para linhas novas e usadas que tenham sido gravemente danificadas durante a sua instalação, sem a possibilidade de reparo e com necessidade de realizar uma reterminação<sup>23</sup>, precisarão posteriormente passar por um teste hidrostático para comprovar a resistência mecânica e a integridade da linha após a operação de reterminação. Na hipótese da linha flexível ter sido aprovada no teste de integridade pelo fabricante e pela operadora, ela poderá ser utilizada em campo novamente.

Os testes de integridade serão realizados nas linhas usadas de acordo com as condições apresentadas pelas linhas no momento de sua utilização. Caso na

---

<sup>23</sup> Reterminação: Operação para cortar o trecho danificado da linha flexível ou cabo umbilical e refazer a conexão com o acessório de extremidade, por exemplo armor pot ou conector.

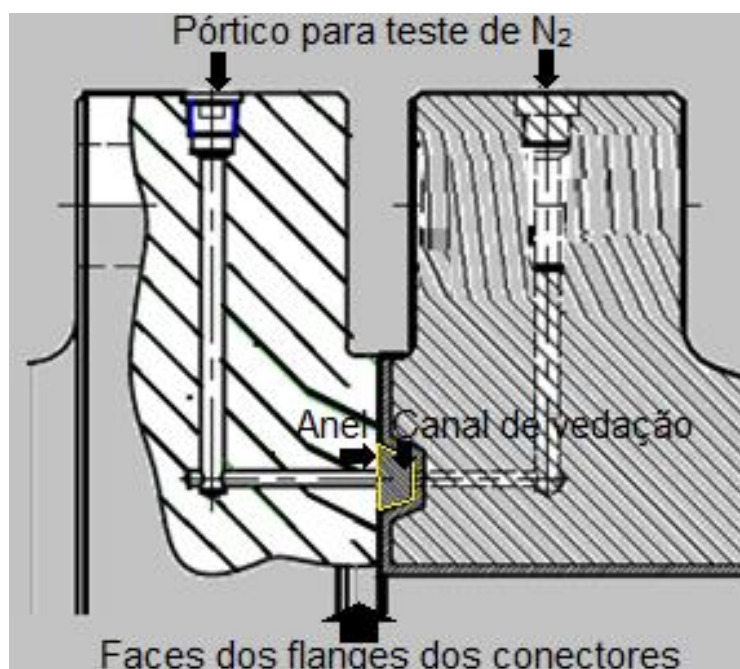
inspeção visual a linha não apresente nenhum dano e não exista um histórico de falhas registrado sobre esta, a operadora provavelmente não vai requisitar que a empresa instaladora faça o teste hidrostático para verificação de integridade neste caso, com o propósito de possibilitar a diminuição do tempo operacional e dos custos envolvidos.

## 7.2 TESTE PNEUMÁTICO

Os testes para verificação de integridade da linha podem ser feitos através de testes pneumáticos para linhas de gás, quando as mesmas contenham em seu interior algum tipo de gás, sendo o mais comum o Nitrogênio Gasoso ( $N_2$ ).

Os conectores atuais, geralmente permitem fazer os testes de estanqueidade entre conectores através de canais nos conectores (Figura 31), mas para ser possível, pelo menos um conector precisa possuir um pórtico de teste de  $N_2$ .

O teste é feito no costado do anel de vedação geralmente com nitrogênio gasoso ( $N_2$ ). A área de contato metal-metal, área de contato entre os conectores, onde fica o anel de vedação (Figura 31), precisa estar totalmente limpa, sem graxa ou qualquer tipo de sujeira para não impedir a vedação correta.



**Figura 31 - Teste de estanqueidade por teste de  $N_2$**   
(Fonte: Autor)

Este teste de estanqueidade também deve ser feito entre um conector e um flange de manuseio.

Esses testes de estanqueidade através dos canais de vedação não são abordados e delimitados em nenhuma das normas internacionais, deste modo às informações foram adquiridas através de pesquisa em campo dos dados operacionais.

A pressão do teste pneumático (PM) também vai variar de acordo com a máxima pressão de trabalho (PMT) em que a linha flexível vai ser utilizada no campo, Tabela 3:

**Tabela 3: Teste pneumático segundo operadoras brasileiras**

<b>Objetivo do teste</b>	<b>Condição da Linha</b>	<b>Valor de pressão do teste</b>	<b>Local do teste</b>	<b>Fluido</b>	<b>Período de teste (Mínimo)</b>
Integridade	Nova	PM=1,25 à 1,3 x PMT	Interior da linha	Gás do interior da linha	12 horas (2 horas mínimas de estabilização)
	Usada				
Estanqueidade	Nova	PM=1,1 x PMT	Costado do anel de vedação	Nitrogênio gasoso (N <sub>2</sub> )	15 minutos
	Usada				

**(Fonte: Autor)**

O teste pneumático para verificação de integridade deve ser mantido por um período não inferior às 12 horas na fase de manutenção da pressão do teste e com o mínimo de 2 horas de estabilização. Na fase de estabilização do teste pneumático para integridade, a variação de pressão em um intervalo não menor do que uma hora, não deve exceder a 1% da pressão do teste pneumático (PM). Para aprovação final desse teste, a máxima queda de pressão durante o período de manutenção do teste não deve exceder a 3% do valor da pressão de teste hidrostático e sem ocorrer deformações permanentes na linha ou vazamentos.



A estabilização da pressão para o teste pneumático de estanqueidade através do costado do anel deve ser imediata e não deve haver queda de pressão durante o período de manutenção do teste.

O teste de estanqueidade das conexões pelo interior da linha flexível, conforme Tabela 2, somente será realizado quando não for possível fazer o teste pneumático no costado do anel, devido os conectores não possuírem os dispositivos para o teste pneumático ou caso estes dispositivos estejam danificados.

As vantagens em se realizar os testes pneumáticos em vez do teste hidrostático para se confirmar estanqueidade das conexões são as seguintes:

- Evitar o enchimento da linha com água inibida, fluido hidráulico e ou nitrogênio gasoso caso a mesma esteja sendo lançada vazia.
- Ganho de tempo operacional, o enchimento de tramos de linha flexível pode demorar várias horas.
- A água oleosa presente na linha não pode ser descartada no mar e precisa ser tratada nos sistemas do navio de instalação.
- O teste pneumático pode ser feito em torno de 15 minutos em comparação às 4 horas mínimas normalmente adotadas para o teste hidrostático.

Os testes de verificação de funcionamento correto das válvulas de drenagem de gás, não foram abordados, pois os mesmos devem ser feitos na fábrica, após o teste hidrostático feito na linha flexível nova.

### 7.3 TESTES HIDROSTÁTICOS PARA UMBILICAIS

Nos umbilicais os testes hidrostáticos das mangueiras para verificação de estanqueidade deverão ser realizados sempre que as mesmas forem conectadas em equipamentos submarinos (MCV) e quando as mesmas forem conectadas com outras mangueiras na junção de dois tramos por intermédio de uma caixa de emenda.

As normas internacionais API 17 E (2011) e ISO 13628-5 (2009) determinam que caso seja feita a operação de *pull in* de 1ª, o responsável pela

monitoração da integridade do umbilical (testes) é de responsabilidade da plataforma (operadora). Em contrapartida, caso seja feita a operação de CVD de 1ª, a monitoração da integridade do umbilical durante o lançamento é de responsabilidade do navio de instalação (empresa instaladora).

Essas mesmas normas determinam que as todas mangueiras devem ser pressurizadas durante a instalação com o mínimo de 1050 psi, a não ser que o fornecedor do umbilical determine outro valor para a pressurização. O valor da pressurização de cada mangueira deve ser monitorado e caso ocorra despressurização inesperada de uma das mangueiras do umbilical, a instalação precisa ser interrompida e a causa da despressurização investigada.

O consenso comum adotado entre as operadoras brasileiras e as instaladoras é requisitar que todas as mangueiras sejam submetidas aos testes hidrostáticos para verificação de estanqueidade na totalidade das conexões de mangueiras e realizar o teste hidrostático para verificação de integridade do umbilical somente em caso de suspeita que o mesmo tenha sido danificado durante a instalação.

A rigor os testes hidrostáticos são realizados tanto nas mangueiras termoplásticas, quanto nas mangueiras *HCR's*, os valores adotados para os testes são demonstrados na Tabela 4:

**Tabela 4: Testes hidrostáticos no umbilical**

Objetivo do teste	Fator de Teste	Tempo de teste
Estanqueidade	PH=1,1 x PMT	De 15 à 45 minutos
Integridade	PH=1,1 à 1,5 x PMT	4 horas

**(Fonte: Autor)**

Durante a fase de pressurização para o teste a pressão não deve ultrapassar 105% e nem ser menor que 95% da pressão de teste hidrostático. Além disso, um critério de aceitação comum é que o decaimento inicial durante a fase de estabilização não deve ser mais que 1/3 da pressão de teste hidrostático. E por fim, no período de manutenção da pressão a máxima queda de pressão não deve exceder a 5% do valor da pressão do teste hidrostático em mangueiras termoplásticas e *HCR's*. O fluido utilizado no teste hidrostático das mangueiras

normalmente é o próprio fluido que está no interior das mangueiras após a fabricação das mesmas, não sendo assim necessária a troca destes fluidos. As embarcações geralmente já possuem estes mesmos tipos fluidos nas suas unidades de bombeio para teste hidrostático.

Os testes entre o MCV-U<sup>24</sup> e o umbilical também são muito importantes e precisam ser feitos antes do lançamento do MCV-U. Estes testes não são esclarecidos nas normas internacionais, deste modo esta dissertação apresenta as principais informações dos mesmos. Primeiramente, devem ser realizados os testes funcionais do MCV-U:

1. Funcional do Conector - Testes de Travamento/Destravamento Primário, Secundário e de Emergência do Conector;
2. Inspeção abaixo do *Funil Down* (Saída do MCV) no Conector;
3. Teste de Estanqueidade nas linhas de Injeção Química do MCV-U (circuito que recebe as mangueiras *HCR's*);
4. Teste de Estanqueidade nas linhas hidráulicas do MCV-U (circuito que recebe as mangueiras termoplásticas).

O teste funcional do conector é realizado por meio de um mangote, da unidade hidráulica do navio, que leva pressão ao receptáculo HS1 do MCV-U (Figura 32).



**Figura 32– Painel do MCV-U**  
**(Fonte: Autor)**

<sup>24</sup> MCV-U: Módulo de conexão vertical feita somente para os umbilicais e de acordo com as suas características (Mangueiras e cabos elétricos).

O *hot stab* (Figura 33) é o dispositivo de acoplamento no receptáculo (HS1, HS2 ou HS3) que permite a pressurização das funções hidráulicas do MCV-U para exercer uma das funções principais informadas na Tabela 5. O *hot stab* pode ser operado pelo ROV ou no navio para os testes funcionais do MCV-U.



**Figura 33 – *Hot stab* dispositivo de acoplamento hidráulico direto**  
(Site: oceaneering, 2015)

Para uma melhor compreensão, na Tabela 5 são demonstrados as partes principais de um MCV-U padrão e suas respectivas funções:

**Tabela 5: Funções principais das partes do MCV-U**

Parte do MCV-U	Funções principais
Receptáculo do <i>Hot-Stab</i> 1 (HS1)	Possui dois Pórticos (A e B) para realizar Trava e Destrava Primário do Conector
Receptáculo do <i>Hot-Stab</i> 2 (HS2)	Possui dois Pórticos (A e B) para realizar Trava e Destrava Secundária do Conector
Receptáculo do <i>Hot-Stab</i> 3 (HS3)	Possui dois Pórticos (A e B) para estender o <i>Soft Landing</i> e para realizar <i>Seal</i> teste
Receptáculo <i>Parking Place</i> (HSPP)	No momento do <i>Overboarding</i> do MCV-U, o receptáculo HSPP desce com <i>Hot Stab</i> cego para utilização em possível intervenção futura
Válvula de Retração <i>Soft Landing</i>	Válvula de contingência para retração do <i>Soft Landing</i> através de ROV
Graduação Trava/Destrava	Graduação em mm que indica o nível de Travamento do MCV-U
Ferramenta de <i>Flushing</i>	Teste de <i>Flushing</i> contra a Placa Hidráulica de mangueiras termoplásticas

**(Fonte: Autor)**

Posteriormente após a finalização dos testes funcionais, precisam ser realizados os testes do conjunto umbilical / MCV-U, que consistem em:

1. Teste *flushing* de identificação das mangueiras (termoplásticas e HCR's);
2. Teste hidrostático da placa hidráulica do MCV-U.
3. Testes elétricos dos cabos elétricos do umbilical;

O teste *flushing* de identificação das mangueiras ocorre após a retirada da cabeça de tração, com isso os *pigtails* da extremidade de fundo do umbilical ficam acessíveis para identificação de cada mangueira.

Todas as mangueiras da outra extremidade do umbilical são pressurizadas individualmente por meio de um *manifold* com o único objetivo de identificação das mangueiras na outra extremidade do umbilical.

Por fim, todas as mangueiras do umbilical são conectadas ao MCV-U e testes hidrostáticos são realizados contra a placa hidráulica do MCV-U, com o objetivo de identificar qualquer tipo de vazamento das mangueiras conectadas.

Os critérios de aceitação do teste e o tempo de realização do mesmo são acordados entre o fabricante do MCV e a operadora. Em geral, o teste hidrostático contra a placa do MCV demora cerca de 10 minutos.

O teste hidrostático contra a placa do MCV é um impeditivo para continuação das operações, pois o *overboarding* do MCV somente será realizado após aprovação deste teste.

#### 7.4 TESTES ELÉTRICOS NOS UMBILICAIS

As normas API 17 E (2011) e ISO 13628-5 (2009) determinam que as continuidades dos condutores dos cabos elétricos em uma determinada frequência, de acordo com procedimento do fabricante do umbilical, sejam monitoradas durante a instalação do umbilical. Caso ocorra a perda de continuidade de algum cabo elétrico, a operação deve ser paralisada e um teste de isolamento (RI) deve ser feita em cada condutor do cabo elétrico individualmente.

Na indústria *offshore* brasileira, os testes elétricos que precisam ser feitos e os critérios de aprovação dos testes serão acordados entre a operadora e a instaladora. De maneira geral, os testes constantemente realizados são: Teste elétrico de continuidade (RC), teste de isolamento (RI) e teste de integridade (TRD).

Estes testes visam certificar a funcionalidade dos cabos elétricos do umbilical antes e durante o lançamento, para comprovar que os mesmos estão funcionais e não foram danificados durante a instalação.

Normalmente, as etapas da instalação em que são realizados os testes elétricos são:

- Após a conexão do umbilical com MCV-U;
- No caso de CVD de 1ª, após a conexão do MCV-U com o HUB da ANM;
- Caixa de emenda lançada algumas centenas de metros de profundidade;
  - Caixa de emenda na metade da Lâmina d'água do projeto;
  - Após assentamento da caixa de emenda no leito marinho;

O teste de continuidade (RC) tem o objetivo de testar a condutividade dos cabos elétricos. Para isso, os dois fios presentes nos cabos elétricos devem estar em curto circuito. Para criar um curto circuito nos dois fios, é utilizado um aparelho chamado *Dumny*, nas extremidades dos jumpers elétricos que foram posicionados na placa do MCV-U.

Na segunda extremidade dos cabos elétricos, localizada no seu local de armazenamento (cesta ou bobina), é medida a condutividade com um multímetro.

O teste de isolamento (RI) tem o objetivo de testar o isolamento dos cabos elétricos. Para isso, os dois fios presentes nos cabos elétricos devem estar livres. Logo, os *dumnys* utilizados no teste de RC são retirados da primeira extremidade dos cabos elétricos. Para energizar a segunda extremidade dos cabos elétricos é utilizado um Megômetro. A tensão usual utilizada neste teste é de 500 V e o seu tempo de duração usual é de 1 minuto por cabo elétrico.

O teste de integridade (TDR) tem o objetivo de testar a integridade dos cabos elétricos. Para isso, os dois fios presentes nos cabos elétricos devem estar livres como no teste de RI. Para o teste é conectado na segunda extremidade dos cabos elétricos um equipamento capaz de ler sinais que representam danos no cabo elétrico, além de possibilitar a medição do comprimento do cabo elétrico.

## 8- VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO

Como mencionado anteriormente, antes da instalação é necessário fazer os cálculos teóricos para determinar se o navio que será utilizado terá capacidade de suportar as cargas impostas pela instalação.

Por exemplo, para a operação de conexão vertical direta de primeira extremidade (CVD de 1ª) o tensionador do PLSV precisa suportar toda a carga de tração axial imposta pelo peso da linha/umbilical e de seus acessórios. O momento em que toda a linha/umbilical foi lançada em linha reta e a sua extremidade de fundo encontra-se próxima ao solo do leito marinho será o ponto com o a máxima carga de tração axial inicial ( $T_{max\ inicial}$ ) e sem a linha/umbilical está em catenária.

Em virtude das torres de instalação possuírem grandes comprimentos, as mais atuais podem chegar a quase 70 metros de comprimento, o peso da linha/umbilical no ar precisa ser considerado no cálculo de carga de tração máxima. Por exemplo, para uma torre de 70 metros de comprimento ( $L_{torre}=70\text{ m}$ ) e uma linha flexível que possui uma massa no ar de 221 kg/m ( $P_{ar}=221\text{ kg/m}$ ), teríamos um peso da linha somente na torre de instalação a ser suportado pelo tensionador em torno de 15 toneladas.

Além disso, é necessário adicionar toda massa da linha/umbilical que foi lançado ao mar ( $P_{mar}$ ) pelo tensionador e multiplicar pelo comprimento de linha/umbilical lançado, o que seria a lâmina d'água de lançamento na localidade, usualmente chamada de LDA ou *water depht (WD)*.

A massa dos acessórios previamente instalados (conector, vértebra, cabeça de tração, capacete e etc.) e os acessórios que serão instalados durante o lançamento (colares de anodo, colar batente, caixa de emenda, MCV e etc) também precisam ser considerados no cálculo. E esses podem ser chamados da massa dos acessórios ( $P_{ace}$ ).

Deste modo, a Equação (1) apresenta a fórmula de cálculo para tração axial máxima em uma determinada lâmina d'água e com uma linha flexível e ou umbilical sem estar em catenária será dada por:

$$T_{max\ inicial} = ((L_{torre} \times P_{ar}) + (LDA \times P_{mar}) + P_{ace}) \times Agrav \times fad \quad Eq. (1)$$

$T_{max\ inicial}$  = máxima carga de tração axial inicial (KN=10<sup>3</sup>.Kg.m/s<sup>2</sup>)

$L_{torre}$  = comprimento da torre (m)

$P_{ar}$  = massa da linha no ar (kg/m)

LDA = Lâmina d'água (m)

$P_{mar}$  = massa da linha no mar (kg/m)

$P_{acc}$  = massa dos acessórios (kg/m)

$Agrav$  = Aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>)

$Fad$  = Fator de ampliação dinâmica (adimensional)

Vale salientar que geralmente a massa da linha flexível ou do umbilical no ar ou no mar, considera a linha com seu espaço anular cheio de água do mar e o umbilical com as mangueiras cheias de fluido hidráulico.

O fator de ampliação dinâmica ( $fad$ ) precisa entrar no cálculo devido às condições meteoceanográficas em que o navio de instalação fica imposto durante a instalação, este valor está condicionado com as características do navio. E na indústria *offshore* o valor de 1,3 para  $fad$  vem sendo amplamente utilizado (MALCORPS e FELIX-HENRY, 2008).

Após a realização da conexão vertical direta de primeira extremidade (CVD de 1ª), e conforme o navio de instalação segue o lançamento da linha/umbilical em direção à plataforma uma catenária com uma angulação considerável se forma. Deste modo, o tensionador precisará suportar também as cargas impostas pela catenária. Para o cálculo de tração máxima em catenária, precisa ser utilizado o fator de catenária ( $f_c$ ). Usualmente, este fator é 1,3 para lançamentos em águas rasas, até 300 m de profundidade e 1,02 para águas ultraprofundas, para lançamentos em profundidades iguais ou acima de 1500 m (Bicudo, 2009).

Assim, a tração máxima para lançamento em catenária ( $T_{max\ cat}$ ) é determinada conforme a Equação (2):

$$T_{max\ cat} = ((L_{torre} \times P_{ar}) + (LDA \times P_{mar}) + P_{acc}) \times Agrav \times fad \times f_c \quad Eq. (2)$$

$T_{max\ cat}$  = Tração máxima axial em catenária (kN=10<sup>3</sup>.Kg.m/s<sup>2</sup>)

$L_{torre}$  = comprimento da torre (m)



$P_{ar}$  = Massa da linha no ar (kg/m)

LDA = Lâmina d'água (m)

$P_{mar}$  = Massa da linha no mar (kg/m)

$P_{ace}$  = Massa dos acessórios (kg/m)

$A_{grav}$  = Aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>)

$F_{ad}$  = Fator de ampliação dinâmica (adimensional)

$f_c$  = Fator de Catenária (adimensional)

A forma de o tensionador suportar as cargas axiais de tração é exercendo uma força compressão radial ( $Ap_{min}$ ) de aperto mínimo na linha/umbilical. Para um tensionador com relação linear, o aperto mínimo e tração podem ser relacionados pela fórmula 3:

$$Ap_{min} = \frac{T_{max}}{\mu \cdot N_t \cdot N_l \cdot L_l} \quad \text{Eq (3), conforme API 17B, 2014}$$

$Ap_{min}$  = aperto mínimo (kN/m/sapata)

$\mu$  = coeficiente de atrito (adimensional)

$N_t$  = número de tensionadores (adimensional)

$N_l$  = número de lagartas (adimensional)

$L_l$  = comprimento efetivo de cada sapata (m/sapata)

Nesta fórmula pode ser adicionado um fator de segurança do fabricante e o coeficiente de atrito utilizado na fórmula será o menor obtido entre a sapata e capa externa da linha e entre a capa externa da linha e as camadas subjacentes a armadura de tração. Além disso, o coeficiente de atrito entre a sapata do tensionador e capa externa da linha flexível e ou umbilical varia de acordo com as configurações das camadas internas da linha e do umbilical.

Os valores do atrito são determinados de acordo com as camadas da estrutura da linha flexível. Para linhas flexíveis com estrutura isolada, pode ocorrer de o aperto aplicado na capa externa não ser totalmente transmitido para o núcleo e assim ocorrer o escorregamento da linha com possível dano.

Uma torre de instalação vertical geralmente possui de um a dois tensionadores e cada tensionador possui de três a quatro lagartas. A configuração mais eficiente seria dois tensionadores com quatro lagartas cada um, à medida que para suportar uma mesma tração axial, o tensionador com quatro lagartas necessita apertar menos que o tensionador com três lagartas. Além disso, na instalação em águas ultra profundas, em que as estruturas são submetidas a altas cargas axiais, menores cargas de aperto são necessárias e conseqüentemente menores tensões e/ou deformações na estrutura (Bicudo, 2009).

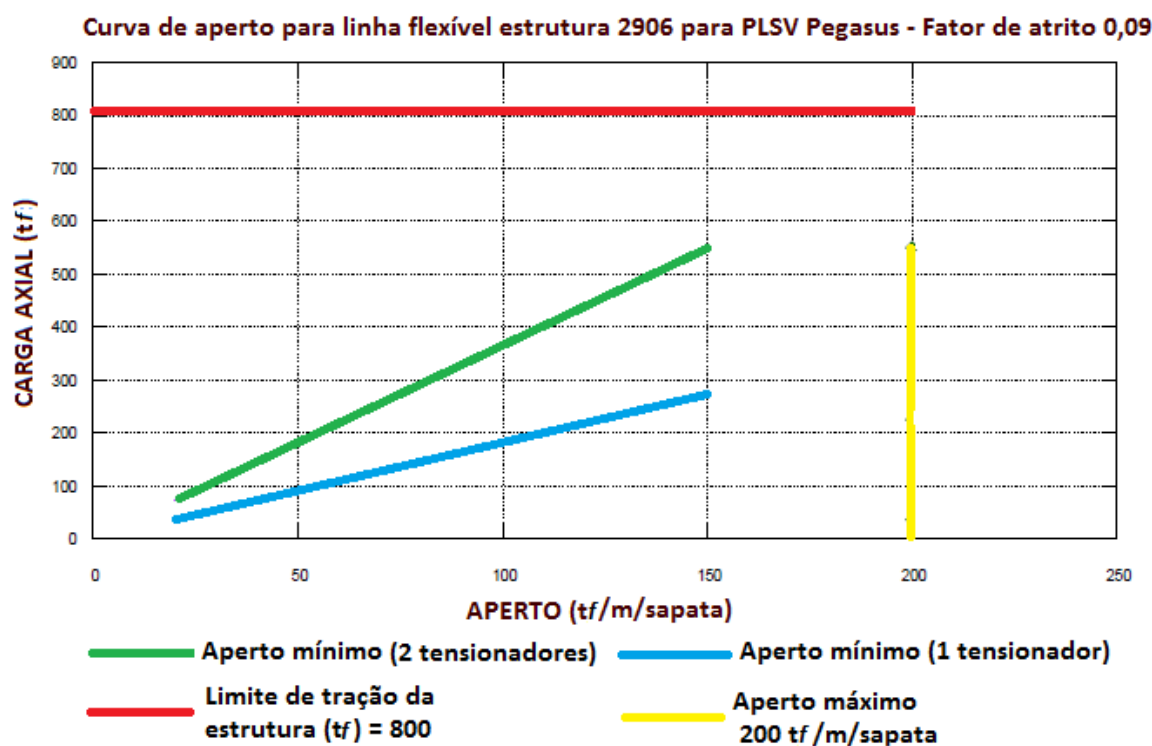
Para operações de conexão vertical direta de 2ª extremidade (CVD de 2ª) é também necessário calcular a tração máxima ( $T_{\max cat}$ ) para lançamento em catenária e comprovar que o pescoço (*gooseneck*) do MCV possui a capacidade de carga de aguentar toda a massa da linha/umbilical em catenária.

## 8.1 CURVAS DE APERTO

Usualmente nos estudos de viabilidade de operação são analisados através das curvas de aperto específicas para uma determinada linha/umbilical e para um determinado navio de instalação, uma vez que é possível obter rapidamente o aperto mínimo para uma carga axial correspondente.

As curvas de aperto demonstram graficamente as faixas de apertos admissíveis para diferentes cargas axiais. Estas curvas são feitas especificamente para um fator de atrito, para características de um tensionador e características de uma linha flexível e ou umbilical.

A Figura 34 demonstra um exemplo de curva de aperto feita de acordo com as características de uma estrutura de linha flexível 2906 (fictícia) e para um determinado PLSV Pegasus (Fictício), utilizando um fator de atrito estático de 0,09.



**Figura 34: Exemplo de uma curva de aperto**  
(Fonte: Autor)

A linha vermelha demonstra o limite de tração da estrutura, deste modo mesmo que existisse um PLSV que atendesse o aperto mínimo acima das 800 toneladas-força, a operação não poderia ser feita à medida que esta linha flexível seria submetida a uma carga axial maior que o seu limite de tração.

O aperto máximo (linha amarela) seria a força de compressão radial máxima que pode ser aplicada pelos tensionadores à linha flexível, sem danificar as suas camadas internas e comprometer a sua integridade.

Normalmente, os valores de tração máxima e aperto máximo de uma estrutura de linha flexível e ou umbilical são validados por meio de testes que simulam as linhas/umbilicais sendo instaladas por navio PLSV.

Por exemplo, para uma carga de 500 tf, a operação somente seria possível de ser realizada utilizando os dois tensionadores do PLSV (reta verde) para aplicar o aperto mínimo necessário para suportar as cargas axiais impostas a linha durante esta instalação.

## **9- FALHAS OPERACIONAIS DURANTE O CARREGAMENTO, MANUSEIO E INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS**

Neste capítulo são apresentadas as falhas operacionais mais comuns que são possíveis de ocorrer durante o carregamento, manuseio e a instalação. Ademais, são analisados os efeitos das falhas para o produto (linha flexível e umbilical).

Cabe mencionar que as falhas e os danos originários da fase de instalação não são relatados nas normas técnicas internacionais e nacionais, bem como não existem estudos aprofundados sobre a temática. Neste contexto, o objetivo do presente capítulo é abordar as falhas operacionais mais comuns durante o carregamento, manuseio e instalação das linhas flexíveis e cabos umbilicais para que, posteriormente, após a sua constatação, possa se trazer algumas sugestões para resolver estas falhas operacionais. Nesta análise, faz-se uma abordagem estrutural do modo de falha. Por exemplo, a componente capa externa da linha ou do umbilical pode ter falhado através de um corte, furo, enrugamento e etc.

Normalmente, as falhas mais comuns não geram danos graves nos produtos (linhas flexíveis e umbilicais) e permitem que os mesmos sejam reparados facilmente. Primeiro são apresentadas as falhas recorrentes nas linhas flexíveis e em seguida as falhas referentes a umbilicais.

As falhas incomuns de ocorrer, mas que quando ocorrem possuem grande possibilidade de deixar a linha e ou umbilical inoperantes também são apresentadas. Estas falhas são catastróficas para instalação uma vez que provavelmente o dano não será reparável ou se for reparável demandará um grande tempo para ser executado, atrasando o cronograma pré-estabelecido gerando multas e prejuízos financeiros para empresa operadora e a empresa instaladora.

### **9.1 DANOS OCORRIDOS NA LINHA FLEXÍVEL**

Existem diversos tipos de danos que podem ocorrer na linha como corte, furo, enrugamento e explosão da capa externa (CE). E alguns danos que são incomuns de ocorrer e possuem grande poder de destruição da linha flexível: Esmagamento (*crushing*), Flambagem radial (gaiola de passarinho), Torção (Rabo de porco) e *Looping*.

Neste documento são apresentados os possíveis danos nos principais acessórios da linha flexível e as suas consequências. Caso a linha tenha um dano que provoque a perda da integridade da linha, a mesma precisa ser reterminada e em seguida testada hidrostáticamente para validar a integridade e a resistência mecânica da reterminação.

### **9.1.1 Danos à capa externa (CE) da linha flexível**

O dano na capa externa é a falha mais comum de ocorrer durante a instalação da linha de produção, esta falha pode ocorrer em diversas situações e a maioria destas podem ser evitadas. O dano precisa ser reparado sempre que possível para que não ocorra a migração de água salgada para o anular da linha e exista a possibilidade de corrosão das camadas metálicas. A seguir apresentam-se as falhas e possíveis ações para evitar a repetição das mesmas:

Corte pontual na capa externa: A capa da linha pode ser cortada superficialmente (Figura 35) ou profundamente (Figura 36) devido a superfícies cortantes, cantos vivos e configuração incorreta do tensionador.



**Figura 35 – Corte superficial na CE**  
(Fonte: Autor)



**Figura 36 – Corte profundo na CE**  
(Fonte: Autor)

#### Ações:

1) Verificação antecipada do trajeto da linha, removendo potenciais causadores de dano na capa, farpa metálica, corpo rígido cortante e etc.

- 2) Proteger todas as superfícies cortantes de calhas de carregamento, plataformas de lançamento e áreas do convéns em que ocorre o lançamento.
- 3) Proteger os cantos vivos da bobina de armazenamento.
- 4) Sempre confirmar que o tensionador está configurado para o diâmetro correto da linha.

Reparo: É possível reparar a capa após cortes superficiais e profundos através de fitas especiais e extrusora manual. Os cortes devem ser reparados rapidamente para que não ocorra a migração de água salgada para o anular da linha e possa se evitar problemas de corrosão nas camadas metálicas.

Corte longitudinal na capa externa: A CE pode ser cortada longitudinalmente (Figura 37) em alguns centímetros ou em centenas de metros em superfícies cortantes, cantos vivos e devido à falta de sincronismo entre os equipamentos de lançamento (tensionador, cesta e bobina). Se o ângulo máximo de lançamento no *moonpool* é ultrapassado e a linha se arrasta pela borda do *moonpool*, existe um grande risco de ocorrer um corte longitudinal de grande dimensão.



**Figura 37 – Corte longitudinal na CE**  
(Fonte: Autor)

### Ações:

- 1) Proteger todas as superfícies cortantes de calhas de carregamento, plataformas de lançamento e áreas do convéns em que ocorre o lançamento.
- 2) Proteger os cantos vivos da bobina de armazenamento.
- 3) Sempre confirmar que os equipamentos de lançamento estão sincronizados.
- 4) Monitorar constantemente o ângulo máximo de lançamento no *moonpol*.

Reparo: É possível reparar a CE após cortes longitudinais de grandes dimensões. O trecho danificado pode ser reparado por fitas especiais e extrusora manual ou o trecho da capa danificada pode ser substituído por um trecho de capa nova.

Enrugamento da capa: O tensionador mal configurado para a linha a ser lançada pode provocar um aperto inadequado e um escorregamento da linha. Em consequência deste escorregamento a linha pode ter a sua CE enrugada por alguns metros (Figura 38). O escorregamento é um evento crítico, pois o tensionador pode demorar a travar a linha e assim ocorrer um acidente.



**Figura 38 – Enrugamento da capa externa**  
(Fonte: Autor)

Ações:

- 1) Pesquisar histórico de escorregamento na linha a ser lançada.
- 2) Configurar o tensionador e o aperto a ser aplicado corretamente para cada linha a ser lançada.

Reparo: Para reparo do enrugamento a linha deve ser cortada no trecho enrugado e recolocada um novo trecho de capa com o uso de fitas especiais e a extrusora manual.

Explosão da capa externa: A CE pode explodir (Figura 39) durante um recolhimento de linha caso as válvulas de drenagem de gás estejam danificadas ou entupidas. Durante o recolhimento, da linha a pressão hidrostática diminui progressivamente e consequentemente, o diferencial de pressão aplicado na capa externa aumenta. Enquanto o diferencial de pressão da extremidade da linha sendo recolhida estiver menor que a pressão de abertura das válvulas de alívio não existe risco da capa externa estourar. Quando o diferencial de pressão atingir a pressão de abertura das válvulas, existe o risco da CE estourar, se a velocidade de recolhimento for consideravelmente maior em relação à capacidade de vazão do sistema de drenagem de gás.



**Figura 39 – Explosão da capa externa**  
**(Fonte: Autor)**



### Ações:

- 1) Sempre manter as válvulas de drenagem de gás desentupidas e em um bom estado de conservação.
- 2) As válvulas de drenagem de gás danificadas devem ser reparadas sempre que possível.
- 3) Respeitar a velocidade máxima de recolhimento de cada linha.

Reparo: É possível reparar a CE após uma explosão da mesma. O trecho danificado pode ser reparado com o uso de fitas especiais e uma extrusora manual ou em caso de um grande dano a capa, a mesma deve ser substituída por uma nova capa.

### **9.1.2 Danos à armadura de tração**

A armadura de tração (AT) pode ser danificada durante a instalação, apesar de não ser uma atividade comum existe a possibilidade de falha da linha flexível devido a este dano.

Corte da Armadura de tração: Caso a linha seja arrastada em uma superfície cortante ou em um canto vivo, o corte pode ultrapassar a capa externa e cortar a armadura de tração (Figura 40). A mesma precisa ser inspecionada corretamente para comprovar que o corte é superficial e não existe o risco da armadura se romper e provocar uma falha prematura da linha.



**Figura 40 – Armadura de tração cortada superficialmente**  
**(Fonte: Autor)**

Ações: Proteger todas as superfícies cortantes de calhas de carregamento, plataformas de lançamento e áreas do convéns em que ocorre o lançamento.

Reparo: O corte sendo superficial pode ser polido e deverá ser feita uma proteção com fitas e capa externa. Caso o corte comprometa a estrutura da armadura de tração, uma reterminação precisará ser feita para retirar este trecho danificado da armadura de tração.

Flambagem radial: Esta falha pode ocorrer durante a instalação e a operação. Caso a CE e as fitas de especiais de aramida estejam danificadas e devido às elevadas cargas compressivas na linha durante o lançamento, as camadas da armadura de tração são induzidas ao sentido contrário que estão assentadas, conseqüentemente afastadas radialmente das camadas subjacentes e se abrem radialmente, esta falha é conhecida como “gaiola de passarinho”, Figura 41.

Ações:

1) Proteger todas as superfícies cortantes de calhas de carregamento, plataformas de lançamento e áreas do convéns em que ocorre o lançamento.

2) Reparar corretamente linhas danificadas para que a capa externa e as fitas de compressão não se abram durante o lançamento, podendo ocorrer a flambagem radial.

Reparo: A gaiola de passarinho não pode ser reparada. O trecho deve ser cortado e uma reterminação deve ser feita para retirar o trecho danificado. A gaiola de passarinho é crítica, pois este dano não pode ser passado pelo tensionador, deste modo algumas vezes à linha precisa ser abandonada no leito marinho.



**Figura 41 – Flambagem radial (gaiola de passarinho) da armadura de tração  
(Fonte: Autor)**

### **9.1.3 Dano em todas as camadas da linha flexível**

As próximas falhas que serão apresentadas são muito graves, pois tem o potencial de provocar danos em todas as camadas da linha flexível e fazer com que a mesma perca a sua funcionalidade.

Esmagamento das camadas (*Crushing*): O esmagamento das camadas pode ocorrer durante o lançamento, onde forças radiais compressivas são geradas pelo aperto e caso o limite máximo da força de aperto seja ultrapassado ocorrerá uma deformação permanente neste local da linha (Figura 42). Em lançamentos feitos direto de bobinas ou cestas, onde a linha passe por uma roda ou calha de lançamento, pode ocorrer também uma deformação permanente caso o MBR da linha seja infringido na calha ou na roda por uma força de esmagamento radial. O esmagamento também pode ocorrer no armazenamento da linha na cesta caso ocorra um excesso de peso sobre as camadas, não respeitando o máximo aperto da linha (Figura 43).



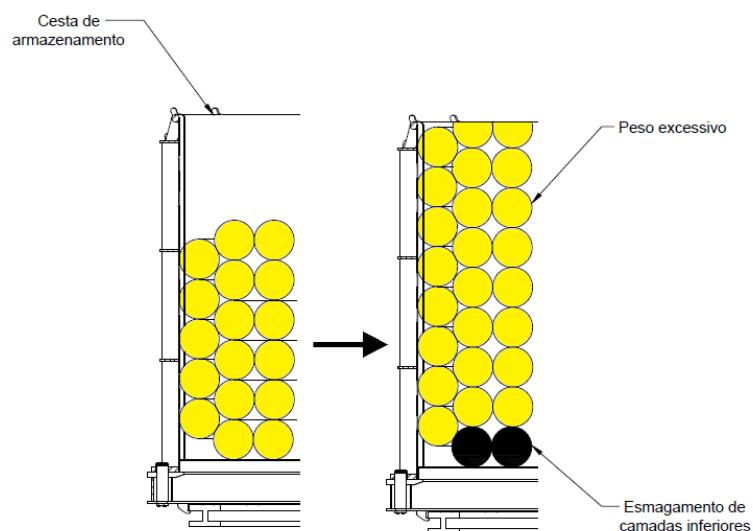
**Figura 42 – Esmagamento das camadas da linha flexível**

**(Fonte: Autor)**

Ações:

- 1) Configurar corretamente o tensionador para respeitar o aperto máximo da linha.
- 2) Avaliar a operação previamente para confirmar que a linha não vai sofrer esmagamento radial na roda ou calha de lançamento.
- 3) Não exceder o limite de peso sobre as camadas.

Reparo: O esmagamento não pode ser reparado. O trecho deve ser cortado e uma reterminação deve ser feita para retirar o trecho danificado.



**Figura 43 – Esmagamento das camadas devido ao peso excessivo**

**(Fonte: Autor)**

Torção: A torção é mais comum de ocorrer durante o carregamento uma vez que a bobina exerce uma torção na linha quando a mesma é transferida da bobina para o navio de instalação e pode ocorrer uma torção excessiva localizada na linha como ilustrado na Figura 44. A linha absorve esta torção e caso a mesma esteja dentro do limite de rigidez torcional da linha, provavelmente nenhuma das suas camadas serão danificadas, mas é comum ocorrer dano na capa em casos de torção excessiva localizada. Caso a torção ultrapasse o limite da rigidez torcional da linha, a linha pode ter a sua funcionalidade afetada. Em linhas de alta rigidez, a torção na linha induz um torque que pode conduzir a uma deformação torcional. A linha pode estar com torção residual da sua fabricação e estas precisam ser observadas durante o lançamento com mais rigor. Durante o lançamento o elemento rotativo (swivel) instalado no soquete do guincho de L&R precisa estar funcionando corretamente, caso a linha seja impedida de girar a mesma pode ser torcida (Rabo de porco – Figura 45), danificada severamente e perder também a sua funcionalidade.



**Figura 44 - Torção na linha durante carregamento**  
**(Fonte: Autor)**

Ações:

- 1) Avaliar se a linha não está com torção residual de fábrica.
- 2) Controlar a torção residual da linha, caso necessário abrir o tensionador para permitir que a linha gire.

3) Sempre confirmar que o *swivel* instalado no soquete do guincho está adequado.

Reparo: Caso a linha tenha seu limite torcional ultrapassado a mesma será danificada sem a possibilidade de reparo. A mesma precisará ser reterminada.



**Figura 45 – Torção (Rabo de porco) na linha durante lançamento**  
(Fonte: Autor)

Curvatura demasiada (*looping*): O *looping* se caracteriza por uma curvatura demasiada na linha que pode ocorrer durante o carregamento (Figura 46) devido a algum tipo de erro no uso do tensionador horizontal de carregamento, sincronia incorreta do mesmo, ou parada inesperada do mesmo. No lançamento o *looping* (Figura 47) pode ocorrer devido a um erro operacional, mas que pode ser acentuado caso a linha esteja com torção residual. Nesta falha a linha é curvada dentro do seu MBR sem perigo de danos ou curvada acima do seu MBR, com grande perigo de perda da funcionalidade da linha.



**Figura 46– *Looping* no carregamento**  
(Fonte: Autor)



**Figura 47– *Looping* no lançamento**  
(Fonte: Autor)

#### Ações:

1) Avaliar se a linha não está com torção residual de fábrica e controlar a torção residual da linha, caso necessário abrir o tensionador para o tramo girar e remover a torção.

2) No carregamento sempre atentar para sincronia dos tensionadores de carregamento e possível parada dos mesmos.

4) Linhas com torção residual precisam ser lançadas com maior atenção e evitar ângulos baixos de lançamento.

Reparo: Caso a linha tenha seu limite torcional ultrapassado a mesma será danificada sem a possibilidade de reparo, sendo necessário uma reterminação.

#### **9.1.4 Danos aos acessórios da linha flexível**

Os danos aos acessórios das linhas flexíveis podem ocorrer facilmente caso certas medidas de precaução não sejam tomadas, análises de risco não sejam feitas antes da operação.



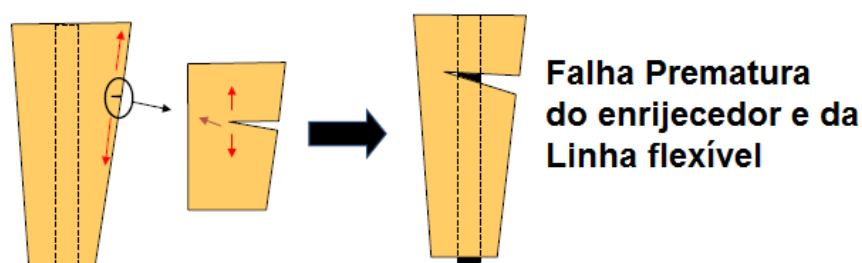
Dano ao Conector: O conector pode ser amassado quando manuseado incorretamente e a área de vedação pode ser danificada. A área de vedação pode ser danificada ao ser limpa. A pintura de proteção ou o colar de anodo podem ser danificados no choque.

Ações:

- 1) Sempre manusear o conector com cuidado e se necessário proteger o mesmo.
- 2) Efetuar um procedimento de manuseio da operação para os *riggings* a serem utilizados na operação sejam definidos.
- 3) Elabora uma análise de risco para operação de elevação de carga.

Reparo: O dano da área de vedação precisa ser inspecionado e reparado ser for possível. Caso não seja possível, um reterminação deve ser feita e um novo conector instalado na extremidade da linha flexível. Em caso de dano a pintura, a mesma deve ser refeita. O colar de anodo danificado deve ser substituído.

Dano ao Enrijecedor: O enrijecedor de topo e intermediário podem ser facilmente danificados caso sejam arrastados no convéns do navio de instalação ou sejam chocados contra superfícies cortantes. O enrijecedor não pode ter nenhum corte, pois este defeito pode se propagar e gerar a falha prematura deste acessório e da linha flexível (Figura 48).



**Figura 48 – Falha prematura do enrijecedor e da linha flexível**  
(Fonte: Autor)



#### Ações:

- 1) Sempre manusear o enrijecedor com cuidado e proteger o mesmo para possíveis choques.
- 2) Efetuar um procedimento de manuseio da operação para os *riggings* a serem utilizados na operação sejam definidos.
- 3) Elaborar uma análise de risco para operação de elevação de carga.
- 4) Proteger este acessório sempre que possível para o carregamento e durante o manuseio no navio de instalação (Figura 49).



**Figura 49 – Proteção do enrijecedor da linha flexível**  
(Fonte: Autor)

## 9.2 DANOS AO UMBILICAL

De maneira geral muitos dos danos apresentados para linha flexível são aplicáveis aos umbilicais. Por exemplo, os cortes superficiais e profundos na capa externa do umbilical tem a mesma origem do que a falha para linha flexível e as mesmas ações e condições de reparo.

O enrugamento da capa externa do umbilical também ocorre devido a um escorregamento do umbilical no tensionador. A falha operacional de escorregamento e consequentemente enrugamento da capa é menos comum de ocorrer com o umbilical em comparação com a linha flexível. As ações e o modo de reparo são equivalentes.

A flambagem radial é mais comum de ocorrer nos umbilicais em comparação aos eventos com a linha flexível devido às características dos arames da armadura do umbilical. Do mesmo modo, caso a capa externa e as fitas de especiais de

aramida estejam danificadas, as cargas compressivas no umbilical durante o lançamento, afastarão radialmente as camadas da armadura das camadas subjacentes provocando a falha conhecida como “gaiola de passarinho”. As ações e forma de reparo se equivalem às apresentadas para a linha flexível.

O umbilical é mais suscetível o esmagamento (*crushing*) dos seus elementos no interior, pois possui uma carga máxima de aperto menor que a linha flexível, por isso o umbilical deve ser lançado com as mangueiras pressurizadas e o tensionador precisa estar sempre configurado corretamente para não passar do aperto máximo do umbilical. O carregamento precisa ser estudado previamente a operação para não exceder o peso em cima das camadas que ficarão na base da cesta de armazenamento.

Em seguida serão descritas as falhas operacionais restritas somente aos umbilicais.

### **9.2.1 Danos às mangueiras**

As mangueiras podem ser facilmente danificadas durante a instalação do umbilical, caso a mesma entre em contato com alguma superfície cortante ou canto vivo. Deste modo, as mangueiras precisam ser manuseadas corretamente na abertura das cabeças de tração ou na montagem das caixas de emenda e etc.

Corte/Furo nas mangueiras: As mangueiras podem ter sua capa externa cortada e ou furada superficialmente durante seu manuseio na instalação. Caso o corte ou furo seja superficial e na inspeção comprovasse que as camadas de aramida estejam intactas, a capa externa pode ser reparada.

#### Ações:

- 1) Sempre manusear as mangueiras com cuidado para evitar cortes e furos nas suas capas externas.
- 2) Caso necessário proteger as mesmas para serem conduzidas pelo convéns do navio de instalação.

Reparo: A capa externa pode ser reparada com fitas e com a extrusora manual. Após o reparo é importante fazer o teste de estanqueidade para comprovar que a mesma continua estanque.

Curvatura demasiada na mangueira: As mangueiras podem ter seu MBR infringido no manuseio das extremidades dos tramos ou na montagem da caixa de emenda e etc. Caso o MBR seja infringido a mangueira pode ter a sua integridade comprometida. Normalmente, um teste de integridade é feito para validar a funcionalidade da mangueira. Para mangueiras reprovada, uma reterminação precisa ser feita.

Ações:

- 1) Sempre manusear as extremidades de tramos e as mangueiras com cuidado para evitar de infringir o MBR das mangueiras.
- 2) Utilizar enrijecedores de mangueiras sempre que for necessário.

### **9.2.2 Dano nas camadas de aramida**

As camadas de aramida não podem possuir nenhum tipo de dano. Caso as mesmas sejam danificadas por algum tipo de corte ou furo (Figura 50) na mangueira termoplástica ou HCR, a mangueira precisa ser reterminada para que não perca desempenho e falhe prematuramente em campo.



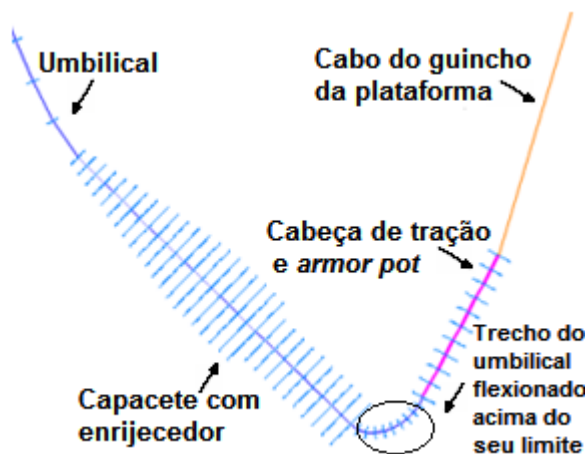
**Figura 50 – Mangueira furada profundamente**  
(Fonte: Autor)

### 9.2.3 Dano ao core tube

O core tube não pode ter nenhum corte, furo ou qualquer tipo de dano mesmo que o mesmo seja apenas superficial. As pequenas imperfeições geradas pelo dano tendem a se propagar com o uso da mangueira em campo, gerando uma falha prematura da mangueira.

### 9.2.4 Dano ao umbilical por flexão

Os umbilicais possuem rigidez flexional bem menores quando comparadas de uma maneira geral com as linhas flexíveis, em razão deste fato as operações de *pull in* de 1ª extremidade são muito mais críticas para os umbilicais, pois podem ser submetidos a uma flexão maior que a suportável por ele no momento de recolhimento do guincho da plataforma (Figura 51) e consequentemente a “quebra” do umbilical. Neste caso, o umbilical teria que ser recolhido e reterminado, sem possibilidade de reparo.



**Figura 51 – Flexão do umbilical acima do limite**  
(Fonte: Autor)

#### Ações:

1) Fazer a operação de *pull in* de 1ª com sincronia do lançamento pelo tensionador e recolhimento do cabo do guincho da plataforma.

2) Avaliar a utilização do guindaste principal para ajudar na transição de carga para o guincho da plataforma.

3) Diminuir o máximo o trecho livre entre o capacete e a cabeça de tração/*armor pot.*

## 10- CONCLUSÕES

O presente trabalho demonstrou a importância das linhas flexíveis e umbilicais no arranjo para exploração *offshore*, destacando as suas particularidades, os seus componentes internos e a função estrutural de cada um. A importância dos acessórios das linhas de produção e controle para a instalação foram destacados pela explicação da funcionalidade de cada acessório.

Nesta dissertação foram apresentados e explicados os equipamentos de um navio de instalação e demonstradas as diferenças entre o sistema de lançamento horizontal e vertical. Sendo o sistema vertical mais adequado para campos de exploração em águas profundas, em que as cargas axiais impostas ao tensionador e à linha/umbilical são de maiores grandezas.

Os escopos de instalação mais empregados foram destacados e as particularidades das operações de *pull in* de 1ª extremidade e de 2ª extremidade foram explicadas, além das operações de conexão vertical direta de 1ª extremidade e de 2ª extremidade. A operação de *pull in* de 1ª fica demonstrada como crítica para os umbilicais devido ao baixo limite de rigidez à flexão para os mesmos.

Os parâmetros para os testes de condicionamento em campo (hidrostáticos, pneumáticos e testes elétricos) adotados pelas empresas operadoras e instaladoras brasileiras apesar de não seguirem completamente as normas internacionais demonstram que são factíveis e estes estão sendo utilizados com sucesso nas operações de instalação *offshore* durante anos. Os testes de estanqueidades devem ser feitos preferencialmente por testes pneumáticos de acordo com as grandes vantagens que foram expostas.

Após a leitura deste trabalho fica claro que toda instalação precisa ser estudada previamente para avaliar conforme os critérios de viabilidade se o navio de instalação possui a capacidade de suportar as cargas durante o lançamento e a linha flexível e umbilical não serão danificados por um aperto acima do especificado.

Por fim, foram apresentadas as falhas mais comuns de ocorrer durante uma instalação. Falhas que podem comprometer a integridade e funcionalidade das linhas e umbilicais. Após explicar os motivos das falhas ocorrerem, foram apresentadas sugestões de ações para evitar a recorrência das mesmas. Em geral, a maioria das falhas operacionais podem ser evitadas caso sejam adotados procedimentos com ações corretivas, análises de riscos e lições aprendidas. Um

outro fator importante é sempre manter os operadores do navio treinados e conscientes a respeito dos procedimentos.

Para operações mais seguras, menos tempo ocioso nas operações, com menos reparos e menos prejuízos devido a multas de *downtime* e danos aos produtos (linhas flexíveis e umbilicais) seria muito interessante as instaladoras adotarem procedimentos com planos de ações, análises de riscos e lições aprendidas.

Cabe salientar que as falhas operacionais que foram analisadas neste trabalho não se encontram enquadradas em nenhuma norma técnica internacional sobre linhas flexíveis e cabos umbilicais e nem nos textos acadêmicos e doutrinários pesquisados. Neste sentido, a presente dissertação possui uma contribuição significativa na temática em questão, na medida em que pretendeu contribuir com a análise das formas usuais de danos causadas na fase da instalação dos principais equipamentos de operação *offshore* e trazer sugestões para uma melhor viabilidade de instalação e para resolver as questões inerentes, que podem causar danos de grande monta para as empresas instaladoras e para o meio ambiente.

Por outro lado, somado a ausência de documentos referentes ao tema nos documentos técnicos internacionais e na literatura acadêmica nacional e tendo em vista que esta dissertação teve como um dos principais objetivos agregar informações pertinentes sobre a instalação *offshore* das linhas flexíveis e dos cabos umbilicais, realizando a análise dos testes de condicionamento em campo e das falhas operacionais, o presente trabalho possui a pretensão de ser utilizado como uma das fontes de pesquisa para a elaboração de normas técnicas nacionais e também internacionais sobre esta temática bem como servir de fonte de referência para as demais pesquisas que venham a ser desenvolvidas neste âmbito.

## 10.1 PROPOSTAS PARA NOVOS TRABALHOS

Como uma forma de continuidade dos estudos realizados pelo presente trabalho, outras propostas de pesquisa podem se mostrar interessantes, além de inéditas, com o escopo de contribuir para uma solução eficaz dos danos gerados pelas operações *offshore* que envolvem as linhas flexíveis e os cabos umbilicais:

- Neste sentido, uma primeira proposta de trabalho de interessante relevo consiste no desenvolvimento de um estudo dos modos de falha de acordo com

FMECA (*Failure Modes Effects & Criticality Analysis*). Isto porque, uma vez que as falhas já foram identificadas, apresentadas e explicadas por este trabalho, a análise do desenvolvimento de uma pesquisa nestes novos termos seria uma proposta em continuidade aos estudos realizados por esta dissertação. Assim, através deste novo trabalho seria possível quantificar a ocorrência, a severidade de cada falha para assim criar um ranking das mais críticas e regulares de ocorrem durante a instalação *offshore*. Com este ranking seria mais fácil criar um plano de ação mais específico e detalhado para falhas mais críticas e regulares. Contudo, cabe ressaltar que esta nova proposta de trabalho precisaria estar de acordo com os termos de confidencialidade impostos pelas empresas operadoras, instaladoras e fabricantes de linhas flexíveis e umbilicais, o que pode ser um empecilho, inclusive, podendo gerar a inviabilidade na divulgação dos mencionados estudos.

- A segunda proposta de trabalho, complementar e sequencial a primeira anteriormente exposta, consistiria na validação do plano de ações para evitar as falhas operacionais identificadas nesta dissertação. Assim, um novo trabalho iria analisar a eficácia das ações propostas para sanar os problemas expostos inerentes as falhas operacionais de instalação das linhas flexíveis e dos cabos umbilicais, observando a sua viabilidade e as suas consequências. Deste modo, caso as ações apresentadas no capítulo 9 fossem viáveis, as mesmas poderiam entrar no procedimento de instalação para evitar acidentes e danos ao produto (linhas flexíveis e umbilicais), tendo o novo trabalho por objetivo analisar a eficácia destas novas propostas.

- Por outro lado, outra proposta de estudo caracteriza-se pela comparação entre os métodos de instalação *offshore* adotados em outros países com os métodos de instalação *offshore* no Brasil. Esta seria uma terceira proposta de um novo trabalho complementar a esta dissertação, que verificaria o quanto às empresas instaladoras internacionais adotam as normas elaboradas pelas instituições como API e ISO como parâmetro para as suas instalações *offshore*.

- Por fim, a quarta proposta complementar a este trabalho consistiria na correlação entre as falhas de instalação e as falhas de operação das linhas flexíveis e dos cabos umbilicais. Neste sentido, seria realizada uma análise sobre uma possível relação de causalidade entre os danos que são derivados da instalação com relação às falhas oriundas da fase de operação. Em outras palavras, seria



verificado se as falhas ocorridas na fase de operação das linhas flexíveis e dos cabos umbilicais seriam derivadas ou poderiam ser consequências dos danos gerados na sua fase de instalação. Desta forma, esta quarta proposta de trabalho teria por objetivo realizar uma análise comparada dos defeitos em dois momentos distintos: da instalação e da operação.

Assim, observa-se que o presente trabalho, além de possuir como justificativa de sua realização o ineditismo do estudo com relação as falhas e aos danos provenientes da instalação das linhas flexíveis e umbilicais bem como trazer sugestões para solucionar a problemática em questão, com o objetivo de auxiliar na confecção de normas técnicas nacionais e internacionais, é basilar para o desenvolvimento das propostas sugeridas, tendo importância no desenvolvimento acadêmico de pesquisas e estudos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API RP 17B, 2002. *Recommended Practice for Flexible Pipe*, 2nd ed., Washington, American Petroleum Institute.

API-17B. *Recomended Prattice for Flexible Pipe*, 2008.

API 17E – 2011 *Fourth Edition Especification for Subsea Umbilicals*.

API RP 17I, *Installation Guidelines for Subsea Umbilicals*, American Petroleum Institute, Washington, 2002

API 17J – 2014 *Fourth Edition Specification for Unbonded Flexible Pipe*.

BAI, Y, E, BAI Q, 2010, *Subsea engineering handbook*, 1st end, Burlington, Elsevier

BENDIKSEN, T. e YOUNG, G. – *Commissioning of Offshore Oil and Gas Projects* – USA, AuthorHouse, 2005

BICUDO, R. G, P, 2009, *Análise de instalação linhas flexíveis*. Dissertação de mestrado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2009.

BOWIE, M. 2007c, *Pads for tensioners*, Graduate Engineer Development Scheme, Stavanger, Mar.

DE MORAIS, J. M, 2013, *Petróleo em águas profundas, Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*.

DRUMOND, G. P, 2013, *Estudo de material alternativo para fabricação de mangueiras hidráulicas de umbilical submarino*, projeto de graduação, Rio de Janeiro, 2013.

FERNANDEZ Y FERNANDEZ, E, PEDROSA Jr., O. A.; PINHO, A.C. (Orgs.). *Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa – Exploração e produção de petróleo e gás*. Rio de Janeiro: Lexikon Editora Digital, 2009.

HERDEIRO, M. A. N, 2011, *Exploração e Produção de Petróleo no mar*. Curso de extensão, módulo III, COPPE – UFRJ

IMECA Online 2015. Disponível: <http://www.imeca.reel.fr/>

ISO 13628-2 – 2006 *Design and operation of subsea production systems – Part 2: Unbonded flexible pipe systems for subsea and marine applications.*

ISO 13628-5 – 2009 *Design and operation of subsea production systems – Part 5: Subsea umbilicals*

KYRIAKIDES, S. E CORONA E *Mechanics of Offshore Pipelines Book, 1st Edition Volume 1* Buckling and Collapse, 2007

LEMOS, C. A. D., *Análise de Fadiga em risers Flexíveis*. Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

MONTENEGRO, V. A, *Visão computacional aplicada à análise de deformações em ensaios de tubos flexíveis*, dissertação de mestrado, UFF, Niterói, 2012.

MALCORPS, A., FELIX-HENRY, A., 2008, “*Validations of a computer model for flexible pipe crushing resistance calculations*”. In: *Proceedings of the OMAE2008 Conference*, 57381, Estoril, Jun.

OCEANEERING Online. Disponível: <http://www.oceaneering.com/>

PETROBRAS/ENGENHARIA/AG-PIE – *Manual de Gestão da Engenharia (MAGES)*, Volume II, Capítulo 15 (Comissionamento e Transferência de Instalações), Rio de Janeiro, AG-COM, 2011

THOMAS, J. E. (Org.). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: PETROBRAS e Editora Interciencia, 2004.

TECHNIP Online 2015. Disponível: <http://www.technip.com/entities/brazil/index.htm>

TRELLEBORG Online 2015. Disponível: <http://www.trelleborg.com/pt-br/>

XAVIER, M. L. *Instalação de Dutos Flexíveis em Águas Ultraprofundas*, Tese de mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

XAVIER, G., “*Acessórios e Componentes – Apresentação do Curso de Extensão em Tubos Flexíveis e Cabos Umbilicais*”, UFRJ/COPPE/PENO, Laboratório de Tecnologia Submarina, 2000.

REBELLO, G. A. P, Análise de módulo de conexão vertical para compressor para operação em águas ultra profundas, projeto de graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

RONALDS, B.F., LIM, E.F.H., “FPSO Trends”, SPE – Society of Petroleum Engineers, Houston, EUA, 1999.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS COMPLEMENTARES**

BAI, Young; BAI, Qiang. Subsea Pipelines and Risers. Elsevier: Oxford, 2005.

Subsea Engineering Handbook. Elsevier: Burlington, 2010.

CHAKRABARTI, SUBRATA K. *Handbook of Offshore Engineering*. Volume II. Editora Elsevier: Londres, 2005.

KYRIADKIDES, Stelios; CORONA, Edmundo. *Mechanics of Offshore Pipelines*. Vol. I Buckling and Collapse. Editora Elsevier: Oxford, 2007.

QUENOT, C.; CARVALHO, C; HANONGE, D,; FONTES, F.; BEÇA, I.; KNAPP, S.; CONDESSA, D.S.; DAMNO. G.S.; GONÇALVES, W.P. *From Design, Installation and Commissioning of an Electrically Trace Heated Integrated Production Bundle*. *Offshore Technology Conference*: Rio de Janeiro, 2015