

# ANÁLISE CONCEITUAL DO TENSIONADOR DO PLSV PARA INSTALAÇÃO DE CONECTORES SUBMARINOS: MÓDULO DE CONEXÃO VERTICAL (MCV) E UMBILICAL TERMINATION ASSEMBLY (UTA)

## CONCEPTUAL ANALYSIS OF PLSV TENSIONER FOR INSTALLATION OF SUBMARINE CONNECTORS: VERTICAL CONNECTION MODULE (MCV) AND UMBILICAL TERMINATION ASSEMBLY (UTA)

SILVA, Gabriela Batista<sup>1</sup>

TEIXEIRA, Luciana Pinto<sup>2</sup>

**Resumo:** Um ponto relevante na atividade de exploração e produção (E&P) é o sistema de equipamentos submarinos e o encadeamento entre eles através dos conectores Módulo de Conexão Vertical (MCV) e *Umbilical Termination Assembly* (UTA). A embarcação de suporte, a *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV), é uma embarcação altamente especializada, usada para fazer a instalação desses conectores junto com o umbilical. Contudo, a escolha dessa embarcação depende da carga que o sistema formado pelo conector, umbilical e acessórios exige do tensionador presente na embarcação e das exigências de instalação. Para tanto, o presente estudo tem o objetivo de descrever as características de instalação dos conectores MCV e UTA e seus impactos no estudo de viabilidade da embarcação PLSV, para a correta instalação. A metodologia destacou as exigências técnicas para a escolha e instalação dos conectores, tendo em vista a busca pela máxima eficiência de projeto. Como resultado foram levantados aspectos a respeito do estudo de viabilidade da instalação dos conectores submarinos, sinalizando a influência dessa escolha na embarcação a ser utilizada. Através das equações presentes na literatura técnica pode-se demonstrar que há interferência na tensão máxima de lançamento vertical em função do conjunto de equipamentos (umbilical, conector e acessórios) a serem instalados.

**Palavras-chave:** MCV; UTA; PLSV.

**Summary:** A relevant point in the exploration and production (E & P) activity is the submarine equipment system and the linkage between them through the Vertical Connection Module (MCV) and Umbilical Termination Assembly (UTA) connectors. The support vessel, Pipe Laying Support Vessel (PLSV), is a highly specialized vessel used to install these connectors together with the umbilical. However, the choice of this vessel depends on the load that the system formed by the connector, umbilical and accessories requires of the tensioner present in the vessel and the installation requirements. Therefore, the present study aims to describe the installation characteristics of the MCV and UTA connectors and their impacts on the feasibility study of the PLSV vessel, for the correct installation. The methodology highlighted the technical requirements for choosing and installing the connectors, in order to achieve maximum design efficiency. As a result, aspects were raised regarding the feasibility study of the installation of submarine connectors, signaling the influence of this choice on the vessel to be used. By means of the equations present in the technical literature, it is possible to show that there is interference in the maximum vertical launching tension as a function of the set of equipment (umbilical, connector and accessories) to be installed.

**Keywords:** VCM; UTA; PLSV

<sup>1</sup> Estudante de Engenharia Mecânica – Universidade Santa Úrsula – gabysilva@hotmail.com

<sup>2</sup> Orientadora Doutora em Engenharia Mecânica – Universidade Santa Úrsula – luciana.teixeira@usu.edu.br

## 1. INTRODUÇÃO

Com a descoberta do pré-sal, a atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil vem crescendo continuamente. Como consequência, a busca por novas tecnologias capazes de trazer benefícios para a humanidade a curto prazo e ao mesmo tempo proporcionam a otimização dos recursos financeiros e suprimentos se perfaz como uma realidade presente no setor petrolífero brasileiro.

Dentre toda a cadeia de E&P, um ponto relevante na atividade envolve a conexão dos equipamentos de operação submarinos como é o caso dos umbilicais submarinos, linhas flexíveis, árvore de natal molhada e, como maior foco do presente estudo, os conectores submarinos. Os conectores são essenciais para a interligação dos equipamentos principais no fundo do mar possibilitando o seu funcionamento. Para cada tipo de conector há uma infraestrutura específica de uso e instalação.

Os conectores têm como finalidade unir o sistema de petróleo offshore através de sua linha de produção. Estes dispositivos tem a função de conectar as linhas flexíveis e/ou os umbilicais com os equipamentos submarinos, possibilitando o desenvolvimento das operações de exploração e produção através do sistema de petróleo no poço, no fundo do mar. Esses conectores são de extrema importância para a efetividade do sistema e são denominados como: Módulo de Conexão Vertical (MCV) e a *Umbilical Termination Assembly* (UTA).

O MCV e a UTA, apesar de apresentarem funcionalidade semelhante, são equipamentos distintos, cuja instalação não permite a simples substituição. Cada tipo de conector apresenta particularidades e características próprias de conexão e instalação (equipamentos e dispositivos auxiliares), cuja adequação depende do detalhamento de cada projeto. Por essa razão, a infra estrutura para a implantação física do sistema, uma embarcação chamada de *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV), também necessita ser estudada e adequada.

O PLSV se caracteriza por ser uma embarcação de suporte para colocação de tubos, sendo complexa e altamente especializada, dotada de equipamentos e sistemas sofisticados de elevado valor. Ela é necessária para construção, lançamento e instalação de linhas rígidas e flexíveis, bem como os seus acessórios, como o MCV e UTA.

O PLSV tem um equipamento chamado tensionador, este é o responsável por suportar toda carga do sistema formado pelo conector, umbilical e acessórios na hora da instalação. O total de carga aplicado pelos equipamentos determina a capacidade que o tensionador precisa possuir para suportar toda a carga imposta durante a operação de instalação dos umbilicais e seus acessórios

Devido a importância da definição dos conectores para a determinação dos demais dispositivos e, conseqüentemente, da carga imposta exigida, o presente estudo teve como objetivo detalhar os procedimentos e características associadas a capacidade de operação que a embarcação PLSV necessita apresentar para a realização do trabalho de instalação dos conectores, tendo em vista a máxima eficiência de projeto.

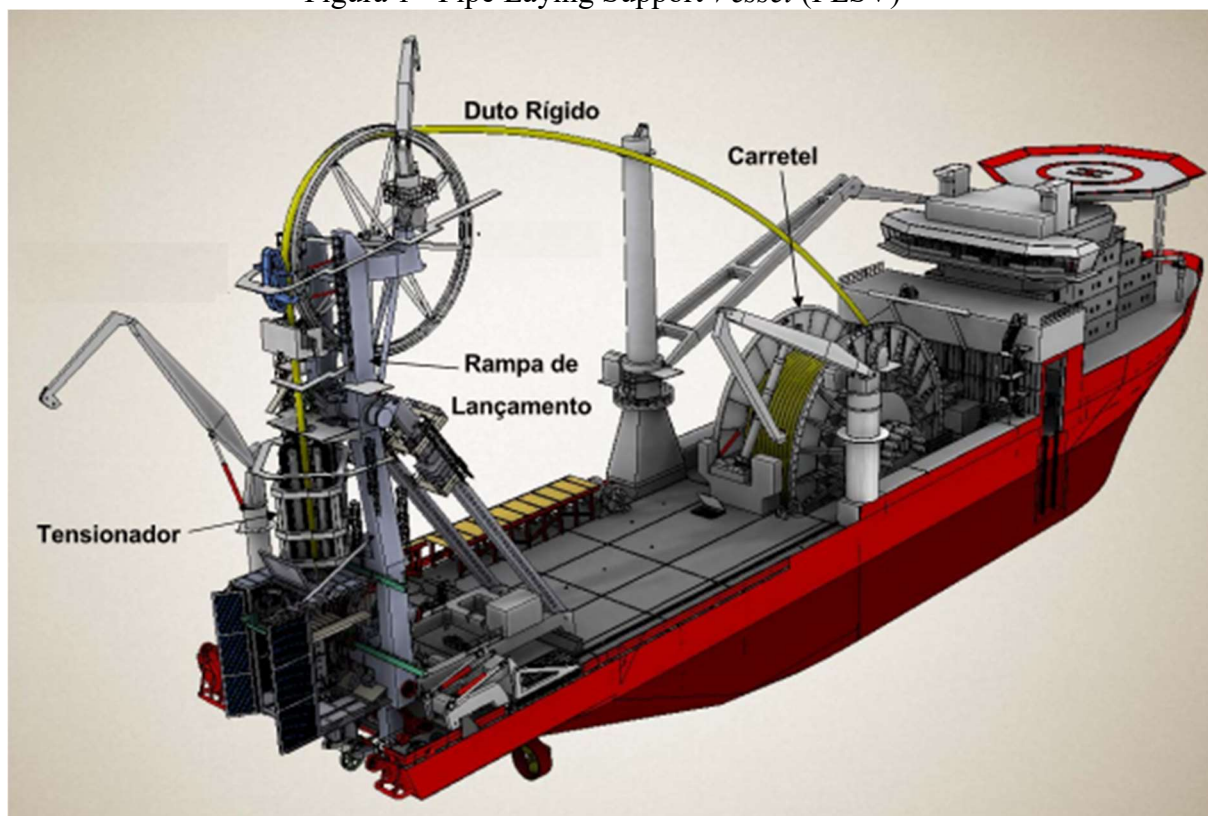
## 2. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia do trabalho consiste em descrever os principais equipamentos utilizados na exploração de petróleo e gás natural interligados ao uso e instalação dos conectores submarinos, para, então, realizar um estudo teórico da carga imposta exigida ao tensionador da embarcação de instalação dos dispositivos. Os conectores submarinos estudados foram o Módulo de Conexão Vertical (MCV) e o *Umbilical Termination Assembly* (UTA) e a embarcação de suporte para colocação de tubos foi a *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV)

Para tanto foi realizado um levantamento bibliográfico dos principais dispositivos e partes do sistema relacionado, de maneira a apresentar as principais características que influenciam na determinação da máxima tração que o tensionador do PLSV deve suportar. Dessa forma, pretende-se avaliar, além das características técnicas e o processo de instalação de cada um desses equipamentos (MCV e UTA), também a tensão total imposta pelo sistema no momento da instalação.

Na análise foi utilizado um modelo matemático simplificado, presente na literatura técnica da área, sendo aceito na indústria. Dependendo do projeto, lâmina d'água, tamanho dos umbilicais dentre outros dispositivos e características técnicas relevantes, o tensionador e, conseqüentemente, o PLSV apresentam suas especificidades e carga de operação específica. Assim, buscou-se apresentar as equações usadas para a determinação da carga a qual o tensionador do PLSV pode ser submetido para que este seja preparado de forma correta para comportar todo o peso do umbilical ou linha e seus acessórios, como o MCV e a UTA.

Figura 1 - Pipe Laying Support Vessel (PLSV)



Fonte: Ferreira (2013)

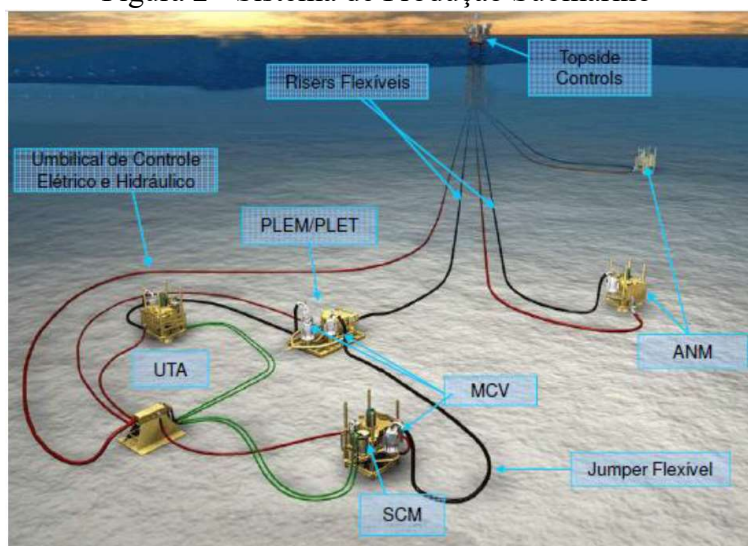
### 3. DESENVOLVIMENTO

#### 3.1. Sistema de Produção Submarina e Equipamentos Submarinos

Os sistemas de produção submarina correspondem a todos os equipamentos e dispositivos submarinos que tem como finalidade conectar o poço submarino e a unidade estacionária de produção. A principal função a que este sistema está associado envolve o transporte de fluidos, seja de injeção como de escoamento, do poço até unidade estacionária de produção, ou vice versa.

A Figura 1 apresenta um modelo de sistema de produção submarina constituído pela união de equipamentos e conectores submarinos, linhas de fluxo, interligações submarinas e acessórios de operação e controle, os quais controlam o escoamento dos fluidos. Este sistema é composto de acordo com as especificações dos campos e estratégias de operação deles, ou seja, varia em função das características de cada projeto de exploração.

Figura 2 - Sistema de Produção Submarino



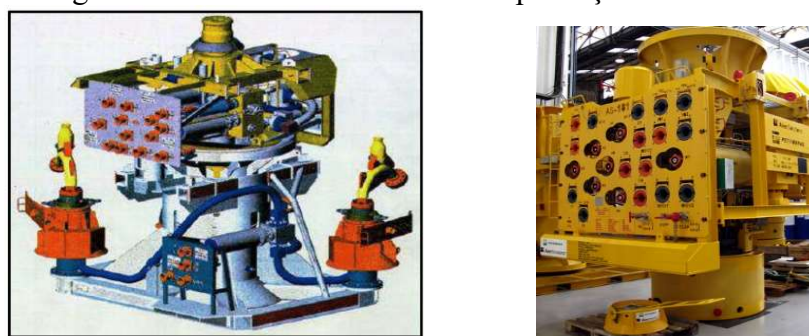
Fonte: Marinho (2014)

De acordo com Silva (2015), além de servir como passagem para os fluidos, os equipamentos auxiliam no controle de vazão, monitoramento de pressões e temperaturas, na elevação até a superfície e fornece energias elétrica e hidráulica para o sistema. Por essa razão, a atividade de produção e exploração de petróleo envolve a operação de algumas equipamentos submarinos, aos quais proporcionam o controle, conexão e distribuição da produção para outras estruturas submarinas. Dentre os principais equipamentos se destacam: a árvore de natal, linhas flexíveis, umbilical submarino, e os conectores submarinos.

### 3.1.1. Árvore de Natal

De acordo com Rodrigues (2017), a árvore de natal, conhecida como ANM, é um equipamento instalado na cabeça do poço, constituída por conectores e válvulas que apresentam a função de controle dos fluxos de óleo, gás e água extraídos ou injetados nos poços. Segundo Silva (2015), a ANM é projetada para suportar tanto as altas pressões hidrostáticas e baixas temperaturas do ambiente marinho, como as elevadas pressões e temperaturas do poço. A Figura 3 ilustra uma ANM usada no sistema de produção submarino.

Figura 3: ANM usada no sistema de produção submarino



Fonte: Lopes(2005) e Petrobras (2019)

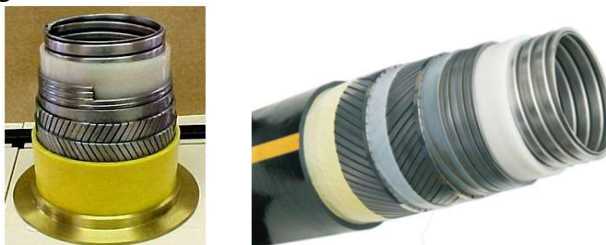
### 3.1.2. Linhas Flexíveis

As linhas flexíveis, segundo Bai e Bai (2005), correspondem aos dutos que conduzem os fluidos produzidos do poço para as unidades de produção, que envolvem as unidades responsáveis por armazenar e adaptar os fluidos à especificação requerida para transporte. Estes dispositivos também

apresentam como função interligar as unidades umas nas outras, para descartar ou infiltrar os fluidos em reservatórios ou para a exportação do trabalho em terra.

As linhas flexíveis têm o formato tubular e são construídas a partir de inúmeras camadas de materiais metálicos e não-metálicos (plásticas) (Figura 3). Elas são responsáveis por fornecer resistência mecânica aos carregamentos de pressão externos e internos, assim como aos carregamentos de tração e flexão que as linhas flexíveis estarão submetidas ao longo da sua vida útil, tendo como principal característica a baixa rigidez à flexão (SILVA, 2015).

Figura 4: Detalhes das camadas de uma linha flexível



Fonte: Petrobras (2019) e Marinho (2014)

De acordo com Pimentel (2013), nas extremidades das linhas flexíveis observa-se a presença dos conectores responsáveis por acoplar a linha nos equipamentos submarinos, como a árvore de natal molhada, *manifolds* ou *rises*. Os *manifolds* são equipamentos que reúnem a produção de um grupo de poços, tendo a função de direcionar a produção de vários poços para um único duto coletor, sendo constituídos por conjunto de válvulas e acessórios. Além de reduzir o custo com as linhas, eles reduzem a carga suportada pela plataforma causada pelo número de *rises*, que correspondem a trechos suspensos das tubulações que conectam as linhas de produção às plataformas (MARINHO, 2014).

Segundo Pimentel (2013), as linhas flexíveis são constituídas por diferentes camadas, que tem funções distintas na sua operação e, podem ser descritas da parte interna para a parte externa como:

- Carcaça Interna de Aço Intertravado

Sua função principal é a de prevenir o tubo flexível do colapso quando submetido à pressão aplicada externamente, seja a hidrostática ou seja aquela decorrente do lançamento e/ou e pelas armaduras de tração. É composta de uma fita de aço intertravada e o material normalmente utilizado nesta é aço inoxidável AISI 304.

- Tubo Interno de Plástico

Esta camada confere ao tubo flexível sua estanqueidade aos fluidos em condução. O material usado é a poliamida que garante uma excelente resistência aos hidrocarbonetos, pressão e temperatura (altas).

- Espiral Zeta

Sua função principal é sustentar os esforços radiais, sejam induzidos pela pressão interna, sejam induzidos pelos meios de lançamento e/ou pelas armaduras de tração. Em casos específicos, essa camada zeta permite aumentar a resistência do tubo ao colapso hidrostático e as pressões mecânicas externas. O material usado é o aço carbono

- Camada Intermediária de Plástico

Sua função única é a de diminuir a fricção entre a espiral zeta e as armaduras de aço e, assim, evitar a sua abrasão em caso de utilização da linha sob solicitações dinâmicas (e.g., *risers* ou *jumpers*). O material usado é o poliamida ou o polietileno de alta densidade (PEHD).

- Armaduras

Sua função principal é a de suportar as cargas axiais. São constituídas de duas camadas cruzadas de fio chato de aço, com um passo grande ao longo do comprimento, de forma a se obter boa resistência à cargas de tração. As duas camadas são dispostas a 35° em relação ao eixo do tubo, uma para a direita e a outra para a esquerda. O material usado é o aço carbono. Haverá uma camada de fita adesiva, a qual circundará a segunda camada de fios de aço de forma a segurar as armaduras durante a fabricação da camada seguinte.

- Camada Externa de Plástico

Sua função principal é a de proteger a camada da estrutura contra a corrosão ou abrasão e, unir as sub-camadas das armaduras. O material usado é a poliamida ou o polietileno de alta densidade para as aplicações dinâmicas.

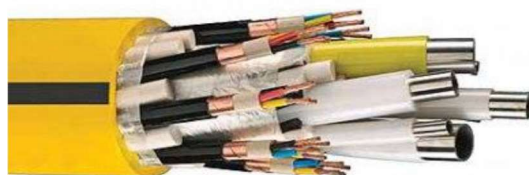
- Carcaça de Aço Externa Opcional (*outerwrap*)

Sua função principal é a de proteger o *riser*, no seu trecho em contato com o fundo do mar, contra a abrasão induzida pelos movimentos dinâmicos. O material usado é o aço inoxidável AISI 316L.

### 3.1.3. Umbilical Submarino

Os umbilicais fazem parte do sistema de monitoramento submarino que correspondem a um conjunto de cabos de transmissão de sinais e de potência, tanto elétrica como hidráulica, e mangueiras que conduzem fluidos para injeção química nos poços. De acordo com Rebello (2015), os umbilicais são classificados conforme suas respectivas funcionalidades, existindo, basicamente, três variedades: os hidráulicos, elétricos, e eletro-hidráulicos (Figura 4).

Figura 5: Detalhes de um umbilical eletro-hidráulico



Fonte: Silva (2015)

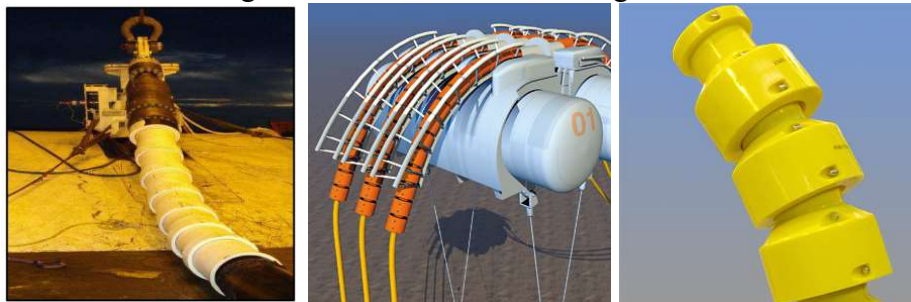
A escolha pelo tipo de umbilical mais adequado depende, dentre outras características, do número de competências a serem realizadas, da profundidade, e do tempo de resposta do mesmo. Segundo Silva (2015), a comunicação de potência elétrica e hidráulica para componentes submarinos tem como finalidade o acionamento de equipamentos, válvulas, além de receber e passar dados entre a superfície e o fundo do mar.

Um mecanismo relevante para o funcionamento do umbilical é o controle de curvatura que são dispositivos reguladores que determinam os limites técnicos para os raios de curvatura do umbilical, tal como *Bend Restrictor* ou Regulador de Curvatura e o *Bend Stiffener* ou Enrijecedor.

De acordo com American Petroleum Institute (API, 2015), o *Bend Restrictor* ou regulador de curvatura é um dispositivo para limitar o raio de curvatura do umbilical por meios mecânicos. O

regulador de curvatura é utilizado para proteger linhas flexíveis (umbilicais e riser) de curvaturas excessivas durante a fase de instalação ou operação e é tipicamente composto de uma série de anéis metálicos ou moldados intertravados.

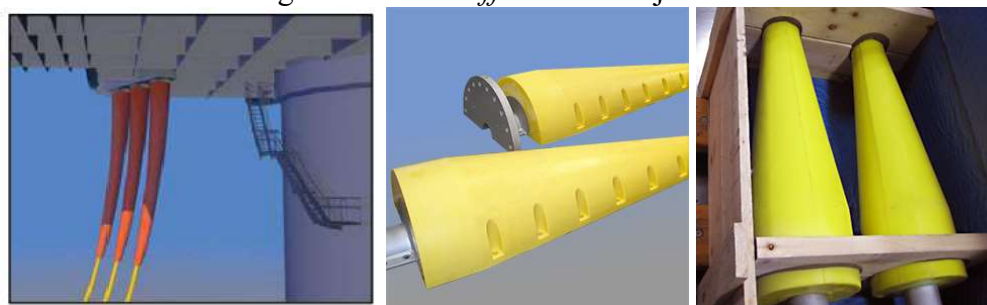
Figura 6: *Bend Restrictor* ou regulador



Fonte: Rodrigues (2016) e BMP Engineering (2018)

Já, o *Bend Stiffener* ou enrijecedor é um dispositivo para controlar a tensão de flexão no umbilical, proporcionando um aumento localizado na rigidez; geralmente é um dispositivo moldado, às vezes reforçado dependendo da exigência, aplicado sobre o umbilical (API, 2015). De acordo com BMP Engineering (2018), ele proporciona um aumento localizado na rigidez de flexão, preservando o raio mínimo de curvatura do umbilical sob condições de momento fletor definidas. Por esse motivo, o enrijecedor, às vezes, é chamado de “alívio de tensão de curvatura” (API, 2015). Este mecanismo surgiu como uma medida de segurança para os pontos de conexão da linha-plataforma.

Figura 7: *Bend Stiffener* ou enrijecedor

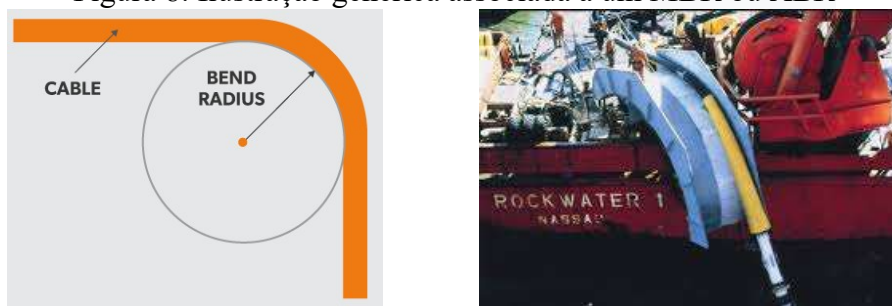


Fonte: BMP Engineering (2018)

A importância do uso dos *Bend Restrictor* e do *Bend Stiffener* se baseia na operacionalidade do raio de curvatura dos umbilicais. Para a determinação desse raio de curvatura, dois parâmetros são importantes: o raio mínimo de curvatura que é o *Minimum Bend Radius* (MBR) e o raio de curvatura permitido que corresponde ao *Allowable Bend Radius* (ABR).

De acordo com API (2015), o MBR corresponde ao raio de curvatura mínimo que refere-se ao raio mínimo para o qual um umbilical, com carga zero, pode ser dobrado sem infringir o critério de estresse ou sofrer perda de desempenho. Já, o ABR envolve o raio de curvatura permitido referindo-se ao raio mínimo ao qual um umbilical, a uma dada tensão, pode ser dobrado sem infringir critérios de projeto ou sofrer perda de desempenho (API, 2015). A Figura 7 apresenta ilustração genérica associada a um MBR ou ABR.

Figura 8: Ilustração genérica associada a um MBR ou ABR



Fonte: Elandcables (2019) e Trelleborg (2018)

Ainda, segundo a API (API, 2015), tanto o MBR quanto o ABR impactam diretamente nas especificações da embarcação de instalação, nos métodos de instalação, no embarque e na complexidade da disposição do leito marinho. Ambas caracterizações técnicas estão relacionados com a configuração do umbilical, como: número e funções necessárias no umbilical; propriedades físicas dos componentes usados (por exemplo, MBR de cabos, linhas hidráulicas); propriedades físicas dos elementos de suporte (por exemplo; elementos de reforço à tração); e processo de fabricação do umbilical (layout da seção transversal, agrupamento em espiral, etc.). Os umbilicais com MBR e ABR menores fornecem vantagens pela disponibilidade de embarcações adequadas.

Além dos critérios MBR e ABR, uma característica adicional do umbilical, igualmente relevante é a rigidez de flexão. Contudo, de acordo com Rodrigues (2017), como não há correlação direta entre o raio de curvatura e a resistência à flexão de um umbilical, ambos precisam ser considerados na hora da fabricação, entrega, transporte e instalação.

### 3.2. Conectores Submarinos

Como mencionado por Rodrigues (2017), os conectores submarinos são dispositivos acessórios que interligam o sistema de petróleo *offshore* como um todo. Estes acessórios são essenciais para as práticas de atividades de perfuração e exploração petrolífera em torno de uma costa litorânea, visto que proporcionam a comunicação entre as partes do sistema. No mercado do petróleo e gás natural, há uso de dois tipos de equipamentos: o Módulo de Conexão Vertical (MCV) e a *Umbilical Termination Assembly* (UTA).

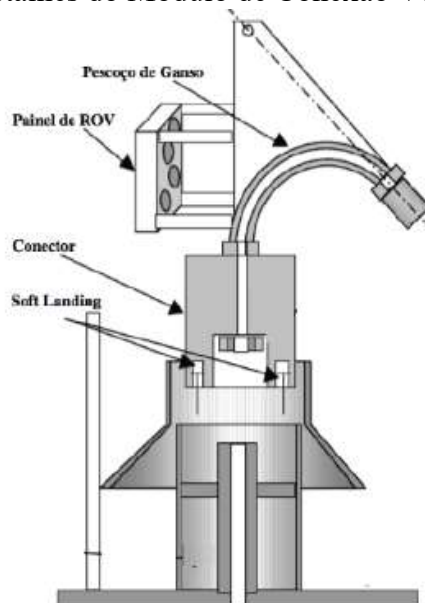
No Brasil, a maior exploradora de petróleo do país tem seu sistema de conectores baseado no uso do MCV. Por essa razão, os projetos do setor de E&P *offshore*, em sua maioria, são configurados para receber o MCV. Contudo, uma vez optado por usar o conector UTA alguns equipamentos do sistema, como, por exemplo, a ANM, devem ser redesenhados para receber as configurações da UTA. Em necessidade futura, seja por motivação estratégica, financeira, limitação de disponibilidade, ou até mesmo, conectividade do sistema, a escolha pela substituição desses conectores deve ser alinhada com as necessidades e infraestrutura de instalação para cada sistema.

#### 3.2.1. Módulo de conexão vertical (MCV)

Segundo Tavares e Cabelino (2008), o Módulo de Conexão Vertical (MCV) (Figura 8) tem a finalidade de conectar as linhas de produção (linhas flexíveis e umbilicais) na base adaptadora de produção (BAP) da árvore de natal molhada, possibilitando o escoamento do fluido, injeção de gás, passagem de fluido hidráulico de controle da ANM, bem como a injeção de produtos químicos, usualmente inibidores de hidratos.



Figura 9: Detalhes do Módulo de Conexão Vertical (MCV)



Fonte: Rebello (2015)

De acordo com Lopes (2005) e Schimidt (2016), o MCV é composto pelos componentes seguintes equipamentos: a flange rotativo (swivel) que corresponde a componente de ligação da linha com o MCV; o pescoço de ganso (*goosenek*) que serve para suporte de esforços durante a instalação; o Painel de ROV que envolve o painel de controle localizando o veículo submarino no MCV; o Conector; e sistema soft landing para o assentamento final do MCV a ANM. A funcionalidade detalhada de cada um desses equipamentos estão descritos na Tabela 1.

Tabela 1: Componentes do MCV

| EQUIPAMENTO   | FUNÇÃO   |
|---|--|
| <b>Flange Rotativo ou Swivel</b>  | Corresponde a um componente de ligação da linha com o MCV, que permite a livre rotação da extremidade da linha diminuindo os esforços de torque.             |
| <b>Pescoço de Ganso ou <i>Goosenek</i></b>                                    | Suporta todos os esforços impostos no MCV durante a instalação e conecta a linha flexível através do seu flange ao conector.                                 |
| <b>Painel de ROV (<i>Remotely Operated Vehicles</i> ou Veículo Submarino)</b> | Corresponde a um painel de controle localizado no MCV, necessário para as operações do ROVs.   |
| <b>Conector</b>   | Dispositivo responsável pelo travamento entre o MCV e o mandril, e a energização dos selos de vedação.   |
| <b>Sistema de Aterramento Suavizado (<i>Sistema Soft Landing</i>)</b>         | Possibilita que o assentamento final do MCV na ANM seja suavizado, evitando danos nos elementos de vedação da interface entre o conector do MCV e o Mandril. |

Fonte: Lopes (2005) e Schimidt (2016)

A instalação do MCV é feita através de uma embarcação denominada de *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV) com o uso de ROV (*Remotely Operated Vehicles* – Veículo Submarino) e guindastes. A Figura 9 apresenta, como ilustração, a Embarcação Skandi Niterói, uma PLSV.

Figura 10: *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV) - Embarcação Skandi Niterói



Fonte: Ferreira (2013)

A etapa inicial do processo de instalação de um MCV é a conexão do equipamento à uma linha flexível. Esta etapa é feita no barco, e, em seguida, o sistema é lançado na água onde é realizado a conexão do mesmo na ANM, especificamente no hub da BAP (base adaptadora de produção onde o MCV é acoplado). De acordo com Rodrigues (2017), esta embarcação de lançamento de linha possui um sistema de posicionamento dinâmico para que o equipamento seja instalado no local adequado.

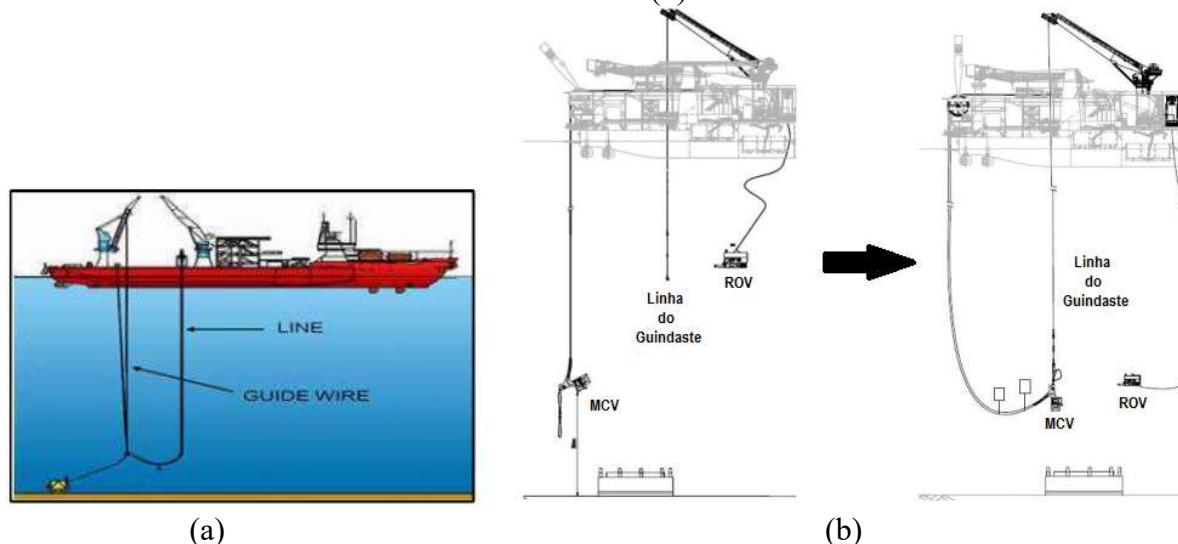
Após este processo, o veículo submarino, conhecido como ROV, entra em operação conectando o painel do MCV para assentar e ativar o landing (Sistema *Soft Landing*) e, em seguida, acionar os selos de vedações. De acordo com Ferreira (2013), existem dois tipos de interligação entre equipamentos (conexão vertical direta ou CVD) ao MCV:

- (i) Conexão vertical direta de primeira extremidade (CVD de 1º Extremidade)
- (ii) Conexão vertical direta de segunda extremidade (CVD de 2º Extremidade)

De acordo com Costa (2015), na conexão vertical direta de 1º extremidade, o MCV é conectado na linha flexível ou umbilical na mesa de trabalho da embarcação PLSV e depois este conjunto (MCV + Linha flexível) é, então, colocado para fora da embarcação com o auxílio dos tensionadores. Estes tensionadores são responsáveis por suportar toda a carga de descida dos equipamentos associados a conexão vertical direta.

Após esta operação, quando o MCV já está no fundo do mar, próximo da ANM que será conectada, o ROV conecta o cabo do guindaste no MCV para realizar a verticalização do mesmo (Figura 10). De acordo com Jeayoung (2009), a verticalização é a etapa mais crítica da conexão vertical, pois neste momento existe o maior risco da linha flexível ou umbilical atingir o raio mínimo de curvatura (MBR), devido ao peso total do sistema, correspondente a linha, vértebra e MCV (linha + vértebra + MCV).

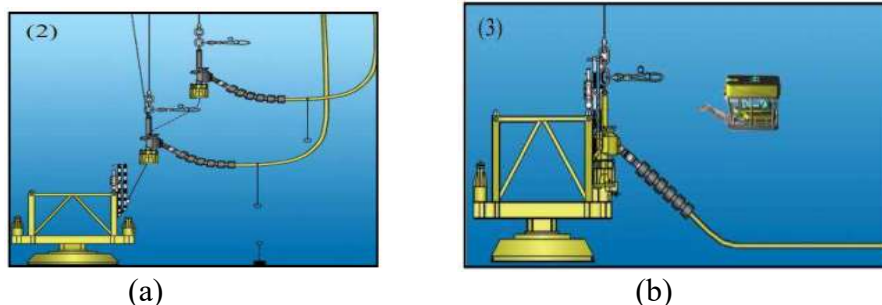
Figura 11: Conexão vertical direta do MCV (a) e conexão do cabo do guindaste e a verticalização do MCV (b)



Fonte: Jeayoung (2008) e Costa (2015)

Após a verticalização, se inicia a conexão do MCV na BAP da ANM. Em seguida, o restante da linha flexível ou umbilical que estava na embarcação é descido ao leito marinho. Logo, primeiro é feita a conexão do MCV na ANM e depois a linha é lançada no mar. A Figura 11 mostra as etapas de conexão entre o MCV ao hub da BAP conforme indicado por Jeayoung (2008).

Figura 12: Aproximação do MCV ao hub da BAP (a) e MCV conectado no hub da BAP (b)

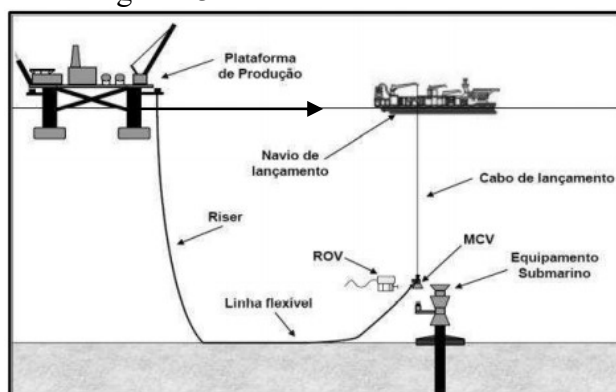


Fonte: Jeayoung (2008)

De acordo com Thorley (2015), após a descida do módulo de conexão vertical conectado à extremidade da linha, a configuração para a instalação deve ser atendida de forma a manter um alinhamento entre o ponto que ocorrerá a conexão no hub da BAP e o módulo de conexão vertical. Segundo este mesmo autor, este alinhamento deve ser tal que o ângulo de pescoço de ganso do MCV chegue a  $60^\circ$ , valor ótimo observado em análises realizadas em outros trabalhos, com a tolerância de  $1^\circ$ , para mais ou para menos.

Já, na CVD de 2ª Extremidade normalmente acontece quando a conexão do MCV na ANM é feita após o lançamento da linha (linha flexível ou umbilical) sobre o leito marinho. De acordo com Da Silva (2006), na CVD de 2ª extremidade uma ponta da linha flexível é devidamente instalada na plataforma de produção, e a outra ponta da linha conectada ao MCV na mesa de trabalho da embarcação de lançamento, o PLSV. O esquema ilustrativo CVD de 2ª Extremidade pode ser verificado na Figura 12. Em seguida, o PLSV se afasta da plataforma de forma que aos poucos vai liberando linha flexível e esta fica na horizontal (uma ponta na plataforma e a outra no PLSV). O PLSV estaciona na mesma direção (verticalmente) da ANM que está no fundo do mar e receberá o MCV.

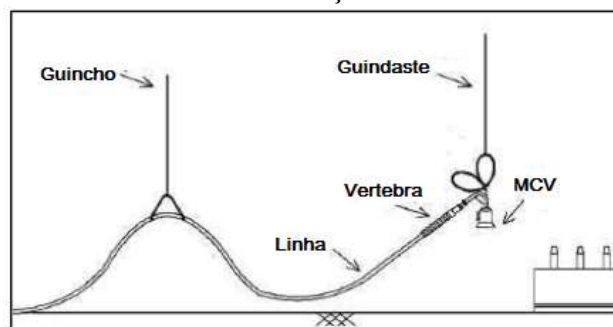
Figura 13: CVD em 2ª Extremidade



Fonte: Adaptado de Thorley (2015)

Neste momento, segundo Thorley (2015), o MCV conectado à linha flexível é colocado para fora da embarcação com a ajuda do guincho. Toda a descida do MCV é suportada pelo guincho do PLSV. Quando o MCV chega próximo a ANM, o ROV conecta o guindaste no MCV e logo é feita a verticalização do sistema, instalando o MCV na BAP da ANM (Figura 13). A CVD de 2ª extremidade é usada para lâmina d'água menores.

Figura 14: Detalhes da verticalização na CVD de 2ª Extremidade

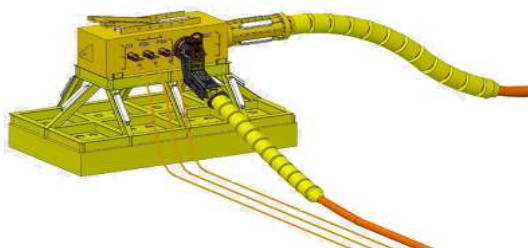


Fonte: Rodrigues (2016)

### 3.2.2. Umbilical Termination Assembly (UTA)

Conforme especificado pela API (2015), a *Umbilical Termination Assembly* (UTA) corresponde a um conector submarino responsável por receber sinal hidráulico, de fibra ótica, energia elétrica baixa e média do umbilical e distribuí-los por equipamentos submarinos, como por exemplo, a árvore de natal molhada (ANM). A Figura 14 apresenta uma ilustração de uma *Umbilical Termination Assembly*.

Figura 15: *Umbilical Termination Assembly* (UTA)



Fonte: Hydroacoustic Inc

Neste sistema, o umbilical submarino é conectado na UTA, liberando os sinais, permitindo a UTA distribuir esses sinais para os outros equipamentos. A UTA permite que múltiplos poços sejam controlados por um único cabo umbilical conectando vários módulos de controle submarinos às mesmas linhas de comunicação, elétrica e/ou hidráulica (API, 2015).

A UTA, diferente do MCV, não é acoplada a um equipamento submarino, como, por exemplo, uma ANM ou manifold; ela é um equipamento “livre”. Segundo API (2015), a UTA recebe um umbilical e distribui o sinal do umbilical para outros equipamentos através dos *flying leads* (condutores voadores) que são umbilicais mais simples e de menor comprimento (aproximadamente 30 m) com conectores em suas extremidades. A mesma metodologia de instalação realizada para o MCV, também pode ser aplicada para a UTA.

A UTA tem seu uso mais recentemente incorporado à E&P do petróleo do que o MCV, sendo no Brasil, o conector mais usado o MCV, por essa razão há uma dificuldade na aquisição de informações sobre a aplicação desse sistema em território nacional. Contudo, algumas empresas já demonstram interesse no uso desse conector.

Apesar da UTA ser projetada para facilitar seu manuseio dentro do PLSV, ela apresenta fatores limitantes para a sua instalação e funcionalidade específica. Em virtude disso, as UTAs podem ser classificadas em quatro categorias, A, B, C e D, dependendo dos fatores limitantes dos sistemas de instalação. Cada categoria de UTA foi baseada no nível de funcionalidade que pode ser incorporado na UTA, conforme descrito na Tabela 2 (API, 2015).

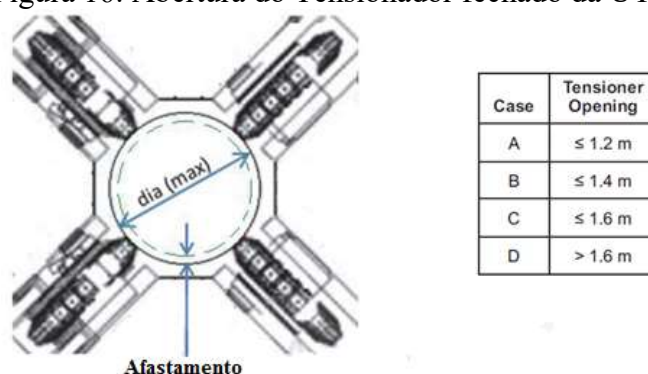
Tabela 2: Categoria da UTA

| Funcionalidade da UTA                                     | Categoria “A”  | Categoria “B”                                      | Categoria “C”                                      | Categoria “D”  |
|---|--|--|--|--|
| Abertura máxima do diâmetro do tensionador fechado da UTA | 1,2 m (47in)   | 1,4 m (55 in)                                      | 1,6 m (63 in)                                      | >1,6 m (63 in)   |
| Diâmetro da terminação do umbilical (SUT)                 | 1,1 m (43 in)  | 1,3 m (51 in)                                      | 1,5m (59 in)                                       | > 1,6 m (63 in),<br>requer um tensionador aberto                             |
| Cabos (Umbilicais)  | 6 cabos umbilicais (ópticos e elétricos); no máximo 2 são de fibras ópticas. | 6 cabos umbilicais, sendo 2 deles de fibra óptica. | 6 cabos umbilicais, sendo 2 deles de fibra óptica. | Mais de 6 cabos umbilicais elétricos, podendo ter mais de 2 de fibra óptica. |
| Comprimento máximo da UTA (incluindo o “ <i>padeye</i> ”) | 3 m (118 in)   | 3 m (118 in)                                       | 3,5 m (138 in)                                     | > 3,5 m (depende das limitações de manuseio)                                 |

Fonte: API (2015)

Segundo a API (2015), o tamanho da UTA, definido pelas categorias A, B, C e D, depende da quantidade de funções do umbilical que será acoplado nela. Isso influencia no projeto, pois quanto maior o tamanho da UTA, maior será o custo de fabricação e instalação. Além disso, as categorias da UTA também são definidas pela abertura do tensionador fechado, como mostrado na Figura 15.

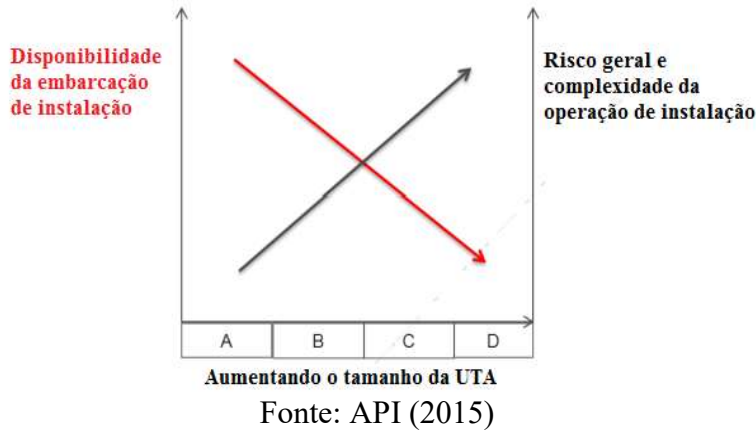
Figura 16: Abertura do Tensionador fechado da UTA



Fonte: API (2015)

Conforme mostrado na Figura 15, um afastamento deve ser considerado para permitir que o conjunto linha e UTA (linha + UTA) passe através do tensionador sem causar problemas técnicos ao longo da operação. O raio mínimo da folga para a abertura do tensionador deve ser de 50 mm, dependendo do layout geométrico e das restrições de manuseio (API, 2015). Tais características geram impactos operacionais significativos a medida que estão diretamente relacionados com as exigências das embarcações utilizadas para a instalação do sistema. A Figura 16 mostra o impacto causado pelo tamanho da UTA, quando sai da categoria A para D, apresentando o risco geral (maior dificuldade de operação), a complexidade da instalação e a disponibilidade de embarcações adequadas para a instalação.

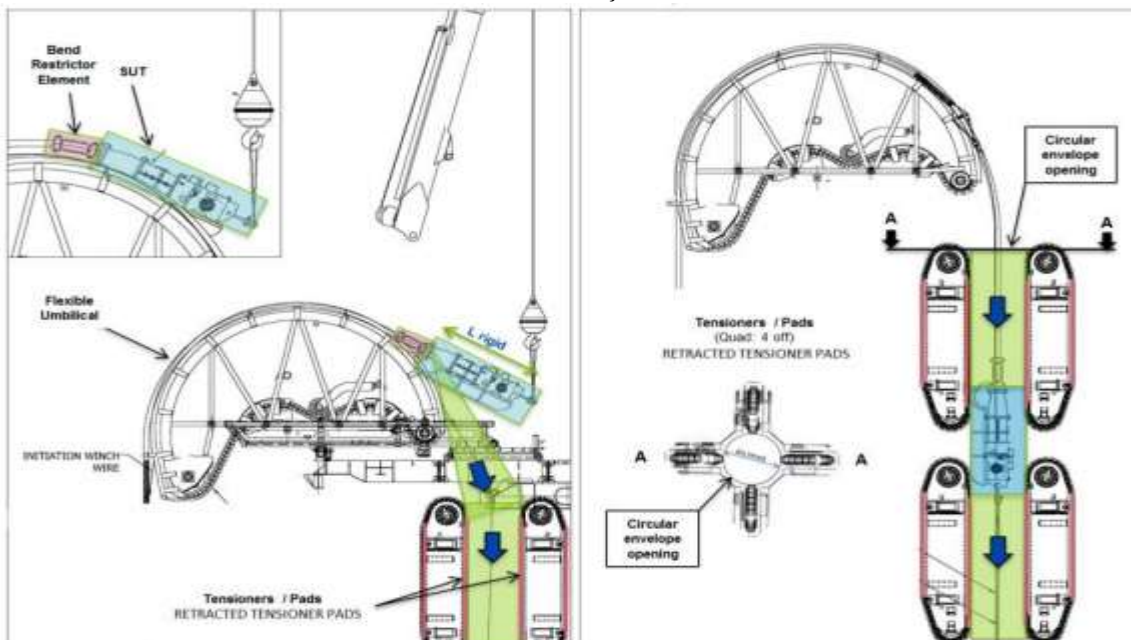
Figura 17: Consequência do aumento do tamanho dos UTAs



De acordo com a API (2015), o manuseio de UTAs pesados conectadas a umbilicais não adequados, considerados fracos, tanto em sistemas *onshore* quanto *offshore*, aumenta a probabilidade de danos no cronograma do projeto como atrasos e aumento de custo. O tamanho e a complexidade da UTA podem ter um impacto significativo na duração da instalação de umbilicais e suas UTAs, podendo acarretar: métodos de instalação especiais e demorados; embarcação e equipamento de instalação específicos; demorada e complexa embalagem, transporte, mobilização e implantação offshore.

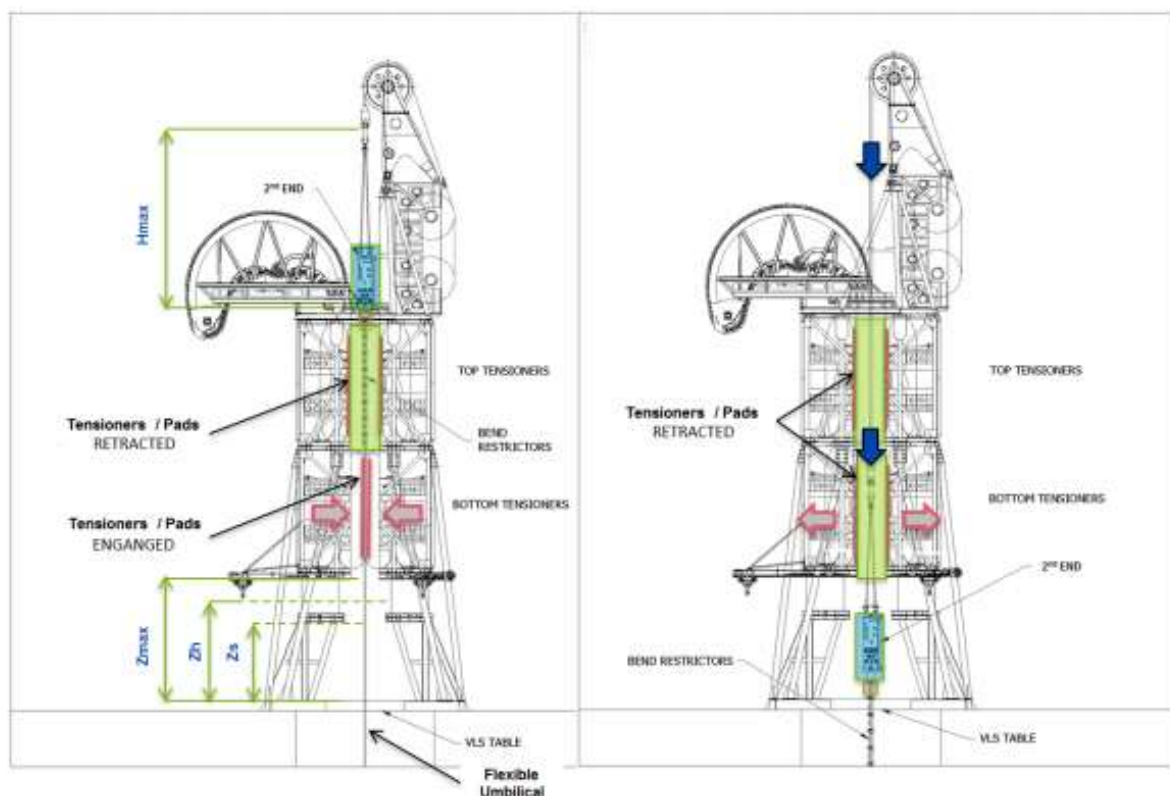
As Figuras 17 e 18 apresentam as seqüências operacionais típicas e as limitações geométricas de uma VLS (*Vertical Lay Systems* ou Sistema de Coluna Vertical) da primeira e segunda finalização, respectivamente.

Figura 18: Seqüência operacional típica e as limitações geométricas de uma VLS para a primeira finalização



Fonte: Technip (2019)

Figura 19: Sequência operacional típica e as limitações geométricas de uma VLS para a segunda finalização



Fonte: Technip (2019)

Como o impacto do tamanho do UTA pode ser significativo, é recomendável realizar uma otimização do tamanho da UTA durante a fase de definição conceitual do layout do sistema (API, 2015). Durante a definição do conceito de arquitetura de campo e a fase de projeto, deve-se considerar expansão futura e limitações do campo para definir o tamanho correto da UTA escolhida, pois se no futuro o campo expandir a UTA não comportará a evolução e uma possível troca terá que ser feita causando impacto negativo no custo, pois o equipamento terá que ser substituído por outro maior (API, 2015).

Além disso, ainda citando a API (2015), a profundidade da lâmina d'água não deve ter um impacto significativo no tamanho do UTA, no entanto, existem algumas restrições de instalação, como: o aumento da tensão do topo, os guinchos envolvidos terão que se aprofundar e possivelmente exigirão maior capacidade, a estrutura do cordão umbilical terá que ser mais robusta, isto é, possivelmente mais pesada, logo, mais caro e o tempo para instalar o sistema do umbilical provavelmente aumentará. No entanto, para definir a estrutura de suporte correta, é necessário determinar o comprimento rígido do equipamento.

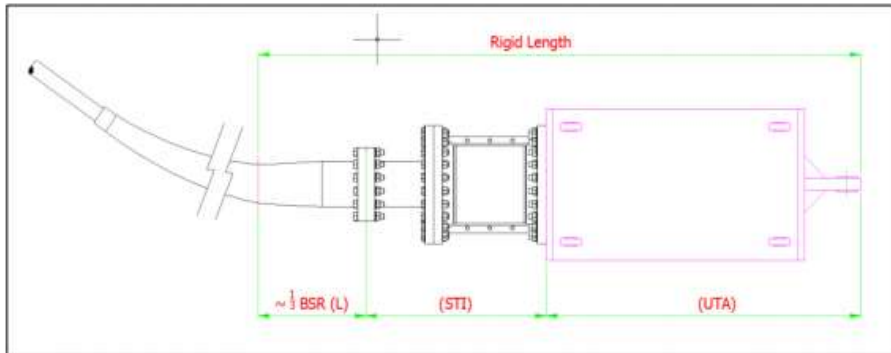
### 3.2.2.1. Comprimento Rígido

De acordo com a API (2015), o comprimento rígido representa a soma dos comprimentos combinados da UTA, STI (mecanismo de interface que forma a transição entre o umbilical e a terminação submarina) e qualquer outro componente que aumente o comprimento rígido axial, não podendo ser facilmente removido ou reinstalado *offshore*. Dependendo da configuração, o comprimento rígido pode ser calculado de três maneiras diferentes, conforme descrito abaixo.

- (i) Comprimento rígido com Bend Stiffener: Se a UTA estiver equipada com um enrijecedor de curvatura (*Bend Stiffener*), o comprimento rígido ( $R_{length}$ ) deve equivaler a soma do comprimento da UTA ( $h_{UTA}$ ), com o comprimento do STI ( $h_{STI}$ ) e 1/3 do comprimento do enrijecedor de curvatura ( $h_{BSR}$ ), conforme apresentado pela Eq. (1) e Figura 19.

$$R_{length} = h_{UTA} + h_{STI} + \left(\frac{h_{BSR}}{3}\right) \quad \text{Eq. (1)}$$

Figura 20: Comprimento rígido com *Bend Stiffener*

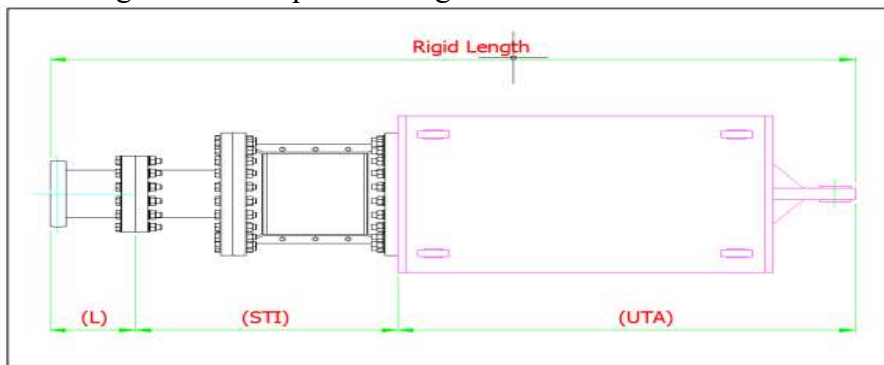


Fonte: API (2015)

- (ii) Comprimento rígido com um *Bend Restrictor*: se a UTA estiver equipada com um limitador de curvatura (*Bend Restrictor*), o comprimento rígido será a soma do comprimento do UTA ( $h_{UTA}$ ), comprimento do STI ( $h_{STI}$ ) e o comprimento do primeiro flange de interface ( $L$ ), ou seja, o comprimento rígido axial do restritor de flexão, conforme a Eq. (2) e apresentado na Figura 20.

$$R_{length} = h_{UTA} + h_{STI} + L \quad \text{Eq. (2)}$$

Figura 21: Comprimento rígido com um *Bend Restrictor*



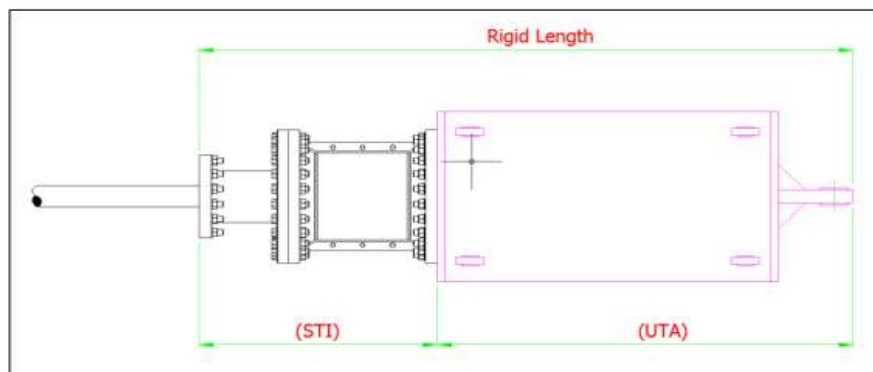
Fonte: API (2015)

- (iii) Comprimento rígido sem o *Bend Restrictor* ou o *Bend Stiffener*: se a UTA não estiver equipada com um enrijecedor de curvatura ou um limitador de dobra, o comprimento rígido equivale apenas a soma do comprimento da UTA ( $h_{UTA}$ ) e do comprimento do STI ( $h_{STI}$ ), conforme a Eq. (3) e mostrado na Figura 21. Segundo a *American Petroleum Institute* (2015), para este caso se recomenda o uso de um enrijecedor de dobra ou um limitador de dobra.

$$R_{length} = h_{UTA} + h_{STI} \quad \text{Eq. (3)}$$



Figura 22: Comprimento rígido sem o *Bend Restrictor* ou o *Bend Stiffener*



Fonte: API (2015)

Além da influência do comprimento rígido, ainda de acordo com API (2015), deve-se considerar que a estrutura de suporte da UTA deve ser projetada levando em conta os requisitos de elevação e certificação de elevação *offshore*. Assim, a estrutura deve ser de fácil instalação e idealmente adaptável para permitir uma tolerância de carga, sendo também projetada e posicionada da melhor maneira possível, pois pode haver a necessidade de desmontagem no mar. Se a remoção for necessária no mar, pontos de içamento adequados devem ser fornecidos e pesos dos componentes marcados. Além disso, se algum trabalho a quente (por exemplo, solda de suportes e suportes de fixação do mar) for necessário, deve ser utilizada uma proteção adequada para evitar danos no sistema e no umbilical.

#### 4. PIPE LAYING SUPPORT VESSEL (PLSV) E VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DOS CONECTORES SUBMARINO (MCV E UTA)

O *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV) corresponde ao navio responsável pela descida e instalação dos conectores Módulo de Conexão Vertical (MCV) e a *Umbilical Termination Assembly* (UTA). Segundo Ferreira (2013), existem diversos modelos de PLSV cada qual com seu layout de instalação de acordo com os tipos de serviços prestados. Estas embarcações são capazes de instalar quilômetros de dutos com apenas um carregamento, que pode ser de dutos rígidos, ou de dutos flexíveis, ou até mesmo de ambos dependendo do escopo de trabalho a ser executado (FERREIRA, 2013).

Figura 23: Embarcação PLSV Skandi Vitória realiza lançamento de linhas flexíveis



Fonte: Ferreira (2013)

Figura 24: Embarcação PLSV Seven Oceans da empresa Subsea 7 realiza lançamento de dutos rígidos



Fonte: Ferreira (2013)

Antes da instalação dos conectores se perfaz de extrema necessidade a realização da análise de carga para a determinação do tensionador da embarcação adequado às necessidades de trabalho impostas. Dessa forma, define-se o navio ideal a ser utilizado e a capacidade que este e seus equipamentos necessitam ter para suportar toda a carga imposta pela instalação.

O equipamento preparado para comportar toda a carga de tração axial imposta pelo peso do umbilical ou linha e seus acessórios é denominado de tensionador do PLSV. O tensionador é o responsável pelo lançamento ou recolhimento da linha durante o processo de instalação, constituído por “lagartas” similares a esteiras de trator, as quais pressionam o diâmetro da linha uniformemente ao longo de um determinado comprimento, gerando o atrito necessário para suportar a linha durante o lançamento (FERREIRA, 2013).

De acordo com American Petroleum Institute (2015), destacam-se alguns diferentes tipos de tensionador e os métodos de instalação dos umbilicais e seus conectores:

- (i) Tensionador Horizontal Assentado e Embarcação de Queda d’água (*Horizontal Lay Tensioner e Over-Boarding Chute for Low Tension Installation*): para instalação de baixa tensão.
- (ii) Tensionador Horizontal Assentado com Sistema de Embarcação Vertical (*Horizontal Lay Tensioner with Vertical Over-Boarding System*): para instalação de umbilical de baixa a média tensão com componentes auxiliares.
- (iii) Sistema de Coluna Vertical com Tensionador Fechado (*Closed Tensioner Vertical Lay System*): para instalações de baixa, média ou alta tensão, exigindo ou não instalações adicionais de itens auxiliares. Esses sistemas têm limitações devido ao fato do conector ter que passar pela abertura do tensionador fechado, enquanto itens auxiliares podem ser instalados sob as unidades esticadoras.
- (iv) Sistema de Coluna Vertical com Tensionador Aberto (*Open Tensioner Vertical Lay System*): para instalações de baixa, média ou alta tensão, exigindo ou não instalações adicionais de itens auxiliares. Estes sistemas não possuem limitações de sistemas tensionadores fechados devido ao fato do conector não ter que passar pela abertura do tensionador fechado. Sistemas rígidos de assentamento de tubos (*rigid pipe lay systems*), seja fechado ou aberto, são usados para instalação de umbilicais, normalmente como parte da instalação rígida do duto de tubos usando bobina de armazenamento de tubos rígidos de grande diâmetro e torre “J” vertical com unidades tensoras de abertura.

De acordo com Schimidt (2016), quando o tensionador executa toda a operação de lançamento de linha/umbilical em linha reta e a extremidade da linha chega próximo ao solo do mar, tem-se o que denominamos de ponto com a máxima carga de tração axial inicial.

Figura 25: Embarcação PLSV Seven Oceans da empresa Subsea 7 realiza lançamento de dutos rígidos



Fonte: Ferreira (2013)

Como as torres de instalação atuais podem chegar a quase 70 metros de comprimento, o peso da linha/umbilical no ar necessita ser considerado na análise da carga de tração máxima. A massa exigida deve ser proporcional ao comprimento da linha/umbilical a ser descida ao mar pelo tensionador. Por exemplo, usando uma torre de 70 metros de comprimento e uma linha flexível que possui uma massa no ar de 300 kg/m, o peso da linha na torre de instalação que o tensionador necessita suportar tem uma carga equivalente a 21 toneladas.

Também deve-se levar em conta a massa dos acessórios, como conectores MCV e UTA, e o comprimento/tamanho da lamina d'água acima do nível de operação do equipamento (SCHIMIDT, 2016). Para a análise considera-se a linha com seu espaço anular cheio de água do mar e o umbilical com as mangueiras cheias de fluido hidráulico. Com base nas necessidades a serem determinadas e segundo Schimidt (2016), a tensão máxima carga de tração axial inicial ( $T_{max}$ ) é apresentada pela Eq. (4).

$$T_{max} = [(h_{torre} \cdot P_{ar}) + (LDA \cdot P_{mar}) + P_x] \cdot g \cdot Fat_{din} \quad \text{Eq. (4)}$$

Em que,  $T_{max}$  corresponde a máxima carga de tração axial inicial ( $KN=10^3 \cdot Kg \cdot m/s^2$ );  $h_{torre}$  é o comprimento da torre (m);  $P_{ar}$  equivale a massa da linha no ar (kg/m);  $LDA$  corresponde a lâmina d'água (m);  $P_{mar}$  é a massa da linha no mar (kg/m);  $P_x$  = massa dos acessórios (kg/m);  $g$  corresponde a aceleração da gravidade ( $m/s^2$ ); e  $Fat_{din}$  que é o fator de ampliação dinâmica (adimensional)

De acordo com Malcorps e Felix- Henry (2008), o fator de ampliação dinâmica ( $Fat_{din}$ ) necessita ser considerado para o estudo de tensão máxima à que a embarcação PLSV se submete, pois ao longo de todo o processo de instalação há a influencias das condições meteoceanográficas. Por essa razão, em ambiente offshore, devido as característica do navio, o  $Fat_{din}$  recebe o fator 1,3, passando a ser  $1,3 Fat_{din}$  (SCHIMIDT, 2016).

O tensionador também precisa suportar as cargas impostas pela angulação que se forma durante o lançamento da linha em direção a plataforma. Para isto, segundo Bicudo (2009), deve ser adicionado o fator de angulação ( $f_a$ ) em função da lâmina d'água, apresentando o valor de 1,3 para LDA até 300m de profundidade e 1,02 para LDA iguais ou maiores que 1500m. Dessa forma, de acordo com Schimidt (2016), a equação de tração máxima para lançamento com angulação pode ser representada pela Eq. (5).

$$T_{max} = [(h_{torre} \cdot P_{ar}) + (LDA \cdot P_{mar}) + P_x] \cdot g \cdot Fat_{din} \cdot f_a \quad \text{Eq. (5)}$$

Para o tensionador suportar as cargas axiais de tração se faz necessário exercer uma força de compressão radial, também definido como um aperto mínimo ( $Ap_{min}$ ), na linha/umbilical. Conforme apresentado pela API (2014), a determinação do aperto mínimo de um tensionador pode ser determinada através de da relação linear apresentada pela Eq. (6).

$$Ap_{min} = \frac{T_{max}}{\mu \cdot N_t \cdot N_L \cdot L_L} \quad \text{Eq. (6)}$$

Em que,  $Ap_{min}$  equivale ao aperto mínimo (kN/m/sapata);  $\mu$  é o coeficiente de atrito (adimensional);  $N_t$  é o número de tensionadores (adimensional);  $N_L$  corresponde ao número de lagartas (adimensional); e  $L_L$  é o comprimento efetivo de cada sapata (m/sapata).

A Eq. (6) pode ser adicionado um fator de segurança do fabricante e o coeficiente de atrito. O coeficiente de atrito utilizado para a determinação do aperto mínimo deve corresponder ao menor obtido entre a sapada e a 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 (SCHIMIDT, 2016).

De acordo com Schimidt (2016), comumente, uma torre de instalação vertical possui de um a dois tensionadores e cada tensionador possuir de três a quatro lagartas. A configuração mais eficiente seriam dois tensionadores com quatro lagartas cada um. Visto que para suportar uma mesma tração axial, o tensionador com quatro lagartas necessita apertar menos que o tensionador com três lagartas. Para o caso de 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 devem ocorrer (BICUDO, 2009).

## 5. CONCLUSÃO

Através do presente estudo foram detalhados os procedimentos e características associadas a capacidade de operação de uma embarcação *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV) a partir da diferenciação entre os conectores submarinos: Módulo de Conexão Vertical (MCV) e a *Umbilical Termination Assembly* (UTA). Neste estudo foram destacadas as exigências técnicas para a escolha e instalação dos conectores, tendo em vista a busca pela máxima eficiência de projeto.

Dessa maneira, através da análise foram apresentados e explicados como é feito o estudo de viabilidade da instalação dos conectores submarinos, sinalizando o tipo de embarcação utilizada para esta operação, o PLSV. Através das equações presentes na literatura técnica da área pode-se demonstrar que para os cálculos básicos há interferência na tensão máxima de lançamento vertical em função do tipo de conector utilizado. Além disso, também foi possível verificar que os parâmetros definidos pela profundidade da lâmina d'água, também interferem na determinação dos tensionadores que a embarcação PLSV suportará.

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 se a linha flexível/umbilical e os conectores não serão danificados, para não ocasionar custos adicionais e inesperados ao projeto. Para isso, seria de extrema importância, que houvesse uma maior dedicação ao estudo do projeto, analisando não apenas o uso de equipamentos e conectores, como também o sistema envolvido para a sua instalação e transporte.

Cabe também salientar que este trabalho teve como um dos principais objetivos agregar informações significativas sobre o sistema *offshore*, especialmente sobre conectores submarinos, já que no Brasil o uso se concentra, principalmente no uso de MCV, evidenciando a dificuldade de encontrar documentos relacionados, principalmente aqueles relacionados ao UTA. Com isso, este texto possui a pretensão de ser utilizado como base para o desenvolvimento de pesquisas relacionadas.

## 6. REFERÊNCIAS

- API. American Petroleum Institute. **API RP 17B**. Recommended Practice for Flexible Pipe, 2nd ed., Washington, American Petroleum Institute. 2014. Disponível: <<https://www.api.org/>>. Acesso em: 28 abril 2019.
- API. American Petroleum Institute. **API TR 9**. Subsea Umbilical Termination (SUT) Selection and sizing recommendation, 1st ed., Washington, American Petroleum Institute. 2015.
- BAI, Y.; BAI, Q. **Subsea Pipelines And Risers**. Oxford, UK: [s.n.], 2005.
- BICUDO, R. G. P, Análise de instalação linhas flexíveis. **Dissertação de mestrado**, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2009.
- BMP ENGINEERING. **BMP Engineering**. Disponível em: <<http://www.subseacableprotection.com/products/bend-stiffeners.cfm>>. Acesso em: 11 junho 2018.
- COSTA, S.P.H. Pedro, Análise da conexão vertical direta na instalação de linhas flexíveis e umbilicais. **Projeto de graduação**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.
- DA SILVA, A.P. Análise da Influência da Temperatura na Rigidez à Flexão de Linhas Flexíveis. **Monografia de graduação**. Engenharia Naval e Oceânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.
- ELEND CABLE. Disponível em: <<https://www.elandcables.com/the-cable-lab/faqs/faq-how-is-the-minimum-bending-radius-determined-for-cables>>. Acesso em: 01 março 2019.
- FERREIRA, D. P. As principais operações das embarcações PLSV. **Monografia**. Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica (APNT). Centro de Instrução Almirante Graça Aranha. Marinha do Brasil. Rio de Janeiro. 2013
- HYDROACOUSTIC INC. Disponível em: < <http://www.hydroacousticsinc.com/products/oil-recovery-tool.html>>. Acesso em: 25 maio 2019.
- LOPES, V. S. Influencia da Rigidez à Flexão de Duto Flexível na Instalação de Módulos de Conexão Vertical em Águas Profundas. Tese. Curso Engenharia Oceânica. COPPE/UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2005.
- MALCORPS, A., FELIX-HENRY, A. Validations of a computer model for flexible pipe crushing resistance calculations. In: **Proceedings of the OMAE2008 Conference**, 57381, Estoril, Jun. 2008
- MARINHO, I P. Lançamento de dutos flexíveis em águas profundas. **Trabalho de Conclusão de Curso**. Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica. Departamento de ensino de náutica. Centro de Instrução Almirante Graça Aranha. Marinha do Brasil. Rio de Janeiro. 2014.
- OCEANEERING. Disponível em: <<http://www.oceaneering.com>>. Acesso em: 02 abril 2019.
- PETROBRAS. **Fatos e Dados**. Disponível: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/graca-foster-fala-sobreimportancia-do-pre-sal-em-palestra-no-rio.htm>>. Acesso em: 15 março 2019.
- PIMENTEL, J. C., Alteração da Topologia de REDE CONTROLNETTM PARA ETHERNET/IPTM para a Estação de Controle Mestre de um Sistema de Produção Submarino. **Dissertação de Mestrado**. Automação Industrial. Universidade Federal do Paraná, Curitiba - PR, Brasil, 2013.
- 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.
- RODRIGUES, M. S, W. Simulação numérica do procedimento de instalação de riser flexível conectado a um módulo de conexão vertical através de modelos truncados. **Dissertação de mestrado**, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2017.
- SCHIMIDT, T. Felipe, Instalação de linhas flexíveis e umbilicais: Testes de condicionamento e falhas operacionais. **Dissertação**. UFF, Niterói, RJ, Brasil, 2016.
- SILVA, P. T. C. Estudo de alternativas de arranjos submarinos de produção com o uso de manifolds e bombas multifásicas: otimização da vazão e análise financeira. **Projeto de Graduação**. Curso de Engenharia de Petróleo. Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2015
- TAVARES, José C. V.; CABELINO, Karina; QUINTAES, Marcelo e BARAÚNA, Leonardo. Apostila baseada em estudos realizados por risers. UNIVEM, 2008. Disponível em: <<https://www.ebah.com.br/content/ABAAABKGUAH/apostila-equipamentos-submarinos?part=4>>

TECHNIP. Disponível em: < <http://www.technip.com/entities/brazil/index.htm>>. Acesso em: 09 janeiro 2019.

THORLEY, D.F. Rubia, Estudo de Operações de lançamento vertical de equipamentos submarinos. **Dissertação de mestrado**, UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

TRELLEBORG. **Bend Stiffener**. Product sheets and case studies. Seismic. 2018. Disponível em: <<https://www.trelleborg.com/en/offshore/resources/resources>>. Acesso: 10/06/2019