

**USO DE DUTOS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NOS
CAMPOS DO PRÉ-SAL**
***USE OF FLEXIBLE LINES AND UMBILICAL IN OIL PRODUCTION IN PRE-SAL
FIELDS***

DAULT, Douglas
CAMPOS, Luiz Claudio Rego

RESUMO: Os dutos flexíveis e umbilicais eletro-hidráulicos são importantes elementos para a exploração de petróleo em campos offshore. Devido à eficiência operacional, a utilização de dutos flexíveis como meio de escoamento da produção de petróleo vem aumentando cada vez mais devido aos desafios impostos pelas altas profundidades e facilidade de instalação em comparação com os dutos rígidos. Os umbilicais possibilitam o controle de equipamentos submarinos em águas profundas. Devido às jazidas de petróleo nos campos do Pré-sal há uma corrida tecnológica para atender aos desafios que estes campos apresentam. A engenharia submarina como uma das responsáveis pelo desenvolvimento destes campos tem, dentre outros objetivos de estudos, os dutos submarinos e umbilicais eletro-hidráulicos, para viabilizar o sucesso da exploração no Pré-Sal. Ao longo deste trabalho serão apresentadas as vantagens dos dutos flexíveis em relação aos dutos rígidos, detalhamento das camadas da estrutura da linha flexível, serão abordadas diferenças entre os flowlines e risers e utilização de novas tecnologias no Pré-Sal.

Palavras-chave: Dutos Flexíveis, Umbilicais eletro-Hidráulico, Riser.

ABSTRACT: Flexible pipes and electro hydraulic umbilicals are important elements to offshore oil exploration. Due to operational efficiency, the use of flexible pipe to carry the petroleum production is increasing because challenges posed by high deeps end ease of installation comparing the rigid pipes. The umbilicals are enabling the control of submarine equipment in deep waters. Due to the oil deposits in the Pre-salt fields there is a technological race to conquest the challenges that these fields offer. The Subsea engineering is responsible for the development of these fields have study objectives the flexible pipes and electro hydraulic umbilical, to realize the successful of exploration in Pre-Salt. Throughout this work will be presented the advantages of the flexible pipes comparing the rigid pipes, layers flexible pipes details, differences between flow lines and risers and new technologies used in Pre-Salt.

Keywords: Flexible Pipes, Electro hydraulic Umbilicals, Riser

1. INTRODUÇÃO

A cidade de Tittusville, Pensilvânia, nos Estados Unidos, em 1859 foi pioneira da era moderna no processo de exploração de petróleo. O primeiro poço de petróleo foi perfurado, feito histórico realizado pelo Coronel Edwin Drake. Algum tempo posterior a esta descoberta, o petróleo passou a ser utilizado em larga escala na iluminação e no final do século em motores movidos à gasolina (Gomes, 2002).

As primeiras perfurações em terras brasileiras foram realizadas em 1939, na cidade de Lobato, na Bahia (Gomes, 2002).

As perfurações prosseguiram em pequena escala, então em 1953 foi criada a Petrobras, que ao longo dos anos passou a investir na exploração e produção de petróleo no Brasil.

Houve um grande desenvolvimento das atividades com a formação e especialização das empresas para atender a demanda do mercado de petróleo e incentivando cada vez mais a descoberta e exploração de poços de petróleo em grandes profundidades.

O primeiro campo produtor de petróleo na bacia de campos foi descoberto em 1974 e foi denominado de Garoupa. Este foi um grande marco para a Petrobras, pois se iniciou uma nova fase de produção e exploração em águas profundas (THOMAS, 2001).

Assim Petrobras desenvolveu sua tecnologia de exploração de petróleo no mar, o que possibilitou a produção na bacia de Campos (THOMAS, 2001).

Uma das inovações aplicadas nesses campos foi à instalação do primeiro sistema de produção antecipada sobre uma plataforma flutuante. Isso permitiu iniciar a produção de óleo enquanto eram construídas as plataformas fixas definitivas que seriam instaladas posteriormente.

Registros apontam um grande avanço de atividades em lâmina d'água superior a 1500m na costa brasileira desde 1998. Os custos para o desenvolvimento destas reservas são altos, porém, são compensados com a alta taxa de sucesso registrada na exploração em água profundas, associadas às grandes dimensões de campos descobertos.

O escoamento do petróleo do poço até a unidade marítima é feito por meio de dutos flexíveis. Os primeiros projetos de transporte de óleo e gás através do leito marinho eram feitos por dutos de aço. A descoberta de petróleo em LDA superiores a 2000 metros causaram mudanças tecnológicas significativas nos projetos de sistemas de escoamento.

Os dutos flexíveis foram utilizados no Brasil pela primeira vez na Bacia de Campos, em 1978, no chamado sistema submarino provisório de Garoupa-Namorado, em LDA de 160m. A aplicação das linhas flexíveis consistia em utilizá-las para ligar os poços de submarinos a um manifold, função na qual são demoninadas de flowlines (RIBEIRO,2003).

Logo em seguida no ano de 1979, registrou-se o primeiro uso das linhas flexíveis em aplicação dinâmica no sistema de produção antecipada de Enchova-Leste (RIBEIRO, 2003). Desde então, as linhas flexíveis têm sido utilizadas em larga escala em sistemas flutuantes de produção e tem conquistado uma reputação de confiança e eficiência (RIBEIRO, 2003).

Deste modo, o objetivo geral deste trabalho é apresentar a importância da utilização dos dutos flexíveis dos umbilicais eletro-hidráulicos dentro da engenharia submarina no desenvolvimento da produção de petróleo, com foco da produção de campos do Pré-Sal.

Para o alcance deste objetivo propõem-se os seguintes objetivos específicos: apresentar os dutos submarinos e os umbilicais eletro-hidráulicos, descrever os componentes para a construção e as diferentes aplicações dos dutos submarinos e umbilical eletro-hidráulico, classificação dos dutos submarinos, descrever a evolução da utilização dos dutos submarinos e discutir a aplicação de dutos submarinos e umbilicais eletro-hidráulicos na produção dos campos do Pré-Sal.

A presente monografia é um levantamento bibliográfico, trata-se de uma pesquisa onde são considerados o uso de dutos flexíveis em um âmbito geral.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1 Dutos Flexíveis

As linhas flexíveis são dutos com a finalidade de transportar fluidos em altas ou baixas pressões, com temperaturas variáveis. Elas apresentam como principal característica baixa rigidez à flexão e elevada rigidez axial, o que deve ao fato da seção transversal da estrutura ser elaborada pela combinação de camadas de armaduras helicoidais e camadas poliméricas. Estas camadas trabalham em conjunto e provêm resistência e estanqueidade às linhas, também permitindo ao flexível atingir raios de curvatura menores aos obtidos por tubos de aço com a mesma capacidade de pressão.

Além das linhas flexíveis, citamos aqui os umbilicais eletro-hidráulicos termoplásticos, que são constituídos por um conjunto de mangueiras termoplásticas, cabos elétricos e fibras ópticas, que são usadas para operar remotamente os equipamentos e válvulas submarinas dos poços, monitorar parâmetros de produção (temperatura e pressão), injetar produtos químicos no poço (RIBEIRO, 2003). Exemplos de dutos flexíveis e umbilicais demonstrados abaixo, figura 1 e 2:

Figura 1: Duto Flexível de Produção



Fonte: Petrobras, 2017

Figura 2: Umbilical Eletro-hidráulico



Fonte: Petrobras, 2017

Os dutos flexíveis podem ser classificados como dutos de coleta, que conectam os poços submarinos às UEP e aos manifolds; dutos para injeção de água, que conectam os poços injetores de água às UEPs ou manifolds e dutos de exportação, que conectam as UEPs aos terminais terrestres ou marinhos (RIBEIRO, 2003).

Cada projeto diferente exige dutos com diâmetro e materiais diferentes, porém, todos devem possuir as características principais dos dutos flexíveis, conforme destacadas abaixo:

Flexibilidade: Esta é a propriedade mais importante dos dutos flexíveis, principalmente quando trabalham como risers (condições de dinâmica) no trecho compreendido entre o fundo oceânico e a UEP. A grande flexibilidade torna possível enrolar o duto em uma bobina ou em carrossel para transporte e instalação otimizando as conexões entre os sistemas submarinos (JÓIA et al., 2005).

Resistência a pressão: Os dutos flexíveis resistem a todas as pressões dos fluidos. Algumas condições típicas de trabalho são: altas pressões internas, altas pressões externas devido a coluna d'água e grandes trações (JÓIA et al., 2005).

Resistência a corrosão: Os materiais da estrutura do corpo tubular de um flexível são, basicamente, aços e polímeros especiais. Podemos destacar a carcaça, que é a camada fabricada com aço inox e as armaduras de pressão e tração, composta por aço carbono (JÓIA et al., 2005).

Uma vantagem importante dos dutos flexíveis em relação aos dutos rígidos é que eles apresentam diferentes preocupações em termos de resistência à corrosão, pois suas camadas de aço carbono não estão em contato direto com o fluido transportado (JÓIA et al., 2005).

Versatilidade e aproveitamento: Dutos flexíveis são versáteis, pois podem ser aplicados em diversas condições de temperatura e de pressão acompanhando a evolução da indústria petrolífera, que tem alcançado LDA's cada vez mais profundas e escoando fluidos com diferentes

características. Além disso, os dutos flexíveis podem ser retirados, reinstalados diversas vezes e ser utilizados em diferentes configurações submarinas, possuindo uma média de vida de aproximadamente 25 anos (JÓIA et al., 2005).

2.2 Dutos Flexíveis

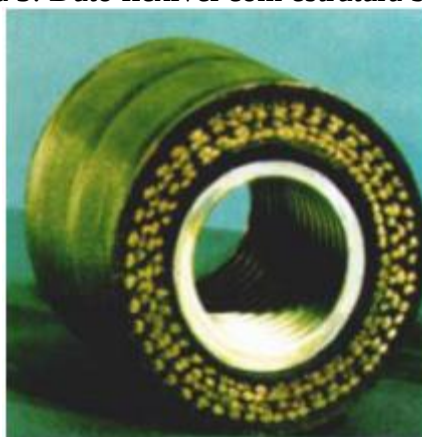
Os dutos flexíveis apresentam grandes variações em suas aplicações, principalmente, levam vantagem sobre os dutos rígidos quando comparados dinamicamente. O flexível apresenta em sua estrutura camadas metálicas e poliméricas sobrepostas, camadas estas que podem se movimentar relativamente de acordo com o reforço aplicado no flexível.

Este fato possibilita que o duto flexível possa atingir uma curvatura superior ao duto rígido. Também podemos citar que a estrutura de uma linha flexível varia de um fabricante para o outro, e depende do tipo de aplicação que ela se destina. São classificadas em dois grandes grupos: dutos de camadas aderentes que em inglês são chamadas de “bonded” e linhas de camadas não aderentes que em inglês são chamadas de “unbonded”.

As linhas flexíveis classificadas como “bonded” também conhecidas como vulcanizadas, possuem camadas coladas umas nas outras. Isso faz que as camadas atuem de maneira uniforme como uma única camada (BALDAN et al., 2010).

Exemplo na figura 3.

Figura 3: Duto flexível com estrutura bonded



Fonte: BALDAN et al., 2010

Já as linhas flexíveis classificadas como “unbonded” possuem suas camadas em contato com as camadas adjacentes, possibilitando o movimento relativo entre as camadas seja permitido.

Exemplo na figura 4.

Figura 4: Duto flexível com estrutura unbonded



Fonte: BALDAN et al., 2010

No decorrer desta dissertação, serão fornecidos detalhes sobre os dutos flexíveis bonded e unbonded. Abaixo são apresentadas as cinco camadas principais que fazem parte de uma linha flexível e que serão explicadas mais detalhadamente na figura 5.

1. Carcaça Intertravada;
2. Camada Polimérica Interna;
3. Armadura de Pressão;
4. Armadura de Tração;
5. Camada Polimérica Externa;

Figura 5: Camadas do tubo unbonded



Fonte: Lemos, C. A (2013)

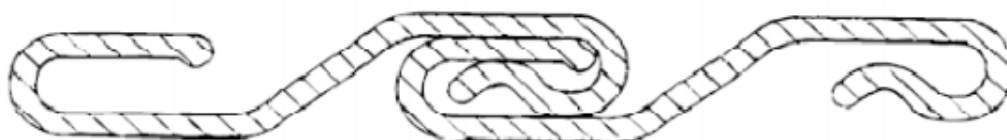
Ainda pode-se relacionar outra classificação dos dutos flexíveis de camadas não aderentes, dutos de camada interna rugosa ou “roughbore” e dutos de camada interna lisa “smoothbore”.

2.3 Carcaça intertravada interna de aço – Camada 1

A principal função da camada intertravada interna de aço é suportar a camada polimérica de pressão e prevenir o colapso do tubo quando submetido a esforços aplicados externamente, por exemplo: cargas radiais de esmagamento (Crushing) aplicadas pelos tensionadores da embarcação de instalação(PLSV) durante o lançamento dos flexíveis, pressão hidrostática externa, pressão aplicada pelas armaduras de tração quando o duto é tracionado (estrangulamento ou squeezing), pressão externa atuante na ocorrência de descompressão súbita do fluido interno (RIBEIRO, 2003).

Os dutos flexíveis utilizados para o transporte de gases e fluídos que contenham fases gasosas possuem na sua camada interna uma estrutura metálica disposta de modo helicoidal, que é denominada de carcaça intertravada(OLIVEIRA, 1999). Esta camada é fabricada em aço inox inoxidável AISI 304 ou AISI 304L, 316L, Duplex ou Super Duplex, não é estanque a passagem de fluídos, ficando totalmente imersa no produto transportado, sujeitando-se a ação corrosiva de seus componentes (RIBEIRO, 2003). Exemplo na figura 6.

Figura 6: Perfil metálico em forma Hecolidal



Fonte: API Recommended 17B

2.4 Camada 1 Camada polimérica de pressão interna ou barreira de pressão – Camada 2

Esta camada garante estanqueidade ao duto flexível, evitando o vazamento dos fluídos conduzidos. A mesma forma de capa interna que se estende por toda a linha flexível. Para dutos flexíveis que conduzem óleo e gás, ela é feita de um tubo polimérico extrudado à quente sobre a carcaça interna, já nos flexíveis para injeção de água, a camada polimérica é construída como a camada mais interna do duto e é chamada de liner, tendo a função de diminuir a perda de carga e normalmente é utilizada para transporte, injeção de água ou produtos químicos no poço (RIBEIRO, 2003).

Em termos de material, deve-se constituir de um material polimérico capaz de suportar grandes pressões internas do fluído que é escoado no interior do duto. E ao mesmo tempo, ela deve possuir elasticidade axial para suportar a pressão interna no interior do duto flexível causada

pelo fluído escoado.

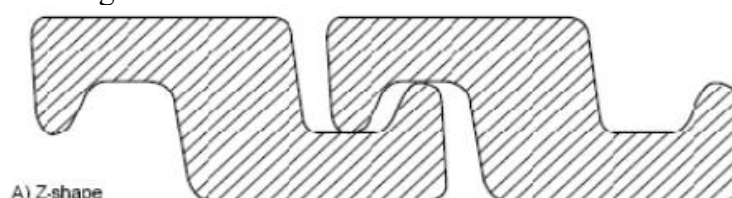
A espessura de camadas plástica interna é importante também para a determinação de sua pressão de colapso.

2.5 Armadura de pressão (Camada estrutural) – Camada 3

A armadura é formada por um, dois ou quatro arames enrolados em espiral com pequeno passo. Sua função principal de resistir à pressão internado duto flexível e auxílio à carcaça interna na resistência às pressões externas (esforços radiais na hora do lançamento, pressão hidrostática externa, aperto do tensionador e “squeezing” das armaduras de tração)e também age evitando a extrusão da camada polimérica (RIBEIRO, 2003).

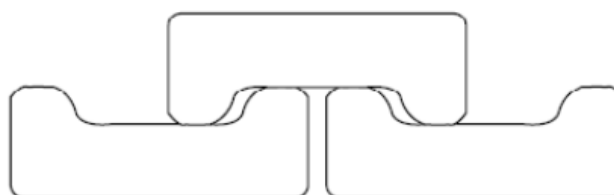
Devido aos pequenos ângulos de assentamento, possui pequena rigidez axial e à flexão, sendo constituída basicamente por perfis metálicos em forma de “Z”, “C” ou “T”, que são intertravados entre si e dispostos em forma helicoidal em passo reduzido. O perfil mais utilizado é o “Z”, onde é denominado camada “zeta”. Exemplo nas figuras 7, 8 e 9:

Figura 7: Perfil metálico em forma de “Z” zeta



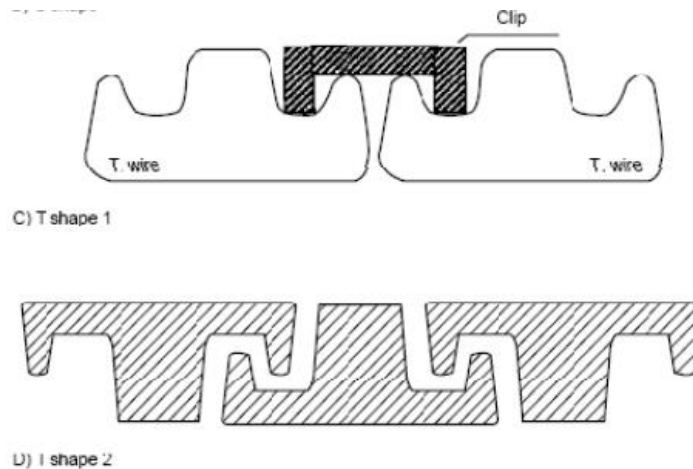
Fonte: API Recommended 17B

Figura 8: Perfil metálico em forma de “C”



Fonte: API Recommended 17B

Figura 9: Perfil metálico em forma de “T”



Fonte: API Recommended 17B

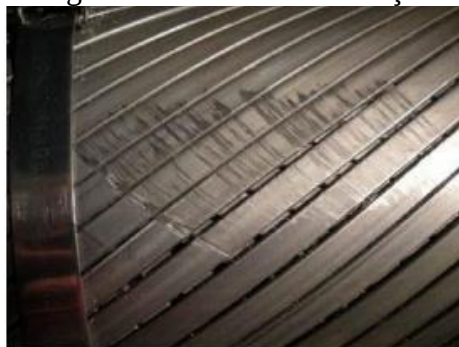
2.6 Armadura de tração (interna e externa) – Camada 4

As armaduras de tração são compostas por um número par de camadas que geralmente são enroladas helicoidalmente em sentidos opostos. Essas camadas são formadas por vários arames de seção transversal retangular (SOUSA, 2005).

A camada de armadura mais interna é denominada armadura interna de tração e a mais externa, armadura externa de tração.

Exemplo na figura 10.

Figura 10: Armadura de tração



Fonte: SCHIMIDT (2016)

As armaduras de tração têm como função resistir às cargas axiais e à pressão interna. Além disso, por serem construídas em pares com sentidos de assentamento em direções opostas, confere rigidez a torção ao duto flexível. O ângulo de assentamento entre 20° e 55°, não compromete a alta flexibilidade que caracteriza o duto, pois os arames podem deslocar quando o duto é flexionado (VASCONCELOS et al., 2010).

É utilizado aço carbono para fabricação das armaduras, o seu teor assim como nas

armaduras de pressão, irá depender das condições de operação, fluidos, pressão e temperaturas, aos quais os arames estarão expostos. No entanto, dada as elevadas tensões que surgem nos arames devido aos carregamentos externos, normalmente utiliza-se aço com elevada resistência e elevado teor de carbono (VASCONCELOS et al., 2010).

Figura 11: Armadura de tração sendo aplicada na linha flexível



Fonte: http://www.technip.com/sites/default/files/technip/page/attachments/Refining_Draps_BR_A_January%202014_Web.pdf

2.7 Camada antidesgaste

A baixa rigidez de um flexível é devida, dentre outros fatores, à possibilidade das camadas metálicas deslizarem-se umas sobre as outras. Contudo, este movimento pode gerar desgaste por atrito nas camadas metálicas.

Para minimizar este efeito, algumas linhas flexíveis contam com a presença de camadas poliméricas antidesgaste, com fitas enroladas ou extrudadas entre as armaduras de tração e entre estas e a armadura de pressão (VASCONCELOS et al., 2010).

2.8 Fitas de alta resistência

Para prevenir a expansão radial excessiva dos arames das armaduras de tração sob a ação de carregamentos compressivos, pode ser utilizada uma camada de reforço à compressão, que é composta por fitas de fibras de alta resistência, tais como a aramida, enroladas sobre tais estruturas (VASCONCELOS et al., 2010).

2.9 Capa Plástica Externa – Camada 5

A principal função da capa externa é proteger toda a estrutura do duto flexível contra agressões físicas do meio (abrasão e corrosão), evitando o ingresso de água do mar e fornecer isolante térmico adicional, confinar a armadura de tração de toda a estrutura, formar e evitar a sua instabilidade. O material mais utilizado para confecção da capa plástica é a poliamida 11 (também conhecida por nylon 11 ou pelo nome fantasia da Arkema “RILSAN 400 TL”) para os risers e polietileno de alta densidade para os flowlines (RIBEIRO, 2003).

De acordo com o projeto na qual se destina o flexível, alguns dutos podem receber capa externa adicional (polimérica), camadas poliméricas de vedação, fitas de acabamento, camadas de isolamento térmico, dentre outras.

O isolamento térmico é um fator importante na garantia de escoamento de fluídos em dutos flexíveis submarinos. As camadas de material isolante, que geralmente são aplicadas helicoidamente, são adotadas para reduzir as perdas de calor quando necessário garantir a temperatura mínima de chegada do óleo na UEP (VASCONCELOS et al., 2010).

Figura 12: Isolamento térmico



Fonte: <https://www.petronoticias.com.br/archives/102963>

Segundo a API, é necessário conhecer as propriedades para os materiais metálicos das camadas do riserflexível conforme listadas pela seguinte tabela 1.

Tabela 1: Tabela com propriedades relevantes dos materiais metálicos

Propriedades / Características	Parâmetro	Carga	Armadura de Pressão	Armadura de Tração
Propriedades de Liga	Composição química	X	X	X
	Microestrutura	X	X	X
Propriedades Mecânicas	Tensão de escoamento	X	X	X
	Tensão de ruptura	X	X	X
	Elongação	X	X	X
	Dureza	X	X	X
	Resistência à fadiga	X	X	X
	Resistência à erosão	X		
	Resistência a SSC e HIC*		X	X
Características de Material	Resistência à corrosão	X	X	X
	Resistência às rachaduras sob proteção catódica			X
	Resistência química	X	X	X

* SSC e HIC – Sulfide Stress Cracking e Hydrogen-Induced Cracking. Denominação em inglês para determinados testes de fratura feitos para materiais metálicos.

Fonte: MALTA (2010)

Os materiais metálicos normalmente utilizados nos flexíveis são:

- Aço carbono
- Aço inoxidável ferrítico (AISIs 409 e 430)
- Aço inoxidável austenítico (AISIs 304, 304L, 316, 316L)
- Aço inoxidável de alta liga (por exemplo, Duplex UNS S31803)
- Ligas de Níquel (por exemplo, N08825)

Segundo a API, é necessário o conhecimento as seguintes propriedades para os materiais poliméricos do riser flexível conforme a seguinte tabela 2.

Tabela 2: Tabela com propriedades relevantes dos materiais poliméricos

Característica	Testes	Camada Polimérica Interna	Camada Polimérica Externa
Propriedades Físicas / Mecânicas	Resistência à deformação	X	X
	Tensão de escoamento / alongamento	X	X
	Tensão de ruptura / alongamento	X	X
	Propriedades após alívio de tensões	X	
	Módulo de elasticidade	X	X
	Dureza		X
	Força de compressão		X
	Resistência à pressão hidrostática		
	Resistência ao impacto		X
	Resistência à abrasão		X
	Densidade	X	X
	Fadiga	X	X
	Sensibilidade ao entalhe	X	
	Coefficiente de condutividade térmica	X	X
Propriedades Térmicas	Coefficiente de expansão térmica	X	X
	Ponto de amolecimento	X	X
	Temperatura de transição vítrea	X	X
Características de Permeabilidade	Permeabilidade fluidica	X	X
	Resistência à formação de bolhas	X	
Compatibilidade e Envelhecimento	Compatibilidade fluidica	X	X
	Testes de envelhecimento	X	X
	Tensão de fratura no ambiente	X	X
	Resistência no tempo		X
	Absorção de água	X	X

Fonte: MALTA (2010)

Os materiais poliméricos mais utilizados nos flexíveis são:

- Camada Polimérica Interna: HDPE, MDPE, PA-11, PA-12, PVDF e XLPE;
- Camada Polimérica Externa: HDPE, PA-11 e PA-12.

3. CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS FLEXÍVEIS

Conforme abordado anteriormente os dutos flexíveis podem ser classificados em dois tipos: dutos com paredes rugosas “roughbore” e dutos de parede lisa “smoothbore”.

Os dutos flexíveis de parede rugosa possuem a carcaça intertravada como camada mais interna e são utilizadas para efetuar o transporte de gases ou fluídos que contenham gases.

A carcaça intertravada tem como objetivo evitar o colapso quando ocorre uma queda abrupta na pressão interna da linha. Assim, as linhas de parede rugosa possuem as seguintes camadas (camada interna para externa): carcaça intertravada, camada plástica interna, armadura

de pressão (Caso haja necessidade), um par de armaduras de tração e camada plástica externa (SOUSA, 2005).

As linhas flexíveis de parede lisa não possuem carcaça intertravada, e são utilizadas para o transporte de fluídos que não causam difusão de gases através da camada plástica, que neste tipo de flexível é a camada mais interna. As linhas de parede lisa possuem as seguintes camadas: camada plástica interna, armadura de pressão, camada de reforço à pressão (no caso da Petrobras, esta camada é obrigatória), par de armaduras de tração e camada plástica externa (VASCONCELOS et al., 2010). Exemplo na figura 13.

Figura 13: Tipos de linhas flexíveis de camadas não aderentes: parede rugosa e parede lisa



Fonte: <https://www.oilandgasonline.com/doc/flexible-pipe-becoming-deepwater-staple-0001>

4. FLOWLINE E RISERS

O termo flowline é utilizado na indústria petrolífera para designar dutos apoiados no fundo do mar ou em terra. Estes são destinados ao transporte de fluídos a uma grande distância horizontal.

Exemplo na figura 14.

Figura 14: Flowline posicionada no fundo marinho com outra linha acoplada



Fonte: http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=308

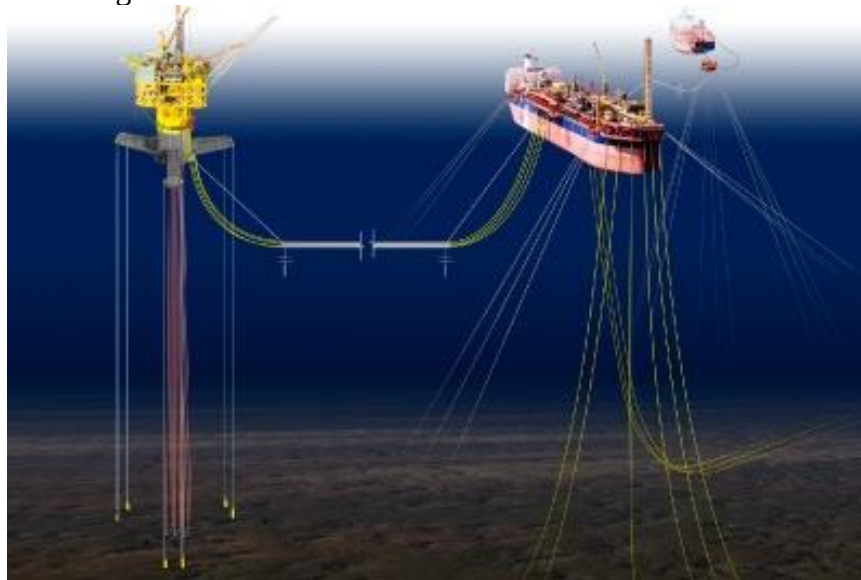
Para seu dimensionamento são considerados carregamentos estáticos devido a efeitos de pressão externa, teste hidrostático e ciclos de dilatação térmica. Também são considerados carregamentos dinâmicos temporários atuantes durante o procedimento de instalação e carregamentos dinâmicos ocasionados por efeitos de VIV (caso existam) nos trechos de duto em vão livre, devido às irregularidades do solo marinho. O efeito VIV cria uma oscilação de tensões no duto, podendo gerar problemas de fadiga que devem ser verificados (VASCONCELOS et al., 2010).

Já o termo riser é utilizado na indústria petrolífera para designar dutos destinados ao escoamento vertical de fluidos, por exemplo, a elevação da produção de petróleo de um poço até a UEP.

Para o seu dimensionamento, além do carregamento considerado para os flowlines, também são considerados fatores dinâmicos devido ao carregamento oscilatório de onda e os movimentos devido à onda na UEP à qual os risers estão acoplados, gerando preocupações com à fadiga ainda mais acentuados (VASCONCELOS et al., 2010).

Geralmente uma UEP possui uma grande rede de risers acoplados a ela, conforme podemos observar na figura 15.

Figura 15: UEPs com redes de risers instalados



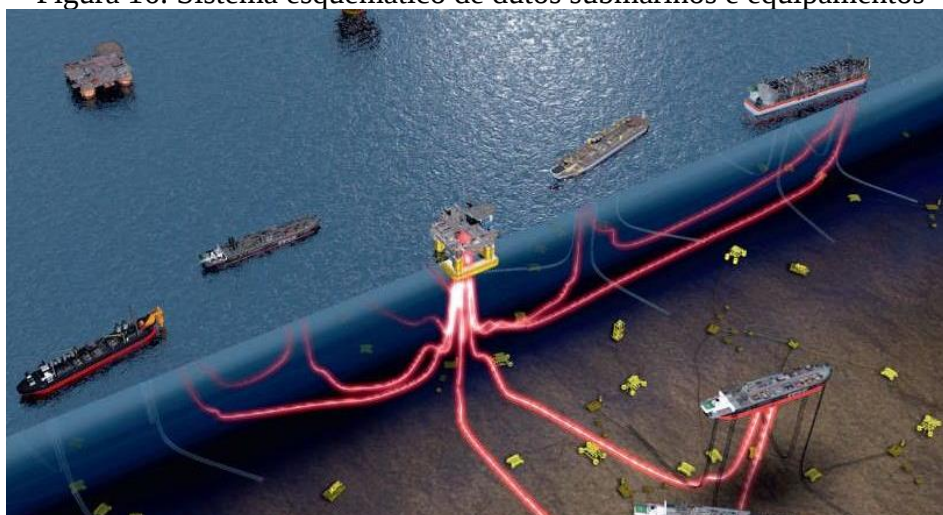
Fonte: http://www.rigzone.com/training1234/insight.asp?insight_id=367

A conexão dos flowlines com os risers das plataformas é realizada através de equipamentos submarinos específicos, ou conexões flangeadas diretas, formando uma rede de dutos integrados e complexos.

As linhas flexíveis podem transportar óleo, gás ou água e podem ser de produção, injeção

ou exportação. No Brasil, os dutos comumente possuem as seguintes configurações: linhas de injeção normalmente variam de diâmetro interno de 2 ½” a 6”; linhas de produção variam de diâmetro interno de 4” a 8” e as linhas de exportação possuem diâmetros internos maiores entre 8” a 12”.

Figura 16: Sistema esquemático de dutos submarinos e equipamentos



Fonte: <http://www.offshoreenergytoday.com/dnv-launches-offshore-power-system-for-new-era-norway/>

As linhas flexíveis são intensamente utilizadas devido a alguns fatores importantes, como: aos sistemas de produção antecipados, sistemas pilotos de produção e possibilidade de reutilização das linhas flexíveis em outros poços.

5. PRINCIPAIS MODOS DE FALHAS

Com as operações avançando cada vez mais para lâminas de água cada vez mais profundas, os dutos flexíveis estão expostos a condições severas de trabalho devido a altas pressões e cargas axiais elevadas. Serão apresentadas neste capítulo falhas mais comuns que são possíveis de ocorrer durante a fase de carregamento, manuseio e instalação dos dutos flexíveis e umbilicais.

Normalmente as falhas mais comuns não geram danos graves nas linhas flexíveis e permitem que os mesmos sejam reparados e as falhas incomuns, quando ocorrem possuem grande possibilidade de deixar as linhas flexíveis inoperantes (SCHIMIDT, 2016).

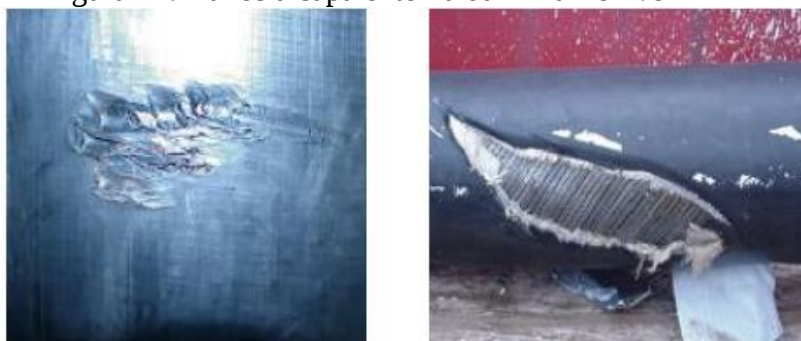
Abaixo serão apresentados alguns módulos de falha que podem comprometer a operacionalidade das linhas flexíveis:

- Danos à capa externa

O dano da capa externa é uma das falhas mais comuns de se ocorrer durante o carregamento e instalação do duto flexível. O dano precisa ser reparado e 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.

Exemplo na figura 17

Figura 17: Danos a capa externa da linha flexível



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Corte longitudinal na capa externa

Pode ocorrer o corte longitudinal na capa externa da linha flexível causados por superfícies cortantes, cantos vivos e devido a falta de sincronismo entre os equipamentos no PLSV (tensionadores, cestas e bolinas). Também existe a possibilidade na hora do lançamento em que se ultrapasse o ângulo máximo de lançamento no moonpool e a linha se arraste pela sua borda, causando um grande corte longitudinal na capa externa do duto flexível.

O reparo nesta ocasião é realizado com a aplicação de fitas especiais e extrusora manual, ou o trecho da capa pode ser removido e substituído por um trecho de capa nova.

Exemplo na figura 18.

Figura 18: Corte longitudinal na capa externa



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Enrugamento da capa externa

Esta falha ocorre devido à má configuração do tensionador do PLSV, provocando assim um aperto inadequado e um escorregamento do duto flexível. Em consequência desde escorregamento a linha flexível pode ter sua capa externa enrugada. Esta falha é considerada crítica, pois o tensionado pode demorar a travar a linha e assim ocorrer um acidente.

O reparo nesta ocasião é realizado com a remoção do trecho enrugado e aplicação de uma nova capa utilizando fitas especiais e extrusora manual.

Exemplo na figura 19.

Figura 19: Enrugamento da capa externa



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Explosão da capa externa:

Durante o recolhimento de linhas, caso as válvulas de drenagem de gás estejam danificadas ou entupidas, pode ocorrer à explosão da capa externa. No recolhimento, a pressão externa hidrostática diminui progressivamente e conseqüentemente, o diferencial de pressão aplicado na capa externa aumenta.

Enquanto o diferencial de pressão durante o recolhimento 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 capa externa começar a inflar e até estourar, se a velocidade de recolhimento for consideravelmente maior em relação a capacidade do sistema de drenagem de gás (SCHIMIDT et al., 2016).

O reparo nesta ocasião é realizado com o uso de fitas especiais e uma extrusora manual, ou em caso de um grande dano a capa externa, a mesma deve ser substituída por uma nova capa.

Exemplo na figura 20.

Figura 20: Explosão da capa externa



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Danos à armadura de tração:

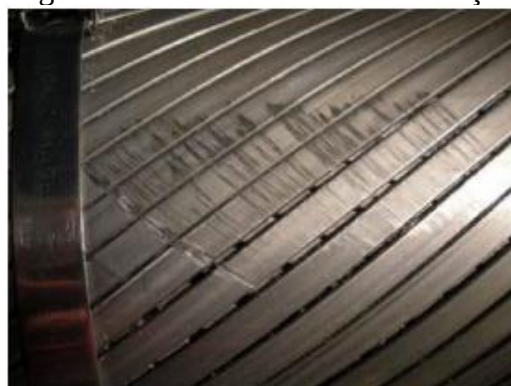
A armadura de tração pode ser danificada durante o carregamento da linha flexível ou na instalação, apesar de não ser um acontecimento comum, existe a possibilidade de falha da linha flexível devido a este dano.

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. 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 da linha flexível (SCHIMIDT et al., 2016).

O reparo nesta ocasião se o corte for apenas superficial, deverá ser feita uma proteção com fitas e capa externa, caso o corte comprometa a estrutura da armadura de tração, deverá ser realizado a reterminação da linha flexível para retirar o trecho danificado da armadura de tração.

Exemplo na figura 21.

Figura 21: Dano na armadura de tração



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Gaiola de passarinho:

A gaiola de passarinho pode ocorrer durante a instalação e operação das linhas flexíveis.

Caso a capa externa e as fitas de aramida estejam danificadas e mais as elevadas cargas compressivas na linha durante o lançamento, as camadas da armadura de tração são induzidas ao sentido contrário que estão assentadas na linha flexível, conseqüentemente afastadas radialmente das camadas subjacentes e se abrem radialmente.

O reparo nesta ocasião não pode ocorrer, o trecho deverá ser cortado e uma reterminação na linha flexível deve ser feita para retirar o trecho danificado. Este tipo de falha é crítica, pois, este dano pode ser passado pelo tensionado do PLSV e causar um acidente.

Exemplo na figura 22.

Figura 22: Gaiola de passarinho



Fonte: LEMOS(2013)

- Esmagamento das camadas (*Crushing*):

O crushing é considerado uma das falhas mais graves, pois ela tem potencial de provocar danos em todas as camadas da linha flexível e fazer com que a mesma perca sua funcionalidade.

O esmagamento pode ocorrer durante o lançamento ou carregamento onde as forças compressivas geradas pelo aperto dos tensionadores do PLSV ultrapassem o limite máximo de crushing informado pelo fabricante da linha flexível. Em lançamentos feitos diretamente de bobinas ou cestas, onde a linha passa por uma roda ou calha de lançamento, pode ocorrer uma deformação permanente caso o MBR da linha seja infringido na calha ou na roda por uma força de esmagamento radial, também o esmagamento pode ocorrer no armazenamento da linha flexível na cesta do PLSV caso ocorra um excesso de peso sobre as camadas.

O reparo nesta ocasião não pode ocorrer, o trecho deverá ser cortado e uma reterminação na linha flexível deve ser feita para retirar o trecho danificado.

Exemplo na figura 23.

Figura 23: Esmagamento das camadas da linha flexível



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Torção:

A torção é um dos principais módulos de falhas que ocorrem, além de se um dos mais comuns. Ele ocorre durante o carregamento uma vez que a bobina exerce uma torção na linha flexível quando a mesma é transferida da bobina para o PLSV e pode ocorrer uma torção excessiva localizada na linha.

Absorvendo 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 externa em caso de torção excessiva localizada. Deve se ressaltar que a linha flexível pode conter torção residual da sua fabricação e estas precisam ser observadas durante o lançamento com mais rigor (SCHIMIDT, 2016).

Caso a linha tenha seu limite torcional ultrapassado, a mesma será danificada sem a possibilidade de reparo, o flexível deverá ser reterminado.

Exemplo na figura 24.

Figura 24: Torção em flexível



Fonte: SCHIMIDT, 2016

- Looping:

O looping é caracterizado por uma curvatura demasiada no flexível que pode ocorrer durante o carregamento devido algum erro no uso dos tensionadores de carregamento do PLSV (sincronia incorreta ou parada inesperada). Durante o lançamento, o looping pode ocorrer devido a um erro operacional, e pode ser acentuado caso a linha esteja com torção residual. Esta falha a linha é curvada dentro do seu MBR sem perigo de danos, com grande perigo de perda da funcionalidade da linha.

O reparo nesta ocasião não pode ocorrer sendo necessário reterminação da linha flexível. Exemplo na figura 25.

Figura 25: Looping em flexível durante carregamento e lançamento



Fonte: SCHIMIDT, 2016

As linhas flexíveis vêm sofrendo melhorias com o passar dos anos para se adequar a realidade das operações offshore, que cada vez mais avançam para águas ultraprofundas, acima de 2000 de LDA. Apesar de demonstrar melhorias contínuas e de passarem por rigorosos testes de aceitação, os fabricantes dos dutos ainda concentram seus esforços nos seguintes pontos: melhoria do isolamento térmico, desenvolvimento de ferramentas que possibilitem melhor avaliação da integridade dos flexíveis em operação e melhoria das proteções anti-corrosivas (SCHIMIDT, 2016).

As linhas flexíveis são amplamente utilizadas no escoamento da produção offshore, porém, este não é o único caminho existente. Os dutos rígidos também são muito utilizados no escoamento, e em alguns trechos, a produção é levada para terra em parceria com os dois

sistemas. Algumas vantagens dos dutos flexíveis em relação aos dutos rígidos: as linhas podem ser reaproveitadas, a instalação demanda menos tempo, possui maior flexibilidade e é mais fácil armazenar (VASCONCELOS et al., 2010).

Um ponto muito importante a ser observado em todo projeto deve ser o raio mínimo de curvatura - RMC de uma linha flexível. Este fator irá limitar a utilização desta em determinados projetos. O RMC está dividido em: armazenamento (quando a linha está submetida apenas ao esforço de enrolamento) e operação (utilizado durante os serviços de instalação das linhas, quando o flexível está submetido a esforços de tração e compressão). Os valores do RMC variam de estrutura para estrutura.

6. UMBILICAIS

Os umbilicais termoplásticos são formados por mangueiras plásticas de alta resistência à pressão e cabos elétricos que são o centro de uma estrutura de camadas de aço e plástico que conferem proteção e resistência. Os mesmos são interligados das UEPs as ANMs ou Manifolds para permitir o controle, monitoramento e injeção de produtos químicos no poço produtor (DRUMOND, 2003).

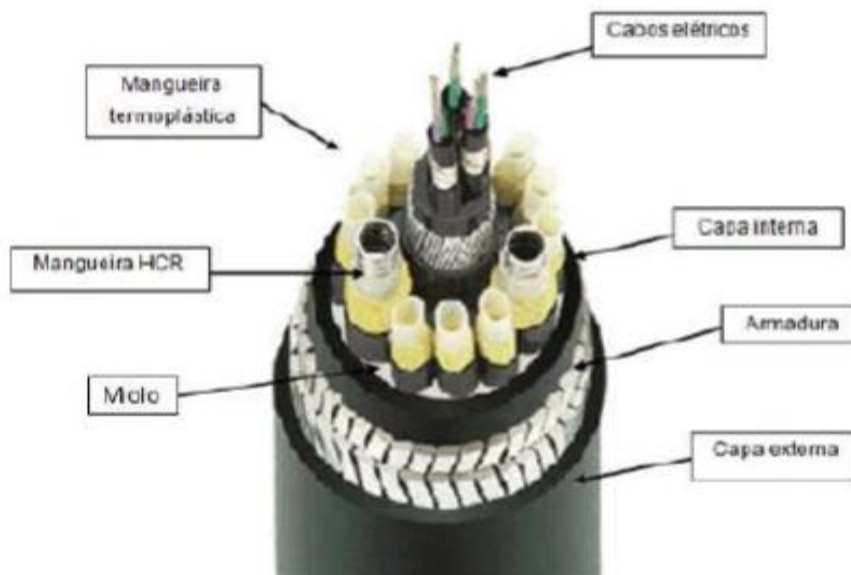
Umbilicais de controle e serviço são utilizados para o suprimento de fluidos de serviço, fluidos hidráulicos, potência elétrica e sinais entre a unidade de produção e equipamentos submarinos de produção (em diversas aplicações os umbilicais promovem a interligação entre equipamentos submarinos). Dependendo do serviço, os umbilicais podem conduzir facilidades elétricas, hidráulicas ou fluidos químicos ou uma combinação de todos esses. Os umbilicais são itens chaves nos sistemas de produção submarina e podem representar um significativo componente no custo de um projeto. Eles podem ser caros tanto para fabricar como para instalar (GONÇALVES et al., 2009).

Os umbilicais são componentes fundamentais no desenvolvimento de campos de produção submarinos em águas profundas. O desenvolvimento desses campos implica na utilização de Árvores de Natal molhadas e manifolds submarinos, os umbilicais possuem como função primária prover controlar esses equipamentos, desde a superfície, bem como viabilizar a injeção de produtos químicos necessários para a produção escoamento do produto.

Para realização destas 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 de ópticos.

Exemplo na figura 26.

Figura 26: Umbilical e suas estruturas



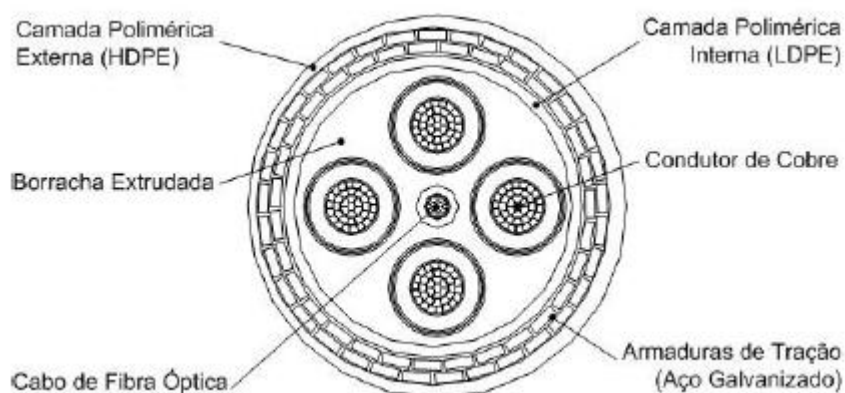
Fonte: DRUMOND(2013)

A estrutura dos cabos umbilicais pode variar de acordo com a utilização que lhe será destinada e a tecnologia do fabricante. Geralmente os umbilicais são compostos por uma superposição de camadas homogêneas feitas de materiais poliméricos, camadas não homogêneas elaboradas de aço e um núcleo funcional que pode ser formado por cabos ópticos, cabos elétricos, mangueiras hidráulicas (OLIVIER,2007).

O umbilical geralmente tem sua estrutura formada basicamente de uma superposição de camadas plásticas e metálicas de caráter estrutura, cabos de cobre, que têm como função conduzir energia elétrica e um cabo de fibra ótica que é responsável pela transmissão de sinais.

Exemplo na figura 27.

Figura 27: Estrutura típica de um cabo umbilical



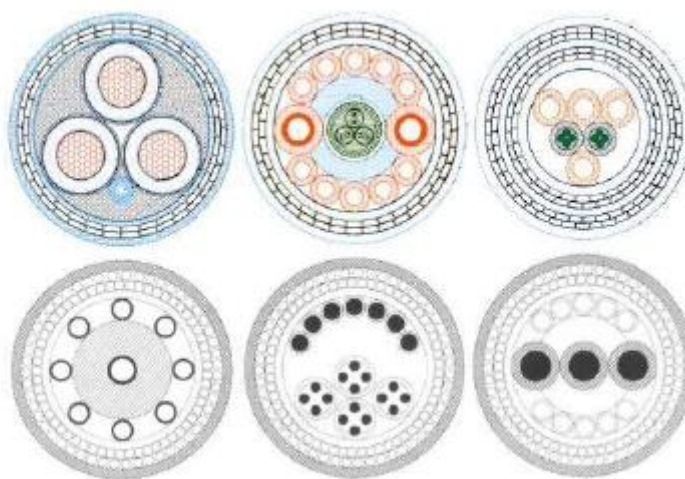
Fonte: OLIVIER (2007)

As camadas homogêneas são constituídas por materiais poliméricos extrudados. No caso das camadas externas sua função é manter a estanqueidade do umbilical, protegendo a estrutura interna deste contra a corrosão provocada pelo ambiente marinho, à abrasão e o impacto com outras linhas, além de ajudar a manter os demais componentes do umbilical na sua posição, assegurando assim a forma cilíndrica e ajustando a rigidez à flexão do mesmo. Já as camadas poliméricas internas servem como lubrificantes, pois elas diminuem o atrito entre as partes metálicas do cabo (OLIVIER et al., 2007).

As camadas não homogêneas que são feitas de aço são compostas por duas ou mais camadas, formadas por arames de seção transversal retangular ou circulares enrolados helicoidalmente. Tais camadas são responsáveis por suportar quase toda a carga de tração axial a que está submetido o cabo e ao mesmo tempo permite que este mantenha uma boa rigidez flexional.

O núcleo do umbilical é encarregado por fornecer energia elétrica, sinais ópticos e comandos hidráulicos as árvores de natal e manifolds, abaixo são mostradas diferentes estruturas de umbilicais na figura 28:

Figura 28: Tipos de cabos umbilicais utilizados em operações



Fonte: OLIVIER (2007)

Os materiais mais utilizados na elaboração da camada polimérica externa dos umbilicais são polietileno de alta densidade, poliamida 11, poliamida 12 e poliuretano. Esta camada deve ter boas propriedades em relação ao envelhecimento, resistência ao desgaste, resistência a abrasão, corrosão, impacto e boa flexibilidade, pois o cabo está submetido ao efeito dinâmico durante a sua vida útil (OLIVIER et al., 2007).

Os umbilicais podem ser apenas hidráulicos ou eletro-hidráulicos e 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 (SCHIMIDT et al., 2016).

Caso tenhamos um sistema de controle hidráulico direto, a quantidade de mangueiras hidráulicas irá depender do número de funções exigidas pela ANM (ou outro equipamento submarino) sendo ainda recomendável a existência de 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 (SCHIMIDT et al., 2016).

Abaixo serão abordados alguns componentes principais dos umbilicais eletro-hidráulicos:

- 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.

Estas mangueiras possuem uma camada interna de nylon (Poliamida), que é chamado de core tube ou line, pois é estanque ao fluído hidráulico, sendo este fluído responsável por acionar o sistema hidráulico da ANM, Manifold, entre outros. Sobre essa camada de nylon existe uma ou duas camadas de aramida, responsável pela resistência a pressão interna. 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 (SCHIMIDT et al., 2016).

- Mangueiras de injeção (HCR's)

As HCR's são responsáveis por injetar aditivos químicos e etanol no poço. A injeção

desses produtos químicos é responsável em dissolver ou inibir a formação de hidratos e parafinas.

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 aplicada para proteger as camadas de aramida e vedação da mangueira, denominada capa externa.

- 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.

- 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.

- 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.

- Steel Tube (tubos metálicos)

As mangueiras termoplásticas podem ser substituídas por tubos metálicos de aço inoxidável (conhecidos como steel tubes), podendo ter ou não uma camada de poliuretano extrudado por cima deste. Esta capa de poliuretano diminui a fricção dos tubos durante o cabeamento dos steel tubes. Esses tubos de aço possuem vantagem devido a sua alta resistência e desvantagem em relação ao elevado raio mínimo de curvatura (MBR - Minimum Bend Radius) exigido em operação. O setor offshore do Brasil não possui um grande histórico de utilização de

umbilicais com steel tube(SCHIMIDT et al., 2016).

7. NOVAS TECNOLOGIAS PARA O PRÉ-SAL

A indústria vem se desenvolvendo continuamente, acompanhando o crescimento de um mundo cada vez mais necessitado de petróleo e seus derivados.

Para que esta expansão aconteça é necessário que as companhias desenvolvam novas tecnologias, qualificando materiais capazes de resistir às mãos inóspitas condições de mar, correnteza, temperaturas, pressão, tração, compressão, fluídos agressivos, dentre outros. Porém com a exploração de petróleo partindo cada vez mais para LDA maiores, a utilização dos dutos flexíveis começou a ficar inviável financeiramente devido ao custo elevado, ausência de um número maior de fornecedores, e ao longo tempo de espera. Outra inviabilidade da aplicação das linhas flexíveis nestes campos é a inviabilidade técnica, pois para LDA ultra-profundas o duto flexível encontra-se limitado quanto ao tamanho do diâmetro a ser utilizado.

Para a utilização para uma LDA de 2250 metros, risers de 2,5” até 8” estão qualificadas para produção e injeção e 9” para exportação de gás. Os flowlines de mesmos diâmetros estão qualificados até 2500 m de profundidade.

A tabela 3 com resumo das novas tecnologias utilizadas no Pré-sal.

Tecnologia	Resumo
Risers com bóia de subsuperfície	O boião é ancorado por meio de quatro tendões e estacas no leito marinho, ela fica localizada abaixo da superfície conectando os risers rígidos em catenária (SCR's) aos jumpers flexíveis instalados na UEP.
Risers Tower	É formado por uma torre constituída por vários dutos de produção e injeção formando um bundle. Neste sistema também se têm uma bóia de superfície que o mantém o riser tracionado.
Risers Compósitos	Geralmente, eles são feitos de materiais menos resistentes utilizados como matriz e fibras de vidro ou carbono que funcionam como reforço ou implementam outras características desejáveis para o material final. As características dos materiais compósitos são funções das propriedades dos seus constituintes, e são projetados de maneira que o reforço esteja de tal modo que resista as solicitações do material.

Dutos Pipe-in-Pipe	É constituído por dois dutos concêntricos metálicos, o duto interno é chamado de flowline ou inner pipe e é responsável por escoar a produção de óleo ou gás. O duto externo que é conhecido como sleeve pipe ou carrier pipe (duto protetor) possui a função de proteger o duto interno e a camada anular. Esta camada anular é responsável pelo isolamento térmico do duto, ela pode ser constituída de materiais granulares, espuma, microporos, gás inerte ou vácuo. O pipe-in-pipe fornece isolamento de alto desempenho com o intuito de inibir a formação de hidratos e parafinas.
Duto Sanduíche	Com a geometria similar ao do sistema pipe-in-pipe, o duto sanduíche apresenta maior diferença na escolha do material isolante, aplica-se polipropileno sólido como isolante térmico no anular aderido às camadas de aço do duto. Assim, além de isolante, o material trouxe vantagens estruturais para a estrutura. O polipropileno possui uma capacidade isolante menor comparada ao isolante do pipe-in-pipe, contudo é ideal para águas ultraprofundas com vantagens estruturais e econômicas, pois reduz as espessuras das camadas de aço do duto.
Umbilicais com tubos de aço	A utilização de tubing metálicos é para evitar problemas de vazamento nas mangueiras termoplásticas devido à elevada pressão necessária para trabalho em LDA de grandes profundidades.
IPU (Umbilical de Produção Integrada)	Bastante semelhante à estrutura dos umbilicais com tubos de aço, tem como característica particular a possibilidade de escoar a produção do poço pelo tubo central que apresenta um diâmetro maior que os demais componentes. Essa configuração permite a eliminação de uma linha de coleta no sistema de produção submarino, substituindo por um único duto integrado a linha de produção e o umbilical de controle.

Tabela 03: Tabela com resumo das novas tecnologias utilizadas no Pré-sal
Fonte: AUTOR deste trabalho.

Dentre os fatores que geram a necessidade de estudos dos dutos submarinos para o Pré-Sal podem ser citados os seguintes exemplos:

- A alta profundidade:

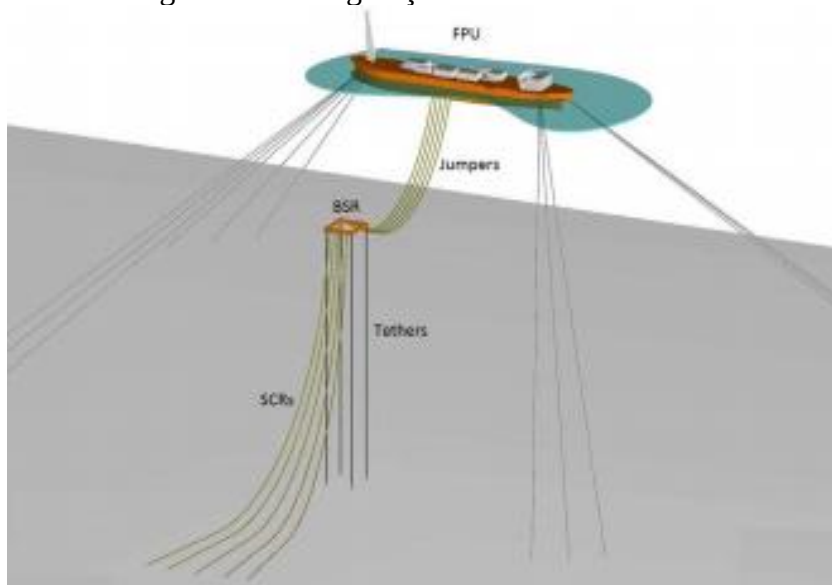
O duto deve possuir uma resistência maior ao colapso causada por uma elevada pressão hidrostática.

Com um elevado comprimento suspenso, a tração que este duto suportará é alta, para o caso dos dutos flexíveis há um dilema a ser vencido, o de conseguir um equilíbrio entre aumentar o diâmetro a ser fabricado sem que peso linear do duto se eleve tanto, fato que atualmente ainda não é possível. Para os dutos rígidos suportar a esta elevada tração, será aumentar o grau do aço durante o processo de fabricação, com isso o preço de fabricação será maior (SOUSA, 2005).

Vários estudos têm sido realizados na busca de uma solução viável para substituir o uso da catenária livre na presença de altos teores de contaminantes (H₂S e CO₂), e a utilização de risers híbridos tem se mostrado eficiente nesta substituição. O riser híbrido apresenta uma combinação das melhores qualidades do riser rígido vertical ou em catenária (redução de custos, e possibilidade de uma grande variedade em relação ao diâmetro do duto a ser utilizado) e do flexível na parte superior (resiste os movimentos a UEP) evitando as elevadas tensões no topo quando se utilizam somente linha flexível (geradas pelo próprio peso e carregamentos dinâmicos).

Exemplo na figura 29.

Figura 29: Configurações Híbridas dos Risers



Fonte: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19447/19447_2.PDF

Foram desenvolvidas novas tecnologias para águas profundas, e uma delas era combinar risers rígidos com flexíveis para assim obter suas vantagens operacionais e estruturais. O objetivo era combinar a resistência a pressões externas dos risers rígidos e a flexibilidade dos risers

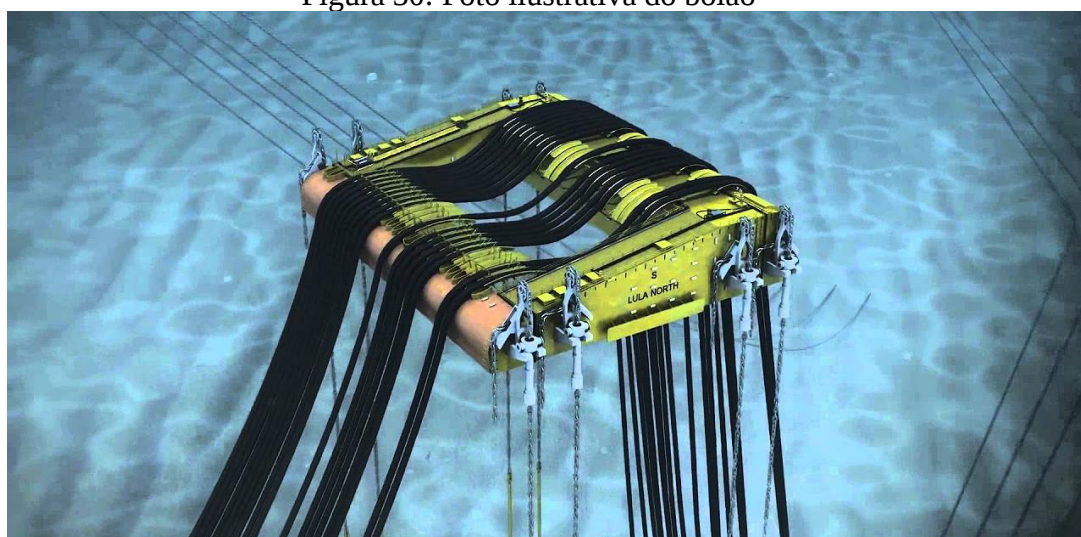
flexíveis.

Um exemplo é a bóia de sustentação de risers – BSR (Buoy Supported Riser), ilustrada na Figura 31 e 32, uma combinação de seção risers rígidos para a parte inferior e uma seção de risers flexíveis para a superior. Os risers são conectados a uma bóia ancorada por tendões, que por sua vez, estão vinculados ao solo por estacas. Esse sistema viabiliza a conexão entre o riser rígido em catenária e um jumper flexível.

O riser flexível é instalado apenas quando o sistema iniciará a produção e durante a fase de operação ele pode ser facilmente desconectado do trecho vertical, no caso de condições ambientais severas.

Exemplo na figura 30.

Figura 30: Foto ilustrativa do boião



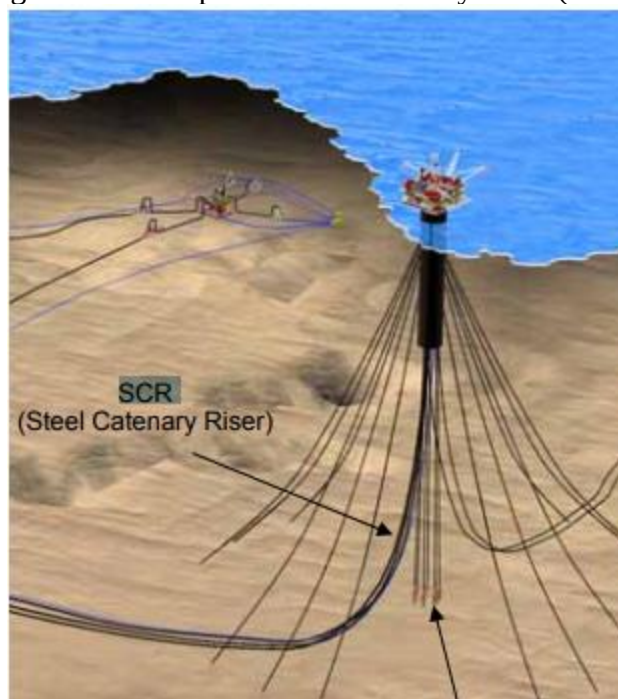
Fonte: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>

Outra configuração de riser que pode ser instalada no pré-sal é o SCR (Steel Catenary Riser). O sistema basicamente é composto por risers rígidos em catenária livre e são compreendidos do leito marinho até a unidade de produção. No TDP (Touch Down Point), o SCR se enterra em uma trincheira e depois aumenta gradualmente até a superfície onde repousa e é efetivamente uma tubulação estática. Prever a forma e as forças gerais em um SCR é um processo relativamente simples, o mais básico dos quais é resolver equações de catenária padrão.

Os códigos de analisador de riser mais avançados da maioria usam superfícies de contato elásticas rígidas ou lineares para simular o fundo do mar, que modela a resistência vertical do solo à penetração de tubos, resistência a fricção horizontal e resistência a atrito axial.

Exemplo na figura 31.

Figura 31: Exemplo de Steel Catenary Riser (SCR).



Fonte: Subsea7 (2016)

Outra opção que pode se utilizada nos campos do Pré-Sal é o Single hybrid Risers (SHR). O riser conectado a unidade de produção suporta os movimentos dinâmicos e a bóia provê tração e auxilia o posicionamento do riser rígido com o jumple flexível, ela fica localizada em uma região onde os efeitos dinâmicos da superfície são quase nulos permitindo assim a utilização do (SHR). Este sistema foi utilizado pela empresa Saipem, nos campos de Kizomba A e B, atualmente também estão sendo utilizados nos campos do Pré-Sal (Sapinhoá Norte e Cernambi Sul) para a exportação de gás.

Exemplo na figura 32.

Figura 32: Ilustração do Single hybrid Risers (SHR)



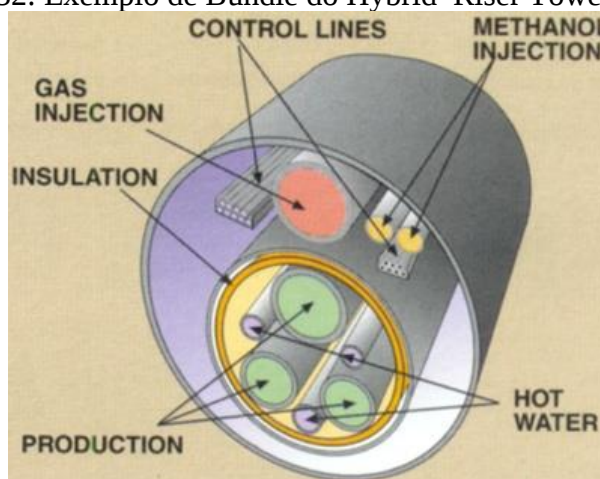
Fonte: ENI SAIPEM (2016)

Também existe a possibilidade de utilização do Hybrid Riser Tower. A torre é constituída por um bundle com risers de produção, injeção de água e linhas de serviço internas ou externas. Neste sistema existe um módulo de flutuabilidade e a coluna vertical da torre do riser consiste em um bundle de risers rígidos, o tanque de flutuação na parte superior fornece tração e conexão do riser com o jumper flexível.

A extremidade superior da coluna vertical é conectada ao FPU (Floating Production Unit) por vários jumpers flexíveis. Este modelo foi utilizado para campos de águas profundas na África, embora a primeira torre de elevação tenha sido instalada no Golfo do México.

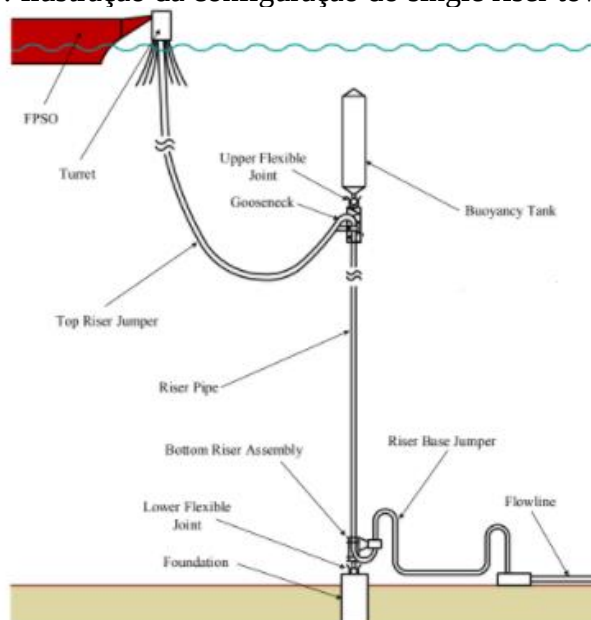
Exemplo nas figuras 33, 34 e 35.

Figura 32: Exemplo de Bundle do Hybrid Riser Tower (HRT).



Fonte: Subsea7 (2016)

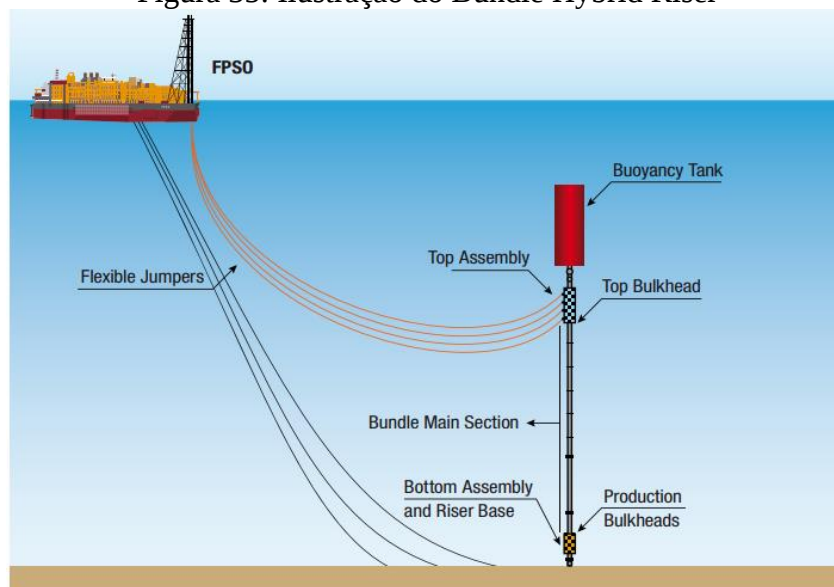
Figura 33: Ilustração da configuração do single riser tower



Fonte: Leão (2014)

Está tecnologia foi instalada no campo de Rosa em Angola a 1460 metros de profundidade, garantindo um layout extremamente compacto e performances térmicas muito altas.

Figura 35: Ilustração do Bundle Hybrid Riser



Fonte: ENI SAIPEM (2016)

Uma opção que também vem sendo estudada é a aplicação de risers compósitos. São feitos de dois ou mais materiais que permanecem ligados apresentando fases distintas. Segundo informações feitas por Leite et al 2009, risers feitos por materiais compósitos têm sido desenvolvidos há mais de vinte anos, mas apenas recentemente foi viabilizada sua comercialização devido o surgimento de testes que possam qualificar e certificar tais materiais.

Exemplo na figura 36.

Figura 36: Exemplo de um Riser Compósito



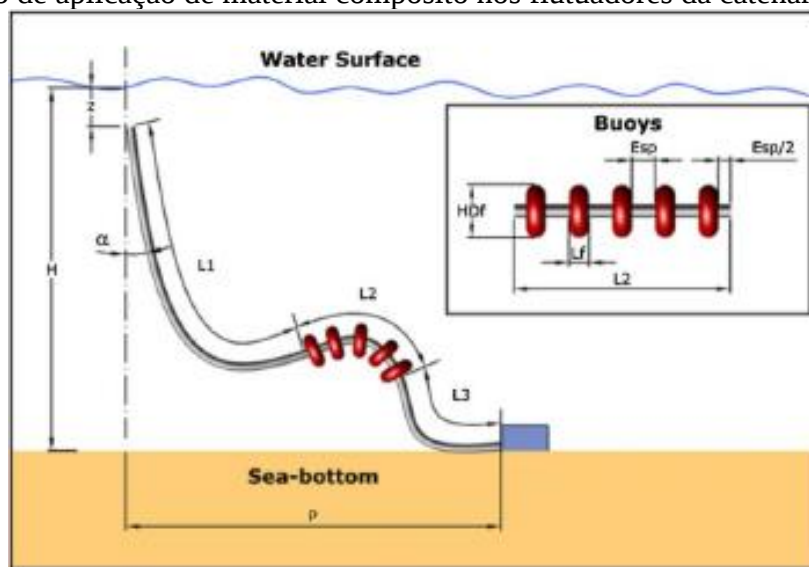
Fonte: <http://www.omnisens.com/ditest/3421-OG-offshore.php>

Geralmente, eles são feitos de materiais poliméricos como matriz e fibras de vidro ou carbono que funcionam como reforço ou implementam outras características desejáveis para o material final. As características dos materiais compósitos são funções das propriedades dos seus constituintes, e são projetados de maneira que o reforço esteja de tal modo que resista as solicitações do material.

Com o surgimento de práticas recomendadas como a DNV-RP-F202 (Composite Risers) possibilitou a implementação desses materiais na área offshore de forma normatizada e confiável, fazendo assim que eles ganhassem mais espaço em um mercado em expansão.

Leite et al(2009) informa em sua dissertação, que foi desenvolvido um riser com fibras de carbono e vidro, consistindo de camadas externas e interna circunferências de fibra, e que havia grande viabilidade da aplicação desse riser no setor offshore. Pouco tempo depois foram desenvolvidos tubos compósitos híbridos com fibras de vidro e carbono em matriz de resina epóxi, que posteriormente os testes concluíram que os risers apresentavam custo, peso e performance consistentes com a proposta de trabalho offshore.

Figura 37: Exemplo de aplicação de material compósito nos flutuadores da catenária LazyWave



Fonte: Silva (2012)

- Presença de H_2S e/ou CO_2 :

A presença dessas substâncias no petróleo acelera o processo de corrosão dos dutos submarinos, e quando maior concentração destas substâncias maior será a redução da vida útil do duto flexível que geralmente é estimada em pelo menos 20 anos.

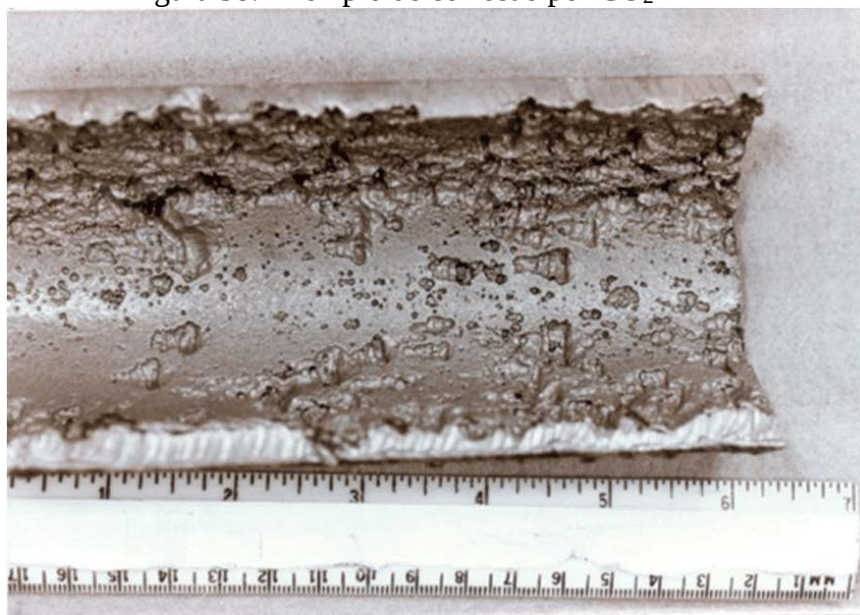
Nos dutos flexíveis estas substâncias permeiam pela camada plástica interna,

conseqüentemente se acumulam no anular entre as camadas e na presença de água (também permeada ou advinda de danos na capa externa) começa a oxidar as camadas do metal. Uma opção para que os dutos flexíveis possam ser aplicados e suportarem ao ataque destas substâncias é fabricar as camadas metálicas com materiais mais resistentes a corrosão ou a utilização de polímeros na camada interna para inibir a entrada desses gases.

Como os dutos rígidos não possuem esta camada plástica (ou polimérica), a presença de H_2S e CO_2 fazem com que a corrosão aconteça na parede interna do duto. Uma opção para evitar esta corrosão é a aplicação de revestimento na parede, exemplo este é o cladeamento de inconel (com ligação metalúrgica desta camada com o aço carbono) ou a utilização de liners deste mesmo material (sem ligação metalúrgica).

Exemplo na figura 38.

Figura 38: Exemplo de corrosão por CO_2



Fonte: https://www.researchgate.net/publication/311066120_O_PreSal_Brasileiro_e_o_Problema_da_Corrosao_por_CO2

- Presença de hidrato:

É um sólido semelhante ao gelo, no seu aspecto visual e em algumas propriedades, que tem como principal característica o fato de manter aprisionadas, entre os cristais de água, as moléculas de gás. Para que o hidrato se forme é necessário que haja condições de temperatura e pressão específicas (envelope de hidrato), resumidamente podemos dizer que ele se forma em baixas temperaturas, presença de gás, alta pressão (RIBEIRO, 2003). O hidrato se forma no interior dos dutos, tanto flexíveis quanto rígidos, na coluna de produção ou injeção entre outros.

Ele pode obstruir os dutos, dificultando ou até impedindo o escoamento da produção, bloquear o funcionamento de mecanismos ou torná-los inoperantes e impedir a transmissão de força hidráulica (RIBEIRO, 2003).

As principais consequências da formação de hidrato são perdas financeiras (perda de produção e custos de remoção), comprometimento de metas de produção e riscos de segurança, meio ambiente e saúde decorrente das intervenções que se fazem necessárias (RIBEIRO, 2003).

O método mais eficaz para tratamento do hidrato é a prevenção, evitando que o sistema entre nas condições de temperatura e pressão de formação do hidrato (“envelope” de formação). Entretanto, outras providências podem ser tomadas, como: injeção de inibidores, desidratação eficiente do gás utilizado na elevação artificial por gás lift, uso de linhas isoladas, entre outros (RIBEIRO, 2003).

Exemplo na figura 39.

Figura 39: Formação de hidrato dentro de uma linha de produção



Fonte: <https://tecpetro.com/2015/09/27/hidratos-de-gas-problema-critico-ou-potencial-reserva-energetica/>

- Presença de parafina:

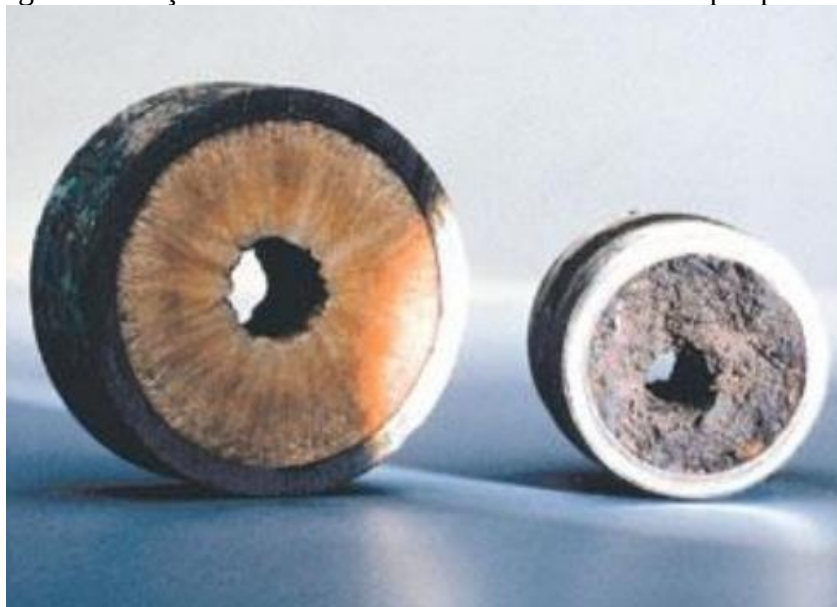
A precipitação e deposição de parafinas em poços, dutos e equipamentos submarinos provocam o aumento da viscosidade do petróleo, gerando perdas de carga, paradas de escoamento e perdas significativas de produção. Alguns estudos sobre a formação da parafina supõem que os cristais se agregam formando uma espécie de gel cuja adesão nas paredes dos

duto é favorecida por forças hidrodinâmicas e pelo tempo.

Esta deposição faz com que haja um aumento na perda de carga, fazendo necessário um aumento na potência do bombeamento, e podendo bloquear o escoamento da produção do petróleo.

A diminuição da temperatura também gera um aumento da viscosidade do petróleo, fazendo com que o escoamento fique prejudicado, necessitando também aumentar a potência do bombeamento. Exemplo abaixo, figura 40 com obstrução do duto.

Figura 40: Seção Transversal de um oleoduto obstruído por parafina



Fonte: NABEYAMA (2015)

Em águas profundas, um dos fatores determinantes para seu desenvolvimento é assegurar que o escoamento não sofra restrições ou interrupções do escoamento pela formação de hidratos ou parafina.

O uso de dutos com isolamento térmico é fundamental para assegurar que a temperatura do petróleo não diminua ao ponto de formar hidratos, parafinas ou aumentar tanto a viscosidade do óleo. No caso de LDAs profundas são aplicados materiais isolantes no duto que poderão assegurar um bom isolamento térmico, pois a baixa temperatura à qual estão expostos, a absorção da água e alta pressão hidrostática causarão redução dimensional do material isolante e perda da capacidade de isolamento (DE OLIVEIRA et al., 2010).

Uma solução para proporcionar um isolamento sem que haja a deterioração do material é a aplicação de dutos pipe-in-pipe (PIP), comparado com outras técnicas de isolamento térmico o PIP é o mais adequado para as condições severas de alta temperatura e alta pressão hidrostática,

levando em conta que o petróleo pode escoar da formação a uma temperatura de até 140 °C, e a água pode estar com temperaturas baixas de 4 °C por exemplo.

O pipe-in-pipe é constituído por dois dutos concêntricos metálicos, o duto interno é chamado de flowline ou innerpipe e é responsável por escoar a produção de óleo ou gás. O duto externo que é conhecido como sleevepipe ou carrierpipe(duto protetor) possui a função de proteger o duto interno e a camada anular. Esta camada anular é responsável pelo isolamento térmico do duto, ela pode ser constituída de materiais granulares, espuma, nano-polímeros, gás inerte ou vácuo (SOUZA, 2008).

Exemplo na figura 41.

Figura 41: Configuração típica pipe-in-pipe



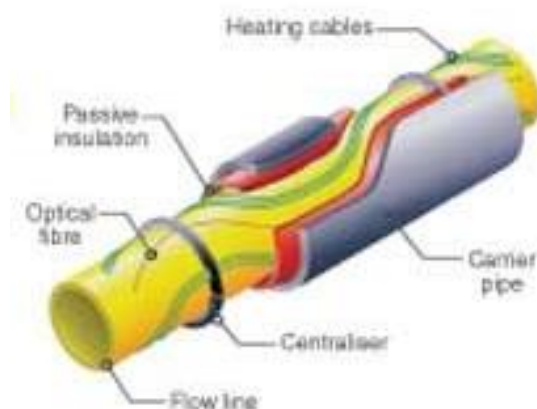
Fonte:<http://www.aspenindo.com/subsea>

O pipe-in-pipe fornece isolamento de alto desempenho com o intuito de inibir a formação de hidratos e parafinas, porém, o mesmo possui limitações para água ultra-profundas(DE OLIVEIRA et al., 2010).

Outra opção do pipe-in-pipe, é o sistema de pipe-in-pip aquecido (HPIP, heated pipe-in-pipe), seu funcionamento consiste em aquecer o fluido a ser transportado por meios de cabos de aquecimento. Este aquecimento não evita a redução de temperatura, mas evita o prolongamento do resfriamento da linha, com um aquecimento elétrico ativo, quando houver necessidade de paradas de produção. Sua utilização poderá manter o escoamento quando iniciar novamente a produção sem a ocorrência de hidrato (DE OLIVEIRA et al., 2010).

Exemplo na figura 42.

Figura 42: Arranjo pipe-in-pipe aquecido eletricamente



Fonte :<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-66/issue-5/pipeline-transportation/electrical-trace-heating-adaptsto-pipe-in-pipe-systems.html>

Outro método que está sendo desenvolvido é o duto sanduíche, uma tecnologia que vem para suprir a ausência da resistência estrutural do isolamento térmico do pipe-in-pipe. Com a geometria similar ao do sistema pipe-in-pipe, o conceito de duto sanduíche apresenta a sua maior diferença na escolha do material isolante, aplica-se polipropileno sólido como isolante térmico no anular aderido às camadas de aço do duto, fazendo que sua estrutura funcione como se fosse uma estrutura monolítica. Assim, além de isolante, o material trouxe vantagens estruturais para a estrutura. O polipropileno possui uma capacidade isolante menor comparada ao isolante do pipe-in-pipe, contudo é ideal para águas ultraprofundas com vantagens estruturais e econômicas, pois reduz as espessuras das camadas de aço do duto (DE OLIVEIRA et al., 2010).

Exemplo na figura 43.

Figura 43: Exemplo de duto sanduíche



Fonte: <http://redeglobo.globo.com/globouniversidade/noticia/2011/06/duto-sanduiche-inovacao-brasileira-para-o-transporte-de-oleo-e-gas.html>

Outro fator importante para a utilização do duto sanduíche é em relação na escolha de

materiais anulares de baixa densidade, de preferência abaixo da densidade da água do mar, reduzindo assim o peso submerso do tubo e facilitando o processo de instalação por meio de embarcações de lançamento (SOUZA, 2008).

- Bundles Integrados e Umbilicais Eletro-hidráulico com Tubos de Aço

A utilização do umbilical eletro-hidráulico será fundamental para que os campos do Pré-sal possam ser explorados, sendo responsável pela atuação das válvulas dos manifolds ou de ANM, nestes campos com LDA acima dos 2200 metros e em condições severas de mar, o tempo de atuação de uma válvula pode ser crucial para evitar ou minimizar um possível acidente ou uma falha operacional.

Quanto maior à distância percorrida pelo fluido em suas linhas de controle, conseqüentemente maior será o tempo de resposta de atuação no ato em que o operador da sala de controle de uma UEP. É necessário um estudo mais detalhado de como devem ser construídos estes umbilicais para que o acionamento dos equipamentos submarinos possam ser realizados em um tempo o menor possível, sem comprometer o funcionamento do umbilical eletro-hidráulico e dos equipamentos envolvidos.

Outro método que se pretende utilizar no campo de Libra, é o uso de umbilicais com tubos (tubing) de aço. Em geral os umbilicais usam tubos plásticos de nylon nas linhas de controle com fluido hidráulico que por pressão movimentam as válvulas submersas. Estas linhas devem resistir à alta profundidade e pressão de trabalho que podem passar de 15 mil psi.

A estratégia de utilizar umbilicais com tubing metálicos é para evitar problemas de vazamento em umbilicais termoplásticos e devido à elevada pressão necessária nestas aplicações. A figura 42 ilustra as camadas que compõem uma estrutura de umbilical com tubos metálicos, nessa configuração é possível observar a capa externa cuja função primária é prover proteção mecânica à estrutura, quatro camadas de armaduras de tração, tubos metálicos revestidos, incluindo um tubo de diâmetro maior localizado no centro da estrutura além de cabos elétricos para a transmissão de sinais.

A estrutura dos umbilicais com tubos metálicos apresenta algumas características peculiares. Os tubos metálicos e os cabos elétricos estão distribuídos na seção do umbilical, espaçados por uma estrutura pré confeccionada de material plástico que é montada na estrutura e possibilita o projeto de geometrias complexas evitando ainda a necessidade da inserção das mesmas na fase de cabeamento do umbilical como deveria ocorrer com os enchimentos.

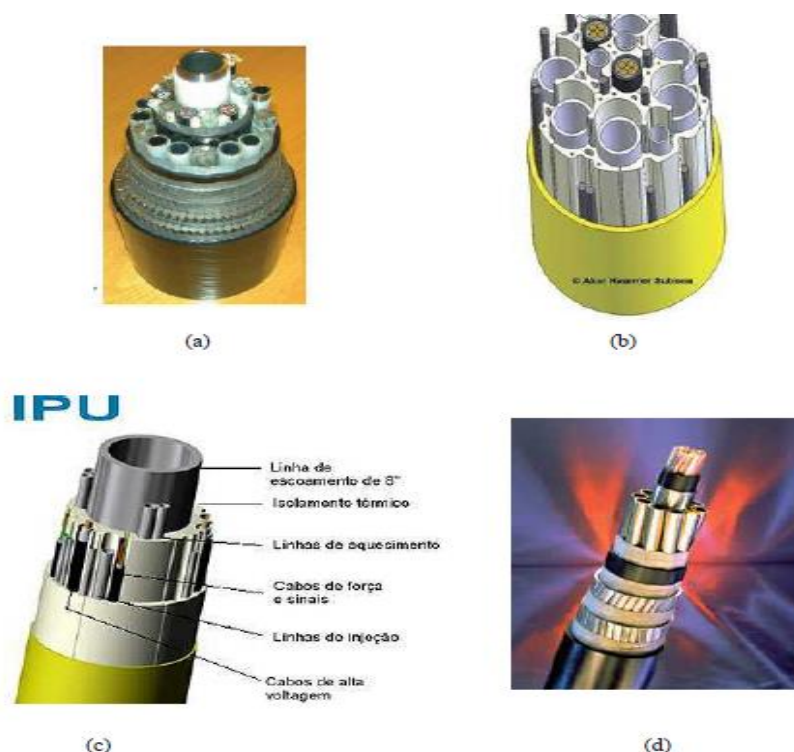
Esse material plástico pode também conferir aspectos favoráveis no dimensionamento do

isolamento térmico para aplicações específicas. Essa estrutura também não apresenta armaduras de tração. O umbilical é ancorado em seus conectores pelos tubos metálicos responsáveis por resistir aos esforços que atuam sobre a estrutura. Em projetos onde se torna necessária uma melhor distribuição das tensões axiais, podem ser utilizadas varetas de fibra de carbono responsáveis por dividir a resistência aos esforços com os tubos metálicos.

A imagem abaixo (c) mostra a vista tridimensional de uma estrutura com tubos metálicos denominada do Bundle de Produção Integrado, bastante semelhante à estrutura apresentada na imagem abaixo (b) tendo como característica particular a possibilidade de escoar a produção do poço pelo tubo central que apresenta um diâmetro maior que os demais componentes. Essa configuração permitiria a eliminação da linha de coleta no sistema de produção submarino, que seria substituído por um único duto integrando a linha de produção e o umbilical de controle. O exemplo retratado inclui a utilização de linhas de aquecimento para garantir os requisitos de garantia de escoamento para o projeto.

Exemplo na figura 44.

Figura 44: Exemplo de estruturas de umbilicais com tubos metálicos e Bundle de produção Integrada



Fonte: GONÇALVES (2009)

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O escoamento do petróleo através de dutos flexíveis vem garantindo o aumento da produção do país de maneira segura. A exploração em LDA's cada vez mais profundas vem exigindo dutos com maior isolamento térmico devido as baixas temperaturas, maior resistência à tração em função do aumento das cargas as quais estão submetidas, bem como, desenvolvimento de ferramentas que possibilitam a avaliação de sua integridade ainda em operação e seleção de materiais mais resistentes a corrosão, não perdendo a sua principal característica, a flexibilidade.

Dutos com tantas características peculiares necessitam de tempo para projeto, testes para qualificação e ainda fabricação e transporte, sendo hoje, um dos principais gargalos de mercado.

Apresentados os dutos e umbilicais detalhadamente quanto à composição, principais características, destaca-se que foram realizados estudos para demonstrar quais são as necessidades que os campos do Pré-Sal apresentam, verificar o que a indústria tem na atualidade para atender estas necessidades e o que está sendo feito para o desenvolvimento destes campos.

Com tudo em se tratando dos poços do Pré-Sal vários estudos estão sendo realizados, pois ainda é um tema em desenvolvimento e há uma grande expectativa no que se diz a respeito do desenvolvimento tecnológico e aprendizado com os campos a serem desenvolvidos.

Outro fator primordial nas pesquisas dos dutos submarinos e umbilicais eletro-hidráulicos é a preocupação com o meio ambiente e a segurança operacional, principalmente após os últimos acontecimentos como a queda da linha de riser do campo de Lula.

REFERÊNCIAS

API Recommended Practice 17B Disponível em <<http://www.americanpetroleuminstitute.com/~media/files/publications/whats%20new/17b%20e5%20pa.pdf>> Acesso em 10 de Novembro de 2023.

API RP 17E, 2002. Recommended Practice for Flexible Pipe. 3 ed, March. Washington, USA, American Petroleum Institute.

BALDAN, Ednaldo Lepaus. CONCIONAMENTO E COMISSIONAMENTO DE DUTOS FLEXÍVEIS: DA FABRICAÇÃO À MONTAGEM EM CAMPO. Disponível em <http://mecanica.ufes.br/sites/engenhariamecanica.ufes.br/files/field/anexo/ednaldo_kleyser.pdf> Acesso em 03 de Novembro de 2023.

DEFORME, R. P., Influência da variação de ângulo de Instalação de Linhas Flexíveis.

Dissertação. UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

Deforme, R. P., Influência da variação de Ângulos de Instalação de Linhas Flexíveis. Dissertação. UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>
Acesso em 15 de Março de 2024.

Disponível em: http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=308
Acesso em 15 de Março de 2024.

Disponível em: <http://www.omnisens.com/ditest/3421-OG-offshore.php>
Acesso em 25 de Fevereiro de 2024.

Disponível em:
http://www.technip.com/sites/default/files/technip/page/attachments/Refining_Draps_BRA_January%202014_Web.pdf
Acesso em 25 de Fevereiro de 2024.

Disponível em: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-24160-MS>
Acesso em 25 de Fevereiro de 2024.

ENI SAIPEM DeepWater Field Development - Engineering and Construction Project
References. 2016

FACHINI, E., Curso de Extensão – Duto Flexíveis e Umbilicais. Petrobras, 2014.
FERREIRA, D. B., Estudo numérico do comportamento em Flexão de Tubos Fabricados em Material Compósito Através de Técnica de Enrolamento Filamentar. Dissertação, UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

FILHO, A. C. P. F., Um Estudo Sobre Materiais Compósitos e sua Aplicação na Produção de Dutos Para Perfuração de Petróleo. 5º COBEF – Congresso Brasileiro de Engenharia de Perfuração, 2009.

GOMES, J. A. T., Curso de engenharia de Reservatórios. Petrobras. Rio de Janeiro. Março, 2002.

GONÇALVES, A. A., Análises Global e Local de Umbilicais com Tubos de Aço. Dissertação. Curso de Pós Graduação e Pesquisa de engenharia (Coppe), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

GONÇALVES, J. A. V., Compósitos à Base de Resina Epóxi Reforçados com Fibras de coco. Dissertação. Universidade federal de Sergipe, São Cristóvão, Sergipe, 2010.

GRAVINA, E. M. C. S. Sistemas Submarinos de Escoamento. Disponível em: http://www.ceunes.ufes.br/downloads/2/erikagravina-Aula3_Inst_Prod.ppt Acesso em 11 de Março de 2024.

JÓIA, C. J. B. M. ET AL. Dutos Flexíveis: Especificação Técnica e Análise de Projeto. Apostila

de Dutos Flexíveis: 1º Edição. Petrobras. 2005.

LEÃO, A. P. D. Análise dos Sistemas de Risers Utilizados na Produção de Óleo em Sistemas Submarinos. Dissertação. Universidade Tiradentes, Tiradentes, 2014.

LEITE, C. G. C. L., Fabricação De Risers De Materiais Compósitos Pelo Processo de Enrolamento Filamentar. Dissertação. PUC-RJ, Rio de Janeiro, 2009.

LE MOS, C. A. D., Dutos Flexíveis e Umbilicais . COPPE – MSO 19. Rio de Janeiro. 2013.

MALTA, E. R., 2010. Projeto de um Riser Flexível Para Águas Ultraprofundas. Tese de conclusão de bacharel., Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

MELO, L. C. R., Desenvolvimento de Revestimentos Poliméricos para Linhas Flexíveis Submersas. 2º congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, 2010.

MORAIS, J. M., Petróleo em Águas profundas – Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Petrobras, 2013.

MORAIS, M. J. (2013), “Petróleo em águas profundas - Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore”, Revisão Técnica - Ipea, Petrobras, 2013.

MORETZSOHN, M. Cursode Fundamentos de Geologia do Petróleo. Petrobras. 2000.

NABEYAMA, G. N. D., Detecção de Parafina por Instrumentação Ultrassônica. Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

OLIVEIRA, M. M., Aplicação de Dutos Submarinos na Produção de petróleo nos Campos do Pré-Sal. Dissertação. Curso de Engenharia de Produção, Faculdade Salesiana Maria Auxiliadora, Macaé, 2010.

OLIVIER, N. C., Análise de Falha da Camada Polimérica Externa de cabos Umbilicais. Dissertação. Curso de Graduação em Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

OTC2014, Flexible fiber-reinforced Pipe for 10,000-foot Water Depths: Performance Assessments and Future Challenges, GE, 2014.

PESSANHA, A. B., Modificação do LLDPE através de silanos viabilizando a aplicação em camadas plásticas de linhas flexíveis. Dissertação. UFRJ, Nova Friburgo, 2009.

QUEIROZ, J. O., Análise de Estabilidade de Dutos Rígidos Submarinos à Ação de Ondas e Correntes Marinhas. Dissertação. UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

RIBEIRO, J. E. D. Apresentação Petrobras Engenharia Submarina. Petrobras. 2003.

RPSEA. Qualification of Flexible fiber-Reinforced Pipe for 10,000-Foot water Depths, DeepFlexInc, 2010.

SALGADO, A. P., Corrosão nas Estruturas metálicas de Tubos Flexíveis Utilizados para Exploração de Petróleo Offshore. Dissertação. UFF, Niterói, 2016.

SCHIMIDT, F. T., 2016. Instalação de Linhas Flexíveis e Umbilicais: Testes de

Condicionamento e Falhas Operacionais. Tese de conclusão de bacharel., UFF, Niterói, Brasil.

SHIGUEMOTO, D. A. Análise da Dinâmica dos Movimentos de um Riser Híbrido Auto-Sustentável (RHAS). Dissertação de mestrado. Curso de Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2012.

SILVA, L. F. T., Análise de Risers Rígidos na Configuração Lazy-Wave e Risers Flexíveis em Catenária Livre. Dissertação. UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

SILVA, R. F. D., Otimização de Risers de Materiais Compósitos. Dissertação. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

SOUSA, J.R.M., 2005. Análise Local de Linhas Flexíveis pelo Método dos Elementos Finitos. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

SOUSA, S. R. M., Produção de Riser em Material Compósito, seu desenvolvimento e Testes., UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2011.

SOUZA, A. R. Resistência Estrutural de Dutos Sanduíche Sob Pressão Externa, Flexão Longitudinal e Carregamento Térmico. Dissertação. Curso de Mestrado em Engenharia Oceânica, COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

SOUZA, D. M. B. P., Análise dos Métodos de Lançamento de Dutos Rígidos para Diferentes Profundidades. Dissertação. UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2006.

SOUZA, J. R. M. Análise Local de Linhas Flexíveis Pelo Método dos Elementos Finitos. Tese de Doutorado, COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

SUBSEA7. Riser Technology - Technology Product Overview, 2016

THOMAS, J.E., Fundamentos de Engenharia do Petróleo, Ed. Interciência – 1º Edição, Rio de Janeiro, 2001.

VASCONCELOS, T. D. S., 2010. Lançamento de Dutos Flexíveis – Operações em Águas Brasileiras. Tese de conclusão de bacharel., Faculdade Salesiana Maria Auxiliadora, Macaé, Brasil.

WELLSTREAM. Flexible Pipe Technology – Spanning the Water Column in Deepwater Field. Halliburton, 2002.