

PROJETO DE UM RISER FLEXÍVEL PARA ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS – PME 2600

Eduardo Ribeiro Malta

LIFE & MO / NDF, Departamento de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil
edurmalta@usp.br

Clóvis de Arruda Martins

LIFE & MO / NDF, Departamento de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil
cmartins@usp.br

Resumo. O riser flexível representa uma alta porcentagem no custo total de uma unidade de extração de petróleo. Sua importância se torna vital para a extração de petróleo em águas territoriais brasileiras. Nesse caso, o petróleo se encontra em altas profundidades e sua extração bem sucedida depende fortemente de um bom sistema de tubos flexíveis. O projeto estrutural de tais tubos é uma atividade que pode ser dividida em várias etapas que devem ser seguidas a risca para garantir a conformidade do mesmo com as normas nacionais e internacionais que garantem a sua aptidão para operar em um dos mais inóspitos cenários da natureza: o fundo do mar. Nesta situação, o tubo fica sujeito a carregamentos extremos, tanto estáticos quanto dinâmicos. Por este motivo, ele é constituído de uma estrutura de camadas bastante complexa. Essa configuração garante a integridade do fluido que escoar em seu interior e ao mesmo tempo, permite que o tubo seja flexível. O presente trabalho visa o estudo da metodologia de projeto de um Riser Flexível para uma profundidade de operação de 2000m, com foco na sua estrutura mecânica.

Palavras chave: riser flexível, projeto estrutural, águas ultraprofundas, metodologia de projeto

1. Introdução

No ano de 2006, a Petrobrás anunciou a descoberta de reservas de petróleo na Bacia de Santos. Este petróleo, segundo estudos geológicos, está contido em uma série de campos listados pela empresa, num total de 112.000 km² de área. Estes campos se encontram em sua maioria em áreas encobertas por uma coluna de água de grande profundidade, em um total de 5000m (incluindo a areia), sendo que, pelo menos 2000m são de sal, daí o nome popular das reservas como sendo “pré-sal”.

Essas condições dos campos petrolíferos na Bacia de Santos dificultam enormemente a extração, o que reflete diretamente nos custos relativos no processo. A tecnologia para retirar o petróleo de tais profundidades já existe, porém, seus custos são tão altos que no atual preço do barril de petróleo, possuem rentabilidade negativa. Boa parte destes custos pode ser associada aos chamados risers.

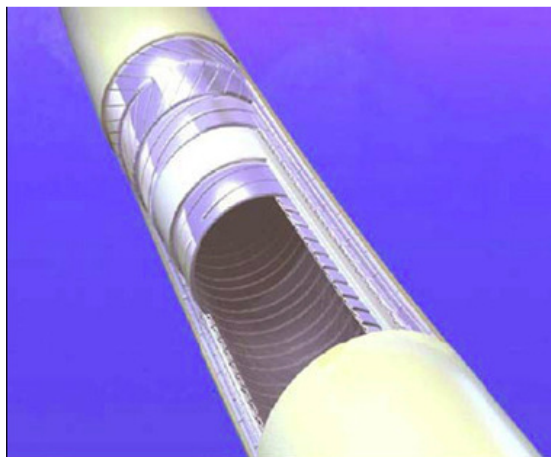


Figura 1. Exemplo de riser flexível, com destaque para as suas camadas. Fonte: COPPE, UFRJ em <http://planeta.coppe.ufrj.br/midia/multimedia/2007/1270.jpg>.

Este trabalho visa o estudo do projeto estrutural de um riser flexível (Figura 1) de seis polegadas de diâmetro interno dentro de parâmetros pré-estabelecidos, tanto de produto quanto de ambiente para uso em profundidade máxima de 2000m. Para tal, será feito o uso de diversas ferramentas computacionais desenvolvidas para este propósito. Vale ressaltar, que um projeto como este, a nível industrial, exige uma ampla quantidade de divisas, uma equipe de profissionais devidamente qualificados e alguns anos para o desenvolvimento. Assim sendo, este trabalho irá focar algumas etapas do projeto consideradas mais importantes para o entendimento do projeto de um riser em sua plenitude, em especial, o seu projeto estrutural.

2. O riser flexível

Os risers são basicamente tubos muito longos e formados por várias camadas que possibilitam o transporte de petróleo em águas ultraprofundas. Em especial, os risers flexíveis possuem diversas aplicações no campo da engenharia *offshore*, que, segundo a API (*American Petroleum Institute*) são classificadas em:

- a) Produção – petróleo, gás, condensados e água;
- b) Injeção – água, gás e produtos químicos para o poço;
- c) Exportação – petróleo semi-processado e gás;
- d) Serviços – produtos químicos de topo de poço e fluidos de controle.

No caso deste projeto, o mesmo será considerado para o transporte de petróleo bruto do poço até a unidade de produção na superfície, como mostra a Figura 2.

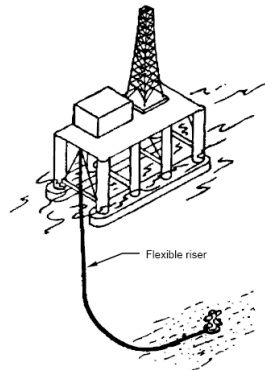


Figura 2. Riser flexível conectado a uma unidade de produção flutuante (FPS). Fonte: API 17J, 1999.

Estruturalmente, o riser é capaz de suportar os esforços resultantes do ambiente hostil onde ele está inserido. Os esforços vão desde cargas estáticas que podem ser o peso próprio do tubo ou a pressão da coluna de água sob a qual o mesmo está inserido a cargas dinâmicas resultantes de correntes marítimas e movimento da unidade flutuante. Além disso, o tubo deve ser capaz de resistir à corrosão marítima, reações químicas com o fluido no seu interior e mudanças de temperaturas. Por esse motivo, o riser é formado por diversas camadas de materiais e geometrias diferentes, como mostra a Figura 3. A quantidade e o tipo de tais camadas variam conforme o tipo de riser. A configuração do tubo e as suas camadas serão descritas com detalhes na seção seguinte.

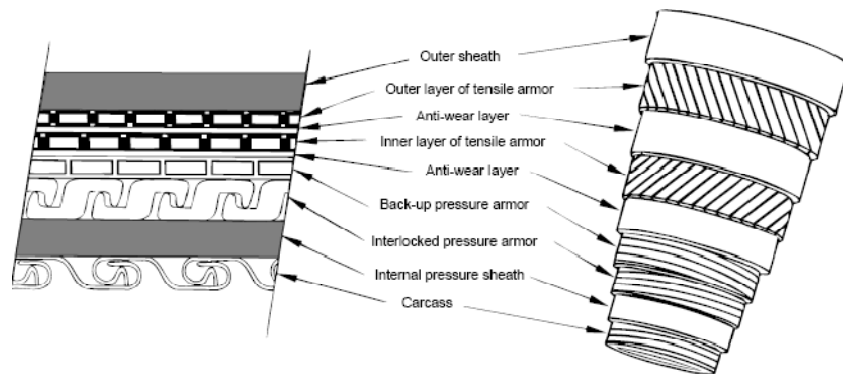


Figura 3. As camadas de um tubo do tipo "Rough Bore Reinforced". Fonte: API 17J, 1999.

Vale ressaltar que, por motivos de nomenclatura, este projeto não tratará apenas de um riser, mas sim do conjunto riser + *flowline*. A *flowline* também é um tubo flexível, só que está na horizontal e apoiado no fundo do mar. A mesma está sujeita a maior pressão hidrostática do conjunto e não está sujeita a cargas dinâmicas. À porção "pendurada" do tubo dá-se o nome de riser e este está sujeito a cargas dinâmicas devido ao movimento de topo e de correntes marítimas.

2.1 Carcaça intertravada

Iniciando a descrição das camadas de dentro para fora do tubo, a primeira camada encontrada seria a carcaça intertravada. Esta se constitui de uma hélice de um perfil semelhante ao apresentado na Figura 4. Este perfil varia minimamente conforme o fabricante.

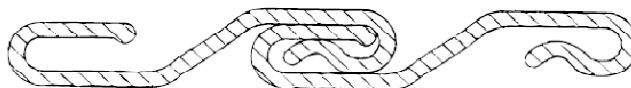


Figura 4. Perfil da carcaça intertravada. Fonte: API 17J, 1999.

A função principal desta camada é a de proteger o tubo da pressão externa à qual esta submetido o *riser*. Desta forma, pode se dizer que a mesma previne o colapso do tubo. A sua forma peculiar permite uma deformação axial do tubo.

Em termos de material, a carcaça intertravada é um componente bastante crítico. A mesma está em constante contato com o fluido de escoamento. Esta camada não pode reagir de forma alguma com o seu conteúdo, pois a liberação de produtos de reação química iria contaminar o que quer que seja que esteja circulando em seu interior, seja petróleo, ou água. Além disso, a carcaça deve suportar o desgaste causado pelo deslocamento de sondas de inspeção e ferramentas em seu interior. Por fim, a mesma ainda deve ser capaz de cumprir com a sua função de evitar o colapso do tubo.

2.2 Camada polimérica interna

Seguindo a lógica da descrição das camadas do tubo, a camada seguinte seria a camada polimérica interna. Em termos de aspecto construtivo, esta camada é bem mais simples do que as camadas metálicas. Esta possui uma forma de capa que recobre o tubo por toda a sua extensão. Essa capa polimérica é inserida no tubo através de extrusão direta, ou seja, ela possui uma boa aderência para com a camada imediatamente anterior a ela.

A função desta camada dentro do tubo é a de vedação. Ou seja, ela garante a integridade do fluido que escoar em seu interior evitando o seu contato com o meio externo.

Em termos de material, a mesma deve se constituir de um polímero capaz de suportar a pressão interna do fluido que escoar no interior do tubo. Ao mesmo tempo, ela deve possuir uma certa elasticidade axial para se deslocar juntamente com a carcaça sem que haja descolamento de camadas.

2.3 Armadura de pressão

Juntamente com a carcaça intertravada, a armadura de tração tem como função a de resistir às cargas de colapso do tubo. Esta é uma espécie de camada de suporte, pois a mesma também auxilia a camada polimérica interna a suportar a pressão interna do fluido no interior do tubo (pressão de *burst*). Além disso, durante a fase de lançamento e instalação do *riser*, as camadas sofrem um esmagamento resultante da ação das sapatas da roda de lançamento. Essa força de esmagamento acaba sendo transmitida diretamente para a armadura de pressão e a carcaça intertravada.

Sua forma possui o mesmo princípio da carcaça intertravada. A armadura de pressão também possui um perfil. Sua forma final é a de uma hélice. Para este trabalho, foi escolhido o perfil “T”, representado na figura.

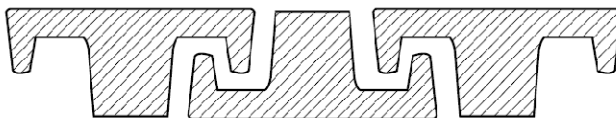


Figura 5. Perfil escolhido para a armadura de pressão. Fonte: API 17J, 1999.

Com relação ao material da armadura de pressão, as características devem ser as mesmas do material da carcaça. Exceto pelo fato de que o material não precisa resistir ao desgaste causado pela circulação de sondas em seu interior.

2.4 Armadura de tração

A armadura de tração pode ser formada por duas ou quatro camadas de arame com perfil plano, retangular ou circular. Essas camadas são cruzadas entre si, ou seja, se uma delas é inserida no sentido horário, a outra é inserida no sentido anti-horário. O ângulo de cruzamento entre as camadas varia conforme o tipo de tubo entre 20 e 60°. Se no tubo em questão houver uma armadura de pressão, o ângulo pode ser mais fechado, mais próximo de 20°. Dessa maneira, a

camada irá resistir preferencialmente a esforços axiais. Caso não haja uma armadura de pressão, o ângulo deve ser mais próximo de 60° para que a armadura resista tanto a esforços no sentido axial quanto no sentido radial.

Sua função é basicamente, como o nome já diz a de resistir à tração no tubo, ou seja, carregamentos axiais oriundos do peso próprio do cabo (com fluido no seu interior ou não) e dos movimentos causados por correntes marítimas e movimentos de topo. Mas, como dito no parágrafo anterior, sua estrutura pode ser modificada variando o ângulo de cruzamento entre as camadas para que a armadura suporte carregamentos radiais também. O material usado para a armadura de tração não difere muito do material usado na armadura de pressão.

2.5 Camada polimérica externa

A camada polimérica externa é semelhante à camada polimérica interna em termos de fabricação. A mesma também é extrudada no exterior da camada imediatamente anterior. Ela possui a forma simples de tubo, por isso também é chamada de “capa plástica”.

Sua função principal é a de vedação, ou seja, ela deve proteger a integridade dos componentes do interior do tubo do ambiente externo. Diferentemente da camada polimérica interna, esta estará em contato com o ambiente marinho e com o ambiente terrestre durante estocagem e transporte. Em termos de material, o polímero escolhido deve ser capaz de resistir a um meio bastante agressivo, choques mecânicos e ainda garantir a integridade do seu conteúdo.

2.6 Fitas anti-desgaste e estruturais

As fitas anti-desgaste são colocadas entre pares de camadas. Sua função é basicamente a de evitar o desgaste por atrito entre elas. A fita estrutural tem a função de garantir a estabilidade estática da armadura e é feita de um material mais resistente. A sua espessura é relativamente pequena em relação às outras camadas. Dessa maneira, estas camadas ficam apenas citadas e não serão estudadas em maiores detalhes.

3. Regulamentação e normatização

Todas as etapas do projeto, desde a definição dos parâmetros até as especificações dos dispositivos de testes para tubos devem estar de acordo com as normas técnicas. Desta maneira, surgem entidades responsáveis pela elaboração dessas normas e fiscalização do cumprimento das mesmas. As entidades que regulam e normatizam os risers que são relevantes para a etapa de projeto são:

- **American Petroleum Institute (API):** Associação comercial norte americana que representa cerca de 400 empresas envolvidas nas fases de extração, refino e distribuição de petróleo;
- **International Organisation for Standardization (ISO):** Rede formada por organismos de regulamentação de 162 países, com sede em Genebra (Suíça).
- **Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras):** Empresa brasileira de capital misto responsável pelo controle e exploração da maior parte das jazidas de petróleo em território nacional. Esta empresa se destaca das demais por estar na vanguarda das pesquisas em extração de petróleo em altas profundidades. Por ser a maior compradora de *risers* flexíveis do país, a Petrobras estabelece alguns dos seus próprios padrões para certas etapas do projeto que devem ser seguidas. Vale ressaltar que estas normas são baseadas em padrões internacionais como **API** e **ISO**.
- **Det Norske Veritas (DNV):** Empresa norueguesa do ramo de gerenciamento de riscos. A mesma tem a sua importância neste trabalho pelo fato de também atuar como agência verificadora independente e por fornecer alguns parâmetros para a análise de fadiga.

O projeto do qual se trata este trabalho, apesar de ser uma versão simplificada do projeto geral, irá se basear em tais normas. Em especial, três delas foram estudadas até esta etapa do projeto:

- **API Specification 17J:** Norma da API que apresenta os requisitos técnicos para o dimensionamento de um *riser* flexível;
- **API Recommended 17B:** Suplemento da norma 17J que define e exemplifica alguns casos de dimensionamento. Além disso, essa norma fornece algumas explicações básicas sobre a extração de petróleo em águas profundas;
- **ISO 13628-2:2006:** Norma baseada nas especificações 17J e 17B da API. A ISO 13628 define os parâmetros que o comprador do tubo flexível deve estabelecer para o fabricante e as informações que devem ser dadas ao mesmo;
- **NI – 2409 (Petrobrás):** Esta norma se constitui basicamente de um sumário e aplicação das normas da API e ISO. A mesma inicialmente define alguns termos técnicos usados no projeto de tubos flexíveis e no fim define parâmetros para testes em protótipos.

- **I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006 / 002 (Petrobrás):** Nas últimas etapas do projeto, é feita uma análise dinâmica do tubo e uma análise de fadiga. Os dados de entrada e as saídas esperadas da análise são especificadas por esta norma. Ela define as condições de carregamento a serem aplicados no tubo e no veículo de superfície. Além disso, a norma também define que resultados devem ser coletados destas análises;
- **DNV-RP C203, 2005:** Também na última etapa deste trabalho, esta norma fornece parâmetros importantes para a análise de fadiga. Estes parâmetros, em especial a curva S-N é a recomendada pelas normas da Petrobrás.

4. Metodologia de projeto

Um tubo flexível, como dito antes, é um equipamento mecânico bastante complexo. Sua importância na extração do petróleo e o seu alto custo por metro deixam poucas margens para erro no dimensionamento da sua estrutura. Assim sendo, o projeto de um tubo flexível requer uma metodologia especialmente desenvolvida para tal. Essa metodologia é composta por uma série de etapas (Figura 6) que devem ser seguidas meticulosamente.

Basicamente, este projeto é composto por cinco etapas:

- Seleção de materiais;
- Dimensionamento da seção transversal;
- Seleção dos parâmetros da configuração do tubo;
- Análise estática global e local;
- Definição da configuração final.

É importante observar, pelo fluxograma, que o processo é iterativo. Os losangos representam decisões de projeto. Nestes momentos é que será feita a opção pela continuidade do projeto ou a recorrência de alguma etapa anterior.

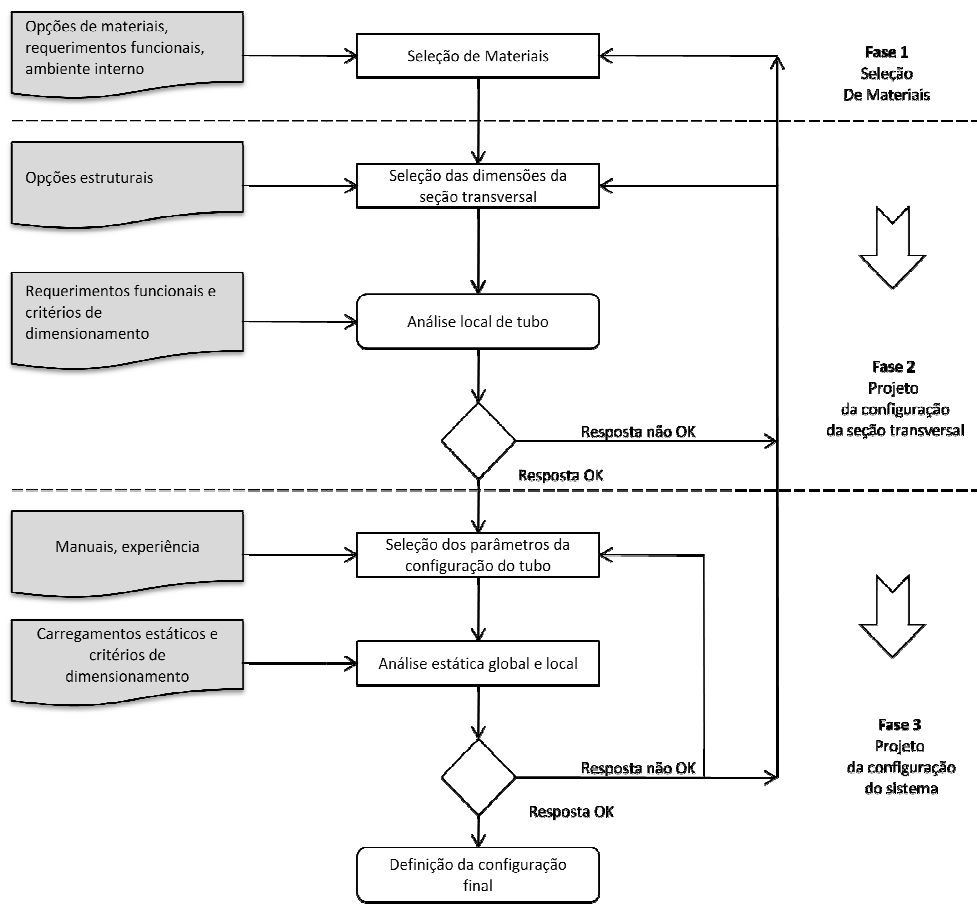


Figura 6 - Fluxograma do projeto de um tubo flexível.

5 Seleção de materiais

Para que um material seja homologado para uso em um riser flexível, ele deve atender a uma série de pré-requisitos. Estes requisitos estão divididos entre requisitos para materiais metálicos e para materiais poliméricos. Esses requisitos são facilmente encontrados na norma e não serão especificados neste artigo. Com base nestes requisitos, foi feita uma pré-seleção de materiais. Os materiais selecionados são os mais usuais e também são recomendados pela norma API 17B.

Finalmente, segundo a disponibilidade de informações dos catálogos dos fabricantes e os dados de tubos reais encontrados no mercado, foram selecionados os materiais para cada camada. A tabela 1 mostra a relação de materiais a serem usados e as suas propriedades relevantes para os cálculos do projeto da seção.

Tabela 1. Materiais selecionados e suas propriedades

Camada	Material	Nome Comercial	Fornecedor	Densidade (kg/m³)	Tensão de Escoamento (MPa)
Camada Polimérica Externa	HDPE	HDPE	Hivorex	952.5	-
Armadura de Tração	Aço de alto carbono	-	Gerdau	7850	650
Armadura de Pressão	Aço de alto carbono	-	Gerdau	7850	650
Camada Polimérica Interna	PA12	L 25 W 40	Grilamid	1020	-
Carcaça Intertravada	Aço inox 316L	-	Arcelor	7990	290

Camada	Condutividade Térmica (W/m.K)	Calor Específico (J/kg.K)	Coef. De poisson	Módulo de Young (GPa)	Tensão de Ruptura (MPa)
Camada Polimérica Externa	0,49	1,8	0,45	1,4	-
Armadura de Tração	51,9	486	0,3	207	900
Armadura de Pressão	51,9	486	0,3	207	900
Camada Polimérica Interna	0,25	2,6	0,47	0,45	-
Carcaça Intertravada	16,2	500	0,3	193	558

6. Dimensionamento das camadas metálicas e projeto da seção transversal

Para o dimensionamento das camadas foi usada uma metodologia baseada na espessura equivalente e no momento de inércia de cada camada. A metodologia, sugerida por Gay Neto et al (2009) basicamente usa a profundidade de operação do tubo para deduzir a espessura equivalente, através da equação:

$$q_{cr} = \frac{E}{4} \left(\frac{t}{R} \right)^3 \quad (1)$$

onde t é a espessura equivalente da camada, R é o raio médio da seção, E é o Módulo de Young do material e q_{cr} é a pressão diferencial a qual está submetida a seção multiplicada por um fator de segurança (MPa). Em seguida, a espessura equivalente é usada para encontrar o momento de inércia mínimo da seção.

$$t = \sqrt[3]{\frac{12(1 + \psi)I_{Gmin}}{b}} \quad (2)$$

onde ψ é o grau de recobrimento do perfil e b é o passo do perfil.

É importante ressaltar que na referência citada, tal metodologia é aplicada somente para a carcaça. A armadura de pressão é tratada com uma metodologia diferente. A mesma é dimensionada pela seguinte equação:

$$u_r = \frac{q_{cr} R^2}{tE} \quad (3)$$

Onde u_r é o deslocamento radial da seção do tubo. Essas espessuras e momentos de inércia das seções são utilizados como dados de entrada do software *PipeDesign*.

6.1 Primeiro modelo de tubo

Foram necessárias três iterações no projeto da seção transversal do tubo. Por motivos de praticidade, serão apresentados somente os resultados referentes à terceira iteração. Esses resultados consistem basicamente no *datasheet* do tubo. A Tabela 2, mostra os resultados numéricos oriundos do *PipeDesign*.

Informações como a profundidade de colapso seco (sem falha de vedação) e colapso molhado (com falha de vedação) são cruciais para saber se o tubo é capaz de operar nas condições propostas. Nesse caso, o mesmo suporta sem falhar a profundidade de projeto de 2000 m com um fator de segurança alto. Além disso, a rigidez do tubo é uma das informações utilizadas como entrada para a análise global do tubo.

Tabela 2. Resultados numéricos para a terceira iteração

Modelo Mk III		
Característica	Valor	Unidade
Diâmetro Interno	152	mm
Diâmetro Externo	267	mm
Raio Mínimo de Armazenamento	002	m
Raio Mínimo de Operação	003	m
Condutividade Térmica Efetiva	016	W/m°C
Peso Vazio no Ar	099	kgf/m
Peso Cheio no Ar	118	kgf/m
Peso inundado (Falha na Capa Externa)	058	kgf/m
Peso Cheio na Água	060	kgf/m
Peso Vazio na Água	042	kgf/m
Pressão de <i>Burst</i>	156	MPa
Fator de Segurança para o <i>Burst</i>	001	-
Pressão de Colapso Molhado	083	MPa
Profundidade de Colapso Molhado	8.272	m
Fator de Segurança para o Colapso Molhado	004	-
Pressão de Colapso Seco	309	MPa
Profundidade de Colapso Seco	30.743	m
Fator de Segurança para o Colapso Seco	015	-
Tração de Falha	4.483	kN
Rigidez Axial (EA)	356.660	kN
Rigidez Flexional (EI)	077	kN*m ²
Rigidez Torsional CW (GJ)	6.646	kN*m ²
Rigidez Torsional CC	6.646	kN*m ²

7. Análise global

7.1 Análise estática

Para a análise estática, foi utilizado o *software Poliflex 3D*, feito por integrantes do Núcleo de Dinâmica e Fluidos (NDF). O mesmo usa um algoritmo baseado no método dos elementos finitos para calcular as tensões no tubo em relação à sua abscissa curvilínea. Desta forma, é possível se obter os máximos esforços solicitantes no tubo, a sua curvatura e o local onde ocorre o descolamento com o solo.

Como dados de entrada deste programa, foram inseridos o diâmetro externo do tubo, o peso próprio, a rigidez calculada no *PipeDesign* e as coordenadas do ponto de fixação com a plataforma de petróleo. Para este caso, também foi considerada a corrente marítima, em oito direções diferentes na rosa-dos-ventos.

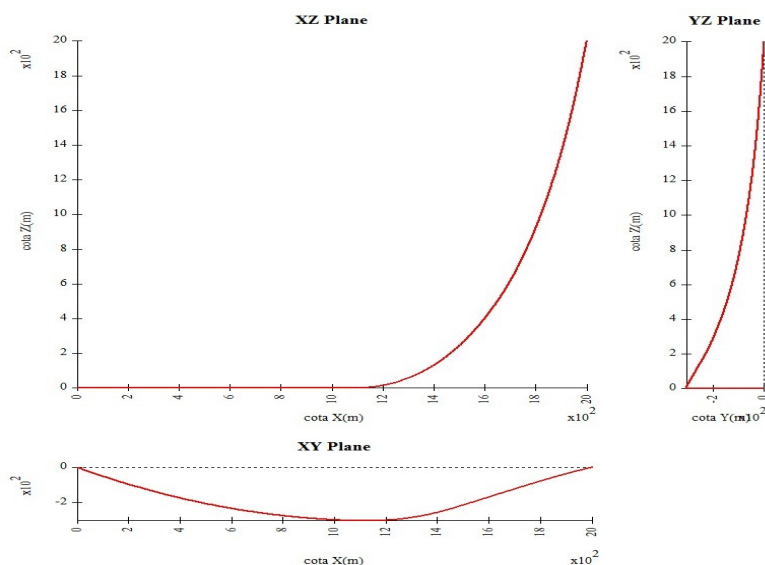


Figura 7. Aspecto da linha elástica do tubo sob ação de correntes.

Vale ressaltar que essa configuração foi escolhida para que o ângulo de topo resultante fosse em torno de 7° com a vertical. A tração máxima encontrada no tubo foi de 1437,31 kN, na região próxima à plataforma e a curvatura máxima encontrada foi de 0,004477 1/m na região próxima ao ponto onde o tubo se descola do solo.

7.2 Análise dinâmica

A análise dinâmica seguiu um procedimento muito semelhante ao da análise estática. A diferença é que, neste caso, foi considerado o efeito dinâmico das ondas. O efeito das ondas foi computado através do movimento de topo que as mesmas causavam na plataforma de superfície, neste caso, a semi-submersível P51 da Petrobras. A excitação oriunda das ondas causa um efeito na plataforma através do chamado RAO.

O RAO é a sigla referente a “*Response Amplitude Operator*”. Este é uma função de transferência, que varia conforme a direção em torno da plataforma. Basicamente, este operador converte a entrada (movimento das ondas) em uma saída (movimento da plataforma). Vale ressaltar que a análise foi feita com ondas periódicas centenárias, e no domínio da frequência. Como dados de entrada foram utilizados 16 casos de carregamento diferentes. Todos estes carregamentos são os exigidos pela norma API 17J para a operação recorrente do tubo. Todos esses casos foram simulados no *Poliflex 3D*. Para a verificação, foi selecionada a maior combinação de curvatura máxima com tração máxima, para o topo e para a região de TDP do tubo.

Tabela 3 – Resultados da análise dinâmica.

	Topo				TDP			
	Tração Máxima (kN)	Tração Mínima (kN)	Curvatura Estática (1/m)	Amplitude da Curvatura (1/m)	Tração Máxima (kN)	Tração Mínima (kN)	Curvatura Estática (1/m)	Amplitude da Curvatura (1/m)
Máximos	1810,0	1452,0	0,000028	0,000000	563,7	275,4	0,003686	0,002907
Mínimos	1466,0	1042,5	-0,000004	0,000000	234,8	-16,1	0,002101	0,000067

8 Verificação

Finalmente, o tubo foi testado com relação à conformidade para com a norma da API 17J. A mesma define uma série de fatores de serviço para avaliar os parâmetros de tensão (para as camadas metálicas) e deformação (para as camadas poliméricas). Desta maneira, o fator de serviço para as camadas metálicas é a razão entre a tensão máxima encontrada e o limite de escoamento para o material em questão. Para as camadas poliméricas, esse fator é apenas a porcentagem de deformação apresentada pela camada.

Tabela 4. Critérios de aprovação da norma API 17J

Camada	Fator de Serviço (UF)		Limite	Resultado	Fator de Serviço	Razão de Serviço
Carcaça	0,8	Tensão [MPa]	600	475E+00	0.7909	0.9886
Camada Polimérica Interna	7,7%	Deformação	N/A	057E-04	0.0057	0.0735
Armadura de Pressão	0,55	Tensão [MPa]	810	110E+00	0.1359	0.2471
Fita A1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 1	0,67	Tensão [MPa]	1080	513E+00	0.1374	0.2498
Fita B2	N/A	N/A	212,6	029E+00	0.4683	0.6989
Armadura de Tração 2	0,67	Tensão [MPa]	1080	506E+00	0.0057	0.0735
Camada Polimérica Externa	7,7%	Deformação	N/A	057E-04	0.7909	0.9886

A Tabela 4 mostra na segunda coluna os fatores de serviço estabelecidos pela norma. A penúltima coluna mostra o fator de serviço encontrado nos cálculos (a razão entre a quinta e a quarta coluna). A última coluna, por sua vez, mostra a razão entre os dois fatores de serviço (o calculado e o estabelecido pela norma) e chama esta razão de “Razão de Serviço”. Caso o valor em alguma célula da última coluna fosse maior do que um, o tubo estaria reprovado segundo a norma API 17J.

9. Análise de fadiga

Em um projeto real, a análise de fadiga contempla todos os componentes do tubo (incluindo acessórios, como *Bend Stiffeners*, por exemplo) e deve ser feita para todos os tipos de carregamentos oriundos de todas as fases da vida útil do tubo. Ou seja, a análise de fadiga real deve considerar todos os carregamentos recebidos pelo tubo, desde o seu armazenamento até a sua instalação. Além disso, deve ser considerado o desgaste acumulado das camadas do tubo, ou seja, ocorre uma redução na espessura e um posterior enfraquecimento da estrutura. A análise de fadiga é feita usando-se a regra de *Palmgren-Miner* e as curvas de tensão pelo número de ciclos (S-N).

Devido às limitações deste projeto, a análise de fadiga feita é uma simplificação do todo que deveria ser feito num projeto real. Neste caso, foram analisadas somente as armaduras de tração. Os carregamentos são carregamentos que ocorrem devido a ondas anuais, ou seja, ondas mais frequentes, logo, menores do que as centenárias da análise dinâmica. A corrente utilizada foi uma corrente anual na direção SUL, como indica a norma. A curva S-N utilizada foi a curva B1.

Tabela 5 - Curva S-N do tipo DNV - B1.

Curva S-N	N≤10 ⁶		N>10 ⁶ m2=5 log(A2)	Limite de Fadiga A N=10 ⁷
	m1	log(A1)		
B1	4	14,92	17,15	106,97

Os resultados foram obtidos com o auxílio do programa Utilflex. Os dados de entrada utilizados foram os dados de uma entrada dinâmica qualquer do Poliflex, somado a uma corrente na direção Sul e a 25 casos de ondas anuais. Para finalizar, foi feito um resumo dos casos e foi calculado um fator de segurança com base em uma vida útil de 30 anos para o tubo flexível.

Tabela 6 - Resultados da análise de fadiga.

Armadura	Sem Desgaste (anos)		Com Desgaste (anos)	
	Topo	TDP	Topo	TDP
Interna	1150,9	1426,1	685,9	1324,3
Externa	1234,2	1442,6	821,6	1360,2
Armadura	Fatores de Segurança (30 anos)			
Interna	38,4	47,5	22,9	44,1
Externa	41,1	48,1	27,4	45,3

10. Agradecimentos

O autor agradece o auxílio dos colegas do NDF com o uso dos *softwares* e o apoio da empresa *Prysmian Cables and Systems do Brasil* pela autorização para o uso do *PipeDesign*.

11. Referências

- [1]. **American Petroleum Association**. *Specification for Unbonded Flexible Pipe (API Specification 17J)*. Washington D.C. : Techstreet, 1999.
- [2]. —. *Recommended Practice for Flexible Pipe (API Recommended 17B)*. Washington D.C. : ILI, 2002.
- [3]. **Petróleo Brasileiro S.A.** *NI - 2409 Rev.A*. Rio de Janeiro : Petrobrás, 2003.
- [4]. **Prefeitura Municipal de Santos / PROMINP**. Portal da Bacia de Santos. *Bacia de Santos.com*. [Online] [Cited: Outubro 26, 2009.] <http://www.baciadesantos.com/>.
- [5]. **International Organization for Specification**. *Petroleum and Natural Gas Industries - Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 2: Unbonded Flexible Pipe Systems for Subsea and Marine Applications (ISO 13628-2)*. Geneve, Switzerland : ISO Copyright Office, 2006.
- [6]. **Det Norske Veritas**. *DNV recommended Practice DNV-RP C203, 2005, "Fatigue Design of Offshore Steel Structures"*. 2005.
- [7]. **Petróleo Brasileiro S.A. - CENPES**. *Technical Specification - I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006*. Rio de Janeiro : CENPES, 2008.
- [8]. —. *Technical Specification - I-ET-3010.00-1500-960-PPC-002*. Rio de Janeiro : CENPES, 2009.
- [9]. **ABr, Divulgação Petrobras I**. Agência Brasil. *Agência Brasil*. [Online] Empresa Brasil de Comunicações, Janeiro 02, 2009. [Cited: Julho 2010, 21.] [http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oil_platform_P-51_\(Brazil\).jpg](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oil_platform_P-51_(Brazil).jpg).
- [10]. **TIMOSHENKO, S. P. and GOODIER, J. N.** *Theory of Elasticity*. s.l. : McGraw Hill International Book Company, 1951.
- [11]. **GAY NETO, A. et al.** *Burst Prediction of Flexible Pipes*. Proceedings of 29th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering : s.n., 2010.
- [12]. **GAY NETO, A. and MARTINS, C. A.** *A Comparative Buckling Study for the Carcass Layer of Flexible Pipes*. Proceedings of 22th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering : s.n., 2009.
- [13]. **Universidade Federal do Rio de Janeiro**. *Planeta COPPE*. [Online] Outubro 12, 2010. [Cited: Dezembro 10, 2010.] <http://planeta.coppe.ufrj.br/midia/multimedia/2007/1270.jpg>.

12. Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

DESIGN OF A FLEXIBLE PIPE FOR USE IN ULTRADEEPWATER CONDITIONS – PME 2599

Eduardo Ribeiro Malta

LIFE & MO / NDF, Department of Mechanical Engineering, Polytechnic School of the University of São Paulo, São Paulo, SP, Brazil
edurmalta@usp.br

Clóvis de Arruda Martins

LIFE & MO / NDF, Department of Mechanical Engineering, Polytechnic School of the University of São Paulo, São Paulo, SP, Brazil
cmartins@usp.br

Abstract. The flexible riser consists in a large fraction of the overall cost of an oil production unit. Its importance becomes vital for the oil extraction in Brazilian territorial waters. In this case, the oil can be found at high depths and its extraction depends on a good flexible pipe system. The structural design of such tubes can be divided into several steps which must be strictly followed in order to guarantee its capability to operate in one of the nature's most aggressive environments: the deep sea. In that case, the tube is exposed to extreme loads, static or dynamic. For that reason, it has a very complex layer structure. This structure preserves the internal fluid integrity and still allows the tube to be flexible. This work is about the design methodology of a flexible riser for use in a 2000 m depth, focusing on its structural design.

Keywords: flexible riser, structural design, ultra-deepwater, project methodology