

**UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ**  
**Departamento de Engenharia Mecânica**

**ESTUDO DE VIABILIDADE DO SISTEMA DE CONEXÃO  
HORIZONTAL PARA LINHAS DE FLUXO UTILIZADAS  
NO PRÉ-SAL**

**Airton de Souza Silva**  
**Patrícia Cerávolo Nunes**

**Taubaté - SP**  
**2019**

## COMISSÃO JULGADORA

Data: \_\_\_\_\_

CONCEITO: \_\_\_\_\_

Orientador

Profa. Ma. Patrícia Cerávolo Nunes

Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Me. Milton Koiti Akiyama

Assinatura: \_\_\_\_\_

**UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ**  
**Departamento de Engenharia Mecânica**

**ESTUDO DE VIABILIDADE DO SISTEMA DE CONEXÃO  
HORIZONTAL PARA LINHAS DE FLUXO UTILIZADAS  
NO PRÉ-SAL**

**Airton de Souza Silva**

Monografia apresentada ao  
Departamento de Engenharia  
Mecânica da Universidade de  
Taubaté, como parte dos requisitos  
para obtenção do título de  
Especialista em Projeto Mecânico

**Orientador: Profa. Ma. Patrícia Cerávolo Nunes**

**Taubaté - SP**  
**2019**

**SIBi – Sistema Integrado de Bibliotecas / UNITAU**

S586e Silva, Airton de Souza  
Estudo de viabilidade do sistema de conexão horizontal para linhas de  
fluxo utilizadas no Pré-Sal / Airton de Souza Silva. -- 2019.  
38 f. : il.

Monografia (Especialização) – Universidade de Taubaté, Departamento  
de Engenharia Mecânica e Elétrica, 2019.  
Orientação: Profa. Ma. Patrícia Cerávolo Nunes, Departamento de  
Engenharia Mecânica.

1. Custo de instalação submarina. 2. Linha de fluxo. 3. Módulo de  
conexão horizontal. 4. Módulo de conexão vertical. 5. Óleo e gás. I. Título.  
II. Especialização em Projeto Mecânico.

CDD – 622.338

**Ficha catalográfica elaborada por Shirlei Righeti – CRB-8/6995**

SILVA, A. S., Estudo de viabilidade do sistema de conexão horizontal para linhas de fluxo utilizadas no pré-sal, Monografia, Especialização em Projeto Mecânico pelo Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Taubaté, Taubaté, SP, 2019, 38p.

Dedicatória:

À minha filha, Melissa e à minha esposa, Solange, pela  
motivação e orações em vista da realização deste trabalho.

## Agradecimentos

- Primeiramente, agradeço a Deus, pelo dom da minha vida, por me presentear com uma família abençoada e por me capacitar à realização deste trabalho.
- À minha esposa, pelo companheirismo, compreensão e por me incentivar a nunca desistir das minhas metas.
- À Profa. Ma. Patrícia Cerávolo Nunes, por disponibilizar seu tempo, habilidade e prestar todo suporte necessário na orientação deste trabalho.

## RESUMO

O presente trabalho conduz um estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema de conexão horizontal de linhas de fluxo para substituir o sistema vertical utilizado atualmente e ser empregado no pré-sal brasileiro, objetivando um projeto de conceito otimizado, custo reduzido e características que resultem na redução do tempo de instalação. Apesar do preço do barril de petróleo ser atualmente muito inferior do que nas últimas décadas, as grandes reservas de petróleo descobertas recentemente encontram-se em campos não convencionais, como é o caso do pré-sal brasileiro, cuja exploração mostra-se economicamente inviável à primeira vista, devido à necessidade de equipamentos e procedimentos operacionais de custo elevado, que sejam capazes de operar sob condições adversas. Entretanto, o grande volume de óleo destes campos é indispensável para a crescente demanda mundial de geração de energia. As operadoras estão buscando soluções de baixo custo para o desenvolvimento de equipamentos capazes de operar com eficiência, mesmo perante às condições rigorosas. O projeto de um módulo de conexão horizontal foi criado e validado por meio de análise de elementos finitos. Em seguida, estudos de tempo de instalação e custo de fabricação do sistema proposto foram comparados com o atual sistema vertical. A simplificação do novo conceito possibilitou uma redução de peso da ordem de 78%. O custo de fabricação ficou 65% menor e o tempo de instalação diminuiu 70%. Conclui-se, portanto, que o conceito horizontal proporciona redução de custo significativa e sua implementação vai ao encontro das soluções técnicas que as empresas do setor estão buscando para manter-se competitivas no mercado.

**PALAVRAS-CHAVE:** Módulo de conexão vertical, módulo de conexão horizontal, linha de fluxo, custo de instalação submarina, óleo e gás.



## **ABSTRACT**

*The present work carries a technical and economical feasibility study of a flowline horizontal connection system to replace the vertical system which is currently used to be applied in the Brazilian pre-salt, aiming at a project with optimized concept, reduced cost and characteristics that result in installation time reduction. Although the oil barrel price is currently much lower than in recent decades, the large oil and gas reserves recently discovered are located in unconventional fields, such as the Brazilian pre-salt, whose exploration is economically unfeasible at first sight, due the need of costly equipment and operating procedures which needs to be capable to operate under adverse conditions. In the meanwhile, the huge oil volume of these fields is essential to the growing world demand for energy generation. Operators are pursuing low-cost solutions that enable the development of equipment capable to operate efficiently, even in face of those stringent conditions. The design of a horizontal connection module was created and validated through finite element analysis. Then, both installation time and manufacturing cost studies for the proposed system were compared with the current vertical system. The simplification of the new concept enabled a weight reduction of around 78%. The manufacturing cost was 65% lower and installation time decreased by 70%. It is concluded, therefore, that the horizontal concept provides significant cost reduction and its implementation meets the technical solutions that companies in the sector are seeking to remain competitive in the market.*

**KEYWORDS:** *Vertical connection module, horizontal connection module, flowline, subsea installation cost, oil and gas.*

## LISTA DE FIGURAS:

FIGURA 1 - Localização da camada do pré-sal .....	11
FIGURA 2 - Crescimento da demanda global de petróleo .....	15
FIGURA 3 - Produção mundial de petróleo convencional .....	15
FIGURA 4 - Custo do barril do petróleo (em US\$) .....	17
FIGURA 5 - Cabeça de Poço .....	19
FIGURA 6 - ANM e BAP assentadas sobre a Cabeça de Poço .....	20
FIGURA 7 - Manifold Submarino .....	21
FIGURA 8 - PLEM / PLET .....	22
FIGURA 9 - Módulo de Conexão Vertical .....	23
FIGURA 10 - Conexão de Primeira e Segunda Extremidade .....	24
FIGURA 11 - Instalação de Linhas Flexíveis e MCV .....	25
FIGURA 12 - Cargas aplicadas no MCV .....	25
FIGURA 13 - Conector hidráulico de MCV .....	26
FIGURA 14 - Cargas descarregadas na conexão vertical .....	29
FIGURA 15 - Conceito do sistema de conexão tipo <i>clamp</i> .....	32
FIGURA 16 - Análise de tensão do modelo 3D do MCH .....	33

### **LISTA DE TABELAS:**

TABELA 01 - Cargas críticas de instalação/ operação do MCV e MCH .....	30
TABELA 02 - Custo de instalação com navio sonda .....	30
TABELA 03 - Custo total de fabricação do MCV e MCH .....	31
TABELA 04 - Comparação de custos do MCV x MCH .....	31

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

**ANM:** Árvore de Natal Molhada

**BAP:** Base Adaptadora de Produção

**BOP:** *Blow Out Preventer* (preventor de erupções)

**FEA:** *Finite Element Analysis* (Análise de Elementos Finitos)

**H<sub>2</sub>S:** Ácido sulfídrico (ou sulfeto de hidrogênio)

**IEA:** Agência internacional de Energia (International Energy Agency)

**mb/d:** milhões de barris (de petróleo) por dia

**MCH:** Módulo de Conexão Horizontal

**MCV:** Módulo de Conexão Vertical

**OECD:** *Organization for Economic Cooperation and Development*

**OPEC:** *Organization of the Petroleum Exporting Countries*

**OPEP:** Organização dos Países Exportadores de Petróleo

**PLEM:** *Pipe Line End Manifold*

**PLET:** *Pipe Line End Termination*

**PLSV:** *Pipe Laying Support Vessel* (navio de lançamento de linhas)

**ROV:** *Remotely Operated Vehicle* (veículo operado remotamente)

**SPS:** Sistema de Produção Submarino

**WEO:** World Energy Outlook

**WOO:** World Oil Outlook

## SUMÁRIO

RESUMO	
ABSTRACT	
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABELAS	
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	
1. INTRODUÇÃO .....	11
1.1 Contexto e motivação .....	11
1.2 Objetivos e justificativas .....	12
2. REVISÃO DA LITERATURA .....	14
2.1 Sistema de Produção Submarino .....	18
2.1.1 Cabeça de poço .....	19
2.1.2 Árvore de Natal Molhada e Base Adaptadora de Produção .....	19
2.1.3 <i>Manifolds</i> Submarinos .....	21
2.1.4 PLEM e PLET .....	21
2.1.5 Módulo de Conexão Vertical .....	22
2.1.5.1 Instalação de MCV e linhas flexíveis .....	23
3. PROPOSIÇÃO .....	26
4. METODOLOGIA .....	28
5. RESULTADOS .....	29
6. DISCUSSÃO .....	31
7. CONCLUSÃO .....	35
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	36
GLOSSÁRIO .....	38

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Contexto e motivação

A indústria de óleo e gás presencia atualmente um cenário de grande flutuação do preço do barril de petróleo, que se mantém numa faixa muito inferior comparada aos valores que alcançou nas últimas décadas. Este fato, torna a exploração de campos mais complexos (não convencionais) economicamente inviável.

Porém, as grandes reservas de petróleo descobertas recentemente estão localizadas nestes campos, que oferecem condições de exploração extremamente desafiadoras e grandes riscos operacionais. Este é o caso do pré-sal brasileiro, extensa faixa com grandes reservas de óleo e gás localizadas em profundidades que podem superar sete mil metros em relação ao nível do mar. O petróleo está enclausurado em poços situados abaixo de uma grossa camada de sal, sob pressão de até 10.000 psi (690 bar ou 69 MPa) com grande concentração de ácido sulfídrico ( $H_2S$ ). A Figura 1 ilustra a localização e a profundidade da camada de pré-sal.

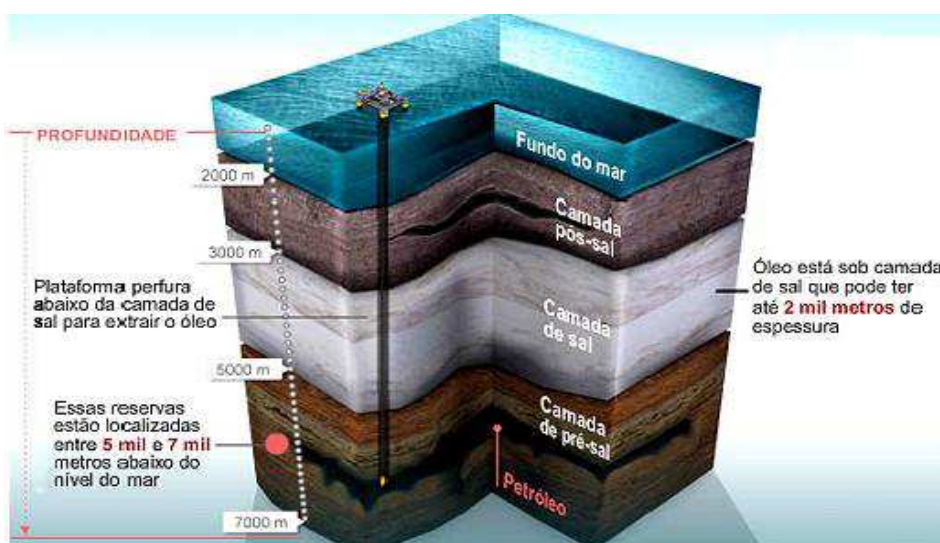


FIGURA 1 - Localização da camada do pré-sal (Arêde, 2013)

Mesmo diante das condições ambientais severas e adversidades encontradas na exploração dos campos não convencionas, o grande volume e a qualidade do óleo existente nessas reservas terão papel muito importante para garantir a geração de energia em quantidade suficiente que irá suprir a crescente demanda mundial e assegurar a sobrevivência das empresas do setor nas próximas décadas. Frente a este cenário, as operadoras estão investindo em pesquisas e estudos, na busca de soluções inovadoras de baixo custo, que viabilizem o desenvolvimento de equipamentos capazes de operar com eficiência, mesmo perante às condições rigorosas, e atender à necessidade de produção em grande escala.

Neste sentido, percebe-se a necessidade de uma completa avaliação dos equipamentos que compõem o Sistema de Produção Submarino (SPS) do pré-sal, visando a aplicação de novas tecnologias que possibilitem maior flexibilidade dos requisitos operacionais em comparação àqueles aplicados atualmente, com o objetivo de desenvolver um conceito otimizado de equipamentos submarinos que resulte na simplificação das etapas de completação de um poço e, necessariamente, reduza o tempo de instalação dos equipamentos, porém, sem pôr em risco a segurança operacional e o meio ambiente.

## **1.2 Objetivos e justificativas**

Este trabalho foi conduzido por um profissional que atua numa empresa fornecedora de equipamentos submarinos com representatividade internacional, que realizou um estudo de viabilidade técnica e econômica do desenvolvimento de um novo conceito de equipamentos submarinos, com foco de aplicação nos diversos campos do pré-sal brasileiro, com a meta de redução significativa de

custos, inclusive das operações de instalação, em comparação aos equipamentos empregados atualmente nos campos marinhos do país.

Durante a fase inicial do estudo, uma configuração simplificada da Árvore de Natal Molhada (ANM), que consiste num dos principais equipamentos do SPS, foi desenvolvida com conceito de projeto otimizado. As principais vantagens foram a redução do peso e custo do equipamento, que oferecia a flexibilidade de adicionar múltiplas funcionalidades ao arranjo, exigindo apenas pequenos ajustes, de acordo com as necessidades de operação de cada campo onde o mesmo fosse operar.

Durante uma análise técnica realizada no projeto, foi identificado que a principal inovação tecnológica apresentada por este conceito de ANM foi a proposta de substituição do Módulo de Conexão Vertical (MCV) pelo novo Módulo de Conexão Horizontal (MCH). O MCV é o sistema atualmente utilizado nos campos de exploração nacional para realizar a conexão da linha de fluxo com a ANM ou com outros equipamentos submarinos.

A proposta de desenvolver o novo sistema horizontal de conexão submarina para desempenhar a mesma função do MCV, traz a expectativa de grande redução no custo de fabricação do equipamento. Também é esperado que o tempo de instalação do MCH seja significativamente menor e, com isso, se alcance uma economia expressiva no processo operacional, sabendo que o custo do aluguel diário de um navio sonda é muito alto.

Desta forma, foi decidido continuar com o estudo de desenvolvimento apenas do projeto do MCH, o qual foi identificado como oportunidade tecnológica que precisa de desenvolvimento específico e será objeto deste trabalho.



## 2. REVISÃO DA LITERATURA

A demanda mundial por petróleo e seus derivados cresceu continuamente nas últimas décadas, porém, existe a preocupação de que a quantidade existente na natureza deste recurso não seja suficiente para acompanhar o aumento populacional. Segundo Paula (2017), apesar de muitos esforços terem sido empregados para a diversificação da matriz energética mundial, as projeções atuais ainda apresentam considerável crescimento na demanda de petróleo e gás natural.

A perspectiva da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEC - *Organization of the Petroleum Exporting Countries*), publicada em novembro de 2017, projeta um aumento de 16% na produção mundial de petróleo, chegando a 108,6 milhões de barris por dia (mb/d) em 2040 (OPEC, 2017).

Outra projeção de aumento de produção do petróleo foi feita na publicação da Agência Internacional de Energia (IEA - *International Energy Agency*), em novembro de 2018, apontando que o crescimento da demanda global de petróleo desacelera, porém, ainda não atingirá seu pico até 2040, quando será de 106 mb/d de acordo com a projeção, o que representa um aumento de 11 mb/d em comparação com a demanda atual (IEA, 2018).

A Figura 2 ilustra a projeção do crescimento da demanda global de petróleo para as duas próximas décadas.

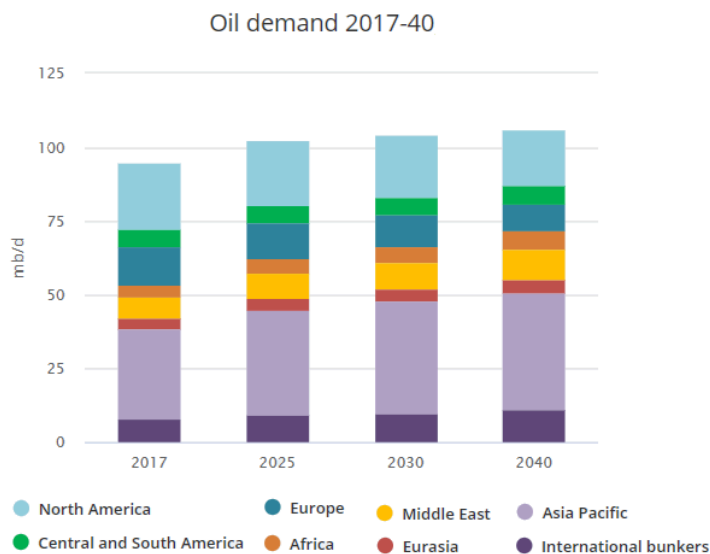


FIGURA 2 - Crescimento da demanda global de petróleo (IEA, 2018)

A produção de petróleo convencional (barato), ilustrada da Figura 3, acompanhou o aumento da demanda mundial e estimulou o desejo dos países produtores em alcançar autonomia das suas matrizes energéticas (IEA, 2013).

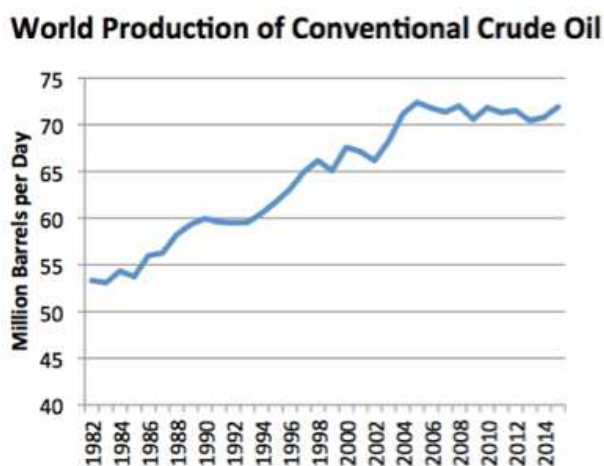


FIGURA 3 - Produção mundial de petróleo convencional (Tverberg, 2016)

No entanto, os estudos geológicos realizados na prospecção das jazidas petrolíferas ao longo dos anos, demonstraram que não há quantidade de petróleo suficiente para suprir a demanda projetada para as próximas décadas nas reservas convencionais, aquelas onde é possível realizar a exploração e produção

com baixo custo, notadamente nos campos de superfície (terrestres) ou submarinos de águas rasas (até 300 metros de profundidade).

Coutinho (2017), explica que não há fonte de energia substituta para o petróleo barato de se produzir (convencional), porém, ele acabou, e as consequências econômicas do seu esgotamento são vividas atualmente pela humanidade. Campbell et al. (1998), em seu artigo publicado na revista *Scientific America*, “*The End of Cheap Oil*” (O Fim do Petróleo Barato), que viria a se tornar um clássico, já apresentaram estudos que demonstravam o fim do petróleo convencional num futuro próximo.

A projeção da extinção do petróleo convencional impulsionou estudos e pesquisas para viabilizar as operações de exploração de fontes de petróleo e gás natural não convencionais. Estas fontes são complexas e apresentam grandes desafios geológicos e geográficos, encontrados desde a prospecção até a produção do petróleo, dentre os quais podemos citar a grande profundidade das reservas de óleo e gás, elevada concentração de H<sub>2</sub>S, altas pressões e temperaturas, regiões inóspitas, correntes marinhas, frio extremo, etc. (Paula, 2017).

Neste contexto, encontra-se o pré-sal brasileiro, camada que oferece condições de exploração extremamente desafiadoras, compreende uma faixa com extensão de 800 quilômetros desde o estado do Espírito Santo até Santa Catarina. O petróleo alojado nas reservas localizadas nessa região, encontra-se em profundidades que superam os sete mil metros em relação ao nível do mar e está situado abaixo de uma extensa camada de sal que conserva a qualidade do óleo (Migliaccio, 2009).

Em virtude da queda do preço do barril de petróleo, agravada entre 2014 e 2015, o desenvolvimento de campos submarinos não convencionais, como é o caso do pré-sal, mostra-se economicamente inviável a primeira vista. Diante desta realidade, as operadoras são obrigadas a encontrar meios de reduzir os custos das operações e dos equipamentos submarinos. A Figura 4 ilustra a variação do preço do barril de petróleo nos últimos anos.

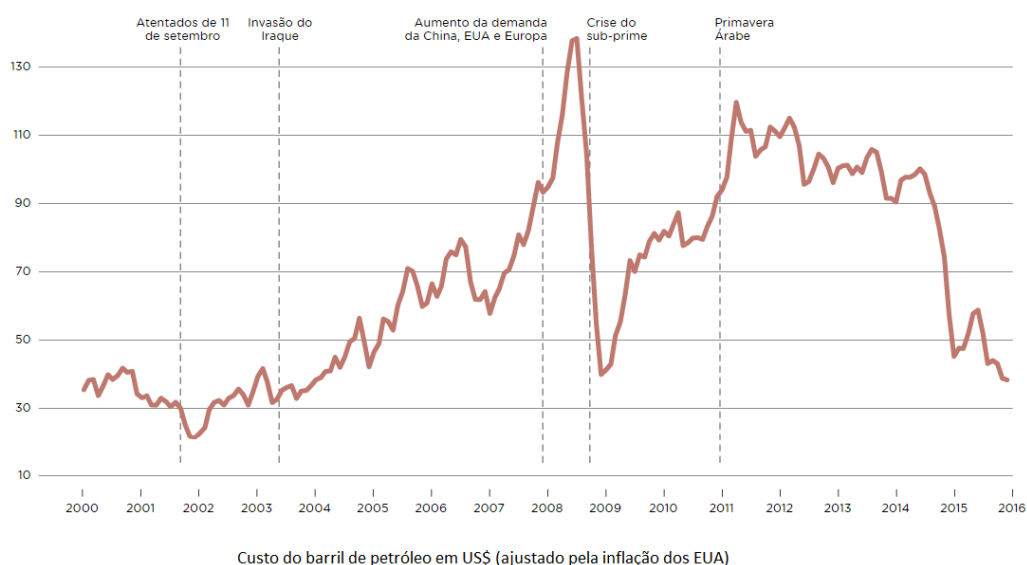


FIGURA 4 - Custo do barril do petróleo (em US\$) (Mariani et al., 2016)

Nas últimas décadas, para atender a demanda de nível de produção em grande escala e, ao mesmo tempo, cumprir as exigentes normas de segurança do setor, os equipamentos submarinos foram se modernizando continuamente, sem se preocupar em manter baixos os custos de fabricação e operação. Essa estratégia se mostrou sustentável por muitos anos, num período que o preço do barril de petróleo se mantinha em elevação, na maior parte do tempo. Contudo, no cenário atual, onde o preço permanece num nível muito inferior, a sobrevivência das indústrias do ramo depende de investimentos em tecnologia e soluções de baixo custo que sejam capazes de superar as condições adversas

dos campos não convencionais, além das exigências de segurança operacional e dos desafios ambientais, que são cada vez maiores.

As sondas e embarcações marítimas também apresentam alto custo em virtude dos inúmeros recursos operacionais que oferecem. Existem diversos tipos, cada um com complexidades múltiplas que possibilitam ganhos operacionais significativos. Por esta razão, o custo com o aluguel de sondas e embarcações varia muito de acordo com os recursos oferecidos por cada tipo. Em virtude dessa diversidade, se justifica a sua presença nas análises de custo de desenvolvimento de campos submarinos (Candol et al., 2012).

### **2.1 Sistema de Produção Submarino**

Com a redução do volume de petróleo nas reservas em águas rasas, os campos de águas profundas começaram a ser cada vez mais estudados e neles foram descobertos grandes volumes de óleo. Para viabilizar a exploração destes campos não convencionais foi criado o Sistema de Produção Submarino, responsável por todas as funções de completação do poço. No SPS a maioria dos equipamentos de controle do poço, que até então ficavam em plataformas, passam a posicionar-se no fundo do mar, permitindo que os fluidos produzidos sejam enviados por meio de linhas de fluxo para uma planta de processamento (Rodriguez, 2017).

Segundo Cordon (2017), um SPS pode ser formado por diversas combinações de equipamentos instalados no leito marinho. Basicamente, é composto por ANM, cabeça de poço (*wellhead*) e um *manifold* submarino. Este último tem a função de receber o fluido produzido de diferentes poços contidos no mesmo campo. Contudo, dependendo das características do sistema, pode ser necessário a utilização de outros equipamentos, como PLET, PLEM, separadores,

compressores, bombas, etc. A definição de quais e quantos equipamentos irão compor o sistema submarino depende essencialmente da composição do óleo contido no reservatório, lâmina d'água, pressão do poço, aspectos econômicos, logística de manutenção dos equipamentos e monitoramento da produção.

### 2.1.1 Cabeça de poço

A cabeça de poço é um conjunto de equipamentos onde são ancorados os tubos de revestimento do reservatório e fica posicionada abaixo da ANM (Cordon 2017). É uma estrutura fundamental para o SPS, pois sustenta o peso dos revestimentos dos poços, resiste aos esforços da coluna de perfuração, provê sustentação e vedação com o preventor de erupções (*Blow Out Preventer - BOP*) e tem a função de acomodar e travar a Base Adaptadora de Produção (BAP) (Rodrigues, 2016). A Figura 5 ilustra um sistema típico de cabeça de poço.

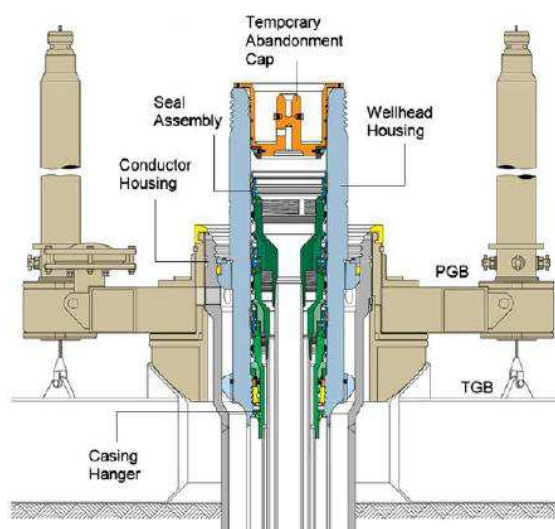


FIGURA 5 - Cabeça de Poço (Rodrigues, 2016)

### 2.1.2 Árvore de Natal Molhada e Base Adaptadora de Produção

A Árvore de Natal Molhada é um equipamento composto por um conjunto de válvulas, tem a função de controlar o fluxo do fluido produzido e promover interface entre a *wellhead* e as linhas de fluxo de produção. As válvulas que

compõem a ANM têm funções de teste e serviço, e são capazes de fechar o acesso ao reservatório, interrompendo o escoamento dos fluidos produzidos. A BAP é instalada entre a cabeça de poço e a ANM e tem a função de alojar e travar as linhas de fluxo (Rodrigues, 2016).

Para que seja possível recuperar a ANM e levá-la até a superfície para serviços de manutenção, sem ter que remover toda a coluna de produção que se estende até o poço, a BAP acomoda o suspensor de colunas e sustenta o peso de todo o comprimento de tubos.

Segundo Cordon (2017), as principais funções de uma ANM é promover a produção de fluidos no reservatório para o ponto de entrega, injetar fluidos no poço (água, gás e produtos químicos) e possibilitar, quando necessário, operações de limpeza, estimulação de poço, manutenção e reparo. Uma ou mais linhas de fluxo fazem a interligação entre a BAP e geralmente um *manifold*, para permitir o escoamento ou injeção dos fluidos. O controle, monitoramento e manutenção dos equipamentos instalados no leito marinho é realizado por veículos operados remotamente (*Remotely Operated Vehicle - ROV*).

A Figura 6 ilustra a BAP e ANM assentadas sobre a cabeça de poço.

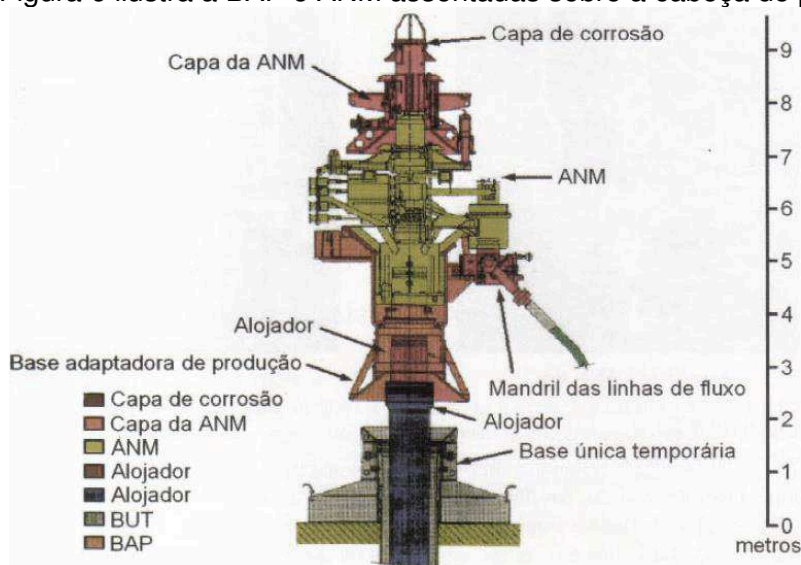


FIGURA 6 - ANM e BAP assentadas sobre a Cabeça de Poço (Thomas, 2001)

### 2.1.3 Manifolds Submarinos

São grandes estruturas utilizadas para simplificar os sistemas submarinos, uma vez que possibilita a diminuição do número de linhas de fluxo e consegue maior controle do fluxo de produção. O *manifold* também pode ser capaz de injetar gás, água e produtos químicos para estimular o aumento de produção dos poços (Rodrigues, 2016).

Segundo Cordon (2017), a principal função do *manifold* submarino é a coleta da produção simultânea de diferentes reservatórios. É composto por um arranjo de tubulações e conjuntos de válvulas de bloqueio e de controle de escoamento (*chokes*).

A Figura 7 ilustra um *manifold* submarino.

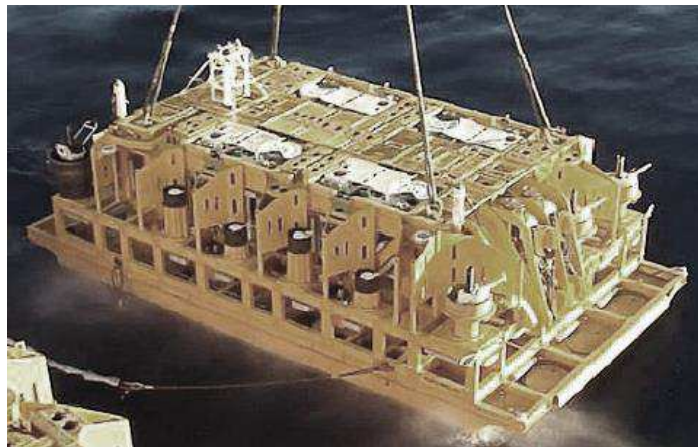


FIGURA 7 - *Manifold* Submarino (Rodrigues, 2016)

### 2.1.4 PLEM e PLET

Segundo Rodrigues (2016), quando é muito grande a quantidade de poços num campo de petróleo, é inviável fazer a interligação de cada poço ao seu ponto de entrega, por meio de linhas de fluxo individuais. Como solução, é instalado um *Pipe Line End Manifold* (PLEM), que consiste numa estrutura submarina localizada no final dos dutos de produção e conectado a um *manifold* ou a uma



ANM. O PLEM também pode ser denominado *Pipe Line End Termination* (PLET), principalmente se for provido de uma válvula e sistema de conexão vertical. A Figura 8 ilustra o PLEM / PLET instalados num sistema submarino.

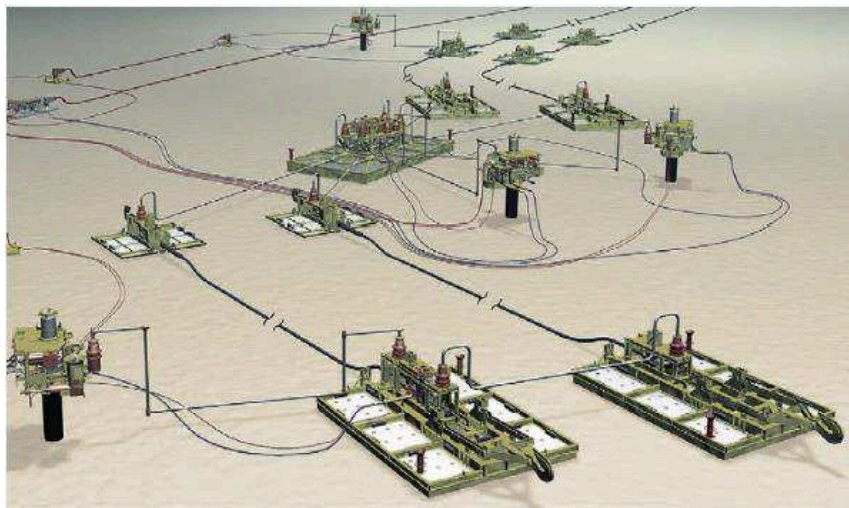


FIGURA 8 - PLEM / PLET (Rodrigues, 2016)

### 2.1.5 Módulo de Conexão Vertical

A sigla MCV significa Módulo de Conexão Vertical, que é o equipamento encarregado de fazer a ligação das linhas de fluxo e dos umbilicais de controle com o PLEM ou PLET (Machado, 2016).

Rodrigues (2016), explica que o MCV provê a conexão entre o poço e a linha de fluxo e pode ser usado nas linhas de produção, serviço (anular) e controle (eletro-hidráulico), podendo desta forma ser especificado pelas siglas MCV-P, MCV-A e MCV-U, respectivamente.

O MCV é o componente responsável pela conexão entre uma linha de fluxo e a ANM, PLET ou *Manifold*. Os seus principais componentes são o flange rotativo (*swivel*), pescoço de ganso (*gooseneck*), painel de ROV, conector e *soft landing*. Todos os esforços descarregados no módulo durante a instalação devem ser suportados pelo *gooseneck* (Schimidt, 2016).

Segundo Rebello (2015), o sistema de conexão vertical é composto pelo próprio MCV, mandril fixo que geralmente fica na BAP, anel de vedação metálica e sistema de guia e assentamento do módulo.

A Figura 9 ilustra um MCV e seus principais componentes.

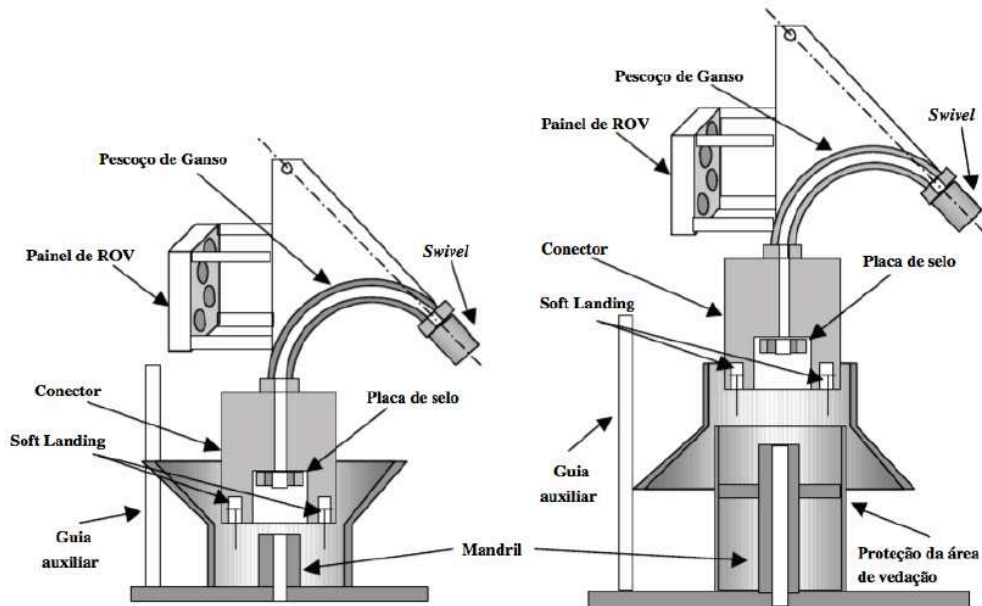


FIGURA 9 - Módulo de Conexão Vertical (Rebello, 2015)

### 2.1.5.1 Instalação de MCV e linhas flexíveis

Uma linha de fluxo é denominada *flowline* sempre que for flexível, estiver apoiada no solo marinho e conectada a um equipamento submarino, seja ele BAP, ANM, PLET ou PLEM. A conexão de uma *flowline* em um equipamento geralmente é feita através do Módulo de Conexão Vertical. A instalação do MCV ocorre com auxílio de ROV e guindaste da embarcação e pode ser tanto no método CVD de 1ª, quando ocorre a Conexão Vertical Direta na primeira extremidade da *flowline*, quanto no método CVD de 2ª, para os casos em que a Conexão Vertical Direta é feita na segunda extremidade (Machado, 2016).

Segundo Rebello (2015), quando a instalação é realizada por CVD de 1ª, a conexão entre o MCV e a *flowline* é realizada antes do lançamento do duto no

mar. Já no processo de CVD de 2ª, a conexão acontece após o lançamento do duto no fundo do mar. O lançamento do MCV é feito por meio de um navio de lançamento de linhas (*Pipe Laying Support Vessel* - PLSV) equipado com sistema de posicionamento dinâmico, para garantir que o equipamento seja instalado na posição correta. A Figura 10 ilustra as conexões de primeira e segunda extremidades, respectivamente.

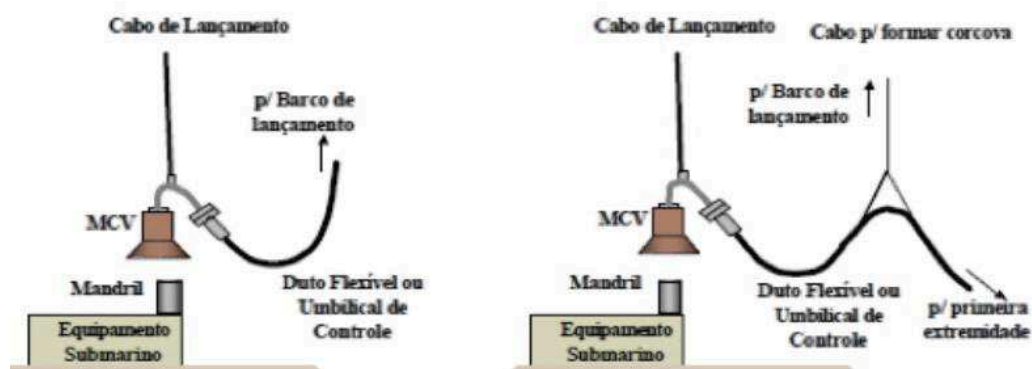


FIGURA 10 - Conexão de Primeira e Segunda Extremidade (Rebello, 2015)

Rodriguez (2017), esclarece que durante a descida do MCV utiliza-se o procedimento de “pagamento” do cabo de aço e das linhas de fluxo simultaneamente. Esta etapa deve ser realizada de forma cautelosa e com monitoramento constante realizado pelo ROV para garantir que não ocorra danos no equipamento e nas linhas de fluxo, fato que resultaria em grande perda de tempo de instalação para recuperar ou substituir os itens danificados. Desta forma, fica evidente que o processo de instalação do MCV e linhas flexíveis exige grande experiência por parte dos engenheiros, pois uma pequena falha operacional oferece alto risco de danos aos equipamentos submarinos.

A Figura 11 ilustra um sistema de instalação de linhas flexíveis e MCV com monitoramento de ROV.

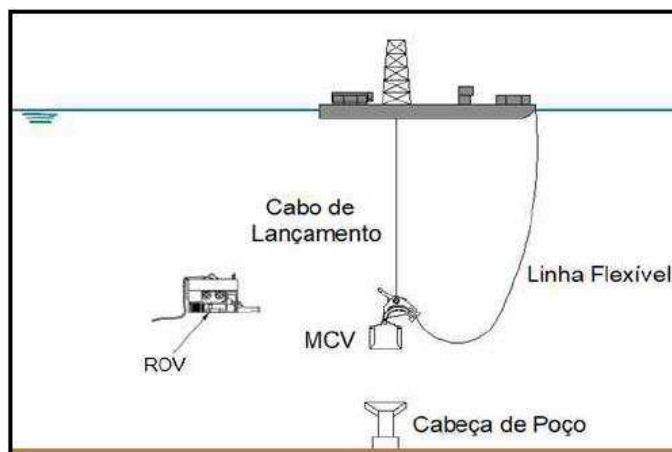


FIGURA 11 - Instalação de Linhas Flexíveis e MCV (Rodriguez, 2017)

O MCV é exposto a um crítico contexto de cargas durante as etapas de instalação e operação. O equipamento é submetido a esforços de tração, compressão e momento fletor, os quais também serão descarregados no *gooseneck* com grande intensidade quando o MCV estiver em operação (Rebello, 2015).

A Figura 12 ilustra as cargas de instalação e operação às quais o MCV é submetido.

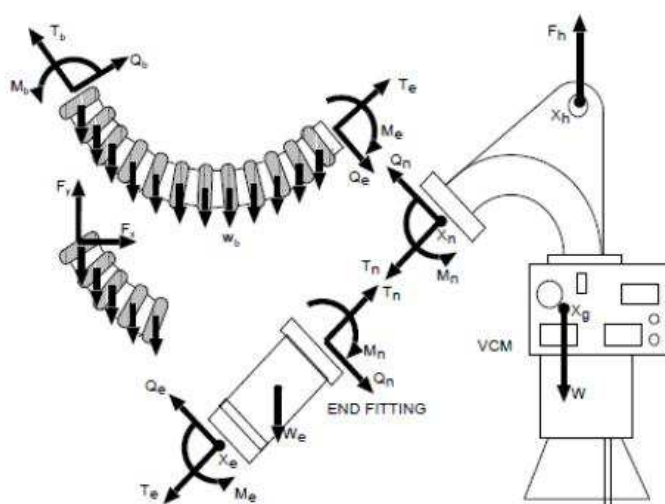


FIGURA 12 - Cargas aplicadas no MCV (Rebello, 2015)

### 3. PROPOSIÇÃO

Existe uma grande dificuldade em garantir a qualidade de interface entre dois equipamentos submarinos, ou entre um equipamento e uma linha de fluxo, por onde se escoa o fluido de produção. A indústria de óleo e gás busca soluções de acoplamento que ofereçam boas condições de instalação e que utilizem o menor número possível de ferramentas para a realização deste processo. Na conexão entre dois elementos é necessário garantir vedação total, de maneira que não haja o mínimo vazamento de óleo ou gás para o oceano. Para cumprir tais requisitos são utilizados os conectores (Abreu et al., 2017).

O MCV tradicional é fabricado com um conector do tipo *collet* (pinça), que é acionado hidráulicamente através de umbilicais vindos da embarcação de operação, localizada na superfície, para executar as funções de travamento, destravamento, destravamento de emergência, etc.

A Figura 13 ilustra um conector hidráulico de MCV nas posições destravado (1) e travado (2).

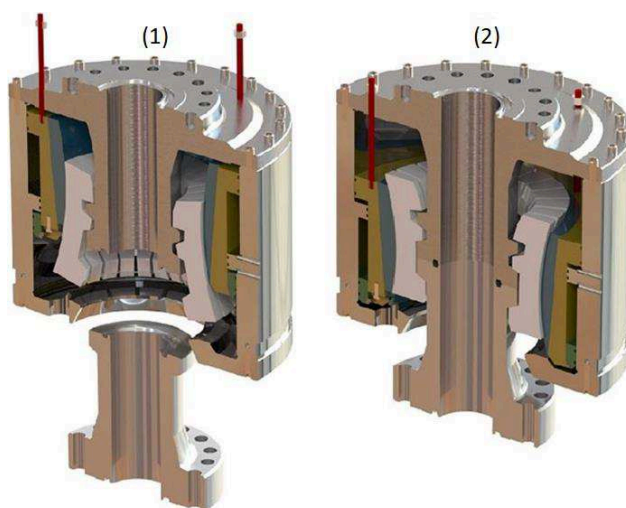


FIGURA 13 - Conector hidráulico de MCV (Reel Power OG, 2016)

Este trabalho visa demonstrar a viabilidade técnica e econômica do desenvolvimento de um sistema de conexão horizontal de *flowlines*, para substituir o sistema vertical, estado da arte atual utilizado nos campos do pré-sal. Uma análise abrangente dos aspectos técnicos e econômicos será efetuada comparando os dois conceitos de conexão, afim de avaliar as vantagens do sistema horizontal proposto. É esperado que o MCH apresente custo de fabricação e tempo de instalação menores que o MCV. Contudo, a conexão horizontal será projetada para atender a todos os requisitos funcionais exigidos para operar sob as condições ambientais extremas dos campos do pré-sal.

O MCH será um item com conceito de projeto relativamente simples, equipado com um conector mecânico de modelo compacto, estilo *clamp* (grampo) com acionamento puramente mecânico, que será efetuado por ROV sem a necessidade de alimentação hidráulica por meio de umbilicais vindos da superfície.

O módulo poderá ser utilizado para conexão de linhas de fluxo rígidas ou flexíveis, tanto na posição de entrada, quanto na posição de saída de um arranjo submarino. Pelo fato de estar alinhado horizontalmente com a linha de fluxo, o MCH proporciona procedimentos de instalação mais simples, uma vez que reduz significativamente a intensidade do momento fletor descarregado no módulo durante a instalação, quando comparado ao sistema de conexão vertical e, desta forma, evita possíveis danos ao equipamento e minimiza os riscos associados à instalação.

#### 4. METODOLOGIA

Os requisitos funcionais vigentes para operação nos campos do pré-sal serão utilizados como dados de entrada para o desenvolvimento do projeto do módulo de conexão horizontal. O conceito do módulo será elaborado por meio de recursos de engenharia para executar o modelamento 3D, detalhamento, simulação computacional de análise de elementos finitos e avaliação das operações de instalação.

Os modelos 3D do MCH proposto serão produzidos em software INVENTOR®, seguindo as dimensões e geometrias definidas no projeto. Primeiramente, serão feitos os modelamentos individuais de cada componente, para que em seguida, todos os elementos sejam integrados e formem o modelo de montagem do módulo de conexão. A partir dos modelos 3D serão gerados os desenhos 2D de detalhamento.

A resistência mecânica do MCH será avaliada por meio de simulação computacional de Análise de Elementos Finitos (FEA - *Finite Element Analysis*). Para isto, os modelos 3D serão avaliados em software de cálculo ANSYS®, onde serão simulados os vínculos de travamento, graus de liberdade e pares de contato. Além disso, também serão aplicadas as cargas de tração, força cortante e momento fletor, combinadas com pressão interna, para simular as condições ambientais de operação do equipamento.

Dentre os critérios de definição das características construtivas e geométricas, também serão considerados pontos passíveis de melhoria que resultem na simplificação da etapa de instalação do MCH. Após a definição do projeto, será efetuado um estudo de tempo de instalação, considerando as

modificações aplicadas ao novo sistema de conexão, principalmente a alteração do conceito de conexão vertical para horizontal.

Após a validação técnica do conceito do projeto, os desenhos de detalhamento e listas técnicas de materiais serão utilizados para realizar o levantamento dos custos de fabricação, montagem, testes, etc., com os quais se chegará ao custo total teórico de fabricação do MCH. Desta maneira, será avaliada a redução de custos esperada para o sistema proposto em comparação ao atual módulo de conexão vertical em seu estado da arte.

## 5. RESULTADOS

O conceito de projeto do MCH possibilitou grande redução dos esforços mecânicos que são descarregados no sistema de conexão durante sua instalação e durante o período de produção de petróleo de um poço. As cargas mais críticas às quais os módulos de conexão são submetidos foram calculadas para um determinado cenário de instalação e operação, que representam as condições ambientais da região do pré-sal, principalmente no que diz respeito à lâmina d'água e pressão do poço.

A Figura 14 ilustra o sentido e direção das cargas de tração ( $F_x$ ), força cortante ( $F_z$ ) e momento fletor ( $M_y$ ), e a Tabela 01 mostra os valores calculados para as mesmas, tanto para o MCV, quanto para o MCH.

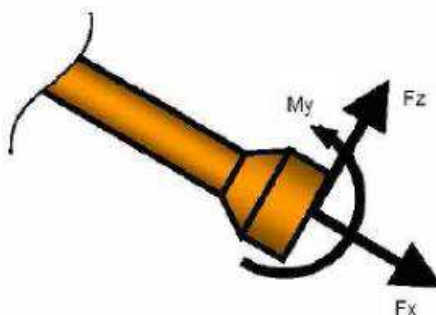


FIGURA 14 - Cargas descarregadas na conexão (Rebello, 2015)



TABELA 01 - Cargas críticas de instalação/ operação do MCV e MCH

<b>Carregamento</b>	<b>MCV</b>	<b>MCH</b>
Tração $F_x$ (kN)	30,13	22,15
Força Cortante $F_z$ (kN)	-49,23	-15,17
Momento Fletor $M_y$ (kN.m)	-148,00	-78,21

O peso coletado em *software* do modelo 3D da montagem com as características geométricas finais do módulo horizontal foi de 1510 kg, representando ampla redução em relação ao peso de um módulo vertical utilizado atualmente, que é em torno de 6900 kg.

Os aprimoramentos aplicados ao projeto do sistema de conexão horizontal permitiram uma redução do tempo de instalação de 10 para 3 horas, em relação ao MCV. Essa diferença resulta numa economia expressiva dos custos de instalação, considerando que o custo do aluguel diário de um navio sonda pode chegar a USD 350.000,00 (SINAVAL, 2016).

A Tabela 02 mostra os custos referente às diárias de aluguel de um navio sonda utilizado para a instalação dos módulos de conexão. Considera-se que o período de uma diária de aluguel equivale a vinte e quatro horas de operação.

TABELA 02 - Custo de instalação com navio sonda

<b>Equipamento</b>	<b>Custo (USD)</b>
MCV	145.833,33
MCH	43.750,00

Para calcular o custo total de fabricação do MCH, foi realizado um levantamento completo dos custos de hora-máquina, horas de montagem, teste, entre outros, para formar o custo final e avaliar a diferença apresentada em comparação ao MCV, cujo custo considerado representa uma média de valor de

mercado. A Tabela 03 mostra os custos totais dos sistemas de conexão vertical e horizontal.

TABELA 03 - Custo total de fabricação do MCV e MCH

<b>Equipamento</b>	<b>Custo (R\$)</b>
MCV (custo de mercado)	840.436,00
MCH (custo calculado)	291.287,00

O sistema de conexão horizontal proposto para substituir o sistema vertical atualmente utilizado, apresentou vantagens nas comparações de cargas de operação e instalação, peso do equipamento, tempo de instalação, custo com aluguel de navio sonda e custo final de fabricação. A tabela 04 mostra o resumo das comparações efetuadas entre os dois sistemas e evidencia os benefícios do MCH.

TABELA 04 - Comparação de custos do MCV x MCH

<b>Característica</b>	<b>MCV</b>	<b>MCH</b>	<b>REDUÇÃO</b>
Tração $F_x$ (kN)	30,13	22,15	26%
Força Cortante $F_z$ (kN)	-49,23	-15,17	69%
Momento Fletor $M_y$ (kN.m)	-148,00	-78,21	47%
Peso (kg)	6900	1510	78%
Tempo de instalação (h)	10	3	70%
Custo diária navio sonda (USD)	145.833,33	43.750,00	70%
Custo total de fabricação (R\$)	840.436,00	291.287,00	65%

## 6. DISCUSSÃO

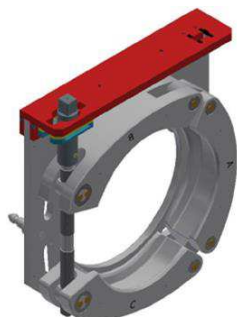
O MCV é um produto com algumas características relativamente complexas e precisa ter dimensões robustas o suficiente para suportar os grandes esforços mecânicos aos quais é submetido durante a produção de petróleo de um poço, pois além de ter que suportar a pressão do reservatório, por estar no

caminho percorrido pelo fluido até chegar ao seu destino final, também provoca uma mudança de sentido do fluxo, potencializando as cargas resultantes da pressão interna. Contudo, esses esforços podem ser ainda maiores durante a sua instalação, quando um grande peso referente ao trecho de linha de fluxo que fica pendurada ao gooseneck é descarregado no equipamento e eleva expressivamente os esforços de tração, força cortante e momento fletor.

O sistema de conexão horizontal proposto reduz significativamente as cargas de instalação, uma vez que a descida até o leito marinho do MCH e linha de fluxo deve acontecer simultaneamente. Deste modo, o equipamento não terá que suportar nenhum peso da linha de fluxo, uma vez que a mesma será sustentada pelo guindaste desde o seu ponto de acoplamento com o módulo de conexão.

Durante a produção de petróleo o fluxo passa pelo MCH em linha reta e gera cargas bem menores do que no MCV, por não causar desvio de fluxo.

A Figura 15 ilustra o modelo 3D do conceito do sistema de acoplamento tipo *clamp* do MCH, onde a energização e pré carga da conexão acontecem por ação puramente mecânica e, conseqüentemente, dispensa o uso de tubos e conexões para alimentação hidráulica.



Conexão  
tipo *clamp*

FIGURA 15 - Conceito do sistema de conexão tipo *clamp* (Fonte: Autor)

O modelo 3D do MCH foi validado por simulação computacional de elementos finitos com as características geométricas e materiais empregados no projeto do equipamento. A Figura 16 ilustra a análise de tensão do modelo 3D da conexão tipo *clamp*, sob as condições de carga calculadas para o sistema horizontal.

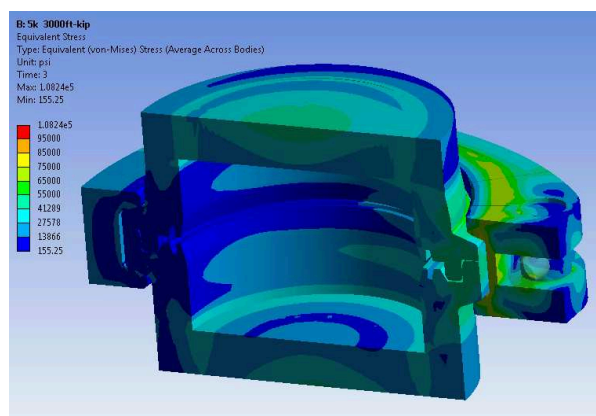


FIGURA 16 - Análise de tensão do modelo 3D do MCH (Fonte: Autor)

Sabendo-se que o método de conexão horizontal resulta em cargas de instalação e operação significativamente menores, o projeto do MCH pôde ser simplificado, eliminando características construtivas complexas e reduzindo as dimensões dos componentes.

Tratando-se do processo de instalação dos módulos de conexão, o MCH também apresenta uma redução expressiva nas horas necessárias para efetuar o procedimento. O sistema foi projetado para fazer um assentamento guiado por uma estrutura simples, para posteriormente, ser movimentado horizontalmente até a posição onde acontecerá o acoplamento.

Na instalação do MCV, a sua aproximação até o ponto de acoplamento é feita com o conector do módulo em posição angular, dificultando a localização do ponto de assentamento. Após ser guiado até a posição correta, manobras

complexas devem ser realizadas com auxílio de ROV para vencer a carga referente ao peso da linha e permitir que aconteça o acoplamento.

Dentre todos os aspectos econômicos, a simplificação da etapa de instalação do MCH representou a maior redução de custo em comparação ao MCV, pois além de diminuir o tempo de operação, também possibilitou o uso de barcos de instalação de menor custo em relação àqueles utilizados atualmente. A duração da instalação de um MCV atualmente gira em torno de 10 horas. Um estudo de duração do tempo de instalação do MCH mostrou que o mesmo precisará de aproximadamente 3 horas para ser totalmente instalado. A redução do tempo se dá principalmente em virtude das simplificações aplicadas ao projeto, que possibilitaram mudanças no sistema de acoplamento.

Na comparação de custo de fabricação entre MCV e MCH, o sistema horizontal apresentou um valor bem menor. Os itens determinantes pela grande redução foram as melhorias de projeto que atribuíram ao sistema características vantajosas como tamanho reduzido e simplificações de geometria e do conceito de funcionamento.

Como sugestão para novas pesquisas é sugerido a elaboração de um planejamento completo para a fabricação do MCH. O estudo pode incluir o levantamento de mão de obra e recursos fabris necessários, cronograma de todas as fases da manufatura, desde a aquisição de matéria prima até a liberação do produto para entrega, entre outros. Também é recomendável a criação dos planos de teste e qualificação das novas tecnologias aplicadas ao projeto. Através deste estudo, seria possível identificar quais materiais e processos estão no caminho crítico de fabricação e, se possível, implementar metodologias para redução do tempo total de produção.

## 7. CONCLUSÃO

Pode-se perceber através do estudo que o desenvolvimento de um módulo de conexão horizontal de acoplamento mecânico tipo clamp para substituição do sistema vertical, apresenta vantagens econômicas tanto do ponto de vista de manufatura, quanto na etapa de instalação do produto, em virtude, principalmente, do tamanho reduzido e simplificação de geometria e características construtivas.

O MCH pode acomodar linhas de fluxo rígidas e flexíveis e é projetado para atender todos requisitos funcionais e operar sob as condições de pressão e lâmina d'água da área do pré-sal. Sendo assim, a simplificação do conceito de projeto possibilitou uma grande redução de peso da ordem de 78% em relação ao MCV, o qual requer geometria de grandes dimensões e um conector hidráulico com resistência suficiente para suportar as cargas elevadas do método de instalação vertical. A redução no custo total de fabricação apresentada pelo sistema horizontal foi de 65%.

Na comparação do tempo de instalação, e conseqüente custo de aluguel de navio sonda, o MCH apresentou um valor 70% inferior, uma vez que suaviza os esforços mecânicos descarregados na conexão, permite métodos de instalação mais simples e minimiza alguns riscos associados a esta fase.

Desta forma, conclui-se com os resultados apresentados pelo estudo que o sistema de conexão horizontal com acionamento puramente mecânico é uma solução que oferece vantagens técnicas e redução de custo. Sua implementação se justifica num cenário de volatilidade e baixo preço do barril de petróleo, onde as empresas estão investindo cada vez mais em novas estratégias e projetos de redução de custo dos equipamentos e operações, que assegurem sua sobrevivência e competitividade no setor pelas próximas décadas.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

Abreu, G.P., Goulart, J.A.S. **Gestão de Desenvolvimento de Produto: Aplicação do Modelo de Rozenfeld et al. (2006) em Sistema de Destramento Mecânico para Conectores Subsea**. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

Arêde, J. **Campo de Tupi: a descoberta que mudou o Brasil**. 2013. Disponível em:

<http://blogdopetroleo.com.br/campo-de-tupi-descoberta-que-mudou-o-brasil/>

Acesso em: 08 mai. 2019

Campbell, C.J., Laherrère, J.H. **The End of Cheap Oil**. Scientific America, 1998.

Candol, F.S., Corrêa, L.L.B. **Análise Estática do Custo Métrico de Perfuração de Poços de Petróleo**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

Cordon, M.D.M. **Análise Preliminar da Viabilidade Econômica de uma Alternativa Subsea to Shore para Produção de Petróleo**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2017

Coutinho, F. **O Fim do Petróleo Barato e do Mundo que conhecemos**. Associação dos Engenheiros da Petrobras, 2017

IEA, International Energy Agency. **Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future**, France, 2013. Disponível em:

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf>

Acesso em: 04 mai. 2019

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook**, France, 2018. Disponível em:

<https://www.iea.org/weo2018/fuels/>

Acesso em: 04 mai.2019

Machado, I.C.C. **Análise da Instalação de Riser Flexível com Configuração Lazy Wave**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2016

Mariani, D., Rocha, J., Ducroquet, S., Mayer, R. **Um histórico visual da queda do preço do petróleo**, 2016. Disponível em:

<https://www.nexojornal.com.br/grafico/2016/01/18/Um-hist%C3%B3rico-visual-da-queda-do-pre%C3%A7o-do-petr%C3%B3leo>

Acesso em: 27 abr. 2019

Migliaccio, R.I. **Desempenho quanto à Resistência à Corrosão de um Aço Alta Resistência Baixa Liga em Presença de Sulfeto**. USP, São Paulo, 2009

OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries. **World Oil Outlook**, Vienna, 2017. Disponível em:

([https://www.opec.org/opec\\_web/flipbook/WOO2017/WOO2017/assets/common/downloads/WOO%202017.pdf](https://www.opec.org/opec_web/flipbook/WOO2017/WOO2017/assets/common/downloads/WOO%202017.pdf))

Acesso em: 04 mai. 2019

Paula, L.J. **Estudo da Corrosão do Aço API 5L X52MS em Soluções Salinas Saturadas com Sulfeto de Hidrogênio**. UNESP, Guaratinguetá, 2017

Rebello, G.A.P. **Análise do Módulo de Conexão Vertical para Compressor para Operação em Águas Ultra Profundas**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

Reel Power OG. Loc-Torus Hydraulic Connector. Disponível em:

(<https://www.reelpowerog.com/loc-torus-hydraulic-connector.html>)

Acesso em 13 mai. 2019.

Rodrigues, J.V.G. **Análise Estrutural de Master Link em Manobras de Lançamento de Dutos Flexíveis**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2016

Rodriguez, W.S.M. **Simulação Numérica do Procedimento de Instalação de Riser Flexível Conectado a um Módulo de Conexão Vertical através de Modelos Truncados**. UFRJ, Rio de Janeiro, 2017

Schimidt, F.T. **Instalação de Linhas Flexíveis e Umbilicais: Testes de Condicionamento e Falhas Operacionais**. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

SINAVAL. **Skandi Açu é batizado na Noruega**, 2016. Disponível em:

(<https://opropulsormaritimo.info/offshore/plsv-skandi-acu-e-batizado-na-noruega/>)

Acesso em: 22 abr. 2019

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**, Ed. Interciência, 2 ed., Rio de Janeiro, 2001.

Tverberg, G. **An updated version of the “Peak Oil” story**, 2016. Disponível em:

(<https://ourfiniteworld.com/2016/08/08/an-updated-version-of-the-peak-oil-story/>)

Acesso em: 04 mai. 2019



## GLOSSÁRIO

**Clamp:** termo em inglês utilizado para especificar o conector tipo grampo.

**Coluna de produção:** Extensão de tubos que comunica o poço com a ANM.

**Completação:** na produção de petróleo, é o processo de deixar um poço pronto para a produção (ou injeção de água, diversos fluidos de tratamento e estimulação do reservatório ou gases)

**Flowline:** Linha de fluxo flexível apoiada no leito marinho e conectada a um equipamento submarino.

**Gooseneck:** Parte do MCV composta de tubo curvado, que lembra a forma de um pescoço de ganso.

**Lâmina d'água:** Profundidade do leito marinho em relação à superfície.

**Offshore:** Termo em inglês utilizado para definir operações submarinas distantes da costa terrestre.

**Painel de ROV:** Painel equipado interface de acionamento de válvulas a serem acionadas pelo ROV.

**Prospecção (de petróleo):** Atividade da detecção de reservas e análise da estrutura do subsolo.

**Soft Landing:** Sistema hidráulico de assentamento do equipamento utilizado na instalação.

**Suspensor de colunas:** Equipamento utilizado para sustentar todo o peso da coluna de produção e executar operações de estimulação, limpeza e injeção de produtos químicos no poço

**Swivel:** Flange rotativo utilizado para minimizar o momento fletor.