

**MARINHA DO BRASIL**  
**CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA**  
**CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL DE MÁQUINAS - APMA.1/2020**

**YAN FELLIPE IGLEZIAS IOZZI**

**ANÁLISE DO SISTEMA DE FUNCIONAMENTO DE UMA EMBARCAÇÃO DE  
LANÇAMENTO DE LINHA E MANUTENÇÃO DE SEUS DUTOS**

**RIO DE JANEIRO**

**2020**

**YAN FELLIPE IGLEZIAS IOZZI**

**ANÁLISE DO SISTEMA DE FUNCIONAMENTO DE UMA EMBARCAÇÃO DE  
LANÇAMENTO DE LINHA E MANUTENÇÃO DE SEUS DUTOS**

Monografia apresentada como Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficial de Máquinas do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, como parte dos requisitos para obtenção do Certificado de Competência Regra III/2 de acordo com a Convenção STCW 78 Emendada.

Orientador: Prof. Swami Novaes Chamarelli

**RIO DE JANEIRO**

**2020**

**YAN FELLIPE IGLEZIAS IOZZI**

**ANÁLISE DO SISTEMA DE FUNCIONAMENTO DE UMA EMBARCAÇÃO DE  
LANÇAMENTO DE LINHA E MANUTENÇÃO DE SEUS DUTOS**

Monografia apresentada como Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficial de Máquinas do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, como parte dos requisitos para obtenção do Certificado de Competência Regra III/2 de acordo com a Convenção STCW 78 Emendada.

Data da Aprovação: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

Orientador: Prof. Swami Novaes Chamarelli

---

Assinatura do Orientador

NOTA FINAL: \_\_\_\_\_

---

Assinatura do Aluno

## RESUMO

O grande desafio da exploração e produção de petróleo no Brasil é o desenvolvimento de tecnologias e conhecimentos suficientes para alcançar maiores profundidades de lâmina d'água, onde se encontram a maior parte das reservas nacionais. Nesse cenário o duto flexível torna-se um componente fundamental, tendo em vista sua melhor adaptação às condições operacionais severas devido a grandes profundidades, variações de temperaturas, fortes correntes marinhas, ondas, ventos e movimentos da plataforma. Os dutos flexíveis são tubulações utilizadas para o transporte de petróleo, fluidos de injeção, gás ou determinados produtos químicos entre diversos equipamentos submersos e de superfície. Como características gerais destas estruturas destacam-se a alta flexibilidade, o que justifica o seu uso acoplado a estruturas complacentes e capacidade de ser armazenada em bobinas e carretéis, reduzindo o custo de transporte e instalação.

Neste trabalho iremos mostrar alguns processos relacionados aos dutos submarinos desde a composição até o seu lançamento, abordando as características gerais e aplicações, os tipos, e procedimentos de lançamento em águas profundas. Para isso foram feitas duas visitas técnicas na balsa de lançamento de Linha da Petrobras (A BGL-1).

Palavras-chave: BGL-1, Dutos submarinos, Dutos flexíveis.

## **ABSTRACT**

The great challenge of oil exploration and production in Brazil is the development of technologies and knowledge to achieve greater depths of water, where the majority of the national reserves are found. At this scenario the flexible pipelines becomes a key component of better adaptation to harsh operating conditions due to great depths, temperature variations, strong ocean currents, waves, winds and platform's movements. The flexible pipelines are used to oil transportation, fluid injection, gas or chemicals transportation between various submerged and surface equipment. A general characteristics of these structures is its high flexibility, which justifies its use coupled to complacent structures and ability to be stored on reels and spools, reducing the transportation and installation cost.

In this work we will show some processes related to submarine pipelines from the composition to its launch, addressing the general characteristics and applications, the types, and procedures for launching in deep waters based on technical visits on the Petrobras Line launch ferry (BGL-1)

Keywords: BGL-1, Submarine pipelines, Flexible pipelines.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – A BGL – 1 única embarcação de lançamento de linha da Petrobrás .....	11
Figura 2 – Painel de tanques na sala de comando .....	12
Figura 3 - Foto retirada do convés que mostra dois dos seis Trusters, único meio de propulsão da BGL-1 .....	15
Figura 4 - Foto do convés com alguns dutos sendo preparados .....	16
Figura 5 – Estruturas utilizadas para a exploração de petróleo .....	18
Figura 6 – Perfil de um Riser Flexível .....	19
Figura 7 - a) Jumper interligando plataformas b) Jumper ligando monoboia ao aliviador, representada na cor encarnada .....	20
Figura 8 - PLEM.....	22
Figura 9 – Secção transversal do duto .....	23
Figura 10 – Duto após todos os processos de solda .....	24
Figura 11 - Representação esquemática do método .....	28
Figura 12 – a) Tensionador b) Roletes .....	29
Figura 13 - Detalhe esquemático do método de lançamento J-Lay.....	29
Figura 14 - Rampa de Lançamento da Huisman .....	31
Figura 15 - Equipamento de lançamento da Huisman.....	31
Figura 16 - PLSV Seven Navica - Subsea 7 .....	32
Figura 17 - Exemplo de falha de revestimento de duto subaquático. Falha da jaqueta de concreto e do revestimento anticorrosivo.....	37
Figura 18 – Inferior PLEM.....	40
Figura 19 - Solução tecnológica para os serviços relacionados .....	43

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
1.1 CONTEXTO.....	9
1.2 O QUE É BGL – 1?.....	10
<b>2 FUNCIONAMENTO DA BGL – 1 .....</b>	<b>12</b>
2.1 SISTEMA DE LASTRO E DESLASTRO.....	12
2.2 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO DE ÁGUA SALGADA.....	13
2.3 SISTEMA DE ÓLEO DIESEL .....	13
2.4 SISTEMA DE GERAÇÃO DE EFLUENTES.....	14
2.5 SISTEMA DE POSICIONAMENTO DINÂMICO .....	14
<b>3 DUTOS .....</b>	<b>16</b>
3.1 DEFINIÇÃO.....	16
3.2 CLASSIFICAÇÕES DOS DUTOS .....	16
3.2.1 Duto Flexível.....	16
3.2.1.1 Riser.....	18
3.2.1.2 Flowlines .....	19
3.2.1.3 Jumpers.....	19
3.2.2 Manifold .....	20
3.2.3 Cabos Umbilicais.....	21
3.2.4 PLEM (Pipeline End Manifold) .....	21
3.2.5 Dutos Rígidos .....	22
3.3 COMPOSIÇÕES DOS DUTOS .....	22
3.3.1 Proteção Catódica .....	24
3.3.1.1 Inspeções no sistema de proteção catódica.....	25
<b>4 ANÁLISE DO LANÇAMENTO DE LINHA .....</b>	<b>27</b>
4.1 MÉTODO S-LAY .....	27
4.1.1 S-LAY na BGL – 1.....	28
4.2 MÉTODO J-LAY .....	29
4.3 MÉTODO REEL-LAY.....	31
<b>5 INSPEÇÃO EM ESTRUTURAS SUBAQUÁTICAS .....</b>	<b>33</b>
5.1 INSPEÇÃO SUBMARINA.....	34
5.2 MEIOS DE PROTEÇÃO DE DUTOS.....	37

5.3 INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO COM MERGULHADORES .....	40
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>45</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>46</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A água é o elemento mais presente na superfície terrestre, distribuída em aproximadamente 71%, sendo 97,5% desta correspondente a oceanos e mares (ROCHA, 2012). Ela tem grande importância econômica e social para os habitantes do planeta, e armazena grandes recursos naturais. Dividida em oceanos, lagos, rios, cursos de águas doce etc., onde se encontram grandes e variados ecossistemas, além de servir como meio de navegação e transporte para toda a humanidade, ao longo de toda sua história. No entanto, os recursos hídricos requisitam técnicas e equipamentos específicos para que sejam acessados.

Nesse contexto, surge o meio subaquático, um gigante desconhecido, em sua grande parte, o que não impede que desperte o desejo humano de explorá-lo e dominá-lo, sobretudo porque ali existem diversas fontes de recursos desejados pela sociedade humana, tais como alimentos ou minerais, como o petróleo e o gás. A importância econômica dos mares é inegável, tanto para o transporte como linhas de comunicação, visto que pelos leitos oceânicos cruzam diversos cabos de comunicação que ligam continentes, além de túneis para transporte humano ou dutos de transportes de petróleo e gás (ROCHA, 2012).

A busca por combustíveis fósseis, importantes em nossa matriz energética, levou à exploração de novas fontes no solo do oceano, atingindo grandes profundidades: 3.107m na Índia (OFFSHORE ENGINEERING, 2011 *apud* ROCHA, 2012); em 2011 a PETROBRÁS chegou a 1.886m para extração e 1.413m produção (PETROBRÁS, 2011 *apud* Rocha, 2012), chegando a 2.990m em 2015 (PETROBRÁS, 2017).

### 1.1 CONTEXTO

A descoberta de grandes reservas petrolíferas nos últimos anos proporcionou uma demanda ainda maior pela instalação de dutos rígidos submarinos, estruturas estas responsáveis pelo escoamento da matéria-prima entre o poço e produção e o continente, e pela interligação entre as plataformas produtoras, em virtude de sua elevada resistência ao colapso em grandes profundidades e simplicidade estrutural. A utilização de dutos submarinos corresponde ao meio de transporte de fluido mais eficiente até o momento na área Offshore. Em poucos anos, a indústria de produtos e serviços submarinos passou de um pequeno nicho para um dos maiores mercados da indústria offshore.

Se na década de 1970 as companhias ainda lutavam com enormes problemas para operar em águas relativamente rasas das plataformas continentais, a 100 ou 200 m de profundidade, hoje a indústria pode contar com equipamentos projetados para uso em até 3.000 m de lâmina d'água. O resultado de tais avanços é a intensificação das atividades exploratórias e conseqüentemente uma perspectiva de grande aumento da produção de óleo e gás no território nacional para os próximos anos.

Dutos flexíveis e umbilicais submarinos são produtos essenciais aos sistemas de produção contemporâneos devido ao avanço da fronteira exploratória do petróleo em mar. Atualmente cerca de 20% a 30% dos custos de desenvolvimento de um campo em águas profundas se devem a tais insumos, e a PETROBRAS, empresa-líder a exploração nesse ambiente hostil, dispõe atualmente de mais de 2500 km de dutos flexíveis e 1300 km de umbilicais, a maioria em operação na Bacia de Campos.

## 1.2 O QUE É BGL – 1?

Balsa Guindaste de Lançamentos. A BGL – 1 fora construída no ano de 1977 no Japão e comprada pela Petrobrás. Possui 121,92 m de comprimento e 30,48 m de largura, destina-se a instalações de dutos rígidos, plataformas e estruturas submarinas. Utilizando-se seu guindaste “Clyde”, içando estruturas de até 1000 Toneladas. Sua outra especialidade é lançar dutos submarinos interligando plataformas ou a Plataforma a um poço ou ao continente. Em relação a sua locomoção, a BGL – 1 sofreu grandes modernizações no ano de 2011, com a instalação de uma nova ponte de comando para operação do Sistema de posicionamento Dinâmico (DPS – Dynamic Positioning System) e instalação do respectivo DPS, não havendo mais necessidade de rebocadores para realizar a sua locomoção. Foram instalados também, um heliponto maior, uma nova rampa de lançamento de dutos, um sistema supervisorio para monitoração simultânea de várias atividades, entre outros equipamentos e melhorias, como o aumento do número acomodações para 235 pessoas.

Contudo, durante suas operações de lançamento de dutos ainda é de fundamental importância o uso conjunto de seu sistema de ancoragem, reposicionando seus ferros sempre que estes chegam ao limite. Tais modificações tiveram como objetivo o aumento do escopo de suas atividades e maior flexibilidade a realização das mesmas, melhorando a sua competitividade frente a outras embarcações da mesma classe que prestam este serviço para a

empresa, porém com um diferencial: ela é um ativo próprio, o que reduz drasticamente os trâmites de contratação e os custos para a realização dos serviços.

Figura 1 – A BGL – 1 única embarcação de lançamento de linha da Petrobrás



Fonte: PETROBRÁS.

## 2 FUNCIONAMENTO DA BGL – 1

### 2.1 SISTEMA DE LASTRO E DESLASTRO

Fazer lastro significa colocar um conjunto de pesos ou líquido no fundo do casco de uma embarcação, ou nos seus tanques, para aumentar-lhe a estabilidade ou trazê-la à posição de flutuação direita. No caso da BGL-1, o meio de referência para adição de lastro é a colocação de água nos tanques correspondentes utilizando-se das bombas para tal finalidade. O deslastro consiste na operação inversa.

Conforme a definição, o sistema é importante, pois dele depende a estabilidade da embarcação, o que tem impacto na navegabilidade, no conforto e na realização das operações com o guindaste – principal e o de convés – e de lançamento de linhas. Seu bom funcionamento tem reflexo na segurança de muitas outras atividades e da própria embarcação.

O sistema é basicamente constituído de dois filtros de água salgada, duas bombas de grande capacidade, dezenove tanques, algumas dezenas de válvulas e centenas de metros de tubulação. Duas caixas de mar fornecem a água necessária para a realização das operações de lastro. Para o deslastro é utilizada uma saída de água acima da linha d'água localizada a bombordo da embarcação.

Figura 2 – Painel de tanques na sala de comando



Fonte: Arquivo pessoal.

## 2.2 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO DE ÁGUA SALGADA

Conhecido também como sistema de circulação de água salgada, segundo descrição no Manual de Operação da BGL-1 (em elaboração), é responsável por prover a todos os dispositivos trocadores de calor que utilizam água salgada como fluido de troca térmica, a quantidade necessária deste insumo para que eles desempenhem corretamente suas operações. É um sistema bastante extenso e com muitas interfaces, é constituído basicamente por sete bombas centrífugas com filtros à montante, dezenas de válvulas de vários tipos e centenas de metros de tubulação. Embora sua quantidade direta de equipamentos seja pequena, alimenta uma grande quantidade de trocadores de dois tipos diferentes: casco e tubo; e de placas. Tais equipamentos pertencem aos sistemas de refrigeração: dos freios dos guinchos de âncora de vante, dos freios dos guinchos de âncora de ré, das Unidades de Energia Hidráulica (HPU's) do sistema de tração, dos compressores elétricos de ar, das unidades de ar-condicionado e das unidades das câmaras frigoríficas de alimentos. O sistema recebe água salgada a partir das três caixas de mar existentes na embarcação, que também fornecem água salgada para as bombas dos geradores de energia elétrica, que não são refrigerados por este sistema.

## 2.3 SISTEMA DE ÓLEO DIESEL

É o sistema que realiza todas as manobras de óleo Diesel, desde o recebimento deste insumo a embarcação, até a entrega nos pontos de consumo. Sua importância é vital, já que várias atividades e manobras na embarcação são realizadas por equipamentos a explosão alimentados com óleo Diesel, desde a geração de energia até a movimentação dos guindastes. O sistema é basicamente composto por quatro bombas de engrenagens, doze tanques de armazenamento, um purificador de óleo Diesel, dois filtros duplos, dezenas de válvulas e centenas de metros de tubulação.

A energia elétrica da balsa é produzida por grupos geradores acionados a óleo diesel marítimo. Os geradores funcionam consumindo uma quantidade variável de óleo diesel segundo a carga elétrica demandada, ou seja, a mobilização de sistemas consumidores de energia varia o consumo de combustível de duas a cinco toneladas diárias dependendo da atividade industrial em progresso.

A limpeza do purificador de óleo deve ser feita a cada três para garantia da qualidade do óleo Diesel que é fornecido aos motogeradores e demais equipamentos a explosão. O

princípio de funcionamento para a separação das impurezas é centrífugo e, em seu interior, o equipamento possui diversos pratos que ao girar faz com que as partículas indesejáveis sejam impelidas para o fundo, onde fica a água de selagem que facilita o processo. Com o passar do tempo cria-se uma borra que deve ser retirada conforme prevê o procedimento de limpeza.

#### 2.4 SISTEMA DE GERAÇÃO DE EFLUENTES

A organização é responsável pelo resíduo desde a geração até a destinação final. Observam-se aspectos significativos cujas responsabilidades são indiretas. Estas responsabilidades são, regra geral, de empresas contratadas para transporte e destinação final dos resíduos. Os controles dos aspectos significativos de responsabilidade indireta são conferidos pela cobrança do atendimento a exigências contratuais e auditorias.

A unidade de tratamento de esgoto (UTE) da BGL trata os esgotos oriundos dos banheiros. Atentando que o equipamento deve possuir 100% de conformidade com a legislação ambiental regulada pelo CONAMA.

#### 2.5 SISTEMA DE POSICIONAMENTO DINÂMICO

O sistema de posicionamento dinâmico é composto por equipamentos de controle de navegação e sensores que captam as informações da posição do navio e ajustam a direção e potência dos propulsores automaticamente, mantendo o navio dentro de uma região, chamada região de passeio. A direção e a potência dos impelidores devem ser tais que permita a embarcação suportar as forças de onda, vento e corrente. Esse sistema é fundamental para que a embarcação realize todas as operações às quais é projetada.

Até o ano de 2011, a BGL – 1 era deslocada, somente, com o uso de rebocadores. Foi quando foram instalados seis Trusters que constituem o Sistema de Posicionamento Dinâmico.

Figura 3 - Foto retirada do convés que mostra dois dos seis Trusters, único meio de propulsão da BGL-1



Fonte: Arquivo pessoal.

## 3 DUTOS

### 3.1 DEFINIÇÃO

O duto tem por finalidade transportar fluido entre o poço e a plataforma, entre plataformas, ou entre a plataforma e um local em terra, ou entre a plataforma e um navio aliviador. O escoamento das plataformas é feito através de dutos que podem ser denominados dutos rígidos ou dutos flexíveis, de acordo com o material de que são constituídos.

Figura 4 - Foto do convés com alguns dutos sendo preparados



Fonte: Arquivo pessoal.

### 3.2 CLASSIFICAÇÕES DOS DUTOS

#### 3.2.1 Duto Flexível

A utilização do duto flexível tornou-se inquestionável pelas empresas de exploração e produção tendo em vista a sua melhor adaptação às condições operacionais severas devido a grandes profundidades, variações de temperatura, fortes correntes marinhas, ondas, ventos e



passagem da plataforma. O que não acaba completamente com a preocupação no que diz respeito à integridade de tais elementos, visto que a ocorrência de danos nestas estruturas poderia causar enormes prejuízos ambientais e econômicos.

No Brasil, a maior parte das tubulações instaladas Offshore é do tipo flexível. O número de camadas de um duto flexível é em função do material que ele transporta e de sua localização. Sua estrutura é composta por diversas camadas concêntricas sobrepostas de materiais poliméricos e metálicos cujas funções são descritas abaixo:

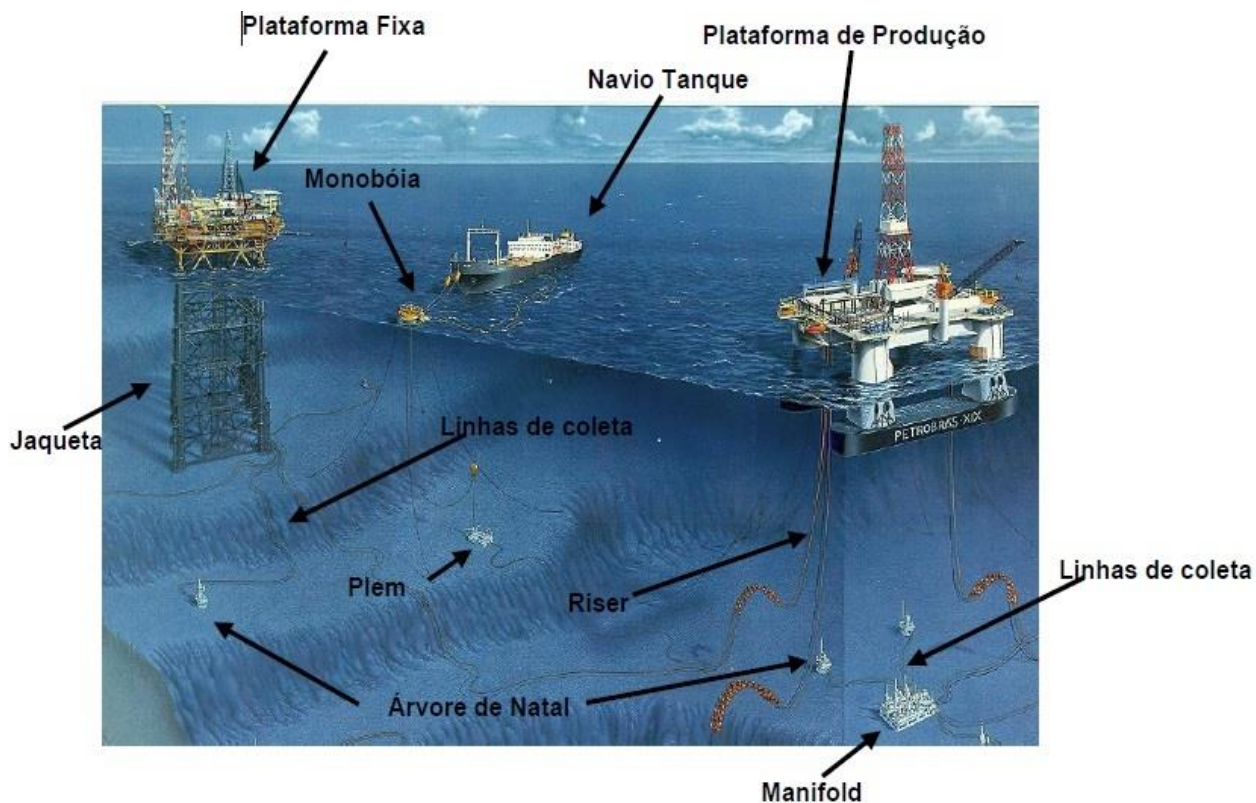
a) As camadas poliméricas: têm função de vedação, ou seja, mantêm o fluido em seu interior, e podem auxiliar no isolamento térmico e na redução de fricção;

b) As camadas helicoidais metálicas: também denominadas de armaduras, representam as principais características estruturais;

Deve-se ressaltar que no mar a variação vertical de temperatura em águas profundas influencia a rigidez à flexão de linhas flexíveis. Esta análise é relevante, pois em algumas situações práticas as linhas flexíveis podem operar em baixa tração e baixa temperatura. Isso ocorre, por exemplo, nas operações de conexão de 1ª e 2ª extremidade da linha.

A baixa temperatura, encontrada em águas profundas, está associada a um aumento considerável do módulo de elasticidade dos materiais plásticos que compõem a linha flexível, e conseqüentemente influenciam sua própria rigidez à flexão.

Figura 5 – Estruturas utilizadas para a exploração de petróleo



Fonte: PETROBRÁS.

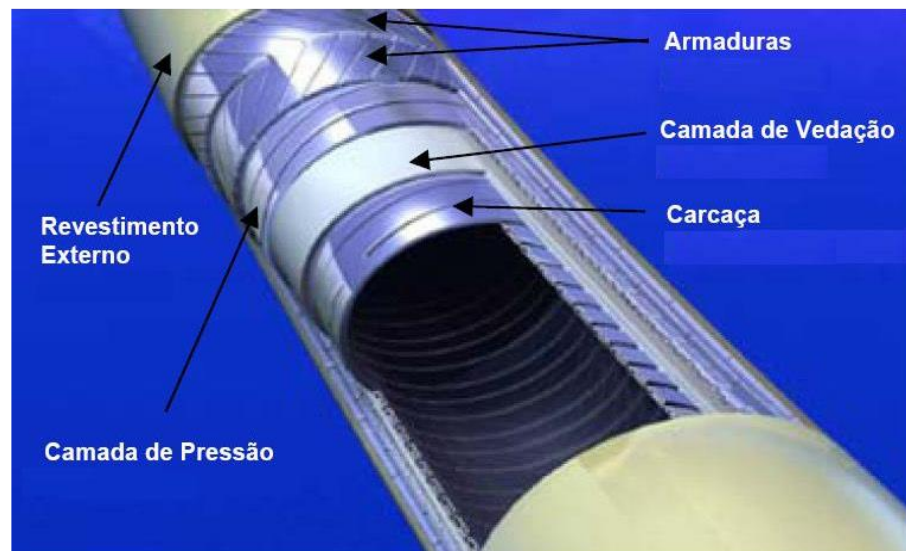
A plataforma de produção, após executar o tratamento primário do óleo produzido (separação de óleo-gás-água, retirada de impurezas etc.), escoo o óleo e o gás para outra plataforma (lado esquerdo) que, por sua vez bombeia o óleo e o gás para a costa. A plataforma pode também enviar o óleo produzido para um navio tanque que efetuará o transporte para um terminal na costa a fim de ser bombeado para a refinaria.

Os dutos flexíveis de dividem em Risers, Flowline e Jumps.

### 3.2.1.1 Riser

O Riser é o componente suspenso das linhas de fluxo submarinas, isto é, ligam o trecho horizontal das linhas de fluxo, que repousam no leito marinho, à plataforma de produção. Trata-se, portanto, de uma linha reforçada para suportar as cargas dinâmicas, oriundos dos movimentos da plataforma, dos movimentos impostos pelas ondas, correntes etc. São consideradas como uma das partes críticas de um sistema de exploração Off-Shore. Sua principal característica é a baixa rigidez à flexão.

Figura 6 – Perfil de um Riser Flexível



Fonte: PUC-Rio - Certificado Digital nº 0221059/CA - Sistemas de Produção em Águas Profundas

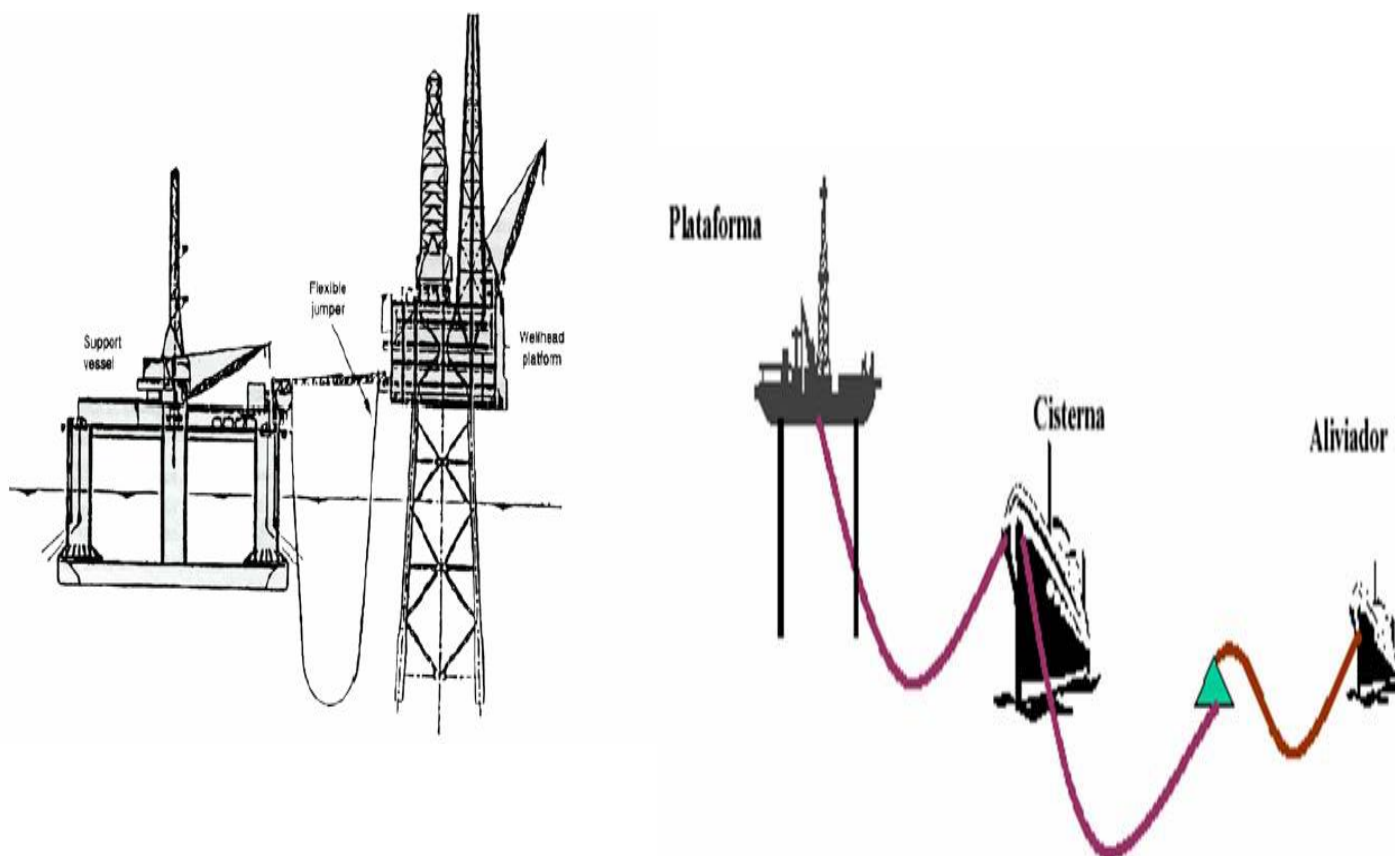
### 3.2.1.2 Flowlines

São denominados flowlines os dutos que, depois de instalados, ficam apoiados no fundo e, portanto, não sofrem solicitações cíclicas, além de possuírem um comportamento considerado basicamente estático. Essas linhas flexíveis (flowlines), responsáveis pela ligação entre o poço e o manifold ou plataforma.

### 3.2.1.3 Jumpers

É chamada de jumper a configuração de um riser flexível de pequeno comprimento que forma uma catenária suspensa, como por exemplo a interligação da árvore de natal ao manifold.

Figura 7 - a) Jumper interligando plataformas b) Jumper ligando monoboia ao aliviador, representada na cor encarnada



Fonte: Disponível em: <http://www.petroleoenergia.com.br>, 2020.

### 3.2.2 Manifold

A principal função de um manifold é a de reunir, em uma só linha, a produção oriunda de vários poços. É constituído por arranjos de tubulações (coleta, injeção, teste e exportação), conjunto de válvulas de bloqueio, válvulas de controle de escoamento (chokes) e subsistemas de monitoramento, controle e interconexão – usualmente por via elétrica – com a UEP. No caso de injeção de gás e água, o manifold tem como função distribuir para os poços os fluidos de injeção vindos da UEP. As funções de produção e injeção podem estar contidas num mesmo manifold.

As principais vantagens na utilização de manifolds são a redução do comprimento total de linhas e redução do número de risers conectados à UEP. Por tais benefícios e em se

considerando o alto custo dessas linhas, esse equipamento é de alta contribuição na viabilidade técnica e econômica da produção, notadamente no mar. Atualmente, a configuração mais usual se constitui numa estrutura independente, simplesmente assentada no leito submarino e recebendo a produção de vários poços satélites.

### 3.2.3 Cabos Umbilicais

O umbilical é um conjunto de mangueiras que transportam desde fluidos hidráulicos e de injeção química, assim como cabos elétricos transmissores de sinais e potência. Sua função é acionar os mecanismos de abertura e fechamento do equipamento de extração de óleo e gás submarinos monitorando as características do poço (temperatura e pressão). A estrutura dos cabos umbilicais é bastante similar à estrutura de um riser flexível, diferindo principalmente no núcleo.

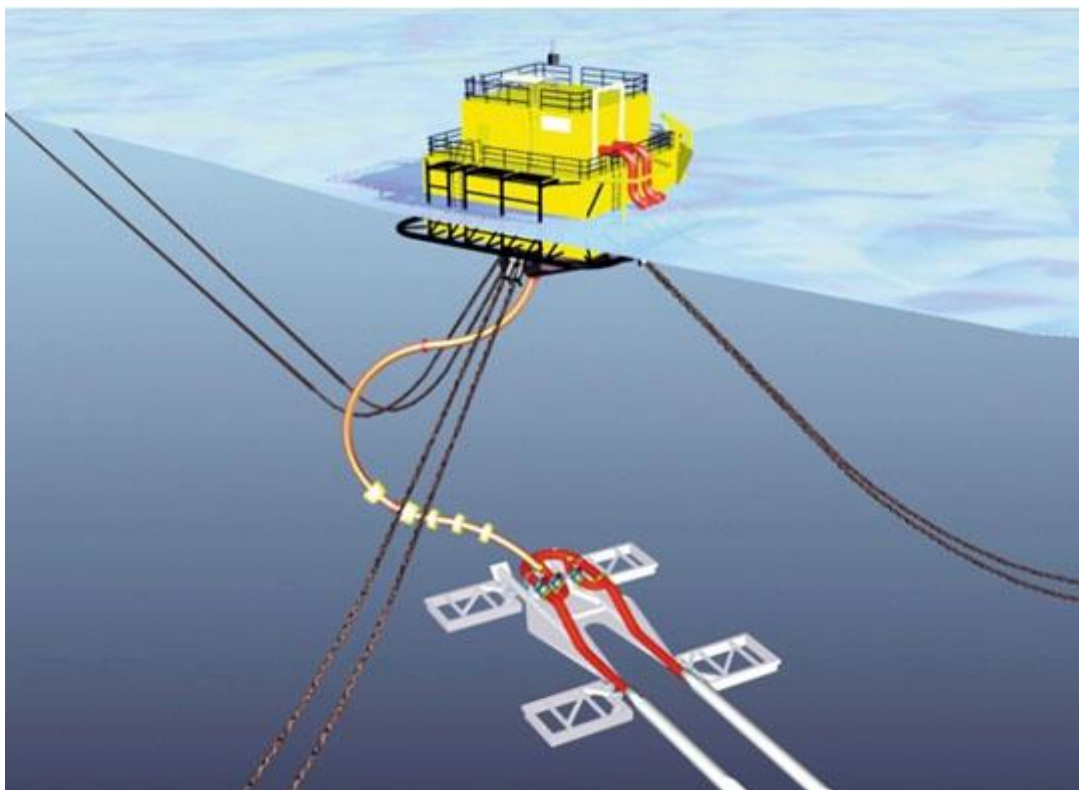
Tipos de Umbilicais:

- Hidráulicos
- Elétricos de Sinal
- Elétricos de Potencia
- Óticos
- Injeção de Produtos Químicos

### 3.2.4 PLEM (Pipeline End Manifold)

Equipamento responsável por interligar dutos de exportação de óleo ou gás a uma monobóia ou planta onshore.

Figura 8 - PLEM



Fonte: Disponível em: <<https://sites.google.com/site/deepseamooringsystem/testimonials-1>>

### 3.2.5 Dutos Rígidos

As linhas rígidas são constituídas por tubos de aço carbono e, a depender do fluído que irá ser transportado podem ser de ligas especiais, inibindo a corrosão, abrasão e/ou erosão. Também podem ser revestidas externamente com a finalidade de manter a temperatura do fluído transportado, evitando assim atingir a temperatura de formação de hidratos e/ou depósitos orgânico (parafinas), garantindo o escoamento da produção de forma econômica.

### 3.3 COMPOSIÇÕES DOS DUTOS

Os dutos são geralmente fabricados em aço e podem ser envolvidos por camadas e outros materiais a fim de lhe conferir as propriedades descritas abaixo:

i) Espessura de Aço: sua função é conferir resistência à tubulação, principalmente durante a fase de operação. Quando dimensionado de forma correta evita a flambagem e o

colapso progressivo; estes aços devem possuir propriedades como: elevada resistência mecânica para suportar a pressão e o peso próprio do duto; Elevada resistência à corrosão para resistir ao ambiente marinho; alta resistência à fadiga e boa soldabilidade; entre outras.

ii) Revestimento anticorrosivo interno: sua função é conferir proteção contra corrosão interna durante toda vida útil do duto;

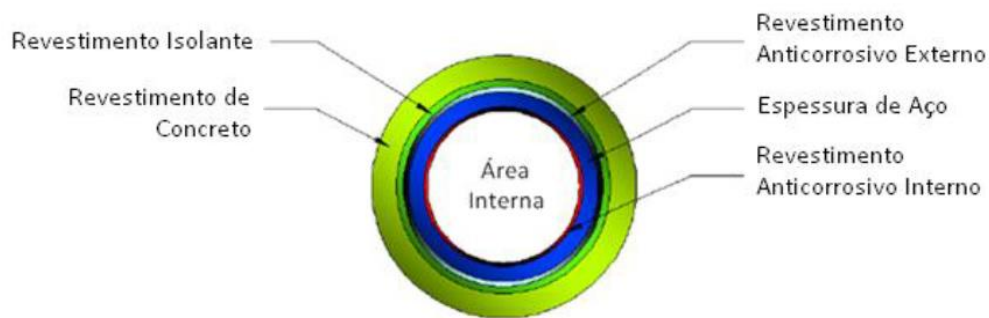
iii) Revestimento anticorrosivo externo: sua função é conferir proteção contra corrosão externa durante toda vida útil do duto. Pode ser auxiliado por uma proteção catódica através de anodos de sacrifício;

iv) Revestimento isolante (térmico): sua função é conferir proteção térmica durante toda vida útil do duto. É utilizado quando existe perda de temperatura do fluido para o meio ambiente e essa perda possa ocasionar problemas no escoamento do fluido;

v) Revestimento de concreto: sua função é conferir lastro ao duto, evitando sua flutuação e aumentando a estabilidade de fundo; é adotado quando existe a necessidade de lastro para estabilidade do duto.

vi) Área interna: região onde efetivamente ocorre o transporte de óleo, gás etc.

Figura 9 – Secção transversal do duto



Fonte: Disponível em: <<http://dippg.cefet-rj.br>>

Figura 10 – Duto após todos os processos de solda



Fonte: Arquivo pessoal.

### 3.3.1 Proteção Catódica

Para garantir que um duto atinja a vida útil de projeto, é necessário que este seja protegido contra corrosão, tanto interna quanto externamente. A proteção externa deve ser instalada ao longo de todo o comprimento do duto, porém há sempre uma grande possibilidade desta sofrer danos durante o transporte e a instalação, comprometendo assim a vida útil de projeto. Logo, constitui-se uma boa prática de projeto utilizar uma proteção catódica como parte complementar da proteção anticorrosiva.

No dimensionamento da proteção catódica são determinados a forma, a quantidade e o tipo de anodos de sacrifício necessários à preservação da integridade do duto durante toda a sua vida útil, em complementação ao revestimento anticorrosivo adotado para isolar a superfície externa do duto da água do mar.

A proteção catódica consiste em se colocar em contato com o material que se quer proteger um outro material de maior eletronegatividade (mais anódico), fazendo com que este seja corroído antes do aço. Como um anodo de sacrifício é efetivo para uma determinada área de aço a se proteger, faz parte do projeto de proteção catódica, o cálculo da área de aço exposta ao eletrólito, para a estimativa da massa de material anódico necessária à proteção durante toda a vida útil da estrutura. São considerados nesta etapa dados como: a



corrosividade do meio, o material do duto, a salinidade e temperatura da água do mar, o material do anodo, bem como a assiduidade das inspeções.

### 3.3.1.1 Inspeções no sistema de proteção catódica

A norma ABNT NBR ISO 15589 (2016) define parâmetros para o sistema de proteção catódica para dutos da indústria de petróleo e gás, incluindo dutos submarinos.

Um descritivo básico do sistema de proteção catódica para um duto submarino de até 8km de comprimento, sem correntes de interferência (tais como linhas férreas, aterramentos etc.) consiste do seguinte:

- Retificador, geralmente localizado em terra;
- Anodos de sacrifício, também disposto em terra;
- Pontos de teste ao longo do duto;
- Juntas isolantes (isolam as regiões a receberem proteção daquelas que não necessitam);
- Dispositivo de Proteção de Junta Isolante, para proteção contra descargas atmosféricas.

Esses elementos podem precisar ser melhorados com o tempo, devido à deterioração dos próprios elementos ou do equipamento, como também da alteração do ambiente em que estão instalados.

Para verificar a eficácia da proteção catódica, cada elemento é submetido a inspeções periódicas que visam verificar grandezas de controle que indiquem o estado da proteção. Visando tão somente o trabalho subaquático, a única inspeção a ser feita é a de medição de potencial ao longo do duto, feita a partir de pontos de teste, em um caso ideal, ou a partir de qualquer ponto de contato com a superfície do duto, tal como aberturas no revestimento.

Para isso é utilizada uma semicélula eletrolítica, um eletrodo referência<sup>13</sup> que, para ambientes marinhos, é formada por prata, cloreto de prata e água marinha (Ag/AgCl+Água marinha). Esse eletrodo precisa ser levado próximo ao duto e água precisa fluir através dele.

Um conector positivo é ligado entre a célula e um voltímetro para corrente contínua, com as seguintes características:

- “Voltímetro de corrente contínua para inspeção de sistemas de Proteção Catódica devem ter precisão de  $\pm 5\text{mV}$  na faixa de 0V a 10V (para medições de potencial) e uma

precisão de  $\pm 0,5\text{mV}$  na faixa de 0V a 1V (para medições de gradiente), além de uma impedância de entrada mínima de  $10\text{M}\Omega$ ” (ABNT NBR ISO 15589, 2016).

Outro conector, negativo, é ligado entre o voltímetro e o duto. Dessa forma é medido o potencial.

A leitura para o qual o potencial de proteção é  $-800\text{mV}$  (ABNT NBR ISO 15589, 2016), medição instantânea quando o retificador é desligado (medição OFF). A medição com o retificar ligado (ON) também é uma grandeza importante, pois pode medir tanto a eficiência dos anodos, a falha de revestimento, dentre outras possibilidades. Para isso, o retificador tem a capacidade de gerar uma corrente alternada específica para medição.

A norma PETROBRÁS N-1487 (2011) já prevê o uso de ROV para medição de potencial em trechos horizontais de dutos (identificados como Região 1 14):

7.4.2.1 O potencial eletroquímico do duto pode ser medido segundo as técnicas a seguir:

- a) técnica de medição por contato - semi-célula em contato metálico com o duto: esta técnica permite registrar o potencial do duto durante a inspeção;
- b) técnica do eletrodo remoto: nesta técnica o perfil de potencial é levantado sem o contato metálico com o duto, mas através da medição da diferença de potencial entre duas semi-células de Ag/AgCl água do mar, onde uma é instalada remotamente e a outra junto ao duto.

7.4.2.2 Inspeção do SPC na Região 1

7.4.2.2.1 Deve ser feita a medição de potencial eletroquímico remoto com ROV. A semi-célula remota deve ser posicionada a, no mínimo, 3 m das outras semi-células.

7.4.2.2.2 Deve ser medido o potencial eletroquímico por contato com ROV, no mínimo, nos três primeiros anodos, nos três últimos, e a cada 1 000 m de modo a calibrar o sistema de medição de potencial eletroquímico remoto.

NOTA - Quando a inspeção não for realizada por ROV o potencial pode ser medido pontualmente por contato metálico. O número de pontos a serem medidos deverá possibilitar a avaliação do SPC ao longo do duto.

7.4.2.2.3 Deve ser medido o potencial eletroquímico por contato, onde houver danos no revestimento com exposição da superfície metálica, em válvulas, em extremidades do duto (flange de interligação) e em acessórios.

7.4.2.2.4 O gradiente de campo elétrico deve ser medido ao longo do duto quando a inspeção for realizada com ROV utilizando a técnica remota.

NOTA Esta técnica consiste no levantamento do gradiente de campo elétrico ao longo do duto, através da medição da diferença de potencial entre duas semi-células de Ag/AgCl água do mar fixadas a uma distância constante e conhecida, mantendo o conjunto perpendicular ao duto. O objetivo desta técnica é obter informações sobre a saída de corrente do anodo, vida remanescente do anodo, passivação dos anodos, regiões subprotegidas e indicação de falhas no revestimento ou revestimento de boa qualidade. (PETROBRÁS N-1487, 2011)

## 4 ANÁLISE DO LANÇAMENTO DE LINHA

O lançamento dos dutos também chamado de lançamento de linha são possuem diversos métodos de instalação pela superfície, os mais empregados atualmente são o método S-Lay, o método J-Lay e o método Reel-Lay, para diferentes profundidades. A análise de lançamento de um duto visa assegurar a integridade do duto durante sua instalação, a partir de uma embarcação específica equipada para esta finalidade.

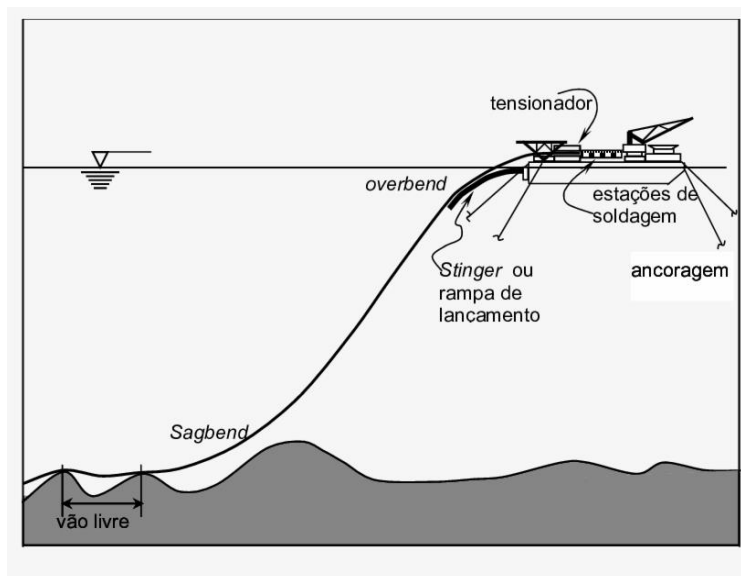
### 4.1 MÉTODO S-LAY

Método de lançamento da BGL – 1. O método S-Lay prevê que a construção da linha seja feita sobre a embarcação de lançamento em uma posição quase horizontal, criando duas regiões de flexão acentuada: uma na rampa conhecida por “overbend” e outra junto ao fundo, denominada “sagbend”.

A Figura 4.1 mostra uma operação de lançamento na qual se vê a embarcação e a linha sendo instalada. Os segmentos do duto são soldados sobre uma rampa de montagem, contendo estações de soldagem. Um ou mais tensionadores, que controlam a tração na linha e, conseqüentemente, os momentos concomitantes são posicionados no convés. Uma rampa treliçada chamada “stinger”, usada para suavizar ou minimizar a forte variação angular que o duto sofre ao deixar a embarcação é construída externamente a embarcação e atende a critérios de projeto específicos.

A mesma Figura mostra ainda a trajetória típica em S do duto até chegar ao leito marinho. Ressalta-se que há roletes (Figura 4.1 b) ao longo de toda a rampa de montagem para a movimentação do duto, mas que estes só passam a formar uma curva no trecho após os tensionadores, ou seja, há um alinhamento perfeito dos segmentos ao serem soldados. Como nesse método os equipamentos estão dispostos em linha, a construção em série é permitida, aumentando assim a produtividade do método. A embarcação é abastecida continuamente por seções de dutos fornecidos por duas embarcações de suporte, devido à limitação de área de estocagem.

Figura 11 - Representação esquemática do método



Fonte: Disponível em: <<https://www.researchgate.net>>

#### 4.1.1 S-LAY na BGL – 1

Os dutos são de Aço e possuem 12 metros de comprimento cada um. Eles passam por processos de anti-corrosão e concretagem ainda em terra. O processo de lançamento de linha começa com o processo de usinagem através de uma máquina chamada Bisel, sua linha de trabalho é composta por 7 períodos que trabalham simultaneamente. Na cabine N°1 são feitos os acoplamentos dos tubos e os faces iniciais de solda. No acoplamento os tubos passam por processos de alinhamento, através de um equipamento pneumático, passando para a soldagem. Ocorre à solda de raiz, o passe quente. No modulo dois ocorre à solda de preenchimento. Na cabine três soldagem de cobertura. Na cabine quatro ocorre a inspeção ultrassônica da solda. Na cabine cinco temos as máquinas de tração garantindo o perfil do tudo, que não deixam os tubos se quebrarem. Na cabine cinco é usada para algum eventual reparo de solda. Na cabine seis são feitos os preparativos para fazer o revestimento na cabine sete que são revestidas por várias camadas para proteger a solda da corrosão e depois preenchidas com resina de poliuretano para o acabamento.

Figura 12 – a) Tensionador b) Roletes

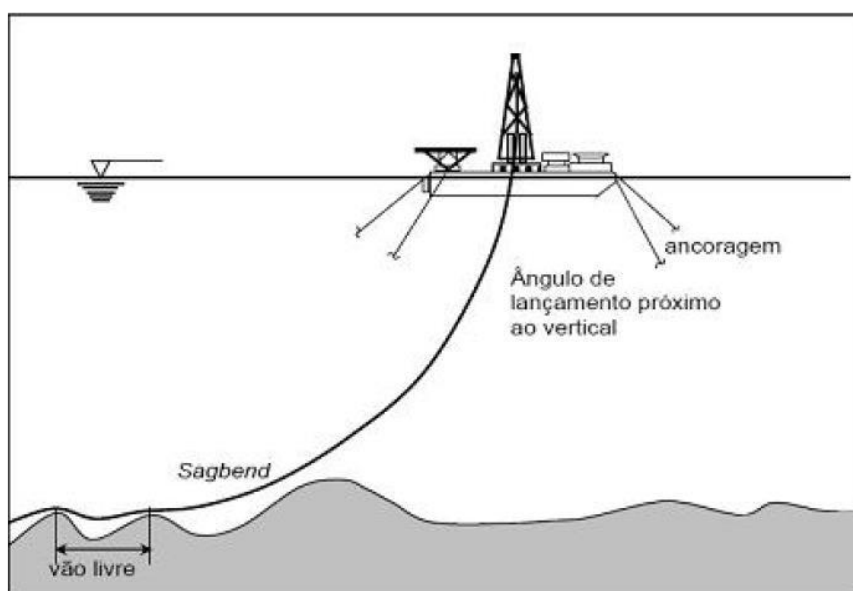


Fonte: Arquivo pessoal.

#### OUTROS METODOS DE LANÇAMENTO:

#### 4.2 MÉTODO J-LAY

Figura 13 - Detalhe esquemático do método de lançamento J-Lay



Fonte: Disponível em: <<https://www.researchgate.net>>

O método J-Lay é uma variação do método S-Lay, com a rampa de lançamento construída em posição quase vertical variando de 0° a 15° o ângulo de lançamento, sendo transformada numa torre de lançamento.

Neste caso, a região de Overbend não existe e a configuração se aproxima ao desenho da letra J. A ausência da região de Overbend foi o grande motivo pelo qual este método foi desenvolvido primordialmente para águas profundas. A Figura 4.2 ilustra um lançamento utilizando o método J-Lay.

Com a utilização da torre de lançamento, as operações de construção já não podem ser mais desenvolvidas totalmente em série, tendendo assim a uma redução na produtividade deste método. Para obter uma maior produtividade e reduzir o tempo de instalação dos dutos rígidos, várias formas de otimizações vêm sendo desenvolvidas, tais como o sistema de soldagem automático e pré-fabricação de tramos, para utilização de juntas de maior comprimento na torre de lançamento, as juntas pré-fabricadas e conectadas, no momento da instalação através de conectores mecânicos, são do trecho horizontal, o trecho suspenso é feito soldado, pois os conectores mecânicos ainda não estão qualificados para a utilização em risers rígidos em catenárias, apesar de já terem sido usados em aplicações sujeitas à fadiga.

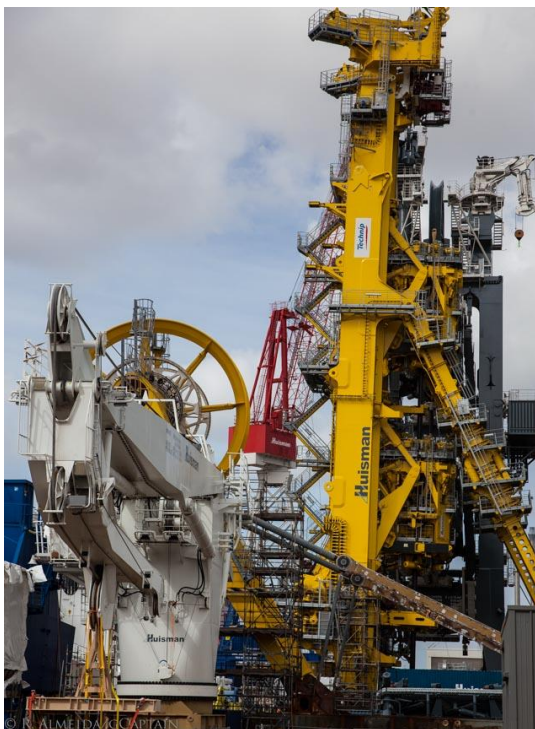
O aumento da tensão de topo devido à profundidade faz com que o “stinger” utilizado no método “S-Lay” necessite de um maior comprimento para garantir pequenas deformações na saída da embarcação posição vertical.

Assim como o método “S-Lay”, todo o processo de montagem do duto é realizado na embarcação com abastecimento de material proveniente de embarcações de suporte. A montagem é feita em estações de trabalho localizadas na torre de lançamento.

Este método de instalação apresenta algumas vantagens como:

- Não necessita de ferramentas especiais submarinas, tais como tratores, para montagem de linha;
- Não necessita de instalações fabris em regiões costeiras e grandes canteiros, perpendiculares à praia para a construção das linhas.

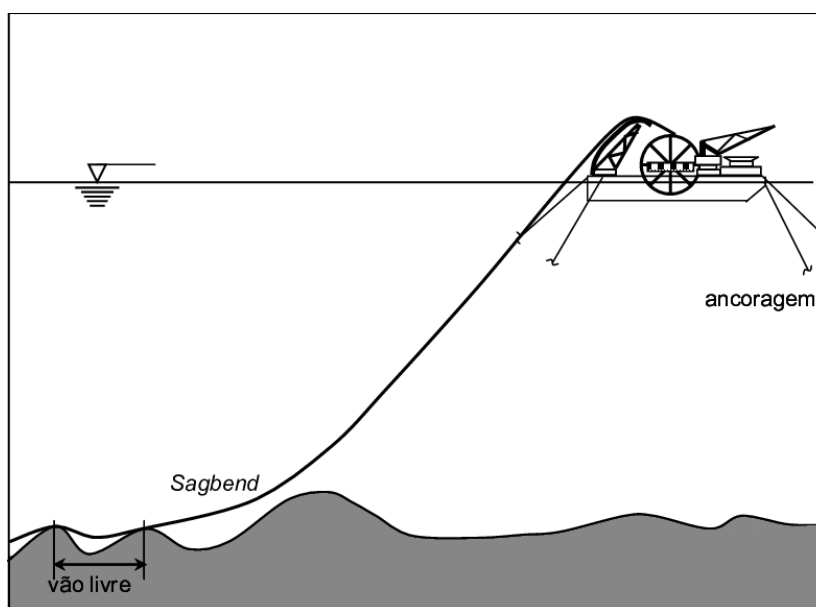
Figura 14 - Rampa de Lançamento da Huisman



Fonte: Disponível em: <<https://www.huismanequipment.com/en>>

### 4.3 MÉTODO REEL-LAY

Figura 15 - Equipamento de lançamento da Huisman



Fonte: Disponível em: <<https://www.researchgate.net>>

No método Reel-Lay a linha é fabricada em terra e estocada em rolos de grande diâmetro no convés da embarcação para transporte e instalação. Neste caso, a grande limitação diz respeito ao diâmetro máximo do duto, que pode ser estocado desta forma. Este método tem sido utilizado para diâmetros de até 16 polegadas. Devido às deformações impostas ao duto, durante ao processo de enrolamento e desenrolamento, normalmente a espessura de parede necessita ser maior do que a requerida para os demais métodos. Outra limitação deste método é a restrição quanto à utilização de alguns revestimentos devido à curvatura imposta. O uso de revestimento de concreto e de algum tipo de isolamento térmico de alta rigidez são impraticáveis para este método, além de ser sensível as condições climáticas, pois o duto tem que ser todo desenrolado e lançado por inteiro, sendo assim a operação não pode ser interrompida por eventuais condições climáticas. A única vantagem deste método, em relação aos outros, é a grande velocidade de instalação.

Figura 16 - PLSV Seven Navica - Subsea 7



Fonte: Disponível em: <<http://www.subsea7.com>>



## 5 INSPEÇÃO EM ESTRUTURAS SUBAQUÁTICAS

Durante a vida útil de estruturas submarinas de transporte de petróleo, tanto de dutos quanto de monoboias, uma série de serviços de inspeção se fazem necessários para assegurar sua continuidade operacional e garantir a segurança das pessoas, meio ambiente e equipamentos. Nesta seção são identificados alguns desses serviços.

Um serviço frequente é o de inspeção nas amarras da monoboia, que são correntes que ancoram a estrutura ao solo oceânico, garantindo assim sua posição. As correntes devem tanto estar em condições dentro dos padrões de operação quanto devem estar isentas de quaisquer restrições de movimento que não sejam previstas no projeto. Do ponto de ancoragem (no solo subaquático) até o ponto de conexão com a monoboia as correntes formam a catenária, que precisa ser verificada.

Serviços de inspeção visual que antecedam cada início de conexão de navio aos dutos, através da monoboia, demandam a presença de mergulhadores nas estruturas submersas logo abaixo da monoboia. Essa tarefa é de frequência semanal, ou diária, conforme necessidade.

No ambiente aquático, devido à baixa densidade do duto em relação à água, visto que é uma estrutura oca, frequentemente preenchida com petróleo ou derivados que são menos densos que a água, a tendência do equipamento é manter-se flutuando. Esse comportamento seria extremamente desastroso, pois deixaria os dutos à mercê das intempéries e sob esforços muito severos e constantes. Para contornar esse problema, os dutos são recobertos com a chamada jaqueta de concreto (em alguns casos também são empregados outros meios). Portanto a garantia da integridade dessa jaqueta é essencial para a segurança do duto.

Na engenharia de petróleo são largamente empregados equipamentos de inspeção que operam internamente aos dutos ou linhas internas (PETROBRÁS N-1487, 2011). Esses equipamentos são conhecidos como PIGs<sup>12</sup>, e os dutos ou linhas através dos quais é possível operar essa ferramenta são conhecidos como “pigáveis”. Os PIGs são de diversas naturezas e adotam diversas tecnologias. PIGs de limpeza também são usados para preparar dutos ou linhas para a atividade de PIGs de inspeção ou para manter esses em condições operacionais. PIGs de inspeção são capazes de medir as condições dos dutos ou linhas internamente ou externamente, sendo o limite de inspeção a espessura da parede do duto ou da linha. Através da interpretação dos dados coletados é possível inferir a existência de falhas na jaqueta de concreto externa ao duto. Esses PIGs são deslocados pelo fluido do próprio duto e são dotados de odômetro, além de serem capazes de identificar algumas mudanças de direção, tanto

longitudinais quanto axiais. No entanto, o erro dessas medições é ainda bastante grande, o que torna árdua a tarefa de identificar a exata posição onde se encontram os defeitos apontados na inspeção. Alguns defeitos identificados por esses equipamentos necessitam de inspeção mais rigorosa posterior, e para tal se faz necessária a localização exata do ponto do defeito. Em terra, a tarefa é simplificada pela acessibilidade ao duto ou à linha, mas em ambientes aquáticos o problema aumenta, principalmente devido às seguintes características:<sup>1</sup>

- Presença da jaqueta de concreto, que impede a visualização e acesso à parede do duto;
- Dificuldade da identificação do ponto exato do defeito, devido à ineficácia do GPS nesses ambientes, à dificuldade em se encontrar pontos de referência e à imprecisão do odômetro do próprio PIG;
- Dificuldade adicional se encontra em ambientes marinhos de baixa visibilidade, onde até mesmo o emprego de mergulhadores é limitado.

## 5.1 INSPEÇÃO SUBMARINA

A norma PETROBRÁS N-1487 (2011) lista as tarefas de inspeção em dutos rígidos submarinos, dentre as quais estão identificadas as seguintes:

1. Inspeção Externa do Trecho Submerso
- Inspeção Visual
- Aspectos do Solo Marinho
  - Condições de Enterramento
  - Estado dos Revestimentos
  - Presença de Incrustações e Sucata
  - Amassamentos
  - Corrosão Externa
  - Existência de Vazamentos
  - Existência de Vãos Livres
  - Condição do Calçamento
  - Movimentação de Duto não Aquecido

---

<sup>1</sup> Não há consenso sobre a origem do termo, mas PIG é frequentemente relacionado como acrônimo de Pipeline Inspection Gauge.

2. Inspeção do Sistema de Proteção Catódica (SPC)

3. Inspeção Submarina nas Regiões 1 e “Shore-Approach”

4. Inspeção Geológica e Geotécnica (Regiões 1 e “Shore Approach”)

- Inspeções Periódicas
- Inspeções Geológica e Geotécnica - Específicas
- Levantamento do Traçado

5. Inspeção por “PIG” Instrumentado

- Planejamento e Habilitação das Inspeções com “PIG” Instrumentado
- Relatório de Inspeção do “PIG” Instrumentado

Todos esses serviços previstos na PETROBRÁS N-1487 (2011) são hoje executados com o auxílio de mergulhadores profissionais, com formação em inspeção e experiência no trabalho, e com embarcações com equipamentos específicos para as tarefas, tais como ecobatímetros, GPS etc.

Por depender de experiência, mais do que instrução formal, a formação de mergulhadores com capacidade para executar inspeções limita a oferta desses profissionais no mercado de trabalho.

E por serem a única alternativa comercial e de acesso direto hoje no mercado, a contratação desse serviço acaba passando por um processo de escolha que leva em consideração:

- Custo do serviço e os ganhos com a inspeção;
- Viabilidade de execução, sobretudo em questão da segurança;
- Diminuição da demanda, com simplificação dos planos de inspeções a serem realizadas, como aumento dos intervalos ou dispensa de serviços.

O intervalo entre inspeções, idealmente, é determinado pela confiabilidade desejada dos equipamentos ou sistemas a serem inspecionados.

Inspeções podem ser feitas para acompanhar o grau de degradação do equipamento, permitindo a manutenção corretiva do mesmo, caso seja necessária. Inspeções preventivas são essenciais para manter a proteção dos equipamentos, na medida em que evitam seu desgaste e

sua falha em operação. Inspeções preditivas procuram identificar as falhas antes que ocorram, permitindo a ação prévia.

Por escolha dos profissionais de integridade, pode haver a opção de somente se utilizar de inspeções preditivas. A manutenção corretiva pode também ser viável para algumas situações.

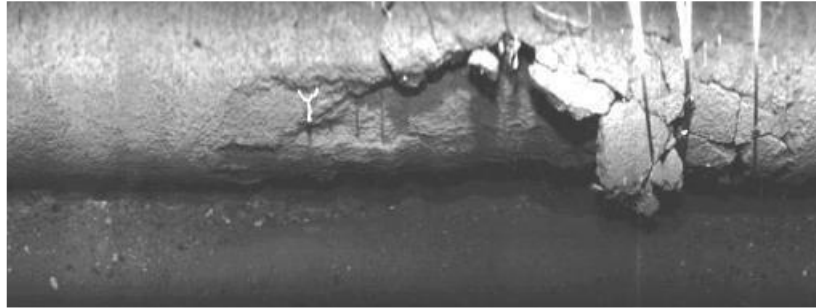
Por estarem presentes em um ambiente sensível, os dutos e equipamentos submersos precisam operar com alta confiabilidade e não podem falhar em operação. Mesmo assim, o intervalo entre inspeções deve obedecer a uma razão econômica. O intervalo não pode ser pequeno o suficiente para que não haja qualquer mudança no equipamento, nesse caso a inspeção seria desnecessária. Nem o intervalo pode ser muito longo a ponto de não permitir qualquer ação de manutenção antes da falha a tempo. Esse tempo ideal entre falhas é determinado de acordo com o histórico do equipamento ou de equipamentos similares expostos a situações equivalentes, e tal levantamento só é possível com o uso de inspeções frequentes.

Serviços de batimetria normalmente ocorrem a intervalos de 5 anos, como determinado por norma, para os quais é solicitado relatório de levantamento geofísico e geológico do leito sob e vizinho aos dutos. Em áreas com conhecido tráfego de embarcações de grande porte ou de mudanças frequentes do terreno subaquático, o intervalo entre as inspeções precisa ser menor, determinado por especialistas em integridade.

Os métodos utilizados são comerciais, como a batimetria multifeixe, sonar de varredura lateral e sísmica de reflexão monocanal de alta resolução, assim como coleta de amostras superficiais dos sedimentos do leito marinho.

Situações de risco procuradas nessas inspeções são ocorrência de vãos livres ao longo do duto acúmulo de solo oceânico ao lado do duto ou o assoreamento do solo nas regiões vizinhas, incrustações sobre o duto, vazamentos, sucatas depositadas próximas aos dutos, identificação do tipo de leito sobre o quais as estruturas se encontram (solo arenoso, rochoso etc.). Vãos livres oferecem risco à instalação devido à combinação do momento gerado e esforço vertical, que submetem duto a uma carga que não fazia parte do projeto inicial. Visualmente, eles são facilmente detectados, porém no ambiente subaquático e em estruturas extensas essa tarefa não é simples.

Figura 17 - Exemplo de falha de revestimento de duto subaquático. Falha da jaqueta de concreto e do revestimento anticorrosivo



Fonte: Norsk Elektro Optikk AS 2004 (2017).

Além de métodos mais tecnológicos, a observação direta é muito importante e nesse caso a presença de mergulhadores é, ainda, preponderante, se não insubstituível. Esse serviço recebe a ajuda de câmeras, que registram os trabalhos e permitem a criação de relatórios descritivos. Em regiões onde os dutos são aparentes, ou seja, não estão enterrados ou cobertos por entulhos, as inspeções visuais permitem a identificação e dimensionamento de falhas de revestimento e até mesmo de defeitos visíveis a olho nu na superfície externa dos dutos, tais como perdas de massa por corrosão, mossas ou dobramentos.

## 5.2 MEIOS DE PROTEÇÃO DE DUTOS

É preciso assegurar que os meios de proteção das estruturas subaquáticas estejam em pleno funcionamento, dentro das condições esperadas, para garantia da integridade e continuidade operacional do sistema.

Os meios de proteção e as estruturas submersas são partes de um sistema integrado. Os meios normalmente usados na indústria do petróleo são sobre-espessura de corrosão, revestimento anticorrosivo, jaquetas de concreto (que aumentam a ancoragem subaquática), cobertura com solo e o sistema de proteção catódica.

Todo duto enterrado ou subaquático possui diversas barreiras de proteção de agentes externos que sejam nocivos à sua integridade. Os dutos terrestres modernos possuem, geralmente, as seguintes camadas:

- Sobre-espessura de corrosão, que é o excesso de material projetado para o próprio material de construção do duto, prevendo que haverá um desgaste do material com a corrosão e que isso não implicará na perda da resistência mecânica projetada para o equipamento

- Revestimento anticorrosivo, que visa impedir que agentes externos corrosivos, sobretudo solventes de qualquer natureza, tenham contato com a superfície metálica do duto e propiciem condições para um processo corrosivo (por ação físico-química). Atualmente são usados revestimentos conhecidos como de tripla camada (polietileno ou polipropileno, a depender do projeto), sendo a primeira camada, em epóxi, adjacente à superfície do duto e responsável pela proteção anticorrosiva em si. A segunda camada consiste em um meio de adesão para a terceira camada, que oferece proteção mecânica limitada contra qualquer tipo de choque que poderia danificar o revestimento na primeira camada. Devido a imperfeições próprias de qualquer material, além de defeitos causados pela aplicação do revestimento ou durante o lançamento do duto ou sua operação, essa proteção não é completa e apresenta diversos pontos de ineficácia.

- Jaqueta de concreto, estrutura externa com armação metálica, aplicada sobre o revestimento do duto e que tem função de aumentar a resistência mecânica do duto, tanto contra choques como contra cargas externas ao duto, tais como provenientes de tráfego de veículos, além de servir de lastro para que o duto permaneça no fundo do corpo d'água (uma vez que o duto é oco e o fluido interno, petróleo ou derivado, é menos denso que a água, sem a jaqueta de concreto o duto tenderia a flutuar).

- Cobertura com solo, ou seja, os dutos são enterrados o que, portanto, torna mais difícil o acesso de qualquer elemento danoso ao próprio duto. Mesmo em ambientes aquáticos, é preferível que o duto esteja enterrado sob o solo do corpo d'água, pois isso o protege da ação direta de agentes externos, além de evitar o vão livre em trechos do duto, que podem gerar momentos que viriam a danificá-lo.

- Sistema de proteção catódica, que é um meio de compensar as imperfeições ou falhas no revestimento anticorrosivo onde ele não protege a parede do duto em dutos enterrados ou subaquáticos. A proteção catódica de um duto é atingida através do fornecimento de uma corrente contínua suficiente para a superfície externa do tubo, de modo que o potencial tubo-eletrólito é diminuído a valores em que a corrosão externa é reduzida a taxas insignificantes (ABNT NBR ISO 15589, 2016). Proteção catódica é normalmente utilizada em conjunto com um sistema de revestimento protetor adequado a proteger a superfície externa de dutos de aço da corrosão (ABNT NBR ISO 15589, 2016). Esse sistema atua no princípio de controle do fluxo elétrico e de íons onde há formação de pilha corrosiva. O sistema ativo utiliza-se da injeção de corrente contínua elétrica na estrutura e a presença de anodos de sacrifício para proteger o metal de construção do duto. O sistema passivo conta tão somente com anodos de

sacrifício, mas utiliza-se do mesmo princípio de proteção. Em ambos os casos, os anodos de sacrifício se deterioram com o tempo mantendo, assim, a superfície da estrutura protegida. Tanto o potencial eletrolítico, a corrente que circula no sistema e o tamanho dos anodos precisam ser inspecionados regularmente para verificação de sua eficácia.

Outras estruturas (que não são dutos, tais como monoboias, PLEM, amarras etc.) também adotam proteções similares, tais como revestimentos anticorrosivos e proteção catódica.

A manutenção da integridade ou do correto funcionamento dessas proteções visa assegurar as estruturas e equipamentos que elas protegem. Portanto, inspeções e manutenções são previstas para as proteções.

A sobre-espessura de corrosão é monitorada através da medição de espessura da parede do duto, que normalmente é realizada internamente ao duto através de PIG instrumentado por ultrassom, e medições localizadas podem ser executadas com medidores de espessura por ultrassom.

Revestimento anticorrosivo e jaqueta de concreto são inspecionados visualmente, onde é possível, e através de tato, onde há pouco visibilidade, sempre com uso de mergulhadores. No caso de dutos enterrados, tal medição fica impossibilitada, pois necessita do acesso direto ao equipamento.

Inspeções do sistema de proteção catódica, sobretudo os de corrente impressa, podem detectar falhas de revestimento devido ao comportamento da corrente no local onde há a falha (a corrente tende a atuar sobre a região com falha, portanto ela será maior naquela vizinhança). Essas inspeções exigem mão-de-obra treinada e equipamentos específicos, como exposto no item a seguir.

Os pontos de falha de revestimento anticorrosivo são concentradores de tensão, onde o duto tem maior potencial de corrosão. No entanto, devido à presença da proteção catódica, essas falhas podem ser contornadas até certo grau.

As falhas na jaqueta de concreto, além de expor de maneira não prevista o revestimento corrosivo, expõem o duto a choques com elementos que se deslocam pelo leito marinho, como lastros de linha de pesca, âncoras, materiais lançados ao mar etc.

### 5.3 INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO COM MERGULHADORES

Estruturas e equipamentos submarinos demandam uma gama de serviços de inspeção e manutenção muito similar aos prestados em terra, que podem ser ainda mais numerosos devido tanto à taxa maior de deterioração causada pelo ambiente hostil da água marinha quanto à sensibilidade do meio a eventuais danos causados por acidentes.

A necessidade de serviços em equipamentos subaquáticos hoje é atendida por profissionais de mergulho, que são capazes tanto de inspecionar quanto de interagir com os equipamentos.

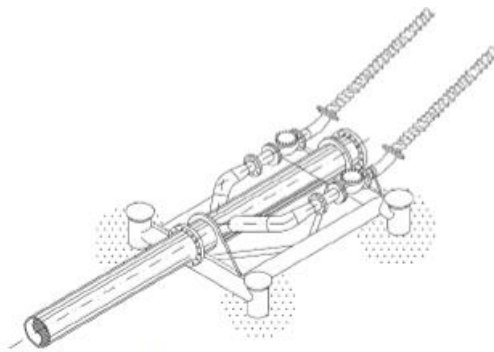
Considerando os equipamentos para os quais são direcionadas as soluções almejadas neste trabalho, há uma rotina esperada de serviços que são regularmente executados, além daqueles esporádicos ou emergenciais.

Grande parte desses serviços são na realidade inspeções, com periodicidades e finalidades diferentes.

Os equipamentos a que se referem tais serviços são:

- Mangotes de superfície (tubo flexível);
- Monoboia (sistema flutuante de descarga de navios);
- Amarras;
- Mangote vertical (tubo flexível);
- Coletor de extremidade de duto submarino (PLEM, abreviatura do inglês *PipeLine End Manifold*);
- Dutos.

Figura 18 – Inferior PLEM



Fonte: Norma PETROBRÁS N-1812.



Entre a monoboia e os navios ocorre a amarração e a conexão dos mangotes de descarga do navio em intervalos não definidos, cerca de 14 vezes por mês. Essa atividade é considerada delicada, por isso são empregados mergulhadores para uma inspeção prévia à amarração do navio. Como a chegada do navio pode ser prevista com alguns dias de antecedência, a mobilização dos mergulhadores é feita de acordo com essa previsão, o que pode ocorrer inclusive nos finais de semana. Durante essa inspeção, cabe aos mergulhadores verificar o ponto de toque com o fundo do oceano das correntes de amarração da monoboia, as condições físicas e visuais do PLEM, do duto vertical, da monoboia, e dos mangotes. Durante as primeiras horas da descarga do navio, os mergulhadores ficarão mobilizados no barco. Normalmente, a tarefa no mar dura de 40 minutos a uma hora, com o emprego de dois mergulhadores.

Duas normas procuram delimitar as condições necessárias para o mergulho profissional no Brasil, sendo a NORMAM<sup>2</sup> (2016) e a Norma Regulamentadora 15 (NR-15, 2015), algumas das características principais serão apresentadas em seguida.

Um grande risco a que os mergulhadores se expõem são as doenças descompressivas.

Todo mergulho realizado até a profundidade de cinquenta metros e que utiliza ar comprimido como mistura respiratória é considerado um mergulho raso (NORMAM 15, 2016), que compreende o objeto em estudo está a 23 metros de profundidade.

Na NORMAM 15 (2016), há uma importante divisão nas tarefas de mergulho que é:

- Mergulho com descompressão<sup>3</sup>, no qual o mergulhador, após o mergulho com certas condições, precisa passar por um processo de descompressão em ambiente controlado para evitar doenças descompressivas, potencialmente fatais. A vantagem desse tipo de mergulho é permitir o atingimento de maiores profundidades e um tempo de mergulho mais longo (intervalo entre o momento que o mergulhador atinge a profundidade desejada e o momento em que ele retorna à superfície, em ascensão controlada);

- Mergulho sem descompressão, que limita a profundidade e o tempo que o mergulhador pode permanecer embaixo d'água (incluindo a ascensão controlada) a valores necessários para evitar doenças descompressivas.

As atividades atendidas nos serviços aqui citados são todas em mergulho autônomo (com o uso de cilindros com ar comprimido e respiradores), raso e sem descompressão. A profundidade aproximada na região da monoboia é de 23 metros, considerada como sendo a

---

<sup>2</sup> NORMAM: Normas da Autoridade Marítima.

<sup>3</sup> Descompressão: Procedimento por meio do qual um mergulhador elimina do seu organismo o gás inerte absorvido durante exposição a condições hiperbáricas, sendo absolutamente necessário antes do seu retorno à pressão atmosférica, objetivando a preservação da sua integridade física (NORMAM 15, 2016).

máxima em toda a extensão dos equipamentos. Considerando a Figura 46, o tempo máximo de mergulho sem descompressão é de 20 minutos para a profundidade definida como máxima.

Por exigência presente na NR-15 (2015), a equipe mobilizada para o mergulho, considerando os dois mergulhadores normalmente empregados na tarefa para torná-la mais ágil, seria de 6 pessoas. Para esse serviço é necessária que haja uma câmara hiperbárica até 1 hora de deslocamento do local de mergulho (NORMAM 15, 2016). Portanto, a câmara geralmente encontra-se na própria embarcação. A NORMAM 15 (2016) define câmara hiperbárica como um vaso de pressão especialmente projetado para a ocupação humana, no qual os ocupantes podem ser submetidos a condições hiperbáricas, sendo utilizada tanto para descompressão dos mergulhadores, como para tratamento de acidentes hiperbáricos.

Outras inspeções que são executadas pelos mergulhadores são as semestrais, mais detalhadas que as de amarração, nos mesmos equipamentos. Enquanto que na inspeção de amarração os mergulhadores estão mais focados na segurança da operação, na semestral a inspeção é mais detalhada, com preocupação maior no registro e comparativo de evolução do estado dos equipamentos.

Semestralmente é feito o levantamento de proteção catódica somente da monoboia e dutos na região próxima à monoboia.

A cada cinco anos embarcações e mergulhadores são empregados para uma inspeção completa nos dutos, inclusive externamente, quando mergulhadores podem observar alguns trechos previamente selecionados, assim como materiais próximos que possam vir a ser prejudiciais à integridade dos equipamentos. Previamente à inspeção com mergulhadores, é executada a batimetria, que fornece dados de condições externas ao duto. Isso permite um planejamento para o emprego posterior de mergulhadores, pois são identificadas as regiões mais preocupantes, como os pontos dos dutos que estão em balanço e as falhas de revestimento de concreto.

Também a cada cinco anos, aproximadamente, é feita a inspeção interna dos dutos, com o uso de PIGs instrumentados que utilizam diferentes princípios para executar a varredura da parede dos dutos assim como determinar a localização aproximada de defeitos. Devido a erros inerentes ao método de inspeção, alguns defeitos precisam ser verificados com meios mais precisos diretamente no ponto identificado, estabelecendo a correlação entre as leituras. Geralmente, os defeitos considerados mais críticos são os escolhidos para serem verificados por correlação. A localização precisa dos defeitos é difícil, pois os dados do PIG não são precisos o suficiente e a identificação externa do ponto procurado é muito difícil,

sendo facilitada por juntas de campo ou marcos localizadores. Onde o revestimento externo ou a superfície do duto é exposto, é possível utilizar as soldas circunferenciais dos dutos como referência, pois o próprio PIG consegue detectá-las. Nos outros casos, quando é mais difícil a identificação, a localização é mais dispendiosa pois necessita ou a remoção da jaqueta de concreto ou de outros meios de tecnologia mais desenvolvida. Como alternativa, é possível utilizar marcos magnéticos externos que são detectados pelo PIG internamente e visualmente externamente.

A localização precisa com o uso do GPS, por exemplo, sofre com grandes erros, pois o alcance dessa tecnologia fica restrito à superfície da água. Para o ambiente subaquático, o único meio de emprego do GPS seria por cálculo da posição relativa ao sensor de superfície.

Um método comumente utilizado por mergulhadores é o de queda vertical de um objeto de controle, unicamente contando com a gravidade para garantir a perpendicularidade. Esse método, no entanto, sofre com a interferência das correntes marinhas ou ondas, além da própria hidrodinâmica do objeto. Apesar de não tão precisas, tais técnicas adotadas por profissionais do mergulho acabam gerando bons resultados, pois norteiam a busca e diminuem o erro ao estreitarem a área de busca.

A Tabela 8 resume as inspeções planejadas regulares a serem executadas por mergulhadores nos equipamentos subaquáticos.

Figura 19 - Solução tecnológica para os serviços relacionados

Inspeção necessária	Equipamento	Intervalo
Pré-amarração	Amarras	A cada evento (aprox. 1 dia)
	PLEM	
	Monoboia	
	Mangotes	
Preventiva	Amarras	Mensal
	PLEM	
	Monoboia	
	Mangotes	
Sistema de proteção catódica	Monoboia	Semestral
	PLEM	Semestral
	Dutos	Semestral
Inspeção externa	Dutos	5 anos
Correlação de inspeções internas	Dutos	5 anos

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para executar qualquer uma das tarefas descritas, os mergulhadores contam sobretudo meios visuais e com o auxílio de câmeras ou o tato, quando não há condições visuais, mais raramente são utilizados outros meios de medição, como trenas e medidores de espessura ultrassônicos para pontos localizados. Normalmente um alcance visual de 0,5m até 3m permite o uso das ferramentas visuais. No entanto, há áreas costeiras onde o horizonte visual é nulo, e o trabalho conta tão somente com a destreza do mergulhador em sua habilidade tátil.

Outras condições necessárias para o trabalho dos mergulhadores são relativas ao clima e à água. Existem canais na internet com dados precisos e confiáveis para consulta pública (como o Windguru) das condições de mar e de clima para os momentos de mergulho. É muito importante para a navegação e para o mergulho o conhecimento da ocorrência de ventos, que sobretudo influenciam a navegabilidade e, em certa parte, a visibilidade dentro d'água. Também condições de correntes oceânicas, das ondas e das marés são capazes de impedir o trabalho de mergulhadores, principalmente devido à dificuldade de navegação.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Petrobrás possui hoje, mais de 50 plataformas de produção, 16 refinarias, 30 mil quilômetros em dutos e mais de seis mil postos de combustíveis. Suas reservas provadas estão em torno de 14 bilhões de barris de petróleo, mas a perspectiva é de que esse número, no mínimo, dobre nos próximos anos. Com a descoberta de petróleo e gás na região do pré-sal, o Brasil pode ser o 4º maior produtor de petróleo do mundo em 2030. Construiu uma trajetória de superação de desafios desde 1953, quando a empresa foi criada. O principal deles foi o desenvolvimento de tecnologia para exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, onde estão mais de 90% das nossas reservas. Com inovação e ousadia, é hoje a empresa brasileira que mais gera patentes no país e no exterior.

A finalidade do trabalho foi explicar de forma resumida as partes do funcionamento da Balsa Guindaste de Lançamento (BGL – 1) da Petrobrás, além da importância dos dutos submarinos no Brasil e suas manutenções, os métodos de lançamentos desses dutos e suas particularidades. Para isso foram apresentados os principais sistemas da balsa, os tipos de dutos e equipamentos que proporcionam todo o sistema de escoamento.

Além disso, foram mostrados os diferentes métodos de lançamento de linha, e as particularidades de cada um, com as suas vantagens e desvantagens, visto a finalidade que terá cada duto com ênfase ao método S – Lay, utilizado pela BGL – 1. Foram abordados também, todos os momentos de lançamento durante as sete cabines de lançamento.

Por fim, todo o conteúdo apresentado conclui o objetivo do trabalho que é fazer um apanhado geral a respeito dessa tecnologia de “ponta” que é referência na indústria naval e a Petrobrás desempenha com orgulho.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Recommended Practice for Flexible pipe 17B**. 5. ed. Washington D.C. EUA, 2014.

BECTARTE F. E; COUTAREI A. Instability of Tensile Armour Layers of Flexible Pipes under External Pressure. In: **Proceedings of the OMAE Conference**, n. 51352, Vancouver, 2004.

BOWIE, M., LAY. **Lay Equipment Presentation**, Graduate Engineer Development Scheme, Stavanger, mar 2007.

CAMPELLO G. Notas de aula da disciplina **Projeto de Risers**. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Submarina, Universidade Castelo Branco, Rio de Janeiro, 2010.

CHAKRABARTI, S. K. **Handbook of Offshore Engineering**. v. I e II. Amsterdam: Elsevier, 2005.

DE SOUZA M. I. L. Notas de aula da disciplina **Noções Gerais / Custos e Fabricação de Flexíveis e Umbilicais**. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Submarina da Universidade Castelo Branco, Rio de Janeiro, 2010.

FERNANDES A. C. et al. **Sub-Surface Buoy Hybrid Riser System for Deepwater Application**. In: 22nd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering – OMAE, Cancun, 2003.

GERWICK Jr., B. C. **Construction of Marine and Offshore Structures**. 2. ed. Boca Raton: CRC, 2000.

HILL, T; ZHANG Y.; KOLASKY T. **The Future of Flexible Pipe Riser Technology in Deep Water**: case study. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE - OTC, Houston, 2006.

HOWELLS, H.; HATTON, S. A. **Catenary and Hybrid Risers for Deepwater Locations Worldwide**. In: Advances in Riser Technologies, Aberdeen, 1996.