

RODRIGO THOMPSON VARGAS
RODRIGO TONETO DE MELO

PRÉ-COMISSIONAMENTO DE GASODUTO SUBMARINO

VITÓRIA
2010

RODRIGO THOMPSON VARGAS
RODRIGO TONETO DE MELO

PRÉ-COMISSIONAMENTO DE GASODUTO SUBMARINO

Monografia apresentada à Pós-Graduação
do PROMINP e UFES – Universidade
Federal do Espírito Santo como requisito
para a obtenção do Grau de Especialista
em Condicionamento e Comissionamento

VITÓRIA

2010
RODRIGO THOMPSON VARGAS
RODRIGO TONETO DE MELO

PRÉ-COMISSIONAMENTO DE GASODUTO SUBMARINO

Trabalho final apresentado à Universidade Federal do Espírito Santo como requisito para a conclusão da Pós-graduação em Engenharia de Condicionamento e Comissionamento oferecida pelo PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural.

Aprovado em __ de Fevereiro de 2010.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Paulo César Alves dos Santos
Orientador

Prof. Dr. Flávio José da Silva
Examinador

Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli
Examinador

Dedicamos este trabalho às nossas namoradas (que inclusive uma delas se tornou esposa durante este curso) pelos momentos em que nos incentivaram e estiveram ao nosso lado, mesmo quando estávamos dentro da sala de aula durante os sagrados finais de semana. Sabemos que sem o apoio de vocês esse curso jamais poderia ser concluído, e por isso entregamos a vocês mais essa conquista.

Dedicamos também aos nossos pais e familiares em geral que nos deram a oportunidade de poder estudar e conseguir chegar até aqui. Essa conquista também é de vocês.

“O condicionamento (pré-comissionamento) é o conjunto de processos aos quais o gás deve se submeter para atender as especificações de mercado, segurança, transporte ou processamento posterior.” [José Eduardo Thomas,2004]

Agradecemos primeiramente a Deus por nos dar saúde e capacidade de ingressar e concluir este curso. Agradecemos também aos professores que nos instruíram e nos deram a oportunidade de conhecer alguns assuntos e campos de atuação que sequer imaginávamos existir.

Agrademos também aos colegas que nos suportaram durante todo esse período investido na realização do curso, que com certeza foram fundamentais para que pudéssemos chegar à conclusão deste.

A todos vocês, o nosso muito obrigado.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - MÉTODO S-LAY.....	12
FIGURA 2 - MÉTODO J-LAY	14
FIGURA 3 - MÉTODO REEL-LAY COM CARRETEL VERTICAL	15
FIGURA 4 - ARRASTE DE SUPERFÍCIE	16
FIGURA 5 - ARRASTE A MEIA-ÁGUA.....	16
FIGURA 6 - ARRASTE NO FUNDO.....	17
FIGURA 7 - ARRASTE NO LEITO MARINHO.....	18
FIGURA 8 - MÉTODO ARRASTE - SHORE APPROACH.....	18
FIGURA 9 - GUINCHO ONSHORE - SHORE APPROACH.....	19
FIGURA 10 - PIGS DIVERSOS.....	20
FIGURA 11 - ESQUEMA TÍPICO UTILIZADO NA FASE DE LIMPEZA E CALIBRAÇÃO	22
FIGURA 12 - PIG ESCOVA	23
FIGURA 13 - PIG MAGNÉTICO	23
FIGURA 14 - PIG MAGNÉTICO APÓS UTILIZAÇÃO	23
FIGURA 15 - PLACA CALIBRADORA	24
FIGURA 16 - EQUIPAMENTOS - LIMPEZA E CALIBRAÇÃO	25
FIGURA 17 - EXEMPLO DE LEIAUTE PARA OPERAÇÃO DE ALAGAMENTO.....	27
FIGURA 18 - EXEMPLO DE LEIAUTE DO TESTE HIDROSTÁTICO	30
FIGURA 19 - EXEMPLO DE TREM DE PIGS PARA DESALAGAMENTO	31
FIGURA 20 - FASES DA SECAGEM POR VÁCUO	33
FIGURA 21 - MEDIDOR DE PONTO DE ORVALHO	34
FIGURA 22 - EXEMPLO DE LEIAUTE DA INERTIZAÇÃO COM NITROGÊNIO.....	35

LISTA DE DOCUMENTOS

FOLHA DE REGISTRO 1 – RELATÓRIO DE INÍCIO DE ATIVIDADE	37
FOLHA DE REGISTRO 2 - RELATÓRIO DE PARÂMETROS DE BOMBEAMENTO	38
FOLHA DE REGISTRO 3 - CERTIFICADO DE ACEITAÇÃO DO TESTE HIDROSTÁTICO ...	39
FOLHA DE REGISTRO 4 - RELATÓRIO DE CONCLUSÃO DE ATIVIDADE.....	40

GLOSSÁRIO

- [1]. **OFFSHORE:** Localizado ou operado no mar.
- [2]. **ONSHORE:** Localizado ou operado em terra.
- [3]. **PIG, TREM DE:** Seqüência de dois ou mais PIGs utilizados durante uma mesma operação.
- [4]. **PIG:** Ferramenta comumente utilizada durante a realização das etapas do pré-comissionamento e em intervenções necessárias a um duto.
- [5]. **SURVEY¹:** Atividade de mapeamento do leito marinho através de equipamentos específicos e sistemas computacionais para que seja conhecido qualquer obstáculo que venha a existir na região mapeada, seja ele criado pela natureza ou pelo homem.
- [6]. **MEG** Monoethylene Glycol (CH₂ – CH). Material higroscópico utilizado na operação de desalagamento e secagem do gasoduto visando evitar a presença de água no interior do duto antes do início de suas operações de passagem de gás.

¹ A atividade de Survey abrange muitas áreas além da proposta neste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE TABELAS	7
GLOSSÁRIO.....	8
1 INTRODUÇÃO	11
1.1 HISTÓRICO	11
1.2 INSTALAÇÃO DE DUTOS RÍGIDOS SUBMARINOS	12
1.2.1. <i>Método S-Lay</i>	12
1.2.2. <i>Método J-Lay</i>	13
1.2.3. <i>Método Reel-Lay</i>	14
1.2.4. <i>Método de Arraste</i>	15
1.3 O QUE É PIG?	19
2 O QUE É COMISSIONAMENTO E PRÉ-COMISSIONAMENTO	21
3 PRÉ-COMISSIONAMENTO DE GASODUTO SUBMARINO	22
3.1 LIMPEZA E CALIBRAÇÃO DO GASODUTO	22
3.1.1. <i>Equipamentos Utilizados na Limpeza e Calibração</i>	24
3.2 ALAGAMENTO DO GASODUTO	26
3.2.1. <i>Equipamentos Utilizados para o Alagamento</i>	27
3.3 TESTE HIDROSTÁTICO	28
3.3.1. <i>Equipamentos Utilizados para o Teste Hidrostático</i>	29
3.4 DESALAGAMENTO E SECAGEM DO GASODUTO.....	30
3.4.1. <i>Equipamento utilizado para o garantia da secagem</i>	34
3.5 INERTIZAÇÃO DO GASODUTO COM NITROGÊNIO	34
4 ANEXO I - FOLHAS DE REGISTROS DE ATIVIDADES	36
REFERÊNCIAS.....	42

Resumo

Com a crescente expansão da exploração de petróleo que vem acontecendo nos últimos anos, todo o setor se move em paralelo a isso, e não seria diferente para a área de instalação de dutos para transporte desses produtos. Junto às atividades de instalação, cresce também a atividade de pré-comissionamento desses dutos, atividade esta que está sendo enfatizada neste trabalho.

No primeiro capítulo, que é apenas a introdução do assunto que será abordado nesse trabalho, é mostrada a história de como e onde se iniciou a instalação dos dutos, suas classificações, e também é feita uma explanação em linhas gerais sobre o seu processo de instalação. Logo após isso, é abordado também o que é um Pig e quais são as suas funções.

O segundo capítulo define o significado dos termos “Pré-Comissionamento” e “Comissionamento”. Para a abordagem deste trabalho, que é o pré-comissionamento de gasodutos submarinos, serão abordadas as atividades que antecedem ao comissionamento, como está explicado neste referido capítulo.

O terceiro capítulo aborda as etapas que compreendem o pré-comissionamento propriamente dito, que são: limpeza e calibração do gasoduto, alagamento do gasoduto, teste hidrostático, desalagamento e secagem do gasoduto, e a etapa final que é a inertização deste tornando-o pronto para início das atividades que darão início à operação. Além da abordagem das atividades que compreendem o pré-comissionamento, neste capítulo também são mostradas as ferramentas e equipamentos comumente utilizados para cada etapa do processo.

1 INTRODUÇÃO

1.1 HISTÓRICO

O primeiro duto instalado para utilização no setor de petróleo foi construído em 1859, para transporte de petróleo bruto (Wolbert, 1952). Após este, com a utilização desse meio para transporte de petróleo bruto, gás natural e seus subprodutos durante mais de um século e meio, a indústria do petróleo tem provado que tal forma é, de longe, a mais econômica para transporte em grande escala, frente à utilização de via - férrea e caminhões. Além disso, os dutos podem ser instalados em regiões remotas e ambientes hostis, para facilitar a chegada destes produtos às refinarias.

A crescente demanda do homem em busca aos produtos derivados do petróleo intensificou a busca em regiões fora da porção seca dos continentes, conhecidas como região offshore. Registros apontam que o primeiro duto submarino foi instalado no final do século XIX ao sudeste de Santa Bárbara, região de Summerland – Califórnia (Leffler et al., 2003). Desde então, os dutos submarinos se tornaram o meio de transporte mais eficiente para os produtos vindos das regiões offshore.

Os dutos submarinos são divididos em cinco tipos, baseados nas suas finalidades que são:

- Dutos para transporte de óleo e/ou gás de um poço satélite para manifolds submarinos;
- Dutos para transporte de óleo e/ou gás de um manifold para uma plataforma de produção;
- Dutos para transporte de óleo e/ou gás entre plataformas de produção;
- Dutos de exportação para envio de óleo e/ou gás de navios/plataformas de produção para terra – região onshore; e
- Dutos para transporte de água ou produtos químicos de plataformas para injeção em poços.

1.2 INSTALAÇÃO DE DUTOS RÍGIDOS SUBMARINOS

Durante a especificação do projeto do duto, será definido o seu método de instalação. Existem vários métodos para a instalação de um gasoduto submarino, incluindo o *S-Lay*, *J-Lay*, o *Reel-Lay* e o *método de arraste*, que por serem os mais comuns, serão os exemplificados neste capítulo.

1.2.1. Método S-Lay

O método de lançamento 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 acentuadas no duto durante o seu lançamento. A flexão que ocorre na rampa de lançamento é conhecida como “overbend” e a flexão que ocorre junto ao leito marinho é denominada “sagbend”.

Pelo formato apresentado pela coluna durante o seu lançamento, deu-se o nome ao método, já que a configuração fica semelhante à letra "S".

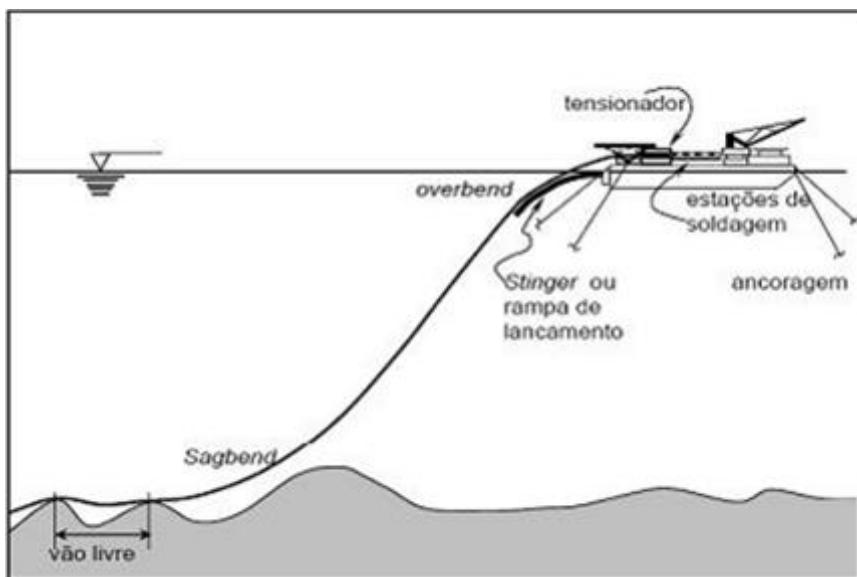


Figura 1 - Método S-Lay

A embarcação utilizada para este fim possui várias estações de trabalho com atividades sendo executadas simultaneamente. Na medida em que o duto é lançado, a embarcação vai se movendo para frente para que o duto seja corretamente depositado sobre o leito marinho. Para reduzir o stress existente no duto durante a curvatura de saída da embarcação, pode-se utilizar

um equipamento denominado *Stinger*, equipamento este que atenua a curvatura imposta ao duto durante o lançamento. Para evitar que aconteça qualquer tipo de deformação no duto durante o seu lançamento por motivo das curvaturas impostas a este, a embarcação utiliza um ou mais tensionadores. Esses tensionadores são responsáveis por inserirem uma tensão apropriada à linha, para que as curvaturas não ultrapassem o limite elástico do material do duto.

Este método pode ser utilizado para instalações desde lâmina d'água rasa até profunda, desde que todos os parâmetros de capacidade da embarcação para o lançamento estejam de acordo com os especificados em projeto.

1.2.2. Método J-Lay

O método J-Lay é uma variação do método S-Lay, sendo que sua rampa de lançamento é construída praticamente na posição vertical², sendo transformada numa torre de lançamento. Este método utiliza basicamente os mesmos tipos de estações de trabalho do método S-Lay, mas de forma mais compacta. As estações multi-tarefas fazem com que a produtividade deste método seja reduzida, embora existam vários estudos e testes para a melhoria do processo.

Neste método a região de “overbend” na coluna não existe, apresentando somente a curvatura denominada de “sagbend”. Esta configuração se aproxima ao desenho da letra “J”, a qual deu nome ao método de lançamento.

A ausência da região de overbend foi o grande motivo pelo qual este método foi desenvolvido primordialmente para águas profundas.

² Em algumas embarcações, a torre de lançamento pode ter uma inclinação considerável.

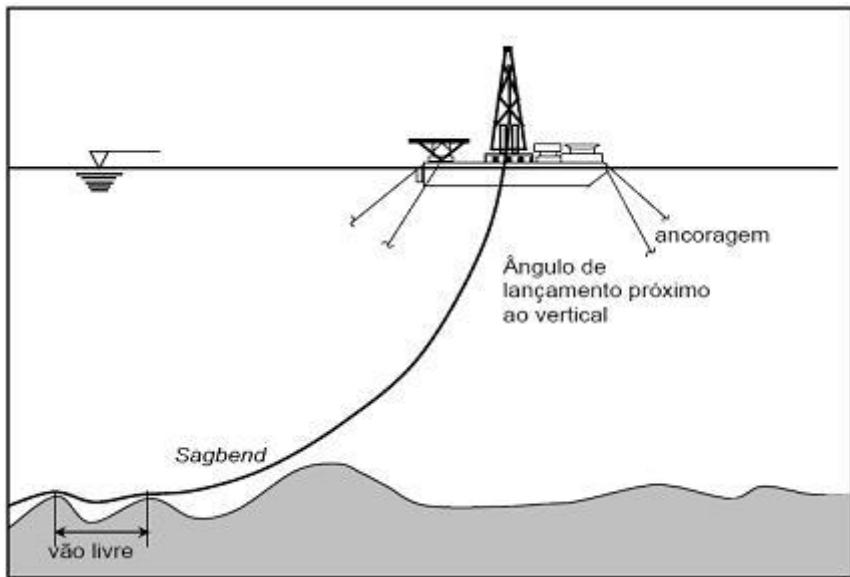


Figura 2 - Método J-Lay

Com o método um pouco mais simples de lançamento, o método J-Lay pode ser utilizado em maiores profundidades quando comparado ao S-Lay.

1.2.3. Método Reel-Lay

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 desse processo diz respeito ao diâmetro máximo do duto que pode ser estocado dessa forma.

Devido às deformações impostas ao duto durante o processo de enrolamento e desenrolamento, normalmente a espessura de parede necessita ser maior do que a requerida para os demais métodos. Outra limitação é a restrição quanto à utilização de alguns revestimentos devido à curvatura imposta durante o processo. Por outro lado, a grande vantagem deste método em relação aos outros, é a sua grande velocidade de instalação.

Embarcações que utilizam o carretel na posição horizontal para lançamento induzem a linha à mesma configuração do método S-Lay após a saída da embarcação, enquanto embarcações com o carretel na posição vertical têm o processo de lançamento comumente semelhante ao método J-Lay, embora em alguns casos também possam ter a configuração S-Lay.

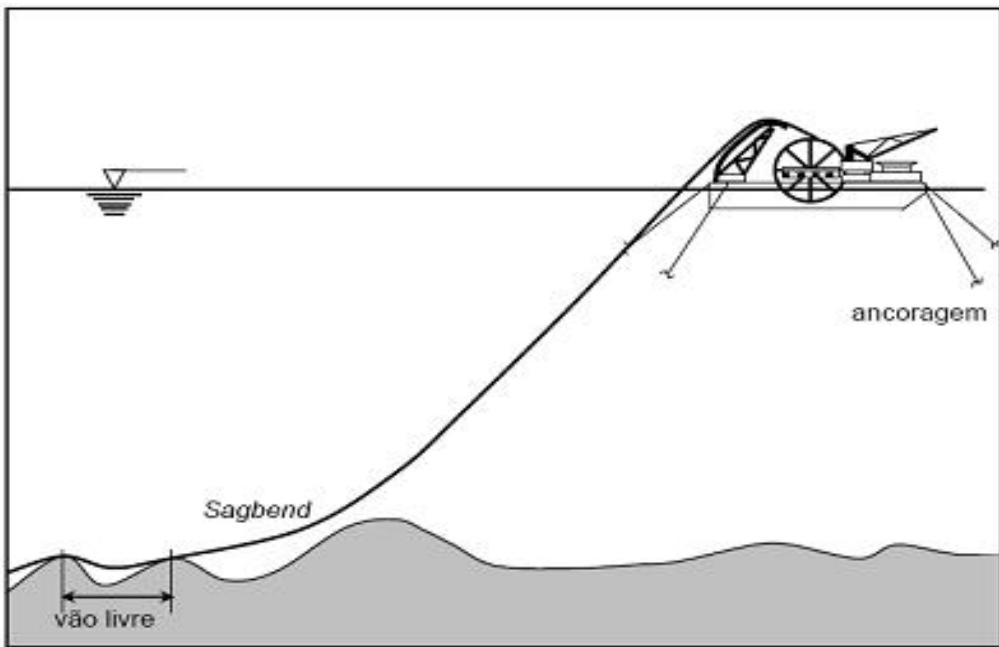


Figura 3 - Método Reel-Lay com Carretel Vertical

1.2.4. Método de Arraste

No método de arraste, a linha é normalmente construída em uma base onshore que tenha acesso à água, onde faz-se o uso das facilidades da construção em terra e posterior instalação com embarcações/equipamentos mais simples, o que torna o método mais barato frente à utilização de uma embarcação de lançamento. Este método pode ser utilizado para travessia de lagos, grandes rios e também para utilização offshore.

O método de arraste possui algumas variações no seu processo de fabricação e instalação. Algumas variações deste método são: Arraste em superfície, Arraste em meia-água, Arraste com a linha no fundo sem tocar no leito marinho e arraste com a linha em contato com o leito marinho.

No arraste em superfície é necessário a utilização de flutuadores para manter a linha no nível do mar durante o arraste, até que esteja no local de instalação (Figura 4). Uma vez no local de instalação da linha, é necessário desconectar ou alagar os flutuadores, para que a linha seja posicionada no leito marinho, no seu local de instalação. A recomendação de utilização deste método é basicamente para águas rasas, visto que para instalação em águas profundas faz-se necessário um avançado controle de alagamento ou remoção dos flutuadores para o sucesso da instalação.

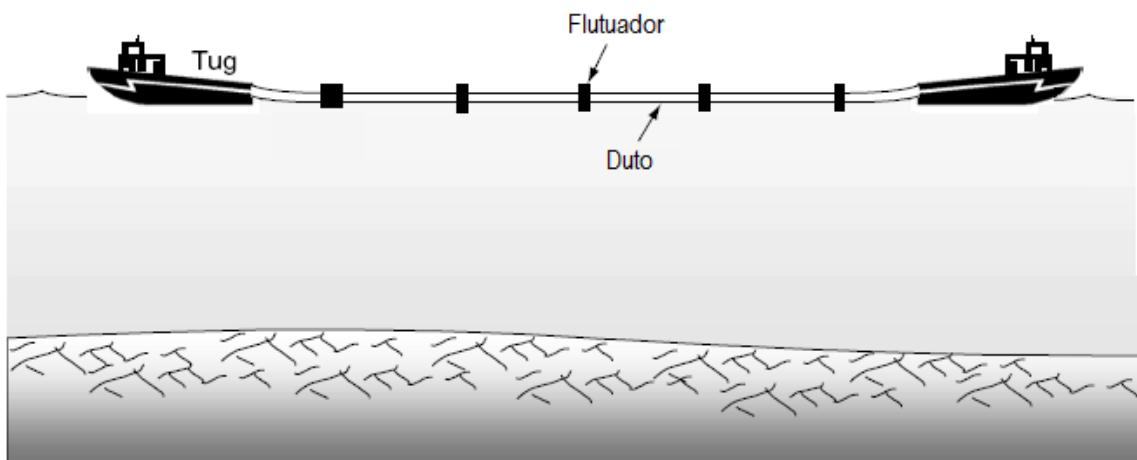


Figura 4 - Arraste de Superfície

No arraste em meia-água, para que seja possível atingir a profundidade desejada para transporte da linha, é necessário o uso de alguns flutuadores e uma grande tensão aplicada à linha. A tensão é aplicada por duas embarcações posicionadas nas extremidades da linha, que são as embarcações que também fazem o transporte até o ponto de instalação (Figura 5), semelhante ao método de arraste em superfície. Este método não é indicado para grandes comprimentos de linhas (maiores que 5Km).

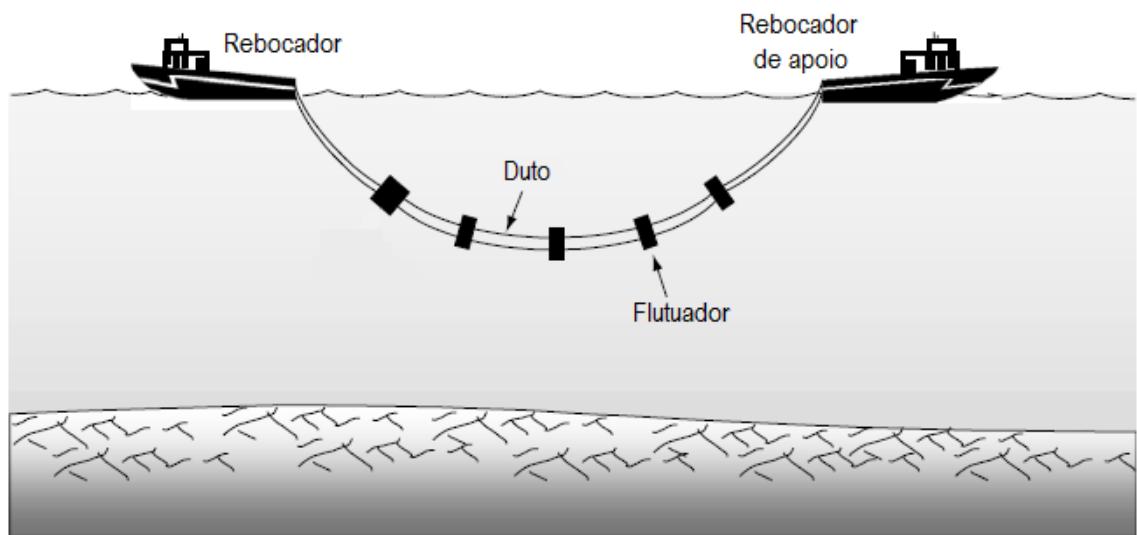


Figura 5 - Arraste a Meia-água

No método de arraste feito com a linha posicionada no fundo sem que toque o leito marinho, é necessária a utilização tanto de flutuadores quanto de

correntes em todo o comprimento da linha, para que a linha seja transportada com distância pré-determinada do leito marinho. No caso de necessidade de instalação de mais de uma linha, os flutuadores e as correntes podem ser reutilizados após a instalação de cada trecho (Figura 6).

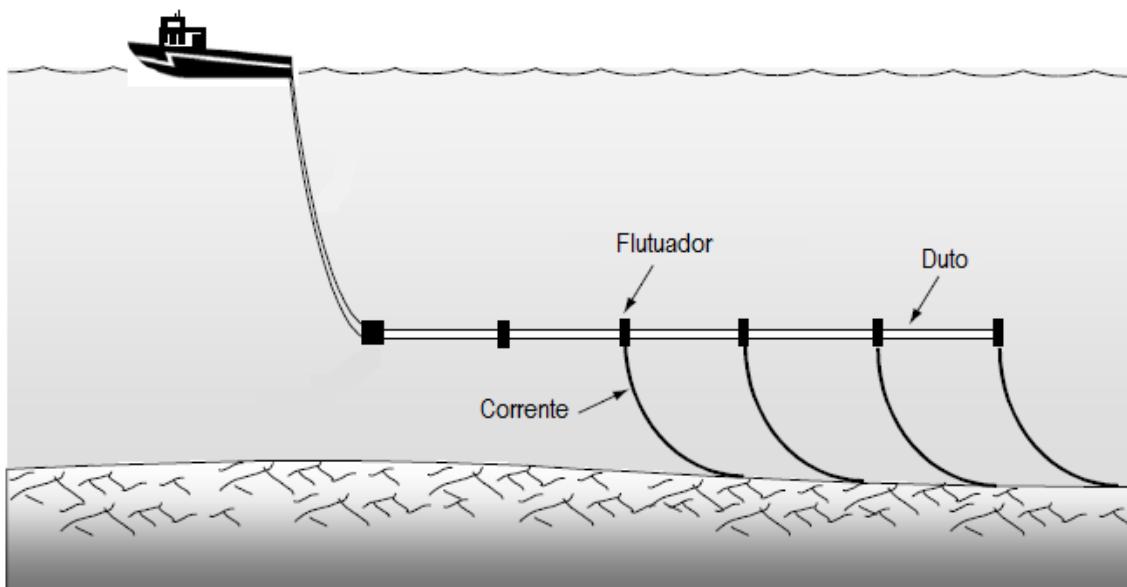


Figura 6 - Arraste no Fundo

No método de arraste com a linha no leito marinho, como o nome já menciona, a linha é transportada em contato com o leito marinho (Figura 7). Neste modo, o comprimento da linha fica limitado à capacidade de força de arraste proporcionada pela embarcação que irá rebocar a linha até a locação. Esta força deverá ser maior do que o peso total da linha submersa e de todas as estruturas presas a ela, vezes o coeficiente de atrito do solo no local do arraste. Para isto, podem ser utilizadas mais de uma embarcação em paralelo durante a operação. Outra particularidade desse método é a necessidade de um survey do leito marinho em todo o trajeto de arraste da linha, visando verificar a existência de obstáculos no caminho. Além disso, se faz necessário a utilização de um revestimento resistente a abrasão na metade inferior da linha, para proteger do desgaste normal que ocorrerá durante a movimentação. Para o caso de utilização de revestimento de concreto, este já pode ser considerado como esta proteção, embora possa ser necessária uma espessura maior do que o projetado, considerando o desgaste que ocorrerá no processo. Ao invés disso, pode ser utilizado também um revestimento liso na metade

inferior do duto, que além de facilitar o transporte, reduzirá a potência necessária da embarcação que realizará o trabalho.

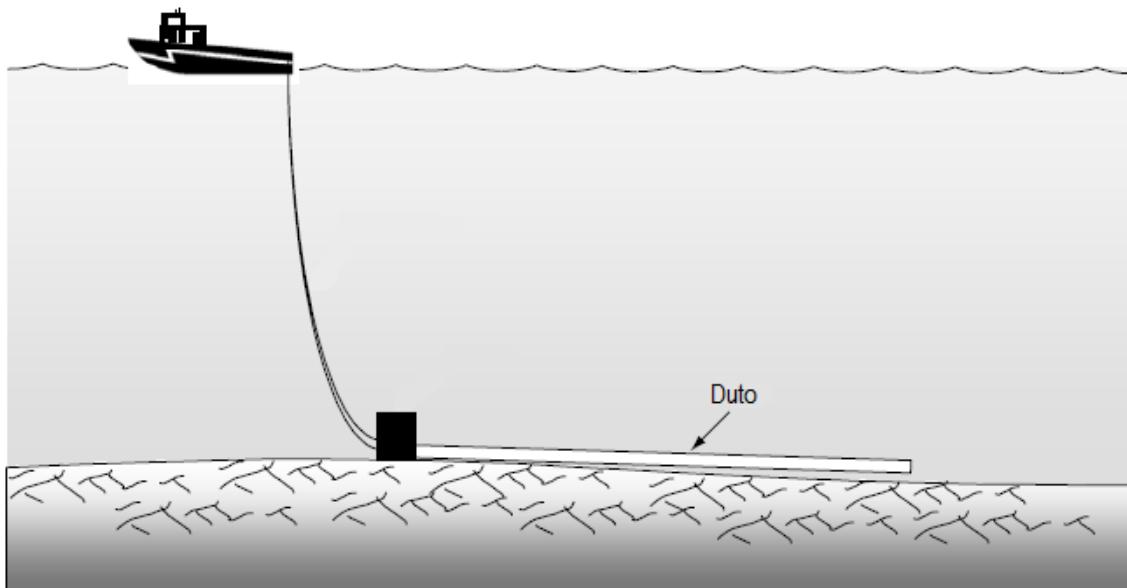


Figura 7 - Arraste no Leito Marinho

Além dessas variações do método de arraste, existe ainda outro tipo de arraste que é realizado de forma inversa às citadas, onde a linha é lançada de uma embarcação (Figura 8) e arrastada para terra através de guinchos onshore (Figura 9). Este tipo de operação é também conhecido como *Shore Approach*³.



Figura 8 - Método Arraste - Shore Approach

³ Existem muitas operações conhecidas como *Shore Approach*, portanto, a palavra não se limita ao tipo de operação mencionada no texto.



Figura 9 - Guincho Onshore - Shore Approach

1.3 O QUE É PIG?

O PIG é uma ferramenta comumente utilizada durante a realização de intervenções e também em algumas etapas do pré-comissionamento e comissionamento de um duto.

O nome PIG foi adotado em virtude do som produzido entre o PIG e a parede interna do duto durante a passagem da ferramenta, que produz um som característico do grunhido do porco. Deu-se então o nome de PIG (porco em inglês).

Os PIGs são projetados de acordo com o tipo de serviço a ser realizado, que em geral, mas não limitados a estes, são:

- Separação de produtos;
- Limpeza de materiais depositados no interior do duto;
- Calibração do diâmetro interno do duto;
- Medição da geometria do duto;
- Localização de obstruções no duto;
- Remoção de líquidos ou gases do interior do duto;
- Inspeção interna do duto; entre outras.

Novas técnicas e ferramentas para a atividade de passagem de PIGs vêm sendo desenvolvidas, e a lista de aplicações dos PIGs vêm crescendo a cada ano, assim como o desenvolvimento de acessórios para tubulações capazes de suportar a passagem dos PIGs, como é o exemplo das válvulas “*Pigáveis*”.

Assim como existem diversas funções para os PIGs, diversos são os seus modelos. Nas figuras abaixo são exemplificados alguns dos tipos existentes no mercado:



Figura 10 - Pigs Diversos

2 O QUE É COMISSIONAMENTO E PRÉ-COMISSIONAMENTO

O Comissionamento é o processo que assegura que o equipamento, planta de processo, sistema, componente, etc. está de acordo com as necessidades e requisitos operacionais do proprietário. Na prática, o processo de comissionamento consiste na aplicação integrada de um conjunto de técnicas e procedimentos de engenharia para verificar, inspecionar e testar o item desejado.

O comissionamento de grandes empreendimentos é uma especialidade técnica complexa e sofisticada, que tende a ser encarada como uma disciplina específica e independente, tão importante quanto as especialidades tradicionais de engenharia.

O objetivo central do comissionamento é assegurar a transferência da unidade do construtor para o proprietário, de forma que esta tenha sua operacionalidade garantida, de acordo com a necessidade levantada no projeto.

Quando voltado para a especialidade de gasodutos submarinos, os testes que visam assegurar que todos os parâmetros estão em conformidade com o especificado, fazem parte do processo de pré-comissionamento, que nada mais é do que as etapas compreendidas entre o término da instalação do gasoduto submarino e o início do enchimento do gasoduto com o produto que será transportado através deste, enchimento este que já faz parte da fase operacional do gasoduto.

Essas etapas do pré-comissionamento visam assegurar que o gasoduto está em condição de operar conforme especificado em projeto, estando em todos os aspectos coberto pelos parâmetros vigentes na norma base do projeto, como por exemplo, a *DNV-OS-F101 - SUBMARINE PIPELINE SYSTEMS*, que é uma norma reconhecida internacionalmente na área de sistemas de dutos submarinos.

3 PRÉ-COMISSIONAMENTO DE GASODUTO SUBMARINO

Após o término da instalação do gasoduto submarino, dá-se início ao procedimento de pré-comissionamento para que este gasoduto possa ser entregue ao proprietário com as devidas garantias de está pronto para iniciar suas operações.

Neste capítulo são abordadas todas as atividades que compreendem a especialidade de pré-comissionamento de um gasoduto submarino, envolvendo sua limpeza e calibração, o enchimento deste para a realização do teste hidrostático, o teste hidrostático propriamente dito, o desalagamento e a secagem do duto, e sua inertização, estando assim pronto para o início da etapa operacional que se inicia com a passagem do primeiro gás através dele.

3.1 LIMPEZA E CALIBRAÇÃO DO GASODUTO

A etapa de limpeza de um gasoduto se faz necessária para garantir que o seu interior esteja livre de detritos provenientes das etapas de soldagem e instalação do duto. Além disso, vale ressaltar que o duto deve estar limpo para que nenhum corpo estranho possa interferir nas próximas etapas do processo de pré-comissionamento.

Para realizar a limpeza, usa-se correr pelo menos um pig escova no interior do duto (Figura 12) para que este possa varrer qualquer detrito que porventura venha a existir. Esse tipo de operação recebe o nome de limpeza mecânica. Especialistas aconselham o uso de pigs escova com discos cônicos, que são os pigs denominados unidirecionais, pois proporcionam excelentes características de selagem e resistência ao desgaste (Referência [2]. Pág. 42).

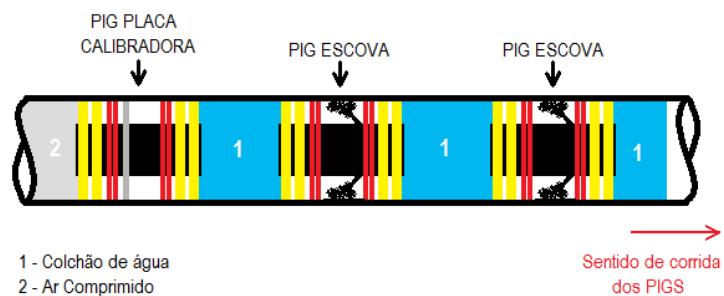


Figura 11 - Esquema Típico Utilizado na Fase de Limpeza e Calibração

Além do pig escova, aconselha-se utilizar um pig do tipo magnético, com o intuito de capturar fragmentos metálicos existentes no interior do duto (Figura 13 e 14).



Figura 12 - Pig Escova



Figura 13 - Pig Magnético



Figura 14 - Pig Magnético Após Utilização

Para o caso de necessidade de limpeza química, para remoção de qualquer contaminante que venha a existir no interior do duto, utiliza-se uma solução própria para este fim, que fica posicionada entre dois ou mais pigs. Neste caso, é necessária uma análise prévia do fluido injetado, garantindo que este seja compatível com a composição do material do duto e de seu revestimento interno, quando existir.

A etapa de calibração tem por objetivo estabelecer o menor diâmetro interno existente no gasoduto, a fim de fornecer dados para futuras operações com pigs neste gasoduto. Outra finalidade desta etapa é garantir que não houve redução no diâmetro do gasoduto durante as operações de soldagem das juntas ou amassamentos durante a fase de instalação do gasoduto.

A calibração é feita através da corrida de um pig em todo o comprimento do gasoduto, com uma peça denominada de “*Placa Calibradora*” anexada a ele. Esta placa calibradora deve obedecer às especificações da norma de referência do projeto, que determinará seu tipo e dimensão. A figura abaixo traz um exemplo de placa calibradora utilizada para gasodutos submarinos.



Figura 15 - Placa Calibradora

Após a passagem do pig equipado com a placa calibradora, esta será retirada e terá sua integridade verificada. Baseado nos critérios de aceitação da norma de referência do projeto, o duto estará aprovado ou não para a continuação do processo de pré-comissionamento.

As etapas de limpeza e calibração podem ser realizadas numa mesma operação, sendo assim necessária a formação de um trem de pigs para executar as duas operações. A composição do trem de PIGs que irá realizar a limpeza e calibração do gasoduto deverá ser definida de acordo com a particularidade de cada projeto. O número de PIGs na composição, a seqüência, a necessidade de realização de uma limpeza química, a velocidade de viagem dos PIGs, etc. deverão ser definidas com base no tipo e comprimento do gasoduto, nas inclinações existentes ao longo de sua rota, no seu método de construção, etc.

3.1.1. Equipamentos Utilizados na Limpeza e Calibração

Os equipamentos comumente utilizados para esta etapa são: Compressores, bombas para injeção de água, tanque de água, e equipamentos

de monitoramento das variáveis do sistema, como volume injetado de água e volume e pressão do ar injetado para deslocamento dos pigs.

O layout dos equipamentos utilizados durante a operação varia de acordo com a necessidade do projeto, pois a quantidade de cada equipamento que compõe o sistema poderá variar de acordo com o volume de ar e água a ser injetado, bem como a velocidade desejada de injeção destes. Na Figura 16 é mostrado um exemplo de layout dos equipamentos comumente utilizados durante as etapas de limpeza e calibração de um duto.

Usa-se injetar água na frente do primeiro pig para auxiliar na limpeza do duto, e também proporcionar um menor atrito entre o pig e a parede interna do duto. Um bolsão de água também é normalmente utilizado entre os pigs que compõem o trem de pig, visando proporcionar as mesmas condições anteriormente mencionadas para o primeiro pig, além de também garantir uma distância pré-determinada entre os pigs durante o percurso, o que não seria garantido se houvesse somente ar entre eles. Após isso, inicia-se a injeção do ar comprimido que será responsável por fazer o deslocamento dos pigs por todo o duto.

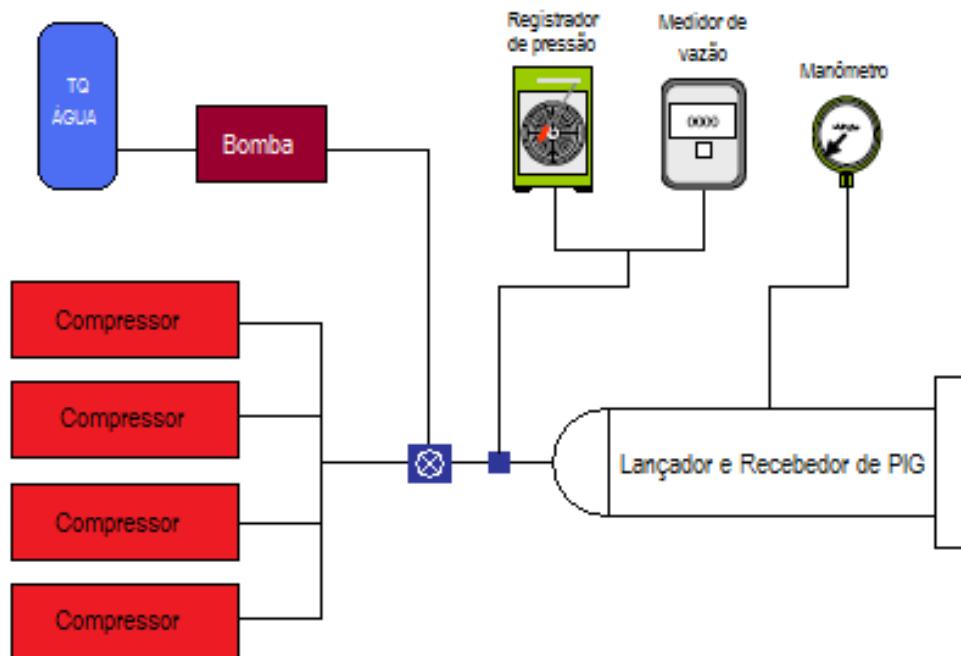


Figura 16 - Equipamentos - Limpeza e Calibração

Vale ressaltar que todos os equipamentos utilizados durante o processo devem possuir certificado de calibração válido.

3.2 ALAGAMENTO DO GASODUTO

Após a aceitação dos processos de limpeza e calibração do duto, é dado o início à etapa de alagamento do duto.

A operação de alagamento tem a finalidade de preencher completamente o duto com água eliminando todo o ar existente no sistema, pois a ausência de ar no interior do duto será de suma importância para o sucesso da próxima etapa, o teste hidrostático.

A água utilizada na etapa de alagamento do duto deverá ter uma qualidade mínima para aceitação, e deverá estar de acordo com a norma de referência do projeto. Como exemplo, podemos citar a utilização de água com as seguintes características: *Água filtrada por elemento filtrante capaz de garantir que partículas maiores que 50 microns tenham sido removidas, e que o teor médio de matéria em suspensão nesta água não seja superior a 20g/m³*⁴.

Caso seja necessário, poderão ser injetados produtos químicos adicionados à água do alagamento, concentrado de acordo com a necessidade. Caso exista a possibilidade de permanência da água do teste hidrostático no duto por longo período, deverá também ser injetado um inibidor de corrosão misturado a ela, visando evitar corrosão excessiva durante o período de permanência dessa água na tubulação. Vale ressaltar que todos os produtos químicos adicionados devem ser compatíveis com a água, visando evitar a formação de sólidos no interior do duto provenientes de reações químicas.

Existe um ponto crítico que deve ser particularmente monitorado durante o enchimento, que é o controle da velocidade de viagem dos pigs. Os fabricantes de pigs normalmente possuem uma velocidade, que em geral varia de 5 a 10Km/h. Porém, caso exista algum trecho do duto que esteja em um declive acentuado, o trem de pig viajará com velocidade acima da sugerida em função da força da gravidade. Neste caso, para ajudar no controle da velocidade, pode-se considerar a pressurização da linha na frente do primeiro pig, criando uma contrapressão no sistema. Esta prática ajuda consideravelmente no controle da velocidade de viagem, mas, caso o gasoduto

⁴ Exemplo retirado da norma DNV-OS-F101 – Submarine Pipeline Systems de 2007. Por se tratar de uma norma específica, tais características não são aplicáveis a qualquer projeto.

seja muito extenso esta ação pode ficar impraticável pela demora em se conseguir criar essa contrapressão no sistema.

Assim como recomendado para as etapas de limpeza e calibração, para a fase de enchimento também vale considerar a utilização de pigs com discos cônicos por motivo de suas características de trabalho. Porém, caso a água utilizada no teste hidrostático necessite retornar para a extremidade de onde foi injetada, deverá ser considerada a utilização de pigs bidirecionais, evitando assim uma necessidade de intervenção submarina para as substituições dos mesmos.

3.2.1. Equipamentos Utilizados para o Alagamento

Os equipamentos utilizados na fase do alagamento são: Bomba para injeção de água, unidade filtrante para garantia da característica da água injetada de acordo com a norma de referência do projeto e instrumentos de medição, controle e registro dos parâmetros da água injetada.

Conhecer o volume injetado de água é essencial para o cálculo de verificação do término da operação, pois no caso de ocorrência de aumento acentuado de pressão no sistema, a equipe não poderá garantir se o duto já está completamente alagado ou se ocorreu o travamento dos pigs durante a operação.

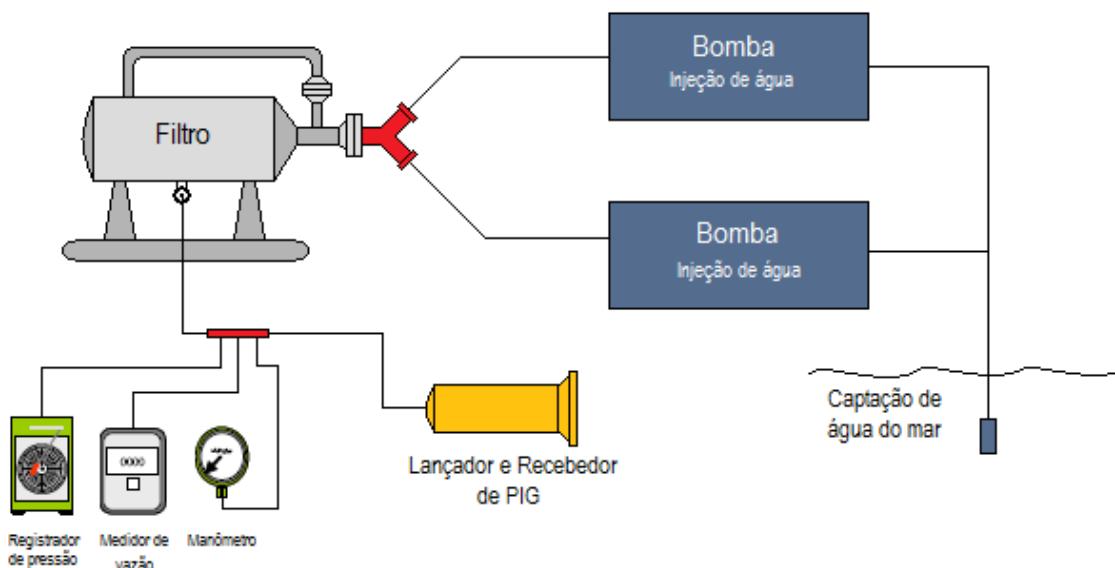


Figura 17 - Exemplo de Leiaute para Operação de Alagamento

Assim como na etapa de limpeza e calibração do gasoduto, todos os equipamentos utilizados durante o processo devem possuir certificado de calibração válido.

3.3 TESTE HIDROSTÁTICO

Após o alagamento total do gasoduto, realizado na etapa anterior, dá-se início ao processo de teste da linha. O teste hidrostático consiste em verificar a integridade do duto quanto à resistência mecânica para operação e ausência de vazamentos, através da aplicação de pressão interna utilizando água como fluido de teste.

A operação de teste hidrostático é composta basicamente por quatro fases que podem ser definidas como:

- Pressurização controlada da linha;
- Estabilização da pressão de teste;
- Manutenção da pressão de teste pelo tempo especificado;
- Despressurização controlada da linha.

A fase de pressurização da linha deve ser controlada, uma vez que a elevação da pressão deve ocorrer de forma gradual de acordo com as especificações mecânicas do duto e da norma de especificação do projeto. Além disso, é uma boa prática que a pressurização seja feita em etapas, interrompendo a pressurização em pressões intermediárias pré-determinadas, permitindo que esta seja equilibrada antes da continuidade do processo. As normas em geral também orientam que o período final da pressurização⁵ até a pressão de ensaio seja feito de forma mais lenta, elevando a pressão em menores taxas para que seja possível garantir que a pressão de teste não seja ultrapassada.

A fase de estabilização da pressão de teste é o período em que será verificado se já existe algum vazamento significativo no gasoduto. Este período não tende a ser muito longo, logo, se os instrumentos identificarem que a

⁵ O período final da pressurização é geralmente quantificado pela norma de referência do projeto. Como exemplo, a norma *DNV-OS-F101 – Submarine Pipeline Systems* orienta que este período seja nos últimos 5% até a pressão de teste.

pressão não está se estabilizando, deve-se verificar os principais prováveis causadores deste problema, que pode ser desde o grande volume de ar presente no interior da linha quanto a real existência de algum vazamento em conexões com válvulas, flanges ou na pior das hipóteses nas juntas soldadas.

Após a pressão de teste se estabilizar, esta deverá permanecer no patamar especificado na norma de referência do projeto pelo tempo previamente determinado e a pressão de teste também deverá permanecer dentro da faixa de variação de pressão aceitável, para que assim possa ser dada como aprovada toda a etapa do teste hidrostático.

Terminado o período de manutenção da pressão interna e com a aceitação de todas as partes, dá-se início a despressurização da linha. Essa etapa também deve ser controlada conforme procedimento e norma de referência do projeto.

3.3.1. Equipamentos Utilizados para o Teste Hidrostático

Os equipamentos utilizados na etapa do teste hidrostático são basicamente: Tanque de água, Bomba para pressurização do sistema e Cabine de teste onde se encontram todos os instrumentos necessários – Manômetros, Registradores e Analisadores. O objetivo principal destes equipamentos é conhecer, monitorar e registrar as variáveis de teste.

Vale ressaltar que alguns fatores podem influenciar diretamente no resultado do teste. Dependendo do comprimento do gasoduto testado e a extensão deste com exposição ao sol, a temperatura pode influenciar diretamente nos resultados, visto que a variação da temperatura da água injetada pode interferir na pressão no interior da linha. Para isso, como está identificado na Figura 18, utiliza-se um registrador de temperatura ambiente, visando utilizar seus registros em caso de necessidade.

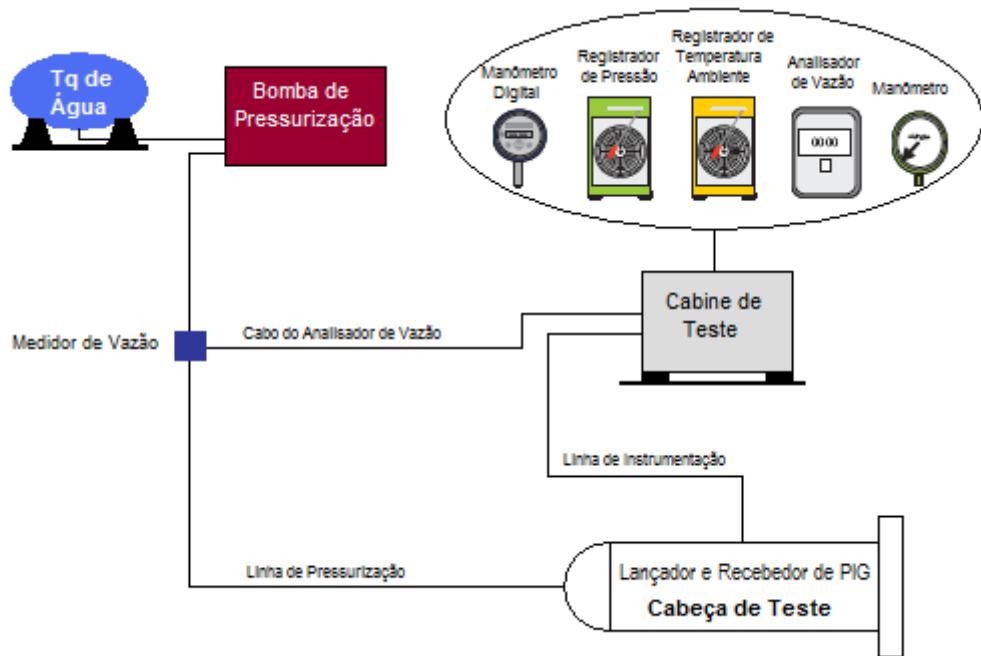


Figura 18 - Exemplo de Leiaute do Teste Hidrostático

Assim como em todas as etapas, todos os equipamentos utilizados durante o processo devem possuir certificado de calibração válido.

3.4 DESALAGAMENTO E SECAGEM DO GASODUTO

Após o término da etapa do teste hidrostático, e com o certificado de aceitação assinado por todas as partes, dá-se início ao processo de desalagamento do gasoduto.

O desalagamento visa retirar toda a água existente no interior da linha, de forma a facilitar a etapa seguinte que será a secagem deste. Este processo é feito utilizando um trem de pigs, assim como a atividade de alagamento, porém com algumas particularidades. Para essa etapa, serão utilizados bolsões de MEG entre pigs, visando garantir a ausência de água no interior do gasoduto após a etapa do desalagamento e secagem da linha.

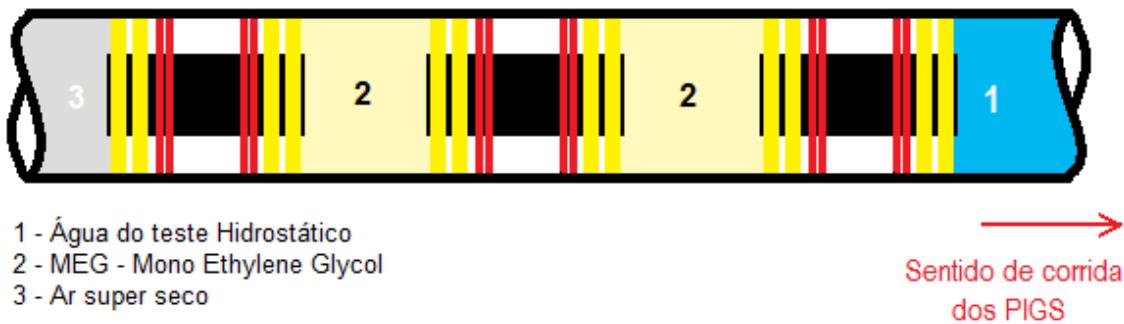


Figura 19 - Exemplo de trem de pigs para desalagamento

Durante a operação de desalagamento, toda coluna de água existente no interior do gasoduto deverá ter destinação correta, visando garantir que esta retorne ao meio-ambiente sem causar nenhum dano a este.

Após a etapa do desalagamento, dá-se início à secagem do gasoduto. A secagem se faz necessária para que durante o início da passagem do gás não ocorra formação de hidrato⁶ no interior do gasoduto, dada a alta pressão e baixa temperatura do sistema.

Essa etapa pode ser realizada de duas maneiras distintas: Secagem com ar seco, e secagem por vácuo.

A técnica de realização com ar seco apresenta algumas vantagens sobre a segunda, que são:

- Todo o resíduo de água livre que porventura ainda exista no interior da linha será retirado;
- Esta técnica pode atingir pontos de orvalho baixíssimos no interior do gasoduto, o que ajuda na prevenção da ocorrência de hidratos e é requerimento de normas;
- O processo é relativamente rápido quando comparado à secagem por vácuo.

Em contramão às vantagens, a utilização da técnica de secagem por ar seco pode ser inviabilizada por requerer maior número de equipamentos, o que nem sempre é possível de se ter a bordo de embarcações devido limitação de área disponível para eles. Porém, essa atividade seria facilmente executada

⁶ Hidrato é a ocorrência de gelo com moléculas de gás aprisionadas, que pode vir a bloquear a passagem de gás no interior do gasoduto. Esse fenômeno acontece devido à existência de água no processo que está com elevada pressão e baixa temperatura.

caso haja possibilidade de se realizar o processo pelo lado onshore do gasoduto, quando este o possuir.

A técnica de realização da secagem do gasoduto pelo método de secagem por vácuo é baseada no fato de que a água ferve (evapora) em temperaturas mais baixas, caso a pressão da linha seja reduzida da pressão ambiente à pressão de vapor saturado. Desta forma, ao reduzir a pressão do sistema, é possível fazer com que a água evapore e seja retirada “como um gás” com a utilização de uma bomba de vácuo.

O processo de secagem por vácuo pode ser definido em três etapas. O primeiro estágio é a fase de evacuação, onde a pressão interna do gasoduto é reduzida da pressão atmosférica para a pressão de vapor saturado, removendo o ar da linha utilizando bombas de vácuo. A pressão de vapor saturado pode variar em função da temperatura do gasoduto.

À medida que a pressão interna se aproxima da pressão de vapor saturado, a água começa a evaporar, e a pressão é mantida quase que constante. Como a pressão tenta cair, mais água começa a evaporar e assim a pressão vai se mantendo quase que constante, enquanto esse vapor é retirado através da sucção pela bomba de vácuo. Esse processo continuará até que toda água livre existente no interior da linha tenha evaporado, e a pressão comece a cair, uma vez que já não existe mais água no interior da tubulação para equilibrar o sistema. Com todo ar retirado do interior da linha, a pressão interna do gasoduto pode ser diretamente relacionada ao ponto de orvalho. Essa fase é denominada de fase final de secagem.

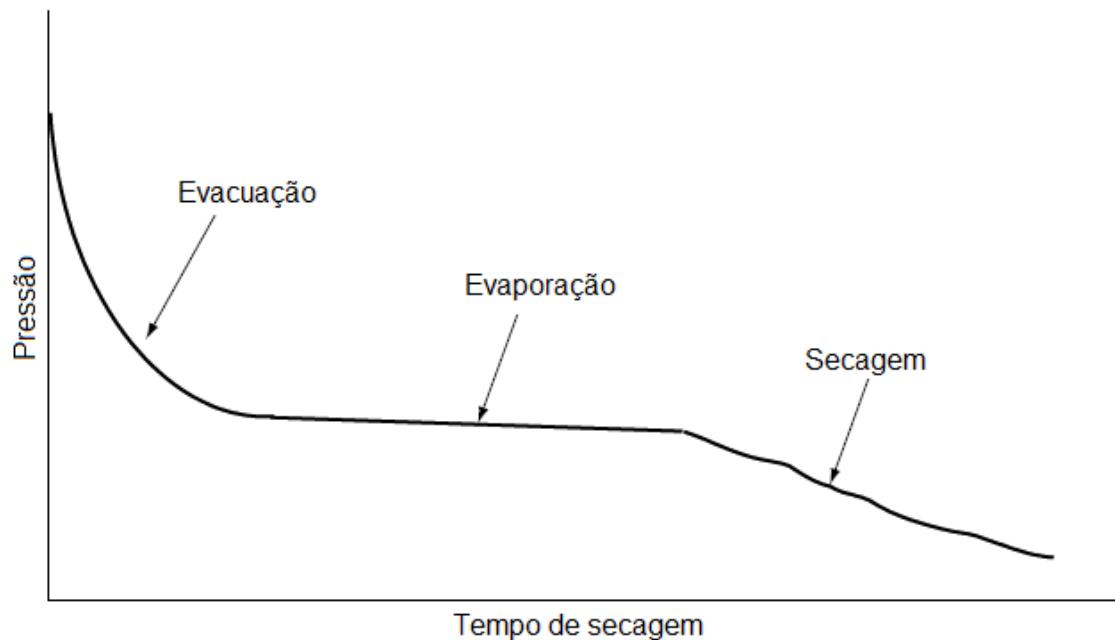


Figura 20 - Fases da secagem por vácuo

Para que a água evapore e esse fenômeno aconteça, é necessária a entrada de calor no sistema. Em gasodutos submarinos, esse calor virá da água que está por fora da linha. Se o gasoduto for revestido externamente, o processo pode ser bastante lento, e para isso, a bomba de vácuo deve ser devidamente dimensionada para que a água não seja “forçada” a evaporar mais rápido do que a capacidade de absorção de calor do gasoduto. Caso contrário, poderá ocorrer formação de gelo no interior do mesmo.

As principais vantagens do processo de secagem por vácuo são:

- Toda água livre existente no interior da linha será retirada;
- Podem ser atingidos baixos pontos de orvalho;
- Não são necessárias grandes áreas para equipamentos;
- Não é gerada quantidade significativa de resíduos.

As principais desvantagens deste processo são o longo tempo para conclusão da etapa, e o método não é adequado para grandes comprimentos de linha e/ou pequenos diâmetros de tubulação.

3.4.1. Equipamento utilizado para o garantia da secagem

Como descrito anteriormente, existe mais de uma forma de realizar essa etapa do processo, e cada uma delas possui a sua particularidade de equipamentos necessários. Para ambas as formas, um equipamento que precisa existir no sistema é o medidor de ponto de orvalho. É com ele que será garantida a ausência de água no interior da tubulação, estando esta pronta para a última etapa do pré-comissionamento que é a inertização da linha com nitrogênio.

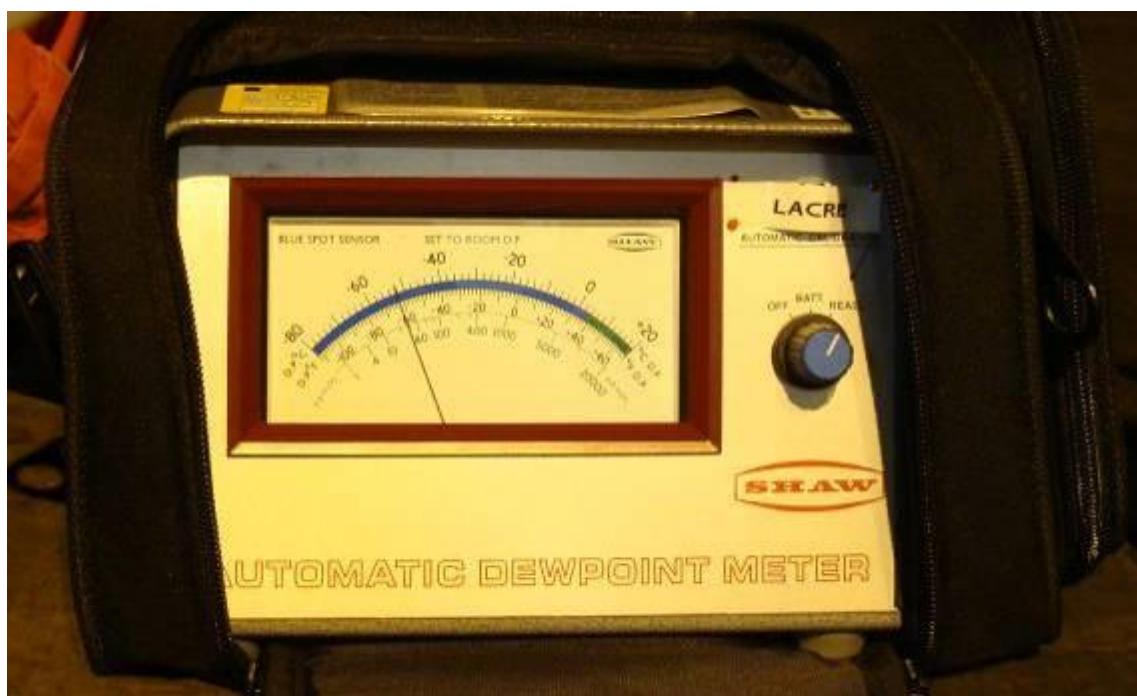


Figura 21 - Medidor de Ponto de Orvalho

Na foto acima em particular é mostrada um ponto de orvalho de aproximadamente -52°C . As faixas de aceitação podem variar conforme especificação de cada projeto, mas geralmente os critérios giram em torno de algo abaixo de -20°C .

3.5 INERTIZAÇÃO DO GASODUTO COM NITROGÊNIO

Após a secagem do gasoduto e antes da passagem do gás, o sistema deve ser purgado com nitrogênio, visando comprovar a ausência de ar na linha

e reduzir consideravelmente a presença de oxigênio no sistema. Essa atividade tem por objetivo eliminar a possibilidade de ocorrência de uma mistura explosiva no momento do comissionamento/operação com passagem do primeiro gás na linha.

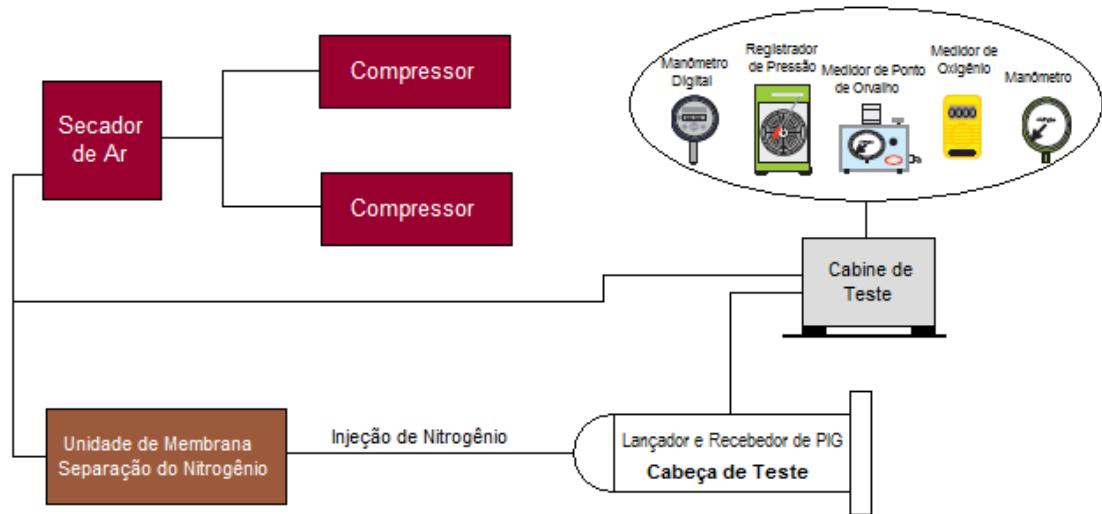


Figura 22 - Exemplo de leiaute da inertezação com nitrogênio

Após a purga do sistema com nitrogênio, atingindo o teor de oxigênio especificado para o projeto e/ou orientado pela norma de referência do projeto, o gasoduto está pronto para ser entregue ao cliente para a realização do comissionamento, que como foi dito no início deste trabalho, é o passagem do primeiro gás pela linha construída.

4 FOLHAS DE REGISTROS DE ATIVIDADES

Durante a execução de cada uma das atividades que compreendem o pré-comissionamento do gasoduto submarino, existe a necessidade de preenchimento de alguns dados mínimos que deverão ser anexados ao relatório final – *Data Book*.

Abaixo estão exemplificados alguns dos principais relatórios que comumente são preenchidos durante o pré-comissionamento:

- Relatório de Início de Atividade;
- Relatório de Parâmetros de bombeamento;
- Certificado de Aceitação do Teste Hidrostático;
- Relatório de Conclusão de Atividade.

Alguns desses relatórios devem ser assinados por um representante da companhia responsável pela execução, pelo cliente e por uma terceira parte – Organização certificadora do projeto, para que seja atestada a conformidade da operação.

Folha de Registro 1 – Relatório de Início de Atividade

Comumente, antes do início de cada atividade do pré-comissionamento é gerado um relatório referente à atividade. Neste relatório devem estar descritas as informações referentes ao projeto e à atividade em questão, inclusive com os procedimentos e instruções de trabalho anexados a ele.

Folha de Registro 2 - Relatório de Parâmetros de bombeamento

Neste relatório são descritos todos os parâmetros de bombeamento referente à etapa realizada. Este modelo de relatório geralmente é utilizado para todas as etapas que necessitam de bombeamento, seja de água na fase de alagamento, como ar, nitrogênio, etc. nas fases correspondentes.

TITLE:	CERTIFICADO DE ACEITAÇÃO DO TESTE HIDROSTÁTICO				
PROJECT:					
COMPANY:					
CONTRACTOR:					
CONTRACT NO.:					
PRESSURE TEST NO.:				DATE:	
This is to certify that the pipeline or pipeline section described below was hydrostatically tested in accordance with the Terms of the Specification.					
PIPELINE:		FROM:		TO:	
LENGTH:		PIPE O.D.:		WALL THK.:	
LOCATION OF TEST EQUIPMENT:					
Nominal Test Pressure:					
Initial Test Pressure at Testing Location:					
Final Test Pressure at Testing Location:					
Initial Temperature of Test Medium:					
Final Temperature of Test Medium:					
Duration of Test Holding Period: _____ hours					
Description and Cause of Leak (if any): _____ _____ _____ _____					
Total Water added to reach Final Test Pressure:				Litres	
Pressure remaining in Pipeline upon Completion of all Test Operations:					
REMARKS:					
Executante	Cliente			3 ^a Parte	
Signature	Signature			Signature	

Folha de Registro 3 - Certificado de Aceitação do Teste Hidrostático

Este certificado, junto à carta com o registro do gráfico gerado pelo teste, deve ser assinado por todas as partes interessadas confirmando a aceitação do teste hidrostático, conforme procedimento e norma de referência.

Folha de Registro 4 - Relatório de Conclusão de Atividade

Assim como o relatório de início de atividade, usa-se registrar o término de cada atividade do pré-comissionamento, apontando a conclusão da etapa e identificando todo tipo de ocorrência que tenha interferido no seu andamento.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho foi elaborado para mostrar em linhas gerais o processo de pré-comissionamento de um gasoduto submarino. Porém, como já foi dito anteriormente, sabemos que cada projeto possui a sua particularidade, e com isso devem ter esses passos adequados à sua necessidade.

Em geral, mostramos que o pré-comissionamento é o conjunto de atividades a serem executadas para verificação se as instalações montadas estão em conformidade com o projeto e se estão em condições de funcionalidade para serem operadas. Estas atividades podem ser desenvolvidas concomitantemente com as atividades de Construção e Montagem e de Testes, e a execução destas atividades tem por objetivo permitir o Comissionamento.

Ao término dessas atividades, o gasoduto está pronto para ser entregue ao cliente, ou ao responsável pelo comissionamento, que irá inaugurar as operações com a passagem do primeiro gás através da linha pré-comissionada.

Vale registrar também, que algumas dessas atividades são perigosas e geram resíduos que devem ser corretamente acondicionados e destinados, para que as operações também sejam um sucesso quanto à garantia de preservação do meio ambiente ao redor do campo de trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1]. DET NORSKE VERITAS. **Offshore Standard DNV-OS-F101 – SUBMARINE PIPELINE SYSTEMS.** DNV, 2007.
- [2]. THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems.** ASME B31.8 - 2003.
- [3]. GUO, BOYUN; SONG, SHANHONG; CHACKO, JACOB; GHALAMBOR, ALI. **Offshore Pipelines.** Elsevier, 2005.
- [4]. WIKIPÉDIA. **Wikipédia, a Encyclopédia Livre.** Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Comissionamento> . Acessado em 28/10/2009.
- [5]. TECLOG. **Inertização de Dutos e Equipamentos.** Disponível em: <http://www.teclog.eng.br/index.php?p=idequipamentos> . Acessado em 28/10/2009.
- [6]. Girard Industries. **Pigs manufacturer.** Disponível em: www.girardindustries.com . Acessado em 05/10/2009.
- [7]. PIGTEK. **Home of the Pipeline Pigging Specialists.** Disponível em: www.pigtek.com . Acessado em 03/10/2009.
- [8]. PPSA – PIGGING PRODUCTS & SERVICES ASSOCIATION. **About Pigs.** Disponível em: www.ppsa-online.com . Acessado em 05/10/2009.
- [9]. SABIC. **MEG – Monoethylene Glycol.** Disponível em: <http://www.sabic.com/me/en/productsandservices/chemicals/meg.aspx> . Acessado em 24/02/2010.