



ANÁLISE DE RISCO NO DESCOMISSIONAMENTO DE DUTOS RÍGIDOS SUBMARINOS

Rafaela de Andrade Ramos

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Oceânica.

Orientador: Ilson Paranhos Pasqualino

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2018

ANÁLISE DE RISCO NO DESCOMISSIONAMENTO DE DUTOS RÍGIDOS
SUBMARINOS

Rafaela de Andrade Ramos

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA OCEÂNICA.

Examinada por:

Prof. Ilson Paranhos Pasqualino, D.Sc.

Prof. Marcelo Igor Lourenço de Souza, D. Sc

Prof. Luis Volnei Sudati Sagrilo, D. Sc

Prof. Assed Naked Haddad, D.Sc

RIO DE JANEIRO
FEVEIRO 2018

Ramos, Rafaela de Andrade

Análise de risco no descomissionamento de dutos rígidos submarinos / Rafaela de Andrade Ramos – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XII, 95 p.: il.,: 29,7 cm.

Orientador: Ilson Paranhos Pasqualino

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 92-95.

1. Descomissionamento. 2. Análise de Risco 3. Dutos rígidos submarinos. I. Pasqualino, Ilson Paranhos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

Dedico este trabalho à minha mãe, por ter conseguido me educar e proporcionar amor e estabilidade em meio a tantas dificuldades que passamos. Obrigada por acreditar em mim e no que seríamos capazes de alcançar.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus que permitiu que tudo se realizasse, e não somente nestes anos como universitária, mas que em todos os momentos é o maior mestre que alguém pode conhecer.

Agradeço a minha mãe, Célia Maria de Andrade, essa grande mulher que foi meu porto seguro e meu incentivo todos esses anos. Obrigada por ter me encorajado a alcançar essa grande vitória em meio a tantas dificuldades que passamos. Mais do que minha, essa vitória é sua.

Adicionalmente agradeço ao meu marido, Gustavo Fabbri Montez, por toda compreensão ao tempo de estudo que dediquei ao longo desta jornada. Obrigada por ter acreditado em mim e me estimulado a seguir em frente independente dos tropeços e desafios.

Ao meu orientador e aos professores que me ajudaram ao longo dessa trajetória, por ter me auxiliado em todo o processo de construção desse trabalho com zelo e atenção indescritível. Vocês foram muito atenciosos e essenciais para a conclusão desse estudo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE RISCO NO DESCOMISSIONAMENTO DE DUTOS RÍGIDOS SUBMARINOS

Rafaela de Andrade Ramos

Fevereiro/2018

Orientador: Ison Paranhos Pasqualino

Programa: Engenharia Oceânica

A etapa de descomissionamento das estruturas submarinas vem ganhando relevância nos últimos anos, a medida que o número de instalações no final de sua vida útil é cada vez maior e que as legislações se tornam mais severas. Diferentemente das unidades produtoras, que já apresentam seus planos de descomissionamento consolidados, os dutos submarinos representam hoje o maior desafio tecnológico, ambiental e financeiro desta etapa. Dessa forma, o presente trabalho busca elaborar uma análise de risco para as principais opções de descomissionamento de dutos submarinos, a fim de contribuir para a tomada de decisões e reduções de falhas. Para isso será construída duas árvores de falhas, a primeira para a opção de descomissionamento por bobina reversa e a segunda para a opção de abandono, seguida da elaboração subsequente de seus cortes mínimos. Uma vez identificados os cortes mínimos de primeira ordem, serão elaboradas as matrizes de classificação de risco para esses eventos. Os principais resultados demonstram que os principais riscos inaceitáveis estão associados aos eventos de falha humana, falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação, falha no tensionador e falha no motor da bobina, devendo-se reduzir estes riscos através da reestruturação dos projetos e/ou da criação de barreiras de segurança.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

RISK ANALYSIS IN DECOMMISSIONING OF SUBMARINE RIGID PIPELINES

Rafaela de Andrade Ramos

February/ 2018

Advisor: Ilson Paranhos Pasqualino

Department: Ocean Engineering

The decommissioning stage of underwater structures has gained momentum in recent years, as the number of facilities at the end of their useful lives is increasing and legislation becomes more severe. Unlike the production units, which already have their decommissioning plans consolidated, submarine pipelines today represent the greatest technological, environmental and financial challenge of this stage. In this way, the present work seeks to elaborate a risk analysis for the main options of decommissioning of submarine pipelines, in order to contribute to the decision making and reduction of failures. For this, two Fault Trees will be built, the first for the reverse reeling decommissioning and the second for the abandon option, followed by the subsequent elaboration of its minimum cuts. Once the first order minimum cuts are identified, the risk classification matrices for these events will be elaborated. The main results show that the main unacceptable risks are associated with the events of human failure, failure in the dynamic positioning system of the vessel, failure in the tensioner and failure in the motor of the reeling, and these risks must be reduced by restructuring the projects and /or the creation of security barriers.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO DO ESTUDO.....	3
1.3 JUSTIFICATIVA	3
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 CONTEXTO HISTÓRICO	5
2.2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS DOS DUTOS	6
2.3 PROJETO E ROTAS DE INSTALAÇÃO DOS DUTOS	8
2.4 PRINCIPAIS ASPECTOS DE FALHA NOS DUTOS.	11
3. O DESCOMISSIONAMENTO.....	17
3.1 MARCOS REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS	19
3.1.1 CONFERÊNCIA DE GENEBRA DE 1958.....	19
3.1.2 CONFERÊNCIA DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE AS LEIS DOS MARES (UNCLOS) – 1982	20
3.1.3 ORGANIZAÇÃO MARÍTIMA INTERNACIONAL (IMO) – 1989	21
3.1.4 CONVENÇÃO PARA A PROTEÇÃO DO MEIO MARINHO NO NORDESTE DO ATLÂNTICO – 1992/1998	22
3.2 MARCOS REGULATÓRIOS NACIONAIS.....	23
3.2.1 CONAMA (23/94, 237/97, 350/04)	25
3.2.2 Resoluções e Portarias da ANP (25/02, 27/06, 25/14, 17/15, 41/15).....	26
3.3 <i>GUIAS PRÁTICOS</i>	29
3.3.1 GUIA DE SEGURANÇA DE DUTOS (HSE, 1996).....	29
3.3.2 DESCOMISSIONAMENTO DE DUTOS NO MAR DO NORTE (UK, 2013)....	30
3.4 OPÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO.....	33
3.4.1 REMOÇÃO POR BOBINA REVERSA	35
3.4.2 REMOÇÃO POR S-LAY REVERSO.....	36
3.4.3 REMOÇÃO POR CORTE E ELEVAÇÃO	37
3.4.4 ABANDONO – INTERVENÇÃO MÍNIMA	38
3.4.5 ABANDONO – INTERVENÇÃO MODERADA.....	39
3.4.6 ABANDONO – INTERVENÇÃO SIGNIFICATIVA	40
4. ANÁLISE DE RISCO	41
4.1 ÁRVORE DE FALHAS (FTA).....	46
4.1.1 SIMBOLOGIA DE UMA FTA	47

4.1.2 CORTES MÍNIMOS	49
4.1.2.1 ÁLGEBRA BOOLEANA E OS CORTES MÍNIMOS.....	49
5. METODOLOGIA	54
5.1 ESTRUTURAÇÃO DO ESTUDO.....	54
5.1.1 ETAPA 1: OBTENÇÃO DE DADOS E REFERÊNCIAS SOBRE DUTOS.....	56
5.1.2 ETAPA 2: UTILIZAÇÃO DA FTA.....	60
5.1.3 ETAPA 3: SEGMENTAÇÃO DINÂMICA	61
5.1.4 ETAPA 4: ANÁLISE DE RISCO	61
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	64
6.1 PRINCIPAIS CONSIDERAÇÕES	65
6.2 FTA E MATRIZES DE RISCOS - OPÇÃO DE DESCOMISSIONAMENTO POR BOBINA REVERSA.....	67
6.3 FTA E MATRIZES DE RISCOS - OPÇÃO DE ABANDONO.....	80
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	88
7.1 CONCLUSÕES	88
7.2 TRABALHOS FUTUROS	91
Referências Bibliográficas.....	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de um sistema de produção e a utilização de <i>flowlines</i>	8
Figura 2 - Esquema em processos para elaboração do projeto de um duto.....	10
Figura 3 - Curva da banheira para um duto	11
Figura 4 - Esquema lógico das principais falhas em pipeline e suas principais causas .	12
Figura 5 - Quantidade de Plataformas de Produção por Operador e Idade da Instalação no ano de 2015.....	18
Figura 6 - Etapas para o Licenciamento Ambiental	24
Figura 7 - Configuração do duto no leito marinho	31
Figura 8 - Principais opções para o descomissionamento de dutos e suas subdivisões .	34
Figura 9 - Embarcação utilizada para instalação e remoção de dutos por bobina reversa	36
Figura 10 - Embarcação utilizada para instalação e remoção de dutos por S-lay	37
Figura 11 - Principais perguntas para quantificação do risco.....	42
Figura 12 - Impactos diretos e indiretos de uma falha em um duto	43
Figura 13 - Avaliação de risco de acordo com o nível de risco e complexidade	45
Figura 14 - Exemplo genérico de uma árvore de falha.....	52
Figura 15 - Etapas para estruturação do estudo de gerenciamento de risco	54
Figura 16 - Adaptação do modelo de Muhlbauer para o estudo.....	55
Figura 17 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte I.....	69
Figura 19 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte III.....	71
Figura 20 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte IV.....	72
Figura 21 - Árvore de falha para opção de abandono.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dutos desmobilizados no Mar do Norte até 2013.....	31
Tabela 2 - Taxa de falha vs. mecanismos de falha para dutos.....	42
Tabela 3 - Principais símbolos lógicos utilizados em uma FTA	48
Tabela 4 - Principais operadores lógicos utilizados em uma FTA	48
Tabela 5 - Postulado da adição na álgebra booleana	50
Tabela 6 - Postulado da multiplicação na álgebra booleana.....	50
Tabela 7 - Propriedades da álgebra booleana	51
Tabela 8 - <i>Flowline</i> - subdivisão em subunidades e componentes.....	57
Tabela 9 - Riser, subdivisão em subunidades e componentes.....	58
Tabela 10 - Frequência de falhas de dutos	58
Tabela 11- Análise de incidentes e causas diretas	59
Tabela 12 - Níveis de Probabilidade de Risco.....	62
Tabela 13 - Índice de severidade e sua descrição	62
Tabela 14 - Matriz de avaliação de risco	63
Tabela 15 - Descrição dos eventos intermediários e dos portões lógicos para a opção de descomissionamento bobina reversa	73
Tabela 16 - Descrição dos eventos básicos para opção de descomissionamento por bobina reversa.....	74
Tabela 17 - Detalhamento dos cortes mínimos da FTA de descomissionamento por bobina reversa.....	76
Tabela 18 - Matriz de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas rasas	78
Tabela 19 - Índices de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas rasas	78
Tabela 20 - Matriz de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas profundas	79
Tabela 21 - Índice de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas profundas	79
Tabela 22 - Descrição dos eventos intermediários e dos portões lógicos para a opção de abandono.....	83
Tabela 23 - Descrição dos eventos básicos para opção de abandono.....	83
Tabela 24 - Matriz de risco para o descomissionamento por abandono em águas rasas.....	85
Tabela 25 - Índice de risco para o descomissionamento por abandono em águas rasas	85
Tabela 26 - Matriz de risco para o descomissionamento por abandono em águas profundas	86
Tabela 27 - Índice de risco para o descomissionamento por abandono em águas profundas.....	86
Tabela 28 - Resumo dos índices de risco de acordo com a opção de descomissionamento e com os cenários.....	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- CGPEG - Coordenação Geral de Petróleo e Gás
- CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente
- DNV - *Det Norske Veritas*
- EIA – Estudo de Impacto Ambiental
- EVA – Estudo de Viabilidade Ambiental
- BOE - Barris de óleo equivalente
- FTA - *Failure Tree Analysis*
- FMEA - *Failure Mode Effect Analysis*
- HSE – *Health and Safety Executive*
- IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
- LI – Licença de Instalação
- LPper - Licença prévia para perfuração
- LPpro – Licença prévia de produção e pesquisa
- LO – Licença de Operação
- PCA – Projeto de Controle Ambiental
- PROCAP - Programa de Capacitação Tecnológica em Águas profundas
- RAA – Relatório de Avaliação Ambiental
- RCA – Relatório de Controle Ambiental
- OREDA - *Offshore Reliability Data Bank*
- OSPAR - *Convention for the Protection of the Marine Environment in the North East Atlantic*
- UK – *United Kingdom*
- UNCLOS - *United Nations Convention on the Law of the Sea*

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como principal objetivo apresentar a importância do estudo, as motivações que moveram a autora no desenvolvimento deste, e algumas características do cenário de descomissionamento no país e ao redor do mundo. Espera-se que sua construção introduza o leitor não só ao contexto de descomissionamento, como também sua relação com os dutos submarinos.

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A utilização de dutos submarinos tornou-se fundamental na indústria de óleo e gás, uma vez que são considerados uma das formas mais seguras para transporte de petróleo e seus derivados. Seu desenvolvimento ao longo dos últimos anos, principalmente nas áreas de instalação e construção proporcionou a expansão de sua aplicabilidade, sendo utilizados por um longo período, em lâminas d'água profundas e ultra profundas.

Sendo responsáveis principalmente pelo transporte de óleo e gás entre equipamentos submarinos e terminais, os dutos requerem um longo estudo em relação ao projeto e as rotas de instalação. O projeto de um duto é responsável pela determinação de fatores cruciais como material de fabricação, espessura da parede, sistema anti-corrosão, diâmetro interno, entre outros; já as rotas de instalação são responsáveis por assegurar a preservação ambiental, analisar a conformidade dos interesses e normas públicas dos locais de instalação e por avaliar as condições marítimas e geotécnicas. Esses estudos são responsáveis não só pela otimização dos custos como também são de extrema importância para a segurança das instalações.

Durante sua operação, os dutos estão sujeitos a uma série de fatores deletérios como corrosão, defeitos de materiais e interferências externas. Dessa forma, a segurança e prevenção de falhas nas linhas de dutos são fundamentais, de modo a evitar graves consequências como poluição do meio ambiente, perdas econômicas e fatalidade de vidas humanas. Estudos demonstram que a maioria dos dutos possuem

como principal modo de falha vazamentos ou rupturas (MUHLBAUER, 2004; BAI, 2001; YUHUA & DATAO, 2005), causados prioritariamente pelos fatores detrimenais supracitados.

Além disso, assim como outros equipamentos e instalações *offshore*, os dutos submarinos estão submetidos a regulamentações nacionais e internacionais de descomissionamento. Segundo a Resolução nº 27, de 18 de outubro de 2006, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o abandono de um poço deverá consistir, quando não for temporário, na retirada de todas as instalações de produção, garantindo-lhes destinação final adequada e correta recuperação ambiental para as áreas atingidas. Adicionalmente, o processo de descomissionamento pode ser considerado recente, principalmente em águas profundas e ultra profundas, nas quais as técnicas de recuperação não estão totalmente estabelecidas e os engenheiros precisam lidar com um alto grau de incertezas e complexidades dos sistemas.

Dessa forma, o processo de descomissionamento de dutos precisa ser bem planejado e executado, uma vez que estes podem não estar em condições de serem içados do fundo do mar, rompendo-se e causando grandes danos ambientais, econômicos e a vidas humanas. Para isso, utiliza-se técnicas de gerenciamento de risco afim de identificar parâmetros e procedimentos que apresentem alto risco, de modo à auxiliar na tomada de decisão e na criação de projetos alternativos.

Em geral, o gerenciamento de risco é iniciado com a identificação dos perigos e dos riscos associados a estes itens, qualificando-os como toleráveis ou não, de acordo com as especificações de cada projeto. Para identificação e quantificação do risco de equipamentos, utiliza-se prioritariamente ferramentas de identificação dos modos de falhas como a *Failure Tree Analysis* (FTA) e *Failure Mode Effect Analysis* (FMEA).

Dessa forma, a utilização de análises qualitativas e quantitativas no setor de óleo e gás tem crescido ao longo dos anos, acompanhando não só o aumento da complexidade dos sistemas, como também a tendência mundial de preocupação com os impactos das atividades petrolíferas, as quais podem causar danos irreparáveis ao meio ambiente e a vida de diferentes setores da sociedade.

1.2 OBJETIVO DO ESTUDO

O presente trabalho tem como principal objetivo apresentar a construção da análise de risco técnico das principais opções para o descomissionamento de dutos rígidos submarinos, ou seja, o abandono e a remoção - sendo realizada através da utilização de Árvores de Falhas. Por conseguinte, serão demonstrados a elaboração dos índices de riscos dos fatores identificados, de modo a evidenciar os aspectos críticos que deverão ser priorizados.

1.3 JUSTIFICATIVA

A elaboração do gerenciamento de risco para o descomissionamento de dutos busca auxiliar na redução das incertezas existentes nesse procedimento. Por ser um processo recente, o descomissionamento das linhas de fluxo ainda se encontra em debate, possuindo diferentes abordagens que vão desde a sua completa retirada até o seu abandono.

Portanto, espera-se que a identificação dos fatores críticos auxilie em tomada de decisões futuras, assim como na construção de planos de contingência e de projetos que busquem aumentar a confiabilidade dessas operações, minimizando os riscos e os impactos de possíveis falhas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Para uma melhor compreensão, essa dissertação foi dividida em sete capítulos conforme descrito a seguir:

No Capítulo 1 é feita a introdução ao estudo, apresentando sua importância e as dificuldades nesse setor. Adicionalmente são demonstrados os problemas a serem tratados e os objetivos que pretende-se alcançar.

O Capítulo 2 consiste na apresentação da revisão bibliográfica dos principais aspectos técnicos dos dutos, de suas principais falhas e causas raízes. Este capítulo apresenta os principais estudos, os quais serão utilizados como base para o desenvolvimento da análise de risco das principais opções de descomissionamento de dutos rígidos submarinos.

O Capítulo 3 tem por objetivo elucidar o que é o processo de descomissionamento, sua importância e o atual contexto mundial. Adicionalmente serão apresentados os principais marcos regulatórios internacionais e nacionais para o processo de descomissionamento e as principais soluções existentes para o descomissionamento de dutos submarinos.

O Capítulo 4 irá apresentar as principais ferramentas adotadas no gerenciamento de risco do setor de óleo e gás, com ênfase para a metodologia de análise por Árvore de Falhas e no index de risco.

O Capítulo 5 irá apresentar a metodologia utilizada para a realização deste trabalho, detalhando minuciosamente as etapas que serão elaboradas.

O Capítulo 6 consistirá na aplicação da metodologia adotada para o problema a ser estudado. Desta forma, neste capítulo será apresentada a Árvore de Falhas (FTA) construída para a etapa de descomissionamento de dutos rígidos submarinos, assim como será demonstrado o passo a passo da metodologia utilizada para ranqueamento dos riscos de cada item identificado na FTA.

Por fim, o Capítulo 7 consistirá na apresentação das conclusões e das possibilidades para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo visa proporcionar o entendimento dos aspectos relevantes para a realização do estudo. A forma com que foi elaborado busca apresentar os principais conceitos e definições sobre dutos submarinos, assim como as principais falhas e causas raízes identificadas na literatura.

A construção dessa etapa é de cunho fundamental para a pesquisa, uma vez que este estudo tem como finalidade elaborar uma análise de risco de descomissionamento de dutos rígidos submarinos, criando dessa forma uma referência para estudos futuros.

Entende-se que as falhas ocasionadas no processo de descomissionamento de um duto são resultantes de diferentes causas que provém desde a concepção do projeto até o momento de descomissionamento. Ademais, cabe ressaltar que o descomissionamento de dutos submarinos é um tema recente e que ainda se encontra em desenvolvimento, apresentando poucos estudos.

Dessa forma, os dados apresentados nesse capítulo representam uma extensa busca bibliográfica dos principais fatores de risco e falhas nos dutos submarinos, os quais são vistos como determinantes para um correto descomissionamento.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONTEXTO HISTÓRICO

A utilização de dutos para o transporte de líquidos remete-se à antiguidade, porém a utilização de dutos submarinos pode ser considerada um desenvolvimento mais recente, remetendo-se a última parte do século XX. Os anos de 1947 e 1954 são considerados como principais marcos, visto que representam respectivamente a primeira instalação de uma unidade de produção *offshore* e a primeira instalação de dutos no leito marinho (BRAESTRUP, 2005).

Os primeiros dutos submarinos utilizados eram instalados em profundidades acessíveis à mergulhadores, sendo esses, requisitados principalmente em situações nas quais as conexões eram necessárias. Com o passar dos anos e com o crescente desenvolvimento da indústria de óleo e gás, iniciou-se uma expansão das unidades de produção em águas profundas e ultra profundas, demandando assim um

aprimoramento tecnológico dos dutos, que passaram a ser operados por unidades de controle remoto (PALMER & KING, 2008).

No que tange ao aspecto nacional, a indústria de petróleo brasileira iniciou seus passos efetivamente em 1939, com a descoberta da primeira acumulação de petróleo, localizada no Recôncavo Baiano. Até então, o país vinha passando por um processo de mais de 70 anos marcado pelas incertezas da presença do mineral em seu território. Foi somente em 1974-1976, com as descobertas dos primeiros campos de petróleo da Bacia de Campos, que vislumbrou-se um potencial econômico e uma possibilidade de autossuficiência (MORAIS, 2013).

A descoberta dos campos de Albacora em 1984 e de Marlim em 1985 caracterizou uma nova etapa tecnológica para Petrobras, uma vez que significava perfurar e produzir petróleo em águas profundas, tendo a dificuldade de que os principais equipamentos no mundo, disponíveis até o momento, eram apropriados para águas rasas. Como solução, a Petrobras formulou em 1986 o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), com o objetivo de promover projetos de desenvolvimento de equipamentos e sistemas a serem utilizados em lâminas d'água de maior profundidade. O PROCAP obteve êxito em sua primeira edição, sendo relançado em 1992 e 2000 para atender profundidades de até 3.000 metros (MORAIS,2013).

No atual cenário, caracterizado pelas descobertas de campos gigantes na camada Pré-Sal, a maior dificuldade encontrada está relacionada ao desenvolvimento da produção. No que tange as dificuldades na utilização de dutos, pode-se citar: i) alta concentração de gás carbônico (CO₂) e gás sulfídrico (H₂S), como potenciais causadores de corrosão no aço utilizado nos dutos flexíveis; ii) alta pressão hidrostática; e iii) baixas temperaturas, as quais podem ocasionar depósito de material orgânico nos dutos, impedindo o fluxo de hidrocarbonetos (MORAIS,2013).

2.2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS DOS DUTOS

Dutos podem ser classificados de acordo com suas principais funções. Para o cenário de dutos *offshore* pode-se classificá-los como:

- *Pipelines*: são utilizados para a exportação de hidrocarbonetos e seus derivados para a costa.

- *Flowlines*: podem ser utilizadas para o transporte de produto para as linhas de exportação, para a injeção química ou de água, e para transferir os produtos entre a plataforma, *manifold* submarino e poços satélites.
- *Risers*: conectam uma estrutura de produção offshore aos sistemas submarinos, podendo ser utilizados para as etapas de perfuração e produção.

Ademais, os dutos também podem ser classificados em rígidos e flexíveis. Os dutos rígidos podem ser utilizados para *risers*, *flowlines* e *pipelines*, sendo constituídos de uma parede simples de aço, capaz de resistir a diversos carregamentos como pressão interna, pressão externa, flexão e tração. Um dos fatores limitantes para sua utilização em lâminas d'água ultra profundas é o fato de sua espessura da parede aumentar significativamente com a profundidade – ocasionando um elevado impacto nos custos e em dificuldades de fabricação e instalação.

Os dutos flexíveis podem ser utilizados em *flowlines* e *risers* e são constituídos de diferentes camadas, cada uma responsável por uma função distinta. Sua construção é feita de dentro para fora pelas seguintes camadas: carcaça, camada interna de pressão, armadura de pressão, camada anti-abrasiva, armadura de tração interna, camada anti-abrasiva, armadura de tração externa e capa externa.

As conexões utilizadas em dutos rígidos são: i) flanges, normalmente usadas para *flowlines* e *risers* de perfuração; ii) juntas soldadas, usadas para *pipelines* e *risers* de produção e iii) tubos em rosca, utilizados em *flowlines* e *risers* verticais. Já as conexões de dutos flexíveis são complexas, sendo construídas utilizando as armaduras de tração como base.

Por fim, existem as terminações básicas de topo e fundo utilizadas para os dutos rígidos e flexíveis. As terminações dos dutos rígidos são a *flex joint* e a *stress joint*. Para os dutos flexíveis, o módulo de conexão vertical é a principal terminação básica de fundo e os enrijecedores (*bending stiffeners*) são as principais terminações básicas de topo.

2.3 PROJETO E ROTAS DE INSTALAÇÃO DOS DUTOS

Como visto anteriormente, os dutos podem ser utilizados de diferentes formas durante o desenvolvimento de hidrocarbonetos. Dentre as principais funções estão o transporte de produtos da plataforma para linhas de exportação, injeção de água ou de produtos químicos e a transferência de produtos entre plataformas, *manifolds* submarinos e poços satélites (BAI, 2001). A Figura 1 apresenta um esquema básico da utilização de dutos em um sistema de produção submarino.

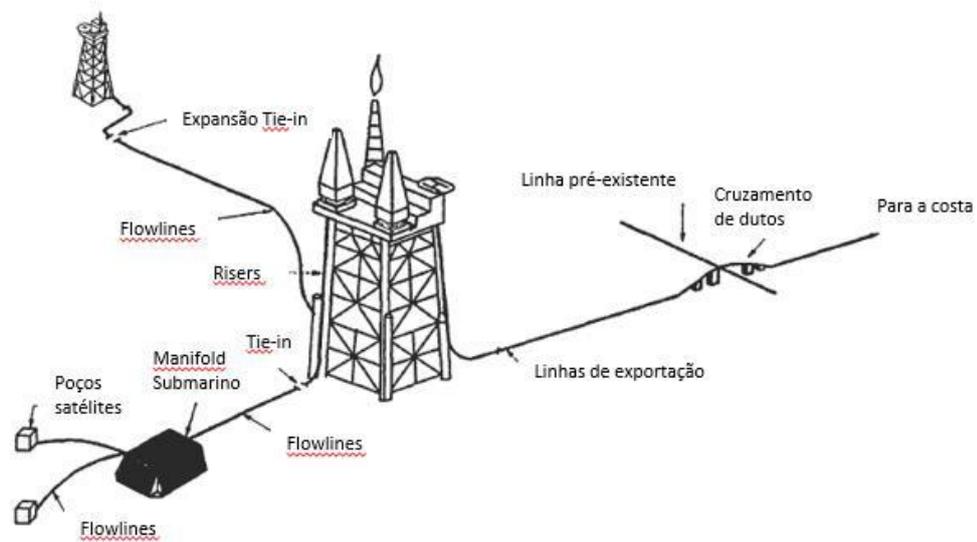


Figura 1 - Exemplo de um sistema de produção e a utilização de *flowlines*
Fonte: adaptado de BAI (2001)

A elaboração de um projeto de dutos inicia-se com a definição de conceitos básicos de projeto e das rotas de instalação. Esses fatores são responsáveis por garantir a viabilidade e segurança do projeto.

A etapa de elaboração do projeto de um duto pode ser dividida em três grandes etapas:

- a) Engenharia Conceitual: é responsável por estabelecer a viabilidade técnica para a concepção e construção dos sistemas, permitir que as características básicas de custo e agendamento sejam executadas e por identificar possíveis

interfaces com sistemas e equipamentos futuros ou já existentes – eliminando assim as opções não viáveis.

- b) Engenharia Básica: consiste em determinar as informações mínimas necessárias para que o responsável pela elaboração do projeto seja capaz de organizar o projeto completo. Dessa forma, deve-se especificar o diâmetro do duto e os requerimentos para instalação e operação.
- c) Engenharia Detalhada: consiste na descrição do projeto até o ponto em que o insumo técnico para todos os processos de aquisição, construção e instalação possam ser definidos com detalhes suficientes para sua elaboração e precificação. Dentre os principais parâmetros especificados nessa fase, pode-se citar: tolerância e procedimentos de fabricação, acabamentos, montagem, especificações de ensaios destrutivos e não-destrutivos, entre outros.

Dessa forma, é possível estabelecer um processo gerenciável de elaboração do projeto de um duto. A Figura 2 representa um esquema resumido das principais etapas elaboradas para otimização de um sistema de dutos, sendo possível observar o início do ciclo com a definição dos parâmetros e requerimentos, seguido pelo processo de análises estrutural e de materiais que será capaz de cumprir com as exigências e por fim a identificação das possíveis falhas do sistema.

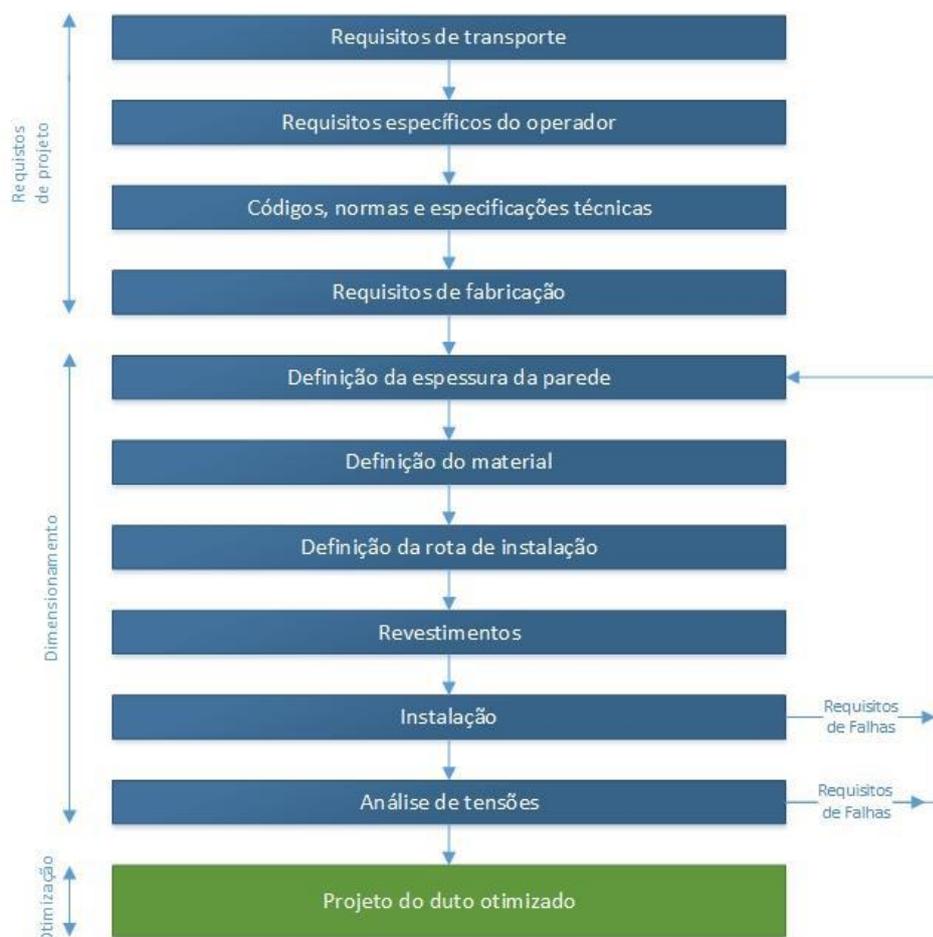


Figura 2 - Esquema em processos para elaboração do projeto de um duto

Fonte: adaptado de BAI (2001)

No que tange os aspectos das rotas de instalação, pode-se dizer que uma má escolha poderá acarretar desde custos muito maiores até a inviabilização do projeto – seja por condições marinhas e geotécnicas inesperadas, por conflitos políticos ou por questões ambientais. Assim, a determinação das rotas de instalação deve considerar prioritariamente fatores como condições ambientais; políticas e legislações; existência de plataformas, *risers* e linhas de exportação; zonas de choques com outras embarcações e áreas de ancoragem; condições do leito marinho e áreas de pesca (PALMER & KING, 2008).

2.4 PRINCIPAIS ASPECTOS DE FALHA NOS DUTOS.

Apesar de ser considerado um dos métodos mais seguros para transporte de hidrocarbonetos, a utilização de dutos representa um risco econômico e socioambiental. A existência de uma probabilidade de falha do equipamento é inerente ao sistema, de modo que as principais falhas e suas causas precisam ser estudadas a fim de serem evitadas.

Durante sua utilização, as principais preocupações estão relacionadas a liberação de seu conteúdo para o meio ambiente e/ou a ineficácia no transporte de seus produtos. Essas falhas podem ocorrer pelo comprometimento do material do duto por corrosão ou danos mecânicos, e pela alteração da sua integridade estrutural.

Assim como outros equipamentos, os dutos podem ter o comportamento de suas falhas representados pela Curva da Banheira. A Figura 3 representa uma adaptação da Curva da Banheira para o caso dos dutos.



Figura 3 - Curva da banheira para um duto

Fonte: Adaptado de Palmer & King (2008)

A fase da infância é caracterizada por um alto índice de falhas, sendo estas provocadas por defeitos de instalação, falhas no projeto, falha na fabricação e na construção – no caso dos dutos, esta fase costuma representar os primeiros dois anos de operação da linha. A seguir, durante a vida útil do duto, as falhas tendem a apresentar um declínio, sendo ocasionadas principalmente por danos “externos” como tempestades severas incomuns, choque com âncoras, equipamentos e embarcações, e problemas na interação solo-duto. Por fim, na fase final as falhas voltam a crescer devido principalmente à corrosão e a fadiga do sistema (PALMER & KING, 2008).

Uma revisão na literatura demonstra que as principais falhas em dutos são vazamentos e/ou rupturas (MUHLBAUER, 2004; BAI, 2001; YUHUA & DATAO, 2005; LI, CHEN, ZHU, 2016). Segundo Muhlbauer (2004) as principais causas dessas falhas podem ser divididas em quatro grandes categorias: A) Projeto; B) Corrosão; C) Interferências Externas e D) Operação incorreta. A Figura 4 representa um esquema lógico, no qual a falha principal (Vazamentos e/ou rupturas) é colocada como evento de topo, e as quatro categorias são associadas a ela como principais causas.

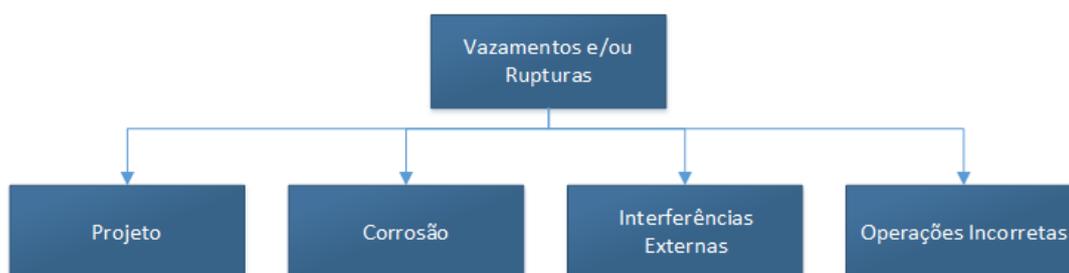


Figura 4 - Esquema lógico das principais falhas em pipeline e suas principais causas

Fonte: Adaptado de Muhlbauer (2004)

A seguir as quatro categorias apresentadas serão detalhadas de modo a elucidar como cada uma delas contribui para a falha nos dutos.

A. PROJETO

A.1 Materiais

Os materiais relevantes para o projeto de instalação e operação dos dutos devem ser avaliados e definidos para a interação duto-solo e para a construção do duto em si. Para o fator de interação duto-solo são consideradas as condições do leito marinho no qual o duto será assentado, avaliando-se os principais componentes do solo, sua consistência, os componentes de materiais orgânicos, sua compactação, entre outros. Esses aspectos serão responsáveis por determinar a estabilidade vertical do duto, sua resistência à movimentos laterais e o seu assentamento (BRAESTRUP,2005).

No que concerne aos materiais para construção do duto em si, antigamente utilizava-se prioritariamente dutos de pequeno diâmetro feitos de aço, porém com o avanço da produção para lâminas d'água profundas e ultra profundas, tornou-se necessário a utilização de dutos de grandes diâmetros e resistentes a altas pressões. Assim, foram desenvolvidos diversos aprimoramentos na produção do aço e de outros

materiais, tornando-os capazes de resistir à alta pressão e aos efeitos do ambiente, mantendo-se uma espessura da parede do duto adequada para cada projeto. Os aços de classificação API Grau X, por exemplo, são muito utilizados atualmente para a fabricação de dutos rígidos. (BRAESTRUP,2005).

De modo geral, o aço deverá apresentar as melhores propriedades mecânicas quanto possível, porém no caso de dutos submarinos, alguns aspectos como custo, resistência a corrosão, características de soldagem e requisitos do peso, são primordiais uma vez que impactam nas fases de fabricação, instalação e operação do sistema (BAI, 2001).

A.2 Espessura da Parede

Os principais aspectos na determinação do projeto de um duto são a otimização da espessura da parede e o grau do aço a ser utilizado. Em casos de linhas maiores, a preocupação principal está em atender aos diferentes esforços mecânicos a que toda a linha está sujeita, principalmente em pontos preocupantes como cruzamento de linhas. Atualmente o maior desafio das companhias está centrado em utilizar os dutos em grandes profundidades, lidando com altas pressões e baixas temperaturas, sem aumentar significativamente a espessura da parede do duto – o que representaria um aumento significativo nos custos e nas dificuldades de fabricação, instalação, operação e descomissionamento destes (BRAESTRUP, 2005).

B. Corrosão

Corrosão pode ser definida como um ataque provocado ao metal por uma reação química ou eletroquímica com o ambiente. Por sua vez, a força motriz é a tendência de o metal refinado retornar a um estado natural, caracterizado por um menor nível de energia interna. No caso de dutos de aço, o ferro tenderá a retornar ao seu estado natural que é o óxido ferroso (BRAESTRUP,2005), e outros materiais como plásticos também estão suscetíveis a outras formas de degradação, como por exemplo a causada pela exposição a luzes ultravioletas (MUHLBAUER, 2004).

A corrosão tem aparecido como um dos fatores limitantes para a operação contínua dos dutos. Cerca de 20 – 40% dos incidentes registrados de falhas das tubulações estão relacionadas à corrosão, apesar de que a associação da corrosão aos incidentes nem sempre apresenta-se de forma clara. Ademais, as taxas de falhas apresentadas pelos países diferem-se muito, o que reflete o impacto do ambiente de

instalação e operação e dos aspectos técnicos e culturais de cada país (PALMER & KING, 2008).

Apesar de ser um processo considerado lento, a corrosão encontra-se como um dos principais problemas relacionado a utilização de dutos submarinos, isto porque, qualquer redução da espessura da parede do duto implicará na redução de sua resistência estrutural, aumentando portanto, a probabilidade de uma falha ocorrer (MUHLBAUER, 2004).

A corrosão interna de um duto depende da agressividade e do fator de corrosão dos produtos transportados, podendo ser evitada pela injeção de inibidores, pelo revestimento interno ou uso de ligas resistentes à corrosão. Já a corrosão externa é provocada pela interação do material do duto com o meio, de modo que para previni-la é necessário criar uma barreira física entre o material do duto e todas as substâncias necessárias para o processo de corrosão – particularmente água e oxigênio – assim, utiliza-se um revestimento na superfície do duto e/ou uma proteção catódica (BRAESTRUP,2005).

C. Interferência Externa

Interferências externas são consideradas como qualquer dano sofrido pela tubulação que sejam causados por atividades externas. Apesar de serem um fator pouco considerado na elaboração do projeto, representam cerca de 20% - 40% de todas as falhas identificadas para dados de tubulações (MUHLBAUER, 2004).

Durante o projeto de um duto, deve-se avaliar aspectos importantes quanto ao ambiente de instalação, uma vez que estes ambientes são dinâmicos e determinados por um conjunto de fatores biológicos e geológicos, que por vezes sofrem interferência da ação humana. Características como corrente, ondas, tempestades e tipo do solo são exemplos de fatores ambientais externos que podem vir a prejudicar o funcionamento de um duto, seja a curto ou longo prazo (BRAESTRUP,2005).

A avaliação da profundidade de instalação do duto, caso este seja entrincheirado mostra-se como um dos principais fatores de falhas desse tipo, chegando a representar cerca de 20% das causas de falhas por interferências externas (MUHLBAUER, 2004). Esta avaliação deve ser feita de acordo não só com as condições ambientais e de segurança, mas também visando a etapa de descomissionamento que será realizada ao final da atividade produtora. Para isso, alguns questionamentos devem ser feitos, como por exemplo: se o duto for instalado entrincheirado e enterrado, este

permanecerá assim até o final da sua via útil? Se o duto não for instalado entrincheirado, este se manterá assim até o final da sua vida útil?

Outro aspecto a ser considerado é o nível de atividade no ambiente de instalação. Deve-se sempre considerar a possibilidade de choque com outros equipamentos, e em casos de dutos submarinos instalados em águas rasas, faz-se necessário considerar a possibilidade de choque com embarcações e suas âncoras.

D. Operações Incorretas

Considerado como o principal fator de falhas de sistemas, sua participação pode chegar a representar cerca de 80% das causas de todos os acidentes; e apesar de sua importância, também se qualifica como um dos erros mais difíceis de ser identificado. Enfatiza-se que a identificação prévia de um comportamento humano incorreto pode ser a chave para a prevenção de acidentes. Porém, essa identificação é extremamente complexa pois envolve aspectos biológicos, psicológicos e sociológicos do trabalhador (MUHLBAUER, 2004).

Para Muhlbauer (2004), os principais erros cometidos por operações incorretas no caso dos dutos são: erros de projeto, erros de construção, erros de operações, e erros de manutenção. Os erros de projeto podem ser evitados com a correta identificação dos riscos e dos materiais utilizados, criação de barreiras e sistemas de segurança e a checagem de que os parâmetros e todas as especificações estão de acordo com o projeto.

Para os erros de construção, a atividade crucial é a de inspeção. Deve-se sempre realizar a correta inspeção dos materiais (verificando suas origens e especificações), realizando sempre os ensaios destrutivos e não destrutivos apropriados. Além disso, deve-se dar uma atenção especial para as juntas e os revestimentos dos dutos (MUHLBAUER, 2004).

Os erros de operação são os de maior criticidade e ocorrência. As atividades de operações irão envolver atividades humanas à todo o tempo, com amplo conjunto de equipamentos interagindo entre si – causando assim falhas imediatas. Dessa forma, trabalha-se com a prevenção do erro ao invés de sua detecção, destacando-se assim os seguintes fatores chaves: i) elaboração e utilização de procedimentos; ii) ampla comunicação entre os trabalhadores envolvidos na atividade, sejam este de outras funções ou de outras empresas; iii) sistema de comunicação e transmissão em tempo real de dados entre o estado do duto e os trabalhadores; iv) realização de teste de

verificação de uso de drogas entre os trabalhadores novos, que estão retornando às suas atividades e feito de forma aleatória periodicamente; v) implementação de programas de segurança e estímulo para a cultura de segurança e participação nesses programas de todos os funcionários da empresa (MUHLBAUER, 2004).

Por fim, os erros de manutenção podem ser evitados realizando manutenções periódicas e de qualidade. No caso dos dutos é importante verificar constantemente o estado da proteção catódica do duto, se existe formação de hidratos, se a hidráulica está funcionando corretamente e verificar constantemente as ferramentas de teste e calibração. Ademais, por ser um sistema integrado com outros equipamentos é importante que bombas, compressores e válvulas também sofram manutenções periódicas a fim de evitar uma falha em cadeia (MUHLBAUER, 2004).

CAPÍTULO III

DESCOMISSIONAMENTO

A etapa de descomissionamento pode ser considerada como uma etapa recente na indústria do petróleo e devido a esse fato vem apresentando diversos desafios, principalmente nos cenários submarinos, com lâminas d'água profunda e ultra profunda.

Este capítulo busca elucidar no âmbito geral o que é o processo de descomissionamento, as principais regulamentações no contexto nacional e internacional e os principais documentos guias para as empresas. Ao mesmo tempo será feito a contextualização do cenário para o descomissionamento de dutos, as principais opções existentes atualmente e alguns estudos de casos.

3. O DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento ocorre após o fim da vida útil das instalações de produção e pode ser caracterizado pelo conjunto de ações legais, técnicas e operacionais que permitirão a correta desativação ou retirada dessas instalações, proporcionando-as destinação final adequada e a correta recuperação ambiental (PETROBRAS, 2016a).

Assim sendo, o descomissionamento é considerado uma etapa de alta complexidade não só pelos desafios particulares de cada instalação, como também pelas diferentes considerações e opiniões a serem atendidas, sendo elas: viabilidade técnica, segurança, custo, impactos ambientais, quadro regulamentar, reputação e ambiente político (EKINS, VANNER, FIREBRACE, 2005).

A etapa de descomissionamento pode ser impulsionada por diferentes fatores, os quais dizem respeito principalmente aos interesses do produtor. Entretanto, com base na literatura podemos apresentá-los em três ramos principais: i) econômico, caracterizado pela produção antieconômica¹ e pela sazonalidade²; ii) o técnico, que trata dos aspectos de esgotabilidade das reservas de petróleo e iii) político, o qual pode

¹ Produção antieconômica: é caracterizada pelo fato de que não compensa mais produzir, uma vez que a renda obtida não é suficiente para compensar os gastos com a produção. De modo geral esse tipo de declínio ocorre devido a quedas sucessivas do preço do barril de petróleo.

² Sazonalidade: diz respeito aos hábitos dos consumidores que podem exercer uma pressão sobre a demanda e a oferta, aumentando ou reduzindo o preço do barril de petróleo.

estar relacionado com as diretrizes das políticas energéticas e das pressões ambientais (LUCZYNSKI, 2002).

Caracterizado por ser uma fase “recente” do setor de óleo e gás, o descomissionamento vem ganhando espaço mundial a medida que o número de instalações a serem descomissionadas aumenta. Estima-se que mais de 600 projetos possam previsão de serem desativados ao redor do mundo no período de 2016 a 2021, e que os gastos dos operadores nos próximos 25 anos de atividade possam chegar a \$400 bilhões (IHS MARKIT, 2016).

No Brasil, o cenário para descomissionamento mostra-se recente, sendo evidenciado pela escassez de dados e pelo empenho da principal empresa (Petrobras) em desenvolver um conjunto de atividades a fim de estabelecer os procedimentos, legislações e alternativas para a desativação de suas instalações. Considerando que se estipula como 30 anos a vida útil de uma unidade produtora (podendo variar de acordo com a viabilidade econômica de cada projeto), pode-se observar o potencial cenário de descomissionamento do Brasil através da Figura 5, a qual apresenta a quantidade de plataformas de produção existentes no ano de 2015 no Brasil, de acordo com a sua idade de utilização e seus operadores.

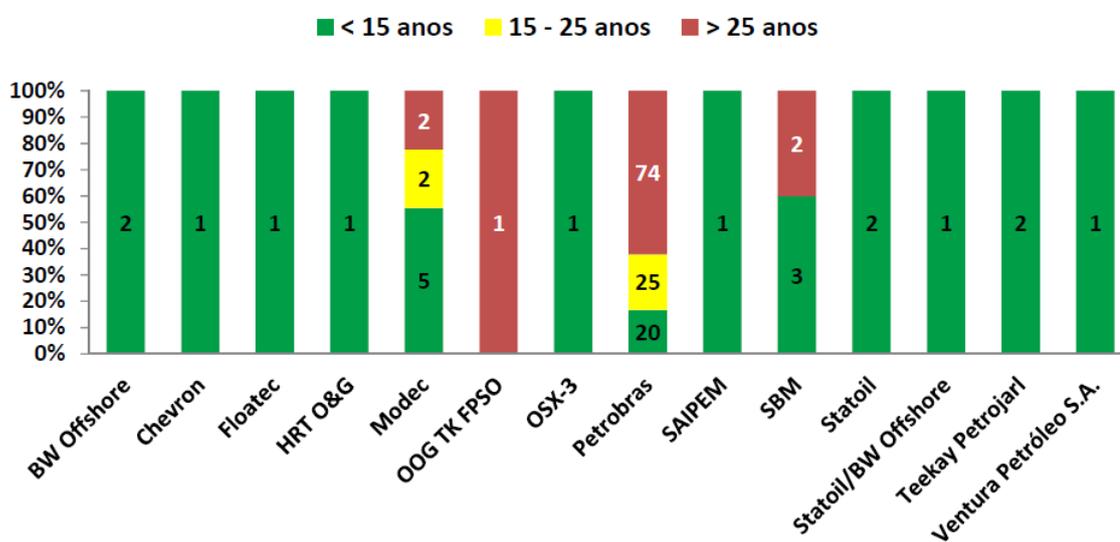


Figura 5 - Quantidade de Plataformas de Produção por Operador e Idade da Instalação no ano de 2015

Fonte: Petrobras (2016a).

Pode-se observar que no ano de 2015 existiam 147 plataformas de operação no Brasil, das quais 41 apresentavam idade menor que 15 anos, 27 apresentavam idade de 15 a 25 anos e 78 apresentavam idade maior que 25 anos. Ou seja, dado esse panorama, pressupõe-se que o país passará nos próximos anos por uma fase de grandes atividades de descomissionamento, exigindo desde já planejamento prévio dos custos e riscos envolvidos nessa operação.

Além disso, segundo dados fornecidos pela Petrobras (2016b), estima-se que as reservas provadas do país em 2016 atingiram 12,514 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) – o que evidencia o potencial de desenvolvimento de novos negócios de exploração e produção, que por conseguinte também irão necessitar de projetos de descomissionamento.

Dentre as estruturas a serem descomissionadas, as instalações submarinas são consideradas as de maior complexidade, principalmente quando o assunto é a redução do impacto ambiental. O processo de desativação ou retirada dos dutos de grande diâmetro envolve tomadas de decisões complexas e custos elevados, tendo como principais dificuldades a utilização de embarcações extremamente especializadas, risco de rompimento da tubulação durante o içamento, e um dano ambiental inerente à decisão escolhida. Dessa forma, aconselha-se que o projeto de descomissionamento dos dutos seja realizado “caso a caso”, mas sem perder a visão do “todo”, considerando os impactos sinérgicos e cumulativos da atividade (EKINS, VANNER, FIREBRACE, 2005).

3.1 MARCOS REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS

3.1.1 CONFERÊNCIA DE GENEBRA DE 1958.

A primeira referência normativa ao descomissionamento de dutos data de 1958 com a Conferência das Nações Unidas sobre as Leis dos Mares, também conhecida como Conferência de Genebra de 1958. Nela são abordados quatro convenções e um protocolo, dentre os quais são importantes para fins deste trabalho apenas as Convenções sobre o Alto Mar e sobre a Plataforma Continental.

A Convenção sobre Alto Mar define entre outras diretrizes a liberdade de colocação de cabos e dutos submarinos em alto mar por parte dos Estados. Além disso estipula que o Estado em questão deve avaliar a estrutura de outros cabos e dutos já existentes, responsabilizando-se pela sua recuperação em caso de danos.

Complementarmente, a Convenção sobre Plataforma Continental estipula em seu quinto artigo que deverá ser feita a completa remoção de todas as instalações abandonadas ou em desuso (PRADO, 2015).

Apesar de ser uma das primeiras diretrizes ao descomissionamento de instalações marinhas, a Conferência de Genebra de 1958 possui atualmente relevância prioritariamente histórica, uma vez que foi sucedida por outras legislações e acordos mais recentes, que buscam elucidar melhor a etapa de desativação e/ou remoção das instalações marinhas (PRADO, 2015).

3.1.2 CONFERÊNCIA DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE AS LEIS DOS MARES (UNCLOS) – 1982

A UNCLOS (*United Nations Convention on the Law of the Sea*) foi realizada em 1982 com o objetivo de estabelecer uma convenção geral a respeito dos Mares, sendo motivada principalmente pelo avanço das atividades marítimas que ocorreram após a Conferência de Genebra em 1958. Ela foi ratificada por 127 países e passou a ter validade em novembro de 1994.

Para a UNCLOS, os problemas do espaço oceânico estão intimamente relacionados e precisam ser considerados como um todo. Assim, a convenção busca estabelecer diretrizes a respeito da soberania dos estados, facilitando a comunicação internacional e permitindo o uso pacífico e eficiente dos oceanos e de seus recursos, com base na proteção e preservação do meio marinho (UN, 1994).

O artigo 79 trata exclusivamente das definições para cabos e dutos submarinos localizados na Plataforma Continental. Similarmente à Convenção de Genebra de 1958, a UNCLOS define que todo Estado tem o direito de instalar cabos e dutos submarinos, desde que considerem previamente as instalações já existentes e se responsabilizem por possíveis danos causados a essas estruturas. Complementarmente, atribui-se responsabilidade ao estado a correta manutenção das instalações e a utilização de mecanismos que busquem a redução e o controle da poluição dos oleodutos (UN, 1994).

Os artigos 60 e 80 regulamentam que as estruturas que forem abandonadas ou que estejam em desuso deverão ser removidas de modo a permitir a correta navegação na área, a proteção ambiental do ambiente marinho, a manutenção da pesca e a manutenção dos direitos e deveres de outros estados. Estruturas que não sejam

completamente removidas, deverão ter notoriedade em relação à profundidade, posição e dimensionamento (UN, 1994).

3.1.3 ORGANIZAÇÃO MARÍTIMA INTERNACIONAL (IMO) – 1989

A IMO é uma agência especializada das nações unidas, responsável pela segurança do transporte marítimo e pela prevenção à poluição do mar causada pelos navios. Seu principal objetivo é criar regulamentações para o setor marítimo que sejam justas e eficazes, sendo universalmente adotadas e implementadas.

Dentre os principais documentos elaborados pela IMO, destaca-se para esse trabalho a Resolução IMO A.672, a qual estabelece diretrizes e padrões para a remoção de instalações e estruturas *Offshore* na plataforma continental e na zona economicamente exclusiva. A IMO A.672 reforça a destinação final de retirada das instalações apresentada na UNCLOS, porém buscar adicionalmente estabelecer práticas e diretrizes para as instalações que não podem ser completamente removidas.

A resolução estabelece que as decisões de remoção das instalações devem ser tomadas caso a caso, levando em consideração os seguintes aspectos:

- Efeitos potenciais sobre a segurança da navegação e de outros usos;
- A taxa de deterioração do material, seus efeitos presentes e futuros sobre o meio marinho;
- Os efeitos em potencial sobre o meio marinho, incluindo os recursos vivos;
- O risco de o material mudar de localização em algum momento futuro;
- Os custos, a viabilidade técnica, os riscos de dano à estrutura e de acidentes com os operadores envolvidos na atividade de remoção;
- A determinação de um novo uso ou outra justificativa viável para que a instalação e sua estrutura permaneçam no fundo do mar.

A determinação de qualquer efeito no ambiente marinho deverá levar em consideração: os efeitos na qualidade da água, as características geológicas e hidrográficas, a presença de espécies ameaçadas, tipos de habitats existentes, recursos locais para pesca, e a potencial contaminação do local provocada por produtos residuais ou materiais oriundos da deterioração da estrutura (IMO,1989).

Segundo a resolução, os principais padrões a serem adotados são:

- Todas as estruturas em desuso ou abandonadas que estiverem localizadas em lâminas d'água inferiores a 75 metros e que pesem menos de 4.000 toneladas (excluindo o convés e a planta) deverão ser inteiramente removidas.
- Todas as estruturas em desuso ou abandonadas que estiverem localizadas em lâminas d'água inferiores a 100 metros, que pesem menos de 4.000 toneladas (excluindo o convés e a planta) e que tiverem sido instaladas antes de 1998, deverão ser inteiramente removidas.
- Em caso de instalações remanescentes, suas dimensões e posicionamento deverão ser comunicados às autoridades nacionais e internacionais competentes, de modo a garantir sua correta inclusão em mapas de navegação.
- As estruturas que forem removidas parcialmente deverão permitir liberdade de navegação, de modo que tenha-se uma distância mínima de 55 metros.
- O estado poderá permitir a remoção parcial para casos em que a remoção completa da estrutura representar risco elevado ao meio ambiente/vidas humanas, inviabilidade técnica e custos de remoção extremamente elevados.
- Toda estrutura instalada após 1º de janeiro de 1998 em Plataforma Continental ou Zonas Econômicas deverão apresentar possibilidade de completa remoção, sendo vedada a instalação de estruturas que não cumprirem com esse requisito.

3.1.4 CONVENÇÃO PARA A PROTEÇÃO DO MEIO MARINHO NO NORDESTE DO ATLÂNTICO – 1992/1998

Assim como existem convenções internacionais a respeito do tema, algumas localidades criaram convenções regionais, nas quais pudessem discutir e regulamentar aspectos específicos de cada região. Um dos principais exemplos é a “*Convention for the Protection of the Marine Environment in the North East Atlantic*” (OSPAR), iniciada em 1972 com a Convenção de Oslo contra *dumping*³ e sendo ampliada

³ *Dumping*: eliminação deliberada de resíduos ou outra matéria no mar por barcos, aviões, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem. Bem como a eliminação, no mar, de barcos, aviões, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem (PRADO, 2015).

posteriormente pela Convenção de Paris, para cobrir fontes terrestres e a indústria *offshore*. Essas duas convenções foram unificadas, atualizadas e prorrogadas pela convenção OSPAR de 1992 e em 1998 sofreram uma nova alteração para cobrir atividades humanas não poluidoras que possam prejudicar a biodiversidade e os ecossistemas do ambiente marinho. Seus membros signatários são: Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Irlanda, Luxemburgo, Países Baixos, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça e Reino Unido. (OSPAR, 2017a).

A discussão em torno da correta disposição das instalações e estruturas *offshore* ganhou forma com o caso *Brent Spar*, o qual se refere a uma instalação de produção operada pela Shell que teve seu reservatório inutilizado no ano de 1991, sendo seguido pela aprovação da proposta de afundamento da estrutura por parte do governo britânico no ano de 1995. Apesar da aprovação do governo, estudos independentes demonstraram que o projeto havia negligenciado o real impacto no ambiente marinho, o que levou a uma série de protestos e ao comprometimento da imagem da empresa. Assim, a Shell decidiu por cancelar o projeto de afundamento e optar por um projeto de desmantelamento da estrutura em terra, o que acarretou no aumento do custo de descomissionamento de 32,9 milhões para 71,4 milhões (OSMUNDTSEN & TVETERÅS, 2003).

Dessa forma, devido à grande repercussão do caso, os projetos de descomissionamento passaram a ter uma maior importância. Em 1998 a seção que regia a disposição de instalações e estruturas *Offshore* foi revista, sendo estabelecida uma nova regulamentação que proíbe a prática de *dumping* ou o abandono total/parcial das instalações *Offshore* em áreas marinhas, com exceção de casos em que a estrutura apresente alto risco para o meio ambiente e para a vidas humanas (OSPAR, 1998).

3.2 MARCOS REGULATÓRIOS NACIONAIS

Os Marcos regulatórios brasileiros inspiram-se nas regulamentações internacionais, estabelecendo assim diretrizes similares quanto a correta disposição das estruturas *offshore*. As atividades de óleo e gás são de responsabilidade compartilhada da união, possuindo três esferas principais - cada uma com um órgão específico responsável por regulamentar e fiscalizar as atividades petrolíferas. Citando-se a esfera e o órgão responsável respectivamente, tem-se: i) Ministério da

Defesa – Marinha do Brasil; ii) Ministério do Meio Ambiente - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e iii) Ministério de Minas e Energia - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A Lei nº 6.938 de 1981 obriga as atividades de óleo e gás a realizarem o processo de Licenciamento Ambiental, uma vez que essas atividades são caracterizadas como empreendimentos utilizadores de recursos naturais, capazes de provocar degradação ambiental. O Licenciamento Ambiental das atividades marítimas da indústria de petróleo abrange as atividades de levantamento de dados sísmicos, exploração, perfuração, produção para pesquisas e produção de petróleo e gás. O Licenciamento é de responsabilidade do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), e é realizado através da Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG) – que é constituída por duas coordenações, sendo uma de Exploração, responsável pelo licenciamento das atividades de sísmica e de perfuração e a outra de Produção (IBAMA, s.d).

A Figura 6 elucida de maneira resumida como o processo de Licenciamento Ambiental das atividades de óleo e gás têm sido elaboradas no cenário atual.

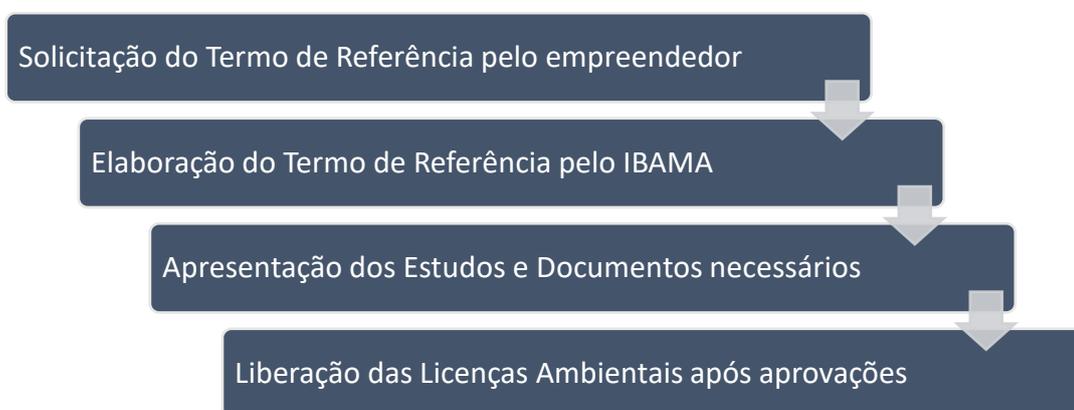


Figura 6 - Etapas para o Licenciamento Ambiental

Fonte: a autora (2018)

O primeiro passo para o processo de Licenciamento Ambiental das atividades de óleo e gás é caracterizado pelo contato do empreendedor junto ao órgão competente para solicitação de um Termo de Referência. Esse documento, elaborado pelo IBAMA, será responsável por fornecer as diretrizes das documentações e o conteúdo mínimo do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) que deverá ser apresentado pelo

empreendedor. Um dos conteúdos mínimos exigidos no EIA é uma versão preliminar do Projeto de Desativação, o qual deverá ser atualizado no mínimo 60 a 90 dias antes da execução para que a Licença de Operação seja emitida.

Segundo o IBAMA (2016), apesar de não existir um modelo formalizado espera-se que o Projeto de Desativação conste minimamente com os seguintes tópicos: a) Introdução - descrição resumida da operação; b) descrição das atividades; c) metas e indicadores; d) destinação das estruturas submarinas; e) destinação de resíduos e efluentes; f) destinação da mão-de-obra; g) embarcações empregadas; h) cronograma; i) avaliação de impactos ambientais concisa e específica e j) análise de riscos ambientais.

Diante do exposto, percebe-se que apesar de o quadro normativo brasileiro estar em evolução, o tema do descomissionamento ainda é uma novidade, precisando ainda sofrer uma longa evolução. Assim, serão apresentadas a seguir as principais leis e regulamentações da área de óleo e gás, responsáveis não só por estabelecer as principais diretrizes para preservação ambiental desta etapa, como também de toda a cadeia produtiva do petróleo.

3.2.1 CONAMA (23/94, 237/97, 350/04)

A Resolução CONAMA 23/94 é responsável por estabelecer diretrizes específicas para o processo de Licenciamento Ambiental das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e de gás natural, que de acordo com o artigo 2º podem ser classificadas como: atividades de perfuração de poços, produção para pesquisa sobre viabilidade econômica e a produção efetiva para fins comerciais. Em seu quinto artigo, a resolução dispõe sobre as licenças necessárias para essas atividades, sendo elas: Licença prévia para perfuração (LPper), Licença prévia de produção para pesquisa (LPpor), Licença de instalação (LI) e Licença de operação (LO).

A Resolução CONAMA 237/97 foi elaborada devido a necessidade de revisão dos procedimentos e critérios utilizados no Licenciamento Ambiental de forma a efetivar a utilização do sistema de licenciamento como instrumento de gestão ambiental, instituído pela Política Nacional do Meio Ambiente. A resolução define a licença ambiental e o processo de licenciamento ambiental como os procedimentos

obrigatórios a serem realizados pelas atividades potencialmente poluidoras, devendo ser apresentados ao órgão ambiental competente (BRASIL, 1997).

Por fim, a CONAMA 350/04 dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição.

3.2.2 Resoluções e Portarias da ANP (25/02, 27/06, 25/14, 17/15, 41/15)

A Resolução nº 25 de Março de 2002 dispõe sobre o regulamento de abandono de poços perfurados. Essa resolução busca regulamentar a atividade de abandono, a qual vem sendo realizada com frequência pela indústria de óleo e gás. O principal objetivo dessa resolução é estabelecer os procedimentos que devem ser adotados no abandono, prevenindo assim a migração de fluídos para a superfície do terreno ou para o fundo do mar.

Adicionalmente, a resolução define o abandono como permanente ou temporário. O abandono permanente ocorre quando não existe intenção de retornar ao poço, e o abandono temporário dá-se quando por qualquer razão, há interesse de retornar ao poço. Nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção o abandono poderá ser apenas notificado à agência, enquanto que na fase de produção será necessária uma autorização por escrito da ANP.

A Resolução nº 27 de 18 de outubro de 2006 delibera sobre a Desativação de Instalações e Devolução de áreas na fase de Produção e na fase de Exploração. Esta resolução tem como principal objetivo estabelecer os padrões legais brasileiros, uma vez necessário o cumprimento com as exigências dos órgãos ambientais e a conformidade com as diretrizes e práticas internacionais.

O Tópico 4 dispõe que a desativação das instalações poderá abranger todo o sistema de produção ou somente parte dele. Em caso de retirada temporária das instalações, caberá ao Concessionário a responsabilidade de manter a área e a instalação em condições seguras e que ofereçam risco mínimo ao ambiente e à saúde humana. Em caso de retirada definitiva, deve-se comunicar o fato a ANP de modo que será deliberado a necessidade ou não de um Programa de Desativação de Instalações - o qual irá depender da aprovação do órgão.

O Tópico 6 estabelece diretrizes sobre a desativação de instalações marítimas, e devido a importância das alíneas desse tópico para esse trabalho, estas serão apresentadas a seguir.

“6.1 Salvo especificação em contrário prevista na legislação aplicável ou expedida pela Autoridade Marítima ou pelo Órgão Ambiental com jurisdição sobre a área, as Instalações de Produção marítimas deverão ser sempre removidas da Área de Concessão, observadas as seguintes condições:

- a) O Abandono de Poços marítimos deve atender à regulamentação específica da ANP, sem prejuízo de outras determinações expedidas por outros órgãos competentes;
- b) A não remoção de instalações ou partes de instalações, quando tecnicamente justificada, deverá ser autorizada pela Autoridade Marítima e os remanescentes deixados na área deverão ser sinalizados de acordo com as normas vigentes;
- c) Qualquer modificação que seja feita em Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção desativadas e não removidas deverá ser comunicada à Autoridade Marítima com antecedência de 180 dias;
- d) As Instalações de Produção pesando até 4.000 toneladas no ar, excluídos o convés e a superestrutura, deverão ser retiradas totalmente em lâmina d'água até 80 metros, devendo ser cortadas a 20 metros abaixo do fundo em áreas sujeitas a processos erosivos. Na ausência de processos erosivos, as instalações poderão ser cortadas ao nível do fundo;
- e) Toda e qualquer Instalação de Produção cuja remoção for tecnicamente desaconselhada deverá ser cortada abaixo de uma profundidade de 55 metros;
- f) Qualquer Instalação de Produção ou parte de Instalação de Produção deixada acima da superfície do mar deverá ser mantida adequadamente de forma a prevenir falha estrutural;
- g) Após a retirada das Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção, o fundo marinho deve ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas d'água inferiores a 80 metros;
- h) Utilização de Instalações de Produção ou partes delas para criação de recifes artificiais será precedida por sua adequação a este uso específico, pela aprovação da implantação do recife pela Autoridade Marítima e pela aprovação de sua manutenção e monitoramento pelo órgão ao qual couber o controle ambiental da área

6.2 A adequação e o transporte das Instalações de Produção ou parte delas a serem utilizadas para criação de recifes artificiais devem incluir todas as medidas de segurança e de prevenção de dano ambiental durante a realização destas operações.”

(BRASIL, p.1, 2006).

A resolução nº 27/2006 determina um modelo para o Programa de Desativação de Instalações a ser apresentado ao órgão. Nesse termo deverão constar informações sobre a estrutura a ser desativada, os procedimentos de desativação, a justificativa para a escolha desses procedimentos, as operações de limpeza e descarte e as atividades de recuperação a serem realizadas. Adicionalmente, esta resolução também dispõe sobre a utilização das instalações como recifes artificiais, desde que aprovadas pelas autoridades marítimas e pelo IBAMA.

A resolução nº 25 de abril de 2014 dispõe sobre a Desativação de Instalações e Devolução de áreas na fase de Produção e na fase de Exploração. Ao contrário da resolução nº 27/2006 (focada principalmente na desativação das instalações), essa resolução apresenta como temática central a Devolução das áreas, incluindo tópicos como alienação de bens, plano de devolução das áreas, notificação, relatório final de devolução, entre outros.

A resolução nº 17 de março de 2015, retificada em abril de 2015 dispõe sobre os regulamentos técnicos dos planos de desenvolvimento para os campos de petróleo e gás natural de grande e pequena produção. O seu vigésimo trata-se da desativação das instalações, prevendo a apresentação de um Plano de Desativação às autoridades competentes, sendo necessário enaltecer os seguintes itens:

“20.1. A descrição da desativação das instalações do Campo deve focar o planejamento das operações de abandono de poços, remoção ou desativação de Instalações de Produção e reabilitação de áreas terrestres, bem como prever os mecanismos para disponibilização de fundos necessários à desativação.

20.2. Apontar os critérios de projeto adotados que facilitam a futura Desativação das instalações.

20.3. Em conjunto com o Plano de Desenvolvimento, apresentar um Programa de Desativação das Instalações simplificado, contendo:

I - a previsão de custo das atividades de Desativação de instalações e Recuperação de Áreas, incluindo as contingências financeiras e temporais previstas.

a) o custo estimado deverá estar associado a todas as etapas e atividades previstas na desativação das instalações;

b) o custo estimado deverá estar coerente com o tempo previsto para a realização de cada atividade.

II - apresentar o ano previsto para a desativação de cada instalação.

III - as atividades apresentadas deverão estar em conformidade com a Regulamentação ANP específica vigente.

IV – o Programa de Desativação de Instalações deverá ser um documento dinâmico, o qual somente deverá ser revisado a partir da inclusão ou abandono de instalações, facilidades ou poços.

V – nos casos de revisão do Plano de Desenvolvimento, caso não haja alteração das instalações, não se incita um reenvio do Programa de Desativação e Instalações.

20.4. Definir os critérios para provisionamento de recursos necessários à Desativação das instalações do Campo.”

(BRASIL, p.29, 2015a).

Por fim, a resolução nº 41 de outubro de 2015 dispõe sobre o regulamento técnico do sistema de gerenciamento de segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS). Nela define-se que as atividades de descomissionamento deverão ser um conjunto de técnicas, procedimentos e ações legais capazes de determinar a melhor opção para um duto ou sistema submarino.

3.3 GUIAS PRÁTICOS

É comum, principalmente no setor de óleo e gás que algumas práticas e experiências das empresas tornem-se guias para futuras atividades semelhantes. Assim, este tópico visa apresentar os principais guias práticos utilizadas no setor de dutos e os tópicos pertinentes ao descomissionamento destes.

3.3.1 GUIA DE SEGURANÇA DE DUTOS (HSE, 1996)

O guia de segurança de dutos, também conhecido como “*A guide to the pipelines safety regulations*”, foi desenvolvido em 1996 pelo *Health and Safety Executive* (HSE) com o objetivo de ajudar os operadores a entender os principais regulamentos da categoria. Os regulamentos aplicam-se a todos os dutos localizados na Grã-Bretanha e a todas as tubulações localizadas em águas territoriais da plataforma continental do Reino Unido.

O tópico 14 aborda o tema do descomissionamento de dutos, estabelecendo que os dutos devem receber destinação adequada, de modo a não se tornarem fonte de perigo. Segundo o documento, uma vez que os dutos tenham chegado ao fim da sua

vida útil, eles devem ser desmontados e removidos ou deixados no local em condições seguras. Para isso deverão ser consideradas técnicas de limpeza, e todos os procedimentos realizados para abandono ou descomissionamento, assim como os fluídos utilizados devem passar por uma análise de periculosidade (HSE, 1996).

No caso de dutos submarinos, o documento ressalta que provavelmente as seções de *risers* sejam desmontadas e removidas, já a parte restante dos dutos poderá ser removida ou não – sendo considerado para essa avaliação aspectos como diâmetro da tubulação, localização no fundo do mar, estabilidade e condições marinhas.

3.3.2 DESCOMSSIONAMENTO DE DUTOS NO MAR DO NORTE (UK, 2013)

Também conhecido como “*Decommissioning of pipelines in the north sea region*”, é considerado como um dos principais guias relacionados ao descomissionamento de dutos, apresentando uma série de experiências e práticas dessa atividade no Mar do Norte. Caracterizada por ser uma das regiões pioneiras no desenvolvimento de óleo e gás, a Região do Mar do Norte iniciou suas atividades de descomissionamento em 1990 e até o ano de 2013 já havia descomissionado cerca de 2% de seus dutos. Atualmente a região conta com mais de 45.000 km de dutos, umbilicais e cabos instalados para o transporte de hidrocarbonetos em toda a Europa, (UK, 2013).

No Reino Unido e na Noruega o descomissionamento de dutos é avaliado caso a caso através de um processo de Avaliação Comparada capaz de determinar a melhor opção. Isto permite que as características de cada arranjo como diâmetro, comprimento e algumas particularidades sejam consideradas simultaneamente aos critérios de segurança, impacto ambiental, custo e viabilidade técnica.

Segundo o documento, a atividade de óleo e gás envolve o transporte de diversos tipos de fluídos sob diferentes condições. Devido a esse fato, é comum a utilização de uma gama de variedades de dutos, definidos pelo documento como: *trunklines*, linhas de fluxo rígidas ou flexíveis, umbilicais e cabos de força.

Trunklines são responsáveis pelo transporte de grandes quantidades de petróleo ou gás para as instalações terrestres e representam cerca de 18% do total de dutos e 63% do total de extensão das linhas na região do Mar do Norte. As linhas de fluxo são dutos de menor diâmetro, utilizadas para transportar óleo e gás entre estruturas submarinas, para uma unidade de processamento, ou para injeção de água. As linhas

rígidas representam aproximadamente 27% da extensão total dessa região e são tipicamente de diâmetros de até 16 polegadas. Por fim, os umbilicais e os cabos de força possuem uma estrutura similar de instalação e são utilizados para fornecer injeção química, hidráulica, elétrica e para suporte de comunicação dos poços. A Tabela 1 apresenta os dutos que foram descomissionados na região do Mar do Norte até o ano de 2013.

Tabela 1 - Dutos desmobilizados no Mar do Norte até 2013.

Fonte: Adaptado de UK (2013).

Duto	Diâmetro	Número de dutos	Extensão total estimada (km)
<i>Trunklines</i>	16 a 32 pol.	17	62
<i>Flowlines</i> (rígidos e flexíveis)	Até 14 pol.	123	692
Umbilicais e Cabo de Força	Até 8 pol.	20	79
Total		160	833

Outro aspecto importante é a configuração do duto no leito marinho. O projeto do duto irá determinar se ele será instalado apoiado no fundo do mar, em uma trincheira aberta no fundo do mar ou instalado em uma trincheira e depois enterrado. A Figura 7 demonstra essas configurações:

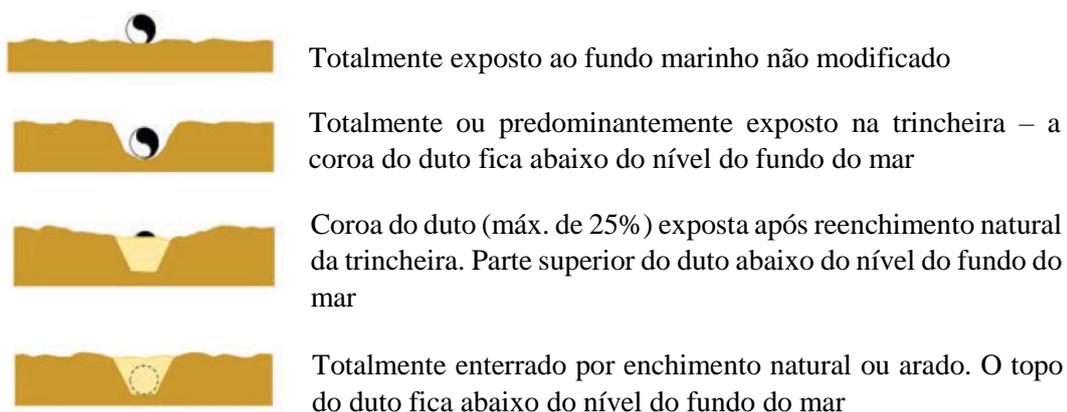


Figura 7 - Configuração do duto no leito marinho

Fonte: Adaptado de UK (2013).

As configurações de instalações do duto no leito marinho são conduzidas por uma gama de fatores, sejam eles para proteção adicional do duto ou como forma de proteção para atividades como pesca e navegação. Após a sua instalação, o fundo do mar em torno do duto poderá sofrer alteração devido a ação das ondas e correntes, podendo assim enterrar ou expor esses dutos naturalmente.

É importante ressaltar que qualquer opção escolhida para o descomissionamento apresentará riscos para a saúde e segurança dos trabalhadores envolvidos e um impacto ambiental inerente ao processo. No que tange aos trabalhadores envolvidos, os aspectos críticos são: substâncias perigosas, atividades de mergulho, integridade da estrutura, mau tempo, gestão de resíduos e levantamento das estruturas. Já os principais impactos ambientais a serem mitigados são: emissões de gases, utilização de energia, emissões para o mar, ruído subaquático, perturbação física ao fundo do mar e metais utilizados para sacrifício.

Quanto a adoção das opções de remoção ou abandono das instalações, o documento discorre que deverá ser avaliado caso por caso, levando-se em consideração o diâmetro do duto, sua localização, a estabilidade e as condições marinhas do local de instalação, devendo ser apresentado um projeto as autoridades competentes. Esse projeto deverá demonstrar que a proposta de descomissionamento escolhida é responsável por minimizar os riscos às pessoas e ao meio ambiente, sendo compatível com o documento *“A guide to the pipelines safety regulations”* publicado em 1996 pelo HSE.

Por fim, em casos de remoção das estruturas, estas deverão receber destinação adequada optando-se pela reciclagem ou pela sua reutilização. No que diz respeito à opção de reciclagem, os materiais que compõe os dutos são reciclados através de uma cadeia de suprimentos ou são enviados para um aterro sanitário. Estima-se que cerca de 95% dos materiais poderão ser reciclados, dependendo do tipo e do volume dos revestimentos não recicláveis recuperados.

Para a opção de reutilização, a integridade é o aspecto principal a ser avaliado. Segundo o documento, os processos de retirada comprometem significativamente a reutilização dos dutos rígidos, e a comprovação da integridade estrutural dos dutos flexíveis e umbilicais é de difícil comprovação – tornando a reciclagem como a opção mais realista.

3.4 OPÇÕES PARA O DESCOMISSIONAMENTO

A atividade de descomissionamento deverá ser realizada visando fundamentalmente a minimização dos impactos ambientais e dos riscos à saúde e à segurança dos trabalhadores envolvidos e das comunidades que possam ser atingidas. Por ser caracterizada pela sua multidisciplinaridade, o projeto de descomissionamento resultará em mais de uma solução ótima – as quais vão refletir os interesses dos segmentos envolvidos. Segundo Prado (2015) *apud* Meenan (1998), as principais esferas envolvidas no projeto de descomissionamento são: ambiental, saúde e segurança, financeira e política, resultando então nas seguintes opções:

- a) *Best Practicable Environmental Option* (BPEO): é considerada a melhor opção viável para a esfera ambiental. Ou seja, os aspectos mais importantes nesse projeto serão a busca pela preservação ambiental, a redução dos impactos ambientais e a correta recuperação das áreas atingidas.
- b) *Best Practicable Safety Option* (BPSO): é considerada a melhor opção viável de segurança. Neste caso, presa-se pela segurança à vidas humanas e das operações, optando-se muitas vezes por projetos menos complexos e que envolvam um menor contingente de trabalhadores.
- c) *Best Practicable Financial Option* (BPFO): considerada a melhor opção viável financeiramente, busca defender principalmente os interesses das empresas operadoras, responsáveis por custear a atividade de descomissionamento.
- d) *Best Practicable Political* (BPPO): considerada a melhor opção viável politicamente, busca atender aos interesses políticos de um ou mais países envolvidos na atividade de descomissionamento.

Deve-se pontuar que encontrar uma solução que seja a melhor para as quatro esferas é muito difícil. Normalmente um projeto de descomissionamento apresentará mais de uma estratégia para suas instalações, optando-se comumente por uma abordagem mista entre abandono e remoção das instalações.

Segundo documento publicado em 2011 pelo Departamento de Energia e Mudanças Climáticas⁴ (DECC), o projeto de descomissionamento deverá ser apoiado por um estudo adequado que considere o grau de exposição passada e futura dos dutos, assim como qualquer efeito potencial sobre o meio marinho e seus outros usos. Neste estudo deverá estar contida informações a respeito do estado atual da linha, sua extensão, profundidade de enterro, entrincheiramento, abrangência e exposição.

Ainda de acordo com o DECC (2011) e concomitantemente com UK (2013), as principais opções para o descomissionamento de dutos submarinos são: remoção e abandono. A Figura 8 apresenta as principais opções e suas subdivisões.

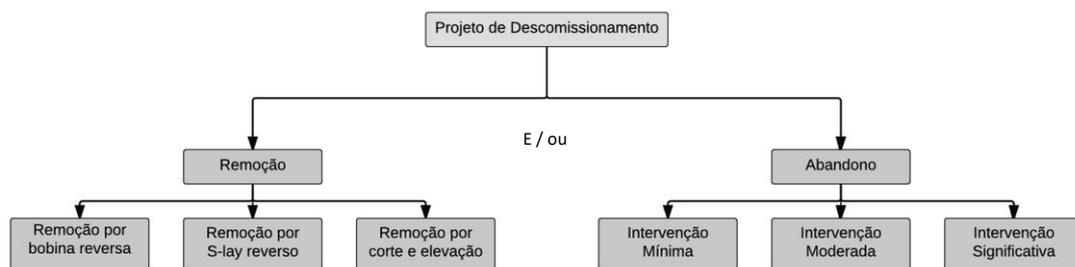


Figura 8 - Principais opções para o descomissionamento de dutos e suas subdivisões

Fonte: a autora, baseado em UK (2013)

A opção de remoção é considerada principalmente para dutos de pequeno diâmetro, dutos flexíveis e umbilicais instalados no fundo do mar e não entrincheirados. Por sua vez, a opção de abandono é indicada para as seguintes situações (UK, 2013):

- Dutos adequadamente entrincheirados e enterrados que não estejam sujeitos a movimentação e que assim permanecerão;
- Dutos que não foram entrincheirados ou enterrados no momento de sua instalação, mas que espera-se que o façam de maneira natural em um tempo considerado razoável e que assim permanecerão;
- Dutos que foram entrincheirados ou enterrados a profundidades suficientes e que assim permanecerão;
- Dutos que não encontram-se entrincheirados ou enterrados, mas que as análises comparativas indiquem que o abandono *in situ* é a melhor opção;

⁴ Tradução livre para *Department of Energy & Climate Change*

- Àqueles em que devido a circunstâncias excepcionais e imprevistas, devido a danos estruturais, deterioração, ou outra causa, não podem ser recuperados com segurança e eficiência.

Deve-se ressaltar que para o descomissionamento dos dutos, dificilmente uma única abordagem será realizada. Como as linhas são instaladas em locais com características ambientais e operacionais distintas, suas seções poderão apresentar condições estruturais completamente diferentes. Ou seja, para uma única linha é extremamente provável a adoção de uma abordagem mista, a qual combine as opções de abandono e de remoção.

A seguir cada operação será apresentada de forma mais detalhada.

3.4.1 REMOÇÃO POR BOBINA REVERSA

O método de remoção por bobina reversa é indicado para dutos com diâmetros de até 16 polegadas não revestidos de concreto, e consiste no processo contrário ao de instalação por bobina. O processo de instalação fundamenta-se na fabricação dos dutos em terra, os quais são enrolados em um grande carretel localizado em uma embarcação construída para esse propósito. A seguir o duto é transportado neste navio até o local de sua instalação, sendo desenrolado e guiado por uma rampa especial de lançamento (UK, 2013).

Dessa forma, o processo de remoção consiste no içamento dessas linhas para o navio especializado, sendo enroladas novamente ao carretel da embarcação. Após retirados, os dutos serão transportados para terra onde receberão destinação final adequada. É importante ressaltar que tanto para o processo de instalação, quanto para o processo de desinstalação, o fator fundamental é a deformação plástica sofrida pela parede do duto. Esse aspecto é o responsável por limitar o diâmetro do duto e o tipo

de revestimento, que não poderá ser de alta rigidez (UK, 2013). A Figura 9 apresenta uma embarcação específica, utilizada para o processo de instalação e remoção.



Figura 9 - Embarcação utilizada para instalação e remoção de dutos por bobina reversa

Fonte: Vessel Tracker (s.d)

O processo de remoção por bobina reversa pode ser realizado em dutos rígidos e flexíveis. Porém, devido à natureza dos dutos rígidos é improvável que estes possam ser reutilizados posteriormente – uma vez que os múltiplos ciclos de deformação plástica sofridos pela parede do duto irão potencialmente comprometer a sua integridade. Já os dutos flexíveis apresentam ciclos de deformação permanente diferentes dos dutos rígidos, o que permite que em teoria eles possam ser reutilizados, desde que comprovada a integridade da linha em questão (UK, 2013).

3.4.2 REMOÇÃO POR S-LAY REVERSO

O método de remoção por *S-lay* reverso é utilizado para dutos de grande diâmetro e/ou revestidos de concreto. Neste caso, um navio especializado se move ao longo da rota da tubulação realizando paradas em pontos estratégicos, nos quais um corte no duto é realizado para promover a remoção daquela seção para o navio. Ao final do processo, as sessões são transferidas para uma barcaça de transporte, sendo movidas para terra onde receberão destinação final adequada (UK, 2013). A Figura 10 apresenta uma embarcação e a sua estrutura, utilizadas para esse método.

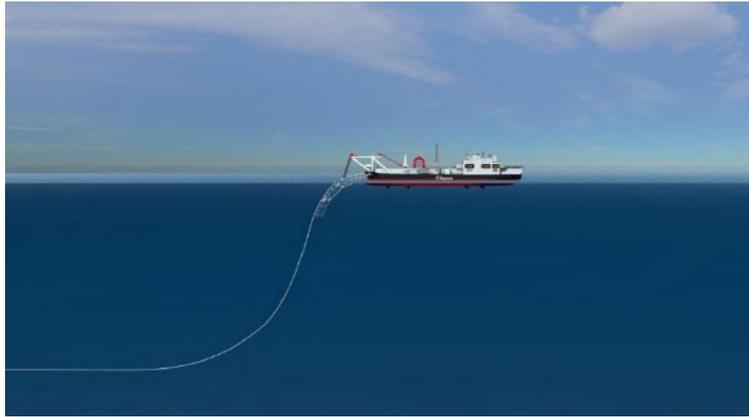


Figura 10 - Embarcação utilizada para instalação e remoção de dutos por S-lay

Fonte: Allseas (s.d)

Apesar de ser considerado como uma opção para o descomissionamento, esse procedimento não havia sido realizado na região do Mar do Norte até 2013, e teve pouca aplicabilidade na região do Golfo do México (todos em águas rasas, com profundidades menores de vinte e quatro metros). Isto deve-se ao fato de o método apresentar limitações técnicas significativas que impedem sua aplicação em grande escala. São elas: i) aplicação de alta tensão para que o duto seja levado ao convés e para mantê-lo no local para corte; ii) A integridade do revestimento e da parede do duto são difíceis de serem mensuradas após longos anos de atividade sob ação de fatores deteriorantes; e iii) dificuldade em realizar uma correta destinação para a grande quantidade de concreto, revestimento e aço resultante de descomissionamento de grandes linhas (UK, 2013).

3.4.3 REMOÇÃO POR CORTE E ELEVAÇÃO

Ao contrário dos dois métodos apresentados anteriormente, a remoção dos dutos por corte e elevação pode ser realizado para dutos de qualquer diâmetro e comprimento. Sua execução consiste no corte dos dutos em pequenas seções por mergulhadores ou por equipamentos controlados remotamente. As seções cortadas são recuperadas para uma embarcação com guindaste a bordo.

As ferramentas de corte podem ser operadas por mergulhadores ou por veículos controlados remotamente, variando de acordo com a profundidade em que o trabalho será realizado. Segundo Prado (2015), as principais ferramentas de corte utilizadas são:

- a) **Jato de água pressurizado:** esse tipo de corte é realizado com areia/brita e com uma pressão de 10.000 a 15.000 psi. Muito utilizada para o descomissionamento de *topside*, também pode ser utilizada em dutos submarinos sendo capaz de cortar as duas paredes do duto em uma única utilização.
- b) **Corte por fio de diamante:** define-se pela utilização de fios diamantados para corte por abrasão. Esse método possui como aspectos negativos o alto custo e o elevado tempo de realização, uma vez que o fio diamantado deverá ser trocado algumas vezes dependendo diâmetro do duto.
- c) **Serras retas ou circulares:** esse tipo de equipamento realiza o corte através de movimentos contínuos circulares ou através de movimentos de “vai e vem”, e sua velocidade e vida útil está condicionada ao material do duto a ser cortado e ao material utilizado nas serras.
- d) **Cisalhadoras hidráulicas:** são equipamentos comumente utilizados em oficinas e indústrias e que estão sendo desenvolvidos para utilização submarina. Sua principal vantagem é a possibilidade de múltiplos cortes somente com o reposicionamento da ferramenta e sem a substituição de consumíveis.

Assim, o método de corte e elevação apresenta um maior risco, principalmente para os mergulhadores envolvidos no processo. Devido a esse fato, o método tem sido amplamente utilizado para remoções de seções de dutos curtas, seja em sua totalidade ou em locais que não viabilizem outra solução (UK, 2013).

3.4.4 ABANDONO – INTERVENÇÃO MÍNIMA

Segundo as recomendações apresentadas por UK (2013), essa abordagem é indicada para dutos que foram entrincheirados e enterrados durante a instalação e que assim permaneceram ao longo de sua vida ou que apresentem indícios de que irão voltar a se enterrar naturalmente ao longo dos anos. É importante atentar neste momento que as práticas de entrincheiramento e enterramento dos dutos são características da região do Mar do Norte, devido principalmente a pesca de arrasto e as condições locais de instalação.

Adaptando-se o conceito para casos mais amplos, pode-se considerar que o abandono das linhas irá ocorrer em casos justificáveis, seja pelos riscos ambientais, a vidas humanas ou pela viabilidade econômica.

Assim, o principal processo realizado nas operações de abandono, com intervenção mínima, consistirá na correta limpeza e depressurização dos dutos, deixando-os livres da presença de hidrocarbonetos. O programa de limpeza é desenvolvido para cada projeto, porém normalmente irá conter:

- Limpeza química para separar os resíduos de hidrocarbonetos da parede do duto.
- Limpeza bidirecional para remover os detritos ferrosos e outros detritos soltos.
- Limpeza bidirecional com *pigs* para remoção do material remanescente da parede do duto.

Após o processo de limpeza e depressurização, esses dutos serão deixados com suas extremidades abertas, sendo completamente preenchidos pela água do mar. Nesta etapa deve-se assegurar que os níveis de contaminação estejam dentro dos padrões permitidos por lei (UK, 2013).

3.4.5 ABANDONO – INTERVENÇÃO MODERADA

Em alguns casos, além da abordagem descrita anteriormente, pode haver a necessidade de uma intervenção mais significativa dos dutos através da remoção de partes selecionadas ou do soterramento de algumas seções, as quais apresentem um risco em potencial aos demais usos do mar. Normalmente esse tipo de intervenção ocorre com dutos que estejam localizados entre a trincheira e outras estruturas submarinas e/ou com dutos que sofreram erosões. Sob essas circunstâncias as seções podem tipicamente serem cortadas e elevadas à superfície para uma embarcação de suporte adequadamente equipada ou podem sofrer um novo soterramento (UK, 2013).

As tecnologias envolvidas no processo de soterramento já estão amplamente consolidadas, sendo possível encontrar uma gama de fabricantes de ferramentas capazes de realizar tais processos para vários diâmetros e para qualquer tipo de solo (UK, 2013).

3.4.6 ABANDONO – INTERVENÇÃO SIGNIFICATIVA

No caso de dutos que foram instalados sob o leito marinho ou que apresentem grandes seções desentrincheiradas opta-se normalmente pelo abandono *in situ* ao invés da completa remoção. Nesses casos a intervenção no duto é iniciada com o processo de limpeza, seguido pela remoção das interligações e posterior entrincheiramento das seções abaixo do nível do mar. O tamanho e a profundidade da trincheira a ser utilizada será determinado pelas condições do leito marinho e objetivando-se a remoção dos riscos oferecidos aos demais usuários do mar (UK, 2013).

Neste ponto, é importante ressaltar a adequação das práticas apresentadas pela UK (2013) para a realidade brasileira. Devido as características de produção e do layout submarino do país, o abandono das linhas não será pautado nas condições de enterramento e entrincheiramento dos dutos, dado que estes procedimentos não são práticas comum no país. O abandono das linhas irá depender da avaliação estrutural dos dutos e dos riscos ambientais, sociais e econômicos de cada caso.

Assim, as principais operações realizadas para a opção de abando são: limpeza e despressurização da linha, podendo necessitar ou não de operações adicionais como corte e elevação e/ou soterramento de seções específicas.

CAPÍTULO IV

ANÁLISE DE RISCO

Acidentes com dutos são relativamente raros e envolvem falhas simultâneas. Dessa forma, os esforços não se concentram em prever como e quando esse encadeamento de falhas irá ocorrer – justamente pela complexidade e imprevisibilidade do sistema. Ao contrário, o objetivo principal é capturar o máximo de informação possível, tanto do duto quanto do ambiente, e associar esses dados a um contexto e então utilizá-lo para uma melhor decisão (MUHLBAUER, 2004).

Dessa forma, o sistema de gerenciamento de segurança de dutos deverá considerar as interfaces entre o projeto, construção, operação e manutenção (HSE, 1996). Para isso, existem uma ampla gama de ferramentas qualitativas e quantitativas que podem ser utilizadas para a mensuração do risco. Neste capítulo serão apresentados os principais conceitos de uma análise de risco e o detalhamento das ferramentas que serão utilizadas posteriormente na construção desse estudo.

4. ANÁLISE DE RISCO

Primeiramente é necessário distinguir a diferença entre perigo e risco, uma vez que é possível alterar o risco sem modificar o perigo. Segundo Sanders & McCormick (p. 675, 1993) “[...] risco é a probabilidade ou chance de lesão ou morte” e “[...] perigo é uma condição ou um conjunto de circunstâncias que têm o potencial de causar ou contribuir para uma lesão ou morte”.

Adicionalmente, segundo Muhlbauer (2004) o risco pode ser classificado como a probabilidade de um evento que causa uma perda acontecer e a magnitude potencial dessa perda. Dessa forma, o risco pode ser aumentado quando a probabilidade do evento aumenta ou quando a magnitude (as consequências do evento) aumenta. Comumente o risco é definido como:

$$\text{Risco} = \text{probabilidade do evento acontecer} \times \text{consequência do evento} \quad (1)$$

Como forma de facilitar a sua mensuração, o risco pode ser quantificado através de parâmetros como número de mortes, frequência esperada de feridos ou até mesmo por perdas econômicas. No caso dos dutos, o transporte de substâncias poluentes apresenta um risco inerente, uma vez que sempre haverá uma probabilidade de falha

do duto, permitindo o vazamento da substância para o meio ambiente com um impacto consequente deste evento.

A Figura 11 apresenta os principais questionamentos que deverão ser realizados a fim de mensurar e analisar os riscos.



Figura 11 - Principais perguntas para quantificação do risco

Fonte: Adaptado de DNV (2006)

A primeira pergunta “Quão frequente?” está relacionada a probabilidade do evento ocorrer, aspecto crítico em qualquer análise devido a insuficiência de dados e informações existentes. Assim, a interpretação de dados torna-se fundamental para se obter estimativas significativas, não somente dos dados históricos como também de análises de cada cenário possível. Algumas análises utilizam dados mais básicos como a taxa de falhas de um duto, ou seja, quantas vezes o duto falhou ao longo de um determinado período de tempo. Essa taxa de falha pode ser utilizada como uma previsão de falhas do duto em um período futuro e normalmente é obtida para cada mecanismo de falha. De modo geral, as formas como um duto falha podem ser categorizadas de acordo com o comportamento da taxa de falha ao longo do tempo. Quando esta taxa tende a variar somente com a mudança do ambiente pode-se classificá-la como aleatória e constante, desde que o ambiente permaneça constante. Já quando a falha tende a aumentar com o tempo, estará ligada aos efeitos de envelhecimento, sendo então dependente deste. A Tabela 2 apresenta alguns mecanismos de falhas e suas categorizações quanto a sua natureza e tendência. (MUHLBAUER, 2004).

Tabela 2 - Taxa de falha vs. mecanismos de falha para dutos

Fonte: Adaptado de Muhlbauer (2004)

Mecanismo de falha	Natureza do mecanismo	Tendência da taxa de falha
Corrosão	Dependente do tempo	Aumenta
Fratura	Dependente do tempo	Aumenta
Interferências externas	Aleatória	Constante
Movimentos da terra	Aleatória	Constante
Degradação do material	Dependente do tempo	Aumenta
Defeitos do material	Aleatória	Constante

A resposta para a pergunta “O que pode dar errado?” começa com a definição das falhas nos dutos. Essas falhas podem ser de diferentes tipos como perda da integridade, vazamento, falha no transporte do produto, entre outras. Devido a suas diferentes naturezas, algumas falhas podem ser mais claramente identificadas que outras e mesmo com essas dificuldades, todas as falhas – até mesmo as mais remotas devem ser identificadas para um gerenciamento de risco de qualidade (MUHLBAUER, 2004 & DNV, 2006).

Por fim, a último questionamento “Quais os impactos?” tem como propósito julgar as potenciais consequências das falhas identificadas. Os impactos devem ser mensurados abrangendo todas as categorias que forem ou possam vir a serem afetadas, ou seja, deverá abranger aspectos como custos, avaliação de danificação de propriedades, quantificação de perdas humanas e acidentes, avaliações de impactos ambientais, entre outros. A Figura 12 demonstra a categorização dos principais grupos de impactos diretos e indiretos provocados pela falha de um duto:

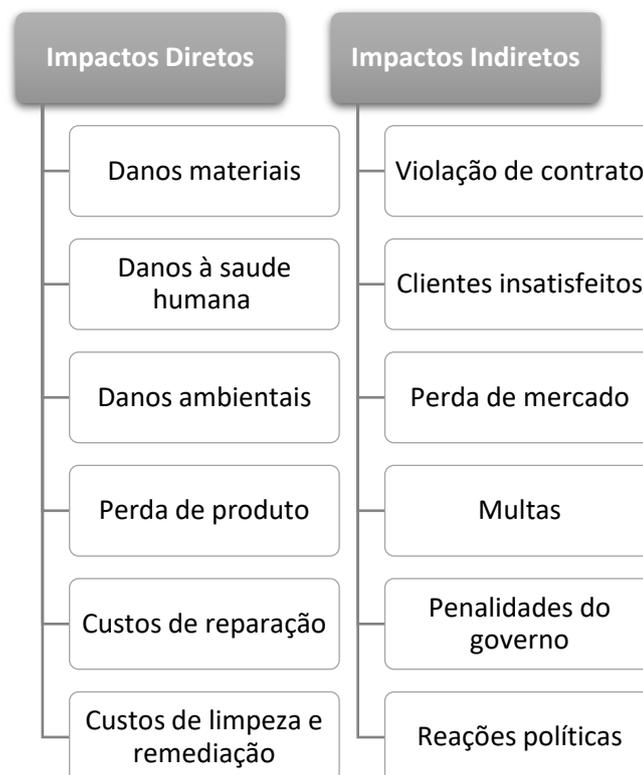


Figura 12 - Impactos diretos e indiretos de uma falha em um duto
 Fonte: Adaptado de Muhlbauer (2004)

Segundo o relatório “*Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations*” publicado pelo HSE em 2006, a metodologia de avaliação de risco deverá fornecer detalhes suficientes para permitir uma classificação do risco, podendo ser elaborada a partir de análises mais básicas ou mais complexas de acordo com a complexidade e risco do problema avaliado. Assim, as avaliações de risco podem ser classificadas como:

- Qualitativa (Q): ocorre quando as análises de frequência e magnitude são determinadas de forma puramente qualitativa.
- Semi-Quantitativa (SQ): dá-se quando as análises de frequência e magnitude são quantificadas dentro de intervalos.
- Avaliação de risco quantitativa (QRA): dá-se quando é realizada a quantificação completa.

É importante ressaltar que existe um protocolo padrão do tipo de avaliação a ser utilizada. Portanto, projetos e empreendimentos que apresentem alto impacto em termos de custo, para a sociedade ou para o meio ambiente, devem contar com uma análise de risco quantitativa. Todavia, é possível que para esses casos também sejam realizadas somente análises qualitativas, desde que haja uma justificativa viável para essa abordagem, como por exemplo: inexistência de dados ou realizações de análises preliminares que buscam identificar mais rapidamente e com menor custo a viabilidade dos projetos, eliminando-se assim inviabilidades de modo mais rápido, mas ao mesmo tempo comprometendo-se a continuar uma avaliação de risco mais detalhada.

A Figura 13 apresenta uma visão alternativa para a abordagem dos tipos de análises de risco quanto a complexidade e magnitude dos impactos. Nela é possível observar que análises qualitativas podem ser utilizadas em problemas de baixa complexidade, com soluções óbvias e em situações que possuam uma regulamentação ou uma diretriz. Por conseguinte, as análises de risco precisam tornar-se mais quantitativas à medida que a magnitude do problema aumenta, e que não existam diretrizes ou regulamentações.

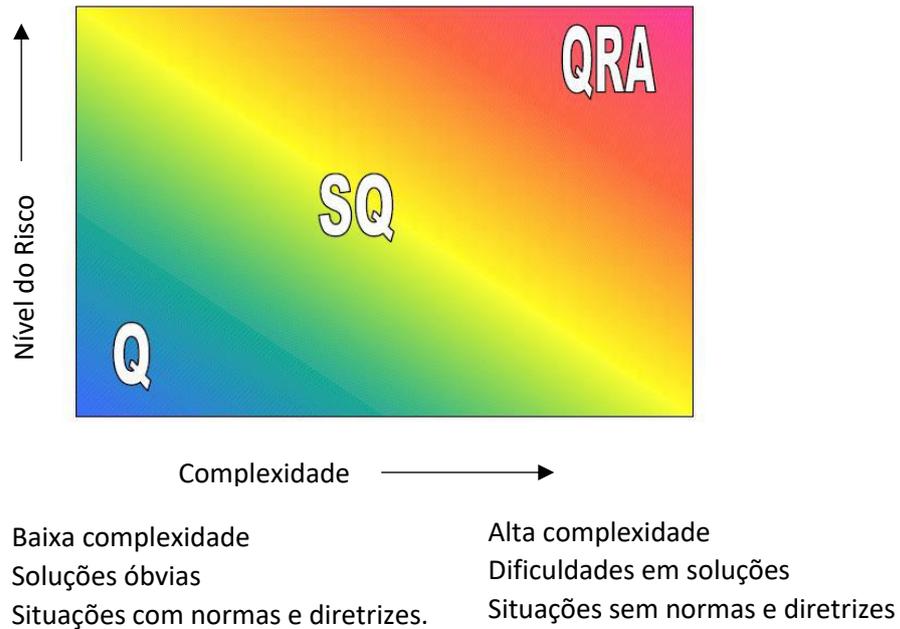


Figura 13 - Avaliação de risco de acordo com o nível de risco e complexidade

Fonte: Adaptado de HSE (2006)

Para que a análise de risco e a quantificação das falhas sejam realizadas existem uma série de ferramentas que podem ser utilizadas. Um breve resumo das principais ferramentas utilizada é apresentado a seguir:

- *Preliminary hazard analysis* (PHA): é uma ferramenta própria para ser empregada na fase inicial do projeto, sendo precursora de outras ferramentas. Esta ferramenta baseia-se na listagem dos perigos associados aos elementos do sistema/processo a ser estudado.
- *Failure Mode and Effect Analysis* (FMEA): é caracterizado como um processo preventivo, realizado antes de implementar mudanças ou processos, capaz de identificar possíveis modos de falhas. Este método se baseia na identificação de causas e efeitos, relacionando cada modo de falha a três elementos: ocorrência, gravidade e detecção (BEN-DAYA, 2009).
- *Hazard and Operability studies* (HAZOP): também conhecido como estudo de perigo e operabilidade, é um estudo de investigação formal, lógico e estruturado, capaz de identificar potenciais desvios das operações. Para sua execução, três passos principais devem ser executados: i) divisão do processo analisado em sistemas e subsistemas; ii) estabelecimento de

um fluxo de processo a ser seguido; iii) isolamento dos subsistemas em componentes principais (VINCOLI, 2006)

Para fins desse estudo, somente a ferramenta de Análise por Árvore de Falha será abordada com mais detalhes a seguir. Será a partir dela que uma análise das principais causas raízes de falhas nas operações de descomissionamento de dutos rígidos submarinos será realizada.

4.1 ÁRVORE DE FALHAS (FTA)

A análise por árvore de falhas é considerada uma das melhores ferramentas a ser utilizada para processos de segurança, principalmente quando o problema em questão se distingue pela sua alta complexidade e diversos níveis de sistemas envolvidos. O conceito fundamental desta ferramenta é a tradução de um esquema físico em um sistema lógico estruturado, no qual avalia-se as falhas de componentes e erros humanos que podem acarretar na ocorrência de um evento indesejado. Este evento, chamado de evento topo, pode ser uma falha no sistema ou um acidente indesejado (DNV, 2006; TNO, 1997; VINCOLI, 2006).

É importante compreender que a FTA não é um modelo capaz de analisar e quantificar todos as possíveis falhas do sistema em uma única elaboração. Sua execução está condicionada e limitada ao evento de topo, de modo que os demais eventos são as causas que podem ter culminado ou ter contribuído para que o evento indesejado ocorresse (TNO,1997).

Esta ferramenta pode ser utilizada para análises qualitativas e quantitativas. As análises qualitativas consistem na identificação dos aspectos e combinações de falhas que são capazes de resultar no evento indesejado e sua elaboração ajuda diretamente na tomada de decisões. O resultado quantitativo é obtido através da associação de probabilidades/frequências a esses eventos (denominados como eventos básicos) e suas combinações resultam nos chamados “cortes mínimos ou *minimal cut sets*”, que também podem ser quantificados e ordenados por ordem de importância e/ou daqueles que têm maior contribuição para que o evento indesejado ocorra (DNV, 2006; VINCOLI, 2006).

Segundo DNV (2006) a utilização desta ferramenta pode ser resumida em quatro principais etapas:

- I. **Definição do sistema e suas interfaces:** o primeiro passo e o mais importante consiste no entendimento a respeito do tema analisado. É preciso saber sobre as variáveis que o compõe, suas fronteiras internas (como o sistema é dividido e seus constituintes) e suas fronteiras externas (interações com outros sistemas).
- II. **Definição do Evento Topo:** o evento de topo deverá ser definido, sendo este capaz de representar adequadamente a falha a que se tem interesse. Sua correta definição irá impactar diretamente na identificação dos fatores ligados à sua ocorrência.
- III. **Construção da FTA:** a construção da árvore de falhas ocorre determinando-se as causas raízes que culminaram no evento indesejado. Normalmente existirão eventos intermediários que irão constituir os principais ramos das árvores, eventos básicos que são a forma mais simplificada daquele ramo e eventos que não foram desenvolvidos. Esses eventos são ligados por portões lógicos, os quais serão apresentados mais detalhadamente posteriormente.
- IV. **Quantificação da FTA:** uma vez construída a árvore de falhas, deve-se atribuir aspectos de confiabilidade aos eventos, podendo ser: taxas de falhas, tempo de reparos, intervalos de testes, frequência de parada, entre outros. Esta etapa é a de maior dificuldade pois será preciso acesso a banco de dados, dados de operação real e até mesmo consulta aos operadores do sistema.

4.1.1 SIMBOLOGIA DE UMA FTA

A construção de uma FTA é iniciada com a determinação do evento de topo, juntamente com um portão lógico conectado a ele e aos demais ramos da árvore. Seu desenvolvimento ocorrerá sempre conectando um evento de nível superior à um evento de nível inferior por um portão lógico. Por fim, os eventos de menor nível

deverão ser eventos básicos, uma vez que estes são os representantes do limite de resolução de seus respectivos eventos superiores.

A Tabela 3 apresenta os principais elementos utilizados e a Tabela 4 apresenta os principais operadores lógicos utilizados na construção de uma árvore de falhas (TNO, 1997; VINCOLI, 2006; BAPTISTA, 2008).

Tabela 3 - Principais símbolos lógicos utilizados em uma FTA

Fonte: a autora, com base em TNO (1997); Vincoli (2006); Baptista (2008).

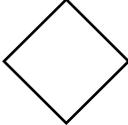
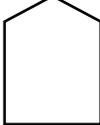
Símbolo Lógico	Evento	Observação
	Evento intermediário ou evento de topo	A utilização do retângulo indica um evento ou estado do sistema que deve ser analisado com maiores detalhes. É por isso que o evento de topo também utiliza essa simbologia.
	Evento básico	São eventos que não necessitam de maior desenvolvimento, pois seu limite de resolução foi encontrado. Por este motivo, este símbolo é comumente utilizado na base da árvore de falhas.
	Evento não desenvolvido	Utilizados para demonstrar eventos que não foram desenvolvidos, seja por não apresentar relevância ou por não haver informação ou tempo suficiente.
	Evento que é esperado de ocorrer em funcionamento normal	É utilizado para identificar um evento de funcionamento normal. É um evento que ocorre ou não ocorre, como ligar ou desligar um interruptor. Ambas as condições devem ser monitoradas.
	Evento condicional	Denota condições especiais na árvore lógica, definindo o estado do sistema que deve existir para que a sequência de falha ocorra. Pode colocar uma restrição na ocorrência do evento após a ocorrência de outros eventos.

Tabela 4 - Principais operadores lógicos utilizados em uma FTA

Fonte: a autora, com base em TNO (1997); Vincoli (2006); Baptista (2008).

Operador Lógico	Projeção	Observação
	Operador E	É utilizado para casos em que o evento de saída só irá ocorrer se todos os eventos de entrada ocorrerem
	Operador OU	O evento de saída ocorre se ocorrer pelo menos um dos eventos de entrada.

	Operador E Condicional	O evento de saída ocorre se todos os eventos de entrada ocorrerem por ordem, da esquerda para a direita.
	Operador OU Exclusivo	O evento de saída ocorre se um único dos eventos de entrada ocorrer.
	Operador de Transferência	Indica que a árvore de falhas continua (em outra página) no correspondente símbolo de referência. A referência é feita por um código alfanumérico.

4.1.2 CORTES MÍNIMOS

Para fins de melhor entendimento, o corte de uma árvore é definido como a sequência de eventos básicos capaz de culminar na ocorrência do evento de topo. O corte mínimo é a menor sequência de eventos básicos capaz de culminar na ocorrência do evento de topo e por conta disso não pode ser reduzido novamente - uma vez que se isto acontecesse perderia sua condição de corte, ou seja, se tentássemos reduzir o corte mínimo ele não seria capaz de culminar no evento de topo (TNO, 1997).

O corte mínimo de primeira ordem representa o conjunto de um evento básico capaz de provocar o evento superior. Já o corte mínimo de segunda ordem representa o conjunto de dois eventos básicos que combinados causam o evento superior. Ou seja, o corte mínimo de n ordem é o conjunto de n eventos básicos que combinados causam a falha de estudo (TNO,1997). Os conjuntos de cortes mínimos geralmente são calculados através da Álgebra Booleana, como explicitado com mais detalhes no tópico a seguir.

4.1.2.1 ÁLGEBRA BOOLEANA E OS CORTES MÍNIMOS

Uma árvore de falhas sempre poderá ser traduzida para um conjunto inteiramente equivalente de equações booleanas (TNO,1997). A álgebra booleana é definida pela utilização de estruturas algébricas que representam as propriedades lógicas de operadores e de conjuntos. Diferente da álgebra ordinária dos reais, a álgebra booleana só pode assumir dois valores, sendo os mais utilizados (Verdadeiro, Falso), (Alto, baixo) e (0,1), o que implica que uma expressão booleana também deverá resultar em apenas um dos dois valores (BARANAUSKAS, s.d). A álgebra booleana

compreende alguns postulados e três operações básicas, sendo elas: operação OU, operação E, e complementação.

a) Operação OU:

A operação lógica OU, também é definida como adição lógica, de modo que “A operação OU resulta em 1 se pelo menos uma das variáveis de entrada vale 1” (NASCIMENTO, pg. 1, 2001). A tabela 5 apresenta as combinações entre dois valores booleanos resultante da operação OU.

Tabela 5 - Postulado da adição na álgebra booleana

Fonte: Nascimento (pg. 2, 2001).

Primeiro Valor	Segundo Valor	Resultado da Operação
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	1

b) Operação E:

A operação E, também é definida como multiplicação lógica, de modo que “A operação E resulta 0 se pelo menos uma das variáveis de entrada vale 0.” (NASCIMENTO, pg. 4, 2001). Concomitantemente deduz-se que o resultado da operação E só poderá ser 1 se, e somente se, todos os valores forem iguais a 1. Dessa forma, a Tabela 6 apresenta as combinações entre dois valores booleanos resultante da operação E.

Tabela 6 - Postulado da multiplicação na álgebra booleana

Fonte: Nascimento (pg. 2, 2001).

Primeiro Valor	Segundo Valor	Resultado da Operação
0	0	0
0	1	0
1	0	0
1	1	1

c) Complementação:

A complementação, também conhecida como negação ou inversão, “[...] é a operação cujo resultado é simplesmente o valor complementar ao que a variável apresenta” (NASCIMENTO, pg. 4, 2001). Ou seja, devido as propriedades

booleanas, se um determinado valor for 1, seu complemento será igual a 0 e se este valor for 0, seu complemento será igual a 1.

d) Propriedades

Assim como a álgebra ordinária dos reais, a álgebra booleana possui algumas propriedades. Sejam A e B variáveis booleanas, ou seja, variáveis que assumem valores 0 ou 1. Assim, as principais propriedades podem ser observadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Propriedades da álgebra booleana

Fonte: a autora, adaptado de Nascimento (2001).

Propriedade	Operação de Adição	Operação de Multiplicação
Comutativa	$A + B = B + A$	$A \cdot B = B \cdot A$
Associativa	$A+(B+C) = (A+B)+C = A+B+C$	$A.(B.C) = (A.B).C = A.B.C$
Distributiva	$A+(B.C) = (A+B) \cdot (A+C)$	$A.(B+C) = A.B + A.C$
Absorção	$A + (A.B) = A$	$A \cdot (A+B) = A$
De Morgan	$(A+B)' = \bar{A} \cdot \bar{B}$	$(A.B)' = \bar{A} + \bar{B}$

Assim, de mão dos conhecimentos das principais operações e propriedades da álgebra booleana, é possível utilizá-la na construção da equação do evento de topo e por conseguinte da elaboração dos cortes mínimos. Como forma de melhor elucidar essa aplicação, um exemplo de árvore de falhas será apresentado, assim como a elaboração passo a passo dos cálculos. A Figura 14 apresenta uma árvore de falhas genérica, na qual pode-se observar a utilização dos operadores lógicos e dos eventos intermediários e eventos básicos.

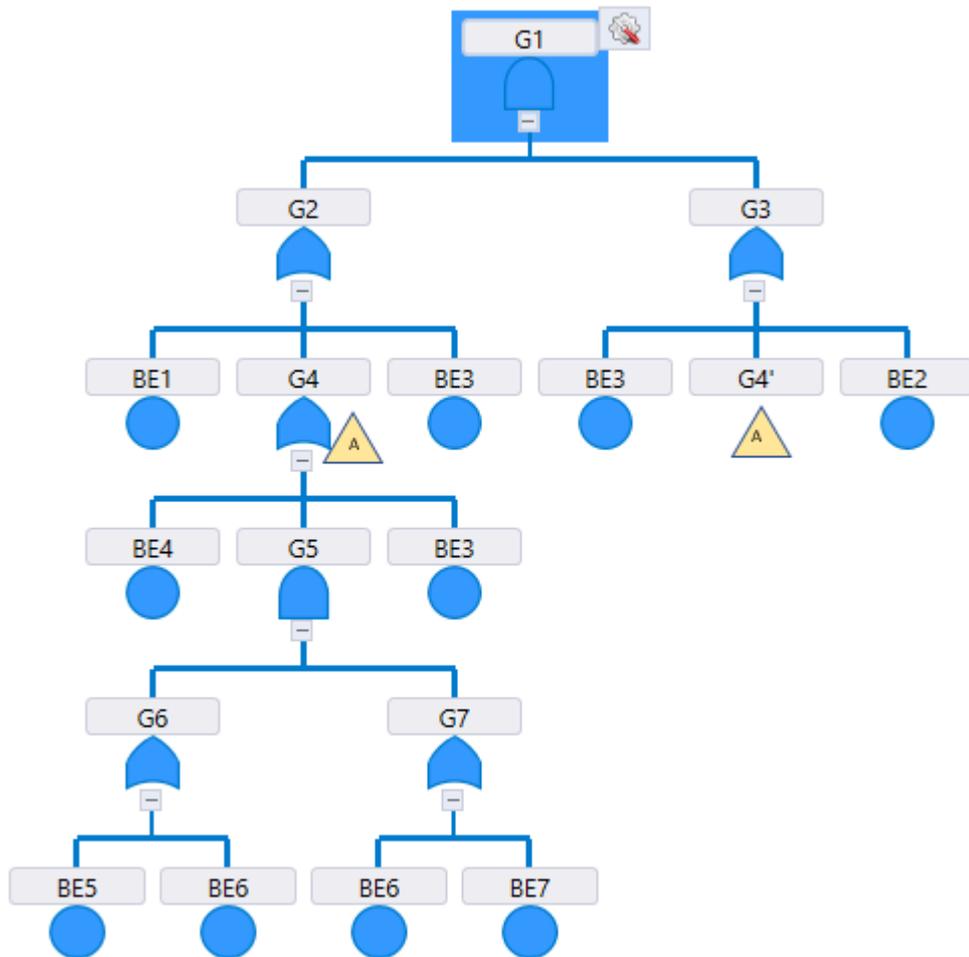


Figura 14 - Exemplo genérico de uma árvore de falha

Fonte: adaptado de TNO (1997)

Utilizando a Figura 14 como base para os cálculos, observa-se a existência de sete portões lógicos representados por G1, G2, G3, G4, G5, G6 e G7, e sete eventos básicos representados por BE1, BE2, BE3, BE4, BE5, BE6 e BE7. Assim, o Evento de topo (EV) desta árvore será calculado através da equação (1).

$$\text{Evento Topo (ET)} = (BE1 + BE3 + A) \cdot (BE3 + BE2 + A) \quad (1)$$

Sendo:

$$A = (BE4 + BE3) + [(BE5 + BE6) \cdot (BE6 + BE7)] \quad (2)$$

Dessa forma:

$$ET = (BE1.BE3) + (BE1.BE2) + (BE1.A) + (BE3.BE3) + (BE3.BE2) + (BE3.A) + (A.BE3) + (A.BE2) + (A.A) \quad (3)$$

Aplicando as propriedades da álgebra booleana, teremos:

$$ET = (BE1.BE2) + BE3 + BE4 + (BE5.BE7) + BE6 \quad (4)$$

Como não é possível reduzir mais a expressão (1), o corte mínimo foi encontrado. Tem-se como corte mínimo de primeira ordem os eventos: BE3, BE4 e BE6 pois sozinhos são capazes de ocasionar falha estudada. Já o corte mínimo de segunda ordem é dado pelos eventos: (BE1.BE2) e (BE5.BE7), uma vez que somente sua combinação irá ocasionar o evento de topo. Por fim, o Evento de Topo pode-se entender que o Evento de Topo irá ocorrer se um ou mais fatores (BE3, BE4, BE6, BE1.BE2 e BE5.BE7) ocorrerem, tendo sua probabilidade total calculada pela equação (3).

$$P(EV) = P(BE3) + P(BE4) + P(BE6) + P(BE1.BE2) + P(BE5.BE7) \quad (3)$$

CAPÍTULO V

METODOLOGIA

A elaboração deste trabalho tem como finalidade apresentar o contexto da pesquisa de análise de risco no descomissionamento de dutos submarinos, sua importância para o cenário brasileiro, as principais referências bibliográficas e por fim a elaboração do estudo de caso.

Os capítulos apresentados anteriormente são de extrema importância para construção deste estudo, uma vez que em muitos momentos elucidaram a condução deste. Porém, faz-se necessário que as especificidades da pesquisa sejam apresentadas, garantindo seu correto entendimento e validação.

Assim, o presente capítulo tem como finalidade apresentar as metodologias e premissas utilizadas para a elaboração da análise de risco no descomissionamento de dutos rígidos submarinos.

5. METODOLOGIA

5.1 ESTRUTURAÇÃO DO ESTUDO

Segundo Muhlbauer (2004), um dos principais aspectos a ser realizado no gerenciamento de risco de dutos consiste na delimitação inicial da pesquisa. É através dela que o profissional será capaz de determinar não só seus recursos disponíveis como também aqueles que precisaram ser adquiridos ou melhorados. A Figura 13 apresenta as cinco principais etapas definidas pelo autor:

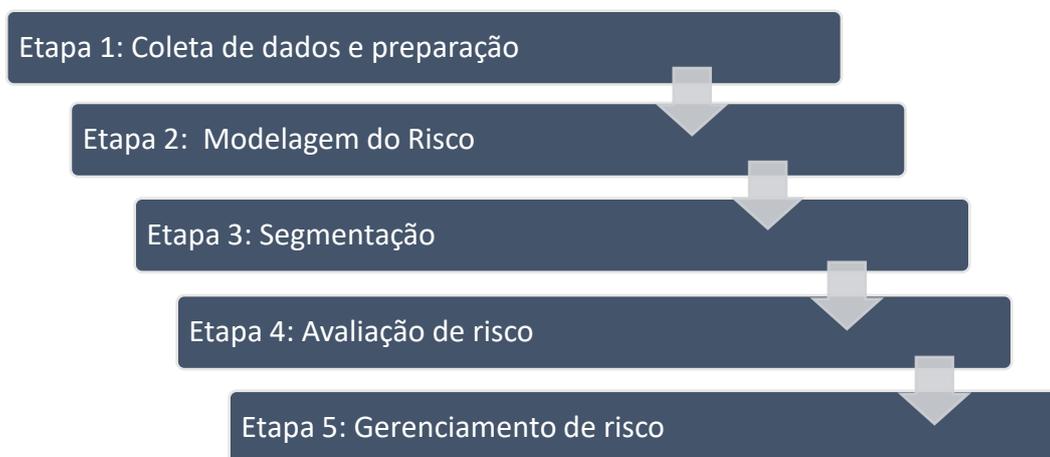


Figura 15 - Etapas para estruturação do estudo de gerenciamento de risco
Fonte: a autora, com base em Muhlbauer (2004).

A primeira etapa deverá consistir na coleta de dados, ou seja, tudo o que pode ser conhecido a respeito do sistema de dutos – incluindo todos os dados de inspeção, informações de projeto, condições ambientais, histórico de manutenção, falhas passadas e assim por diante.

A segunda etapa reside na determinação de um modelo de avaliação de risco do duto, o qual poderá ser um conjunto de algoritmos, modelos e/ou regras que utilizam as informações disponíveis. Esse modelo poderá ser selecionado a partir de alguns modelos já existentes ou criados, dependendo da necessidade de cada caso. É importante ressaltar neste momento, que as etapas 1 e 2 poderão ser alternadas de acordo com as especificidades de cada projeto.

A etapa de segmentação está relacionada a segmentação das linhas de dutos em seções, uma vez que raramente esses riscos serão constantes e iguais. Os principais critérios utilizados para essa segmentação são a segmentação dinâmica (consiste em dividir a linha em seções com características de riscos constantes) ou a segmentação por peças gerenciáveis.

A quarta etapa compreende a implementação do modelo de risco (previamente selecionado) à cada segmentação definida, de modo a obter uma pontuação de risco única para cada segmento.

Por fim, a última etapa resume-se ao apoio à decisão. Caracterizada por fornecer as ferramentas necessárias para otimização dos recursos e poderá envolver etapas como: cálculo de riscos cumulativos, criação de uma estratégia global de gestão de risco, criação e acompanhamento do projeto de mitigação, entre outros.

Para fins de esclarecimento, este estudo irá realizar as etapas 1, 2, 3 e 4 – uma vez que a última etapa conta com o tempo como recurso limitante. A Figura 15 apresenta a adaptação do modelo de Muhlbauer para este estudo.

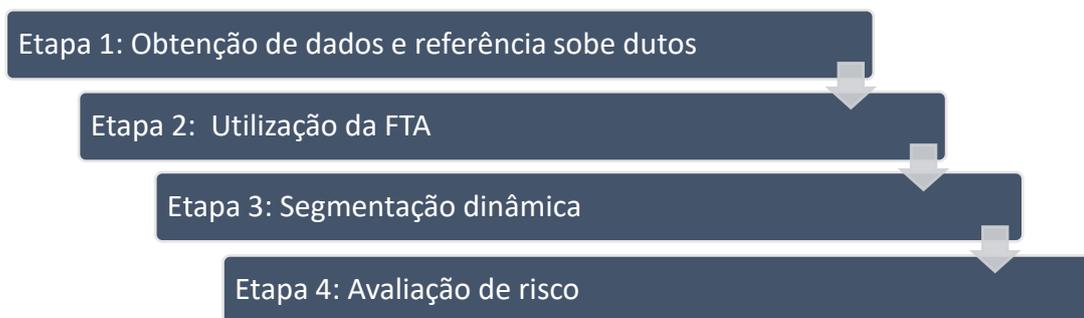


Figura 16 - Adaptação do modelo de Muhlbauer para o estudo

Fonte: a autora (2018)

5. 1.1 ETAPA 1: OBTENÇÃO DE DADOS E REFERÊNCIAS SOBRE DUTOS

Segundo Braestrup (2005), para que as análises de risco e confiabilidade sejam realizadas é importante obter uma ampla quantidade de dados. Atualmente existem alguns relatórios e base de dados de falhas, acidentes e incidentes no setor de óleo e gás:

- *Pipeline and Riser loss of containment study (PARLOC)*: reúne dados de dutos *offshore* e é construído a partir da colaboração das principais autoridades regulatórias e das companhias proprietárias das linhas.
- *Oil Industry Exploration and Production Forum (E&P Forum)*: formado por uma associação internacional de companhias e indústrias de petróleo, disponibiliza um diretório de análise de risco quantitativo.
- *Offshore Reliability Data (OREDA)*: formado por oito companhias de óleo e gás ao redor do mundo, possui como principal finalidade a coleta e troca de dados de confiabilidade.
- *European Gas Incident Group (EGIG)*: reúne dados de gasodutos *onshore*.

É preciso evidenciar que os relatórios supracitados podem não ser suficientes para a elaboração de uma análise quantitativa, uma vez que alguns deles concentram-se somente na apresentação de taxas de falhas dos equipamentos, deixando de lado aspectos como falhas humanas e riscos naturais. Assim, a utilização de documentos complementares de outras instituições e de trabalhos na área da quantificação desses riscos tornam-se fundamentais para o enriquecimento do trabalho. Alguns exemplos são os documentos publicados por “*International Association of Oil & Gas producers*” – (IOGP) e “*Health and Safety Executive*” – (HSE), que são instituições reconhecidas mundialmente por disponibilizarem documentos de livre acesso, sobre diferentes temas, dentre eles segurança, acidentes e falhas no setor de óleo e gás.

Assim, para realização desse estudo, as seguintes fontes de dados foram utilizadas, sendo descritas mais detalhadamente a seguir:

- a) *Offshore Reliability Data Bank (OREDA)* – 2002.
- b) *Risk assessment data directory - Riser & pipeline release frequencies: a document of International Association of Oil and Gas Producers*.

c) *Evaluation of the human contribution to pipework and in-line equipment failure frequencies – a document of HSE.*

a) OREDA (2002):

Criado em 1981 com o objetivo de coletar e compartilhar dados de confiabilidade de equipamentos utilizados no segmento de óleo e gás, conta atualmente com a participação de oito grandes companhias de diversos locais ao redor do mundo, sendo elas: Total, Statoil, Shell, Petrobras, Engie, Gassco, ENI e BP (OREDA, 2017).

Em 1997 foi desenvolvido um projeto paralelo, resultando na ISO 14224, “*Petroleum and Natural Gas Industries – Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment*”, a qual veio sendo atualizada ao longo dos anos, tendo sua versão atual equivalente ao ano de 2016.

Em sua estrutura, apresenta dados de confiabilidade de diferentes equipamentos como *manifolds*, árvore de natal, válvulas, sistemas de perfuração entre outros. No que tange aos aspectos deste trabalho, o OREDA disponibiliza dados referentes aos dutos, categorizados em: *flowline* e *risers*.

A categoria de “*Flowlines*” engloba dutos rígidos e flexíveis para instalação de produção submarina ou de exportação para um terminal de recepção, ou seja, que se interligam a um campo submarino ou promovem a transferência submarina para outras localidades. Essa categoria é subdividida em subunidades e componentes, como demonstrado na Tabela 8 (OREDA, 2002).

Tabela 8 - *Flowline* - subdivisão em subunidades e componentes

Fonte: adaptado de OREDA (2002).

<i>Flowlines</i>	
Duto	Sistema de isolamento submarino
Revestimento – externo	Válvula - isolamento do processo
Conectores	Estrutura - protetora
<i>Spool</i> ⁵ de dutos flexíveis	Estrutura - suporte
<i>Spool</i> de dutos rígidos	
<i>Sealine</i>	

⁵ *Spool*: “Subconjunto de uma linha de tubulações, formado por um trecho de tubo, que é pré-fabricado com o objetivo de gerar facilidades para a montagem definitiva do sistema de tubulações à qual pertence. Existem *spools* de pequeno comprimento, usados por exemplo em árvores de natal, e existem *spools* compostos por tubos cortados especialmente para unir as pontas de dois oleodutos submarinos após sua instalação no fundo do mar” (Fernández *et al.*, 2009).

A categoria de “*Risers*” engloba dutos rígidos e flexíveis que vão desde o equipamento localizado no fundo do mar até as instalações de superfície. Essa categoria é subdividida em subunidades e componentes, como mostrado na Tabela 9 (OREDA, 2002)

Tabela 9 - Riser, subdivisão em subunidades e componentes

Fonte: adaptado de OREDA (2002).

<i>Riser</i>			
Acessórios	Proteção	Base do <i>Riser</i>	Elementos do Riser
Restritor de Curvatura	Anódica	Sistema de <i>Gas Lift</i>	Conectores
Dispositivo de Flutabilidade	Revestimento - externo	Estrutura	Duto
<i>J/I-tube seal</i>		Válvula – isolamento do processo	
Equipamentos de estabilização e orientação		Válvula – isolamento de utilidade	
Equipamentos de tensão, movimento e compensação			

b) Risk assessment data directory - Riser & pipeline release frequencies

Documento publicado pela IOGP em 2010, apresenta as principais frequências de falhas para dutos rígidos e flexíveis, instalados *offshore* e *onshore*, responsáveis pelo transporte de hidrocarbonetos. Os dados são apresentados em tabela e divididos em diferentes categorias que variam entre *Onshore/Offshore*, e *gás/óleo*. A Tabela 10 demonstra como os dados de falha são apresentados.

Tabela 10 - Frequência de falhas de dutos

Fonte: adaptado de IOGP (2010).

Tipo	Tipo	Taxa de falha	Unidade
<i>Pipelines</i> submarinos - Flexíveis	Todos	2.3×10^{-3}	Km-ano
<i>Pipelines</i> – óleo / <i>onshore</i>	Diâmetro < 8”	1.0×10^{-3}	Km-ano
	8” ≤ diâmetro ≤ 14”	8.0×10^{-4}	Km-ano
	16” ≤ diâmetro ≤ 22”	1.2×10^{-4}	Km-ano
	24” ≤ diâmetro ≤ 28”	2.5×10^{-4}	Km-ano
	Diâmetro > 28”	2.5×10^{-4}	Km-ano

c) Evaluation of the human contribution to pipework and in-line equipment failure frequencies

A quantificação das frequências de falhas humanas em indústrias de risco é um componente fundamental em uma análise de risco. Assim, este documento tem como principal objetivo identificar as contribuições humanas para os diferentes modos de falhas em dutos e equipamentos “*in-line*”⁶. Para sua elaboração, foram analisados um total de 921 incidentes.

Segundo o documento, é possível identificar doze causas diretas para a falha de um duto, sendo elas: corrosão, erosão, carregamentos externos, impacto, pressão excessiva, vibração, temperatura inadequada (alta ou baixa), equipamentos “*in-line*” incorretos ou mal localizados, erro do operador, duto ou equipamento defeituoso, desconhecido e outros. Esses incidentes são então subcategorizados em diferentes níveis, analisando os aspectos humanos envolvidos e as consequências dessas falhas.

A Tabela 11 representa uma das análises apresentada neste estudo, sendo possível observar o número de incidentes avaliados de cada categoria, e sua porcentagem de contribuição para a falha nos dutos.

Tabela 11- Análise de incidentes e causas diretas

Fonte: adaptado de HSE (1989)

Causa direta	Nº de incidentes avaliados	Contribuição total (<i>score</i>)	% de contribuição	% de contribuição (excluindo desconhecidos)
Duto ou equipamento defeituoso (causa desconhecida)	303	293.5	31.9	-
Erro do operador	190	167.83	18.2	30.9
Pressão excessiva	129	111.83	12.1	20.5
Corrosão	92	85.5	9.3	15.6

⁶ São equipamentos montados em sequência, ao longo do mesmo plano horizontal ou vertical. Inclui equipamentos como bombas, válvulas, etc.

Desconhecido	84	84.0	9.1	-
Impacto	49	43.83	4.8	8.1
Equipamentos “ <i>in-line</i> ” incorretos ou mal localizados	44	36.83	4.0	6.7
Temperatura inadequada	44	34.83	3.8	6.4
Carregamentos externos	35	27.5	3.0	5.0
Vibração	16	14.0	1.5	2.5
Erosão	11	7.33	0.8	1.3
Outros	17	14.0	1.5	2.5
Total	1014	921	100	100

Uma vez estudados, os bancos de dados e documentos apresentados serviram de base para a construção e entendimento das possibilidades de falha dos eventos e de seus impactos. Ou seja, a descrição anterior dos principais bancos de dados e documentos de referência faz-se necessária para entendimento de como o estudo foi realizado. Porém, é importante ressaltar que as avaliações de frequência e severidade executadas no capítulo de resultados representam a opinião da autora e de seu orientador, com base nos amplos estudos desenvolvidos e nas referências apresentadas.

5. 1.2 ETAPA 2: UTILIZAÇÃO DA FTA

Devido ao alto grau de incertezas envolvidos na etapa de descomissionamento e aos poucos casos envolvendo o descomissionamento de dutos submarinos, optou-se pela elaboração de árvores de falhas que englobem os riscos operacionais das principais opções de descomissionamento para este equipamento. Ou seja, serão

apresentadas duas árvores de falhas- a primeira será realizada para a opção de remoção dos dutos e a segunda irá se referir a opção de abandono dos dutos.

Adicionalmente, como apresentado anteriormente, a análise por Árvore de Falhas compreende os aspectos qualitativos e quantitativos de um evento indesejado (também denominado como evento de topo). O resultado gerado será o conjunto de cortes mínimos, os quais representam a menor combinação de eventos básicos capazes de provocar a falha em estudo.

Nesta etapa, será utilizado o *software* “*Top Event FTA – 2017*” responsável pela criação dos esquemas lógicos da árvore de falha e pelos cálculos dos cortes mínimos (baseado na álgebra booleana).

5. 1.3 ETAPA 3: SEGMENTAÇÃO DINÂMICA

De acordo com Muhlbauer (2004), devido as diferentes condições de instalação dos dutos, principalmente no que tange aos aspectos ambientais e de projeto, o risco em uma linha raramente serão constantes. Dessa forma, deve-se considerar a segmentação da linha pra fins de análise, sendo possível realizar uma segmentação dinâmica ou por peças gerenciáveis.

A segmentação escolhida para realização deste trabalho foi a segmentação dinâmica, a qual se caracteriza por dividir a linha em seções com características de riscos constantes. Para isso serão criados dois cenários de descomissionamento, o primeiro considerando águas rasas e o segundo considerando águas profundas.

Dessa forma, a elaboração dos cenários de acordo com a profundidade permite uma melhor avaliação e diferenciação dos riscos e dificuldades de acordo com a lâmina d’água.

5. 1.4 ETAPA 4: ANÁLISE DE RISCO

Esta etapa consistira na elaboração dos índices de risco. Esses riscos serão classificados de acordo com a metodologia apresentada no documento Military Standard 882E (MIL-STD-882E) do Departamento de Defesa dos Estados Unidos (*Department of Defense – Dod*).

A Tabela 12 demonstra a classificação dos níveis de probabilidade de ocorrência do risco analisado e a Tabela 13 apresenta as categorias do risco, classificadas de acordo com a severidade e sua representatividade.

Tabela 12 -Níveis de Probabilidade de Risco

Fonte: adaptado de DoD (2012)

Descrição	Nível	Identificação Qualitativa	Identificação Quantitativa
Frequente	A	É provável que ocorra com frequência.	Probabilidade de ocorrência maior ou igual a 10^{-1} .
Provável	B	Irá ocorrer várias vezes durante a vida de um item	Probabilidade de ocorrência menor que 10^{-1} mas maior ou igual a 10^{-2} .
Pouco Provável	C	É provável que ocorra algumas vezes durante a vida de um item	Probabilidade de ocorrência menor que 10^{-2} mas maior ou igual a 10^{-3} .
Remota	D	Improvável, mas pode ocorrer durante a vida de um item	Probabilidade de ocorrência menor que 10^{-3} mas maior ou igual a 10^{-6} .
Improvável	E	Tão improvável que pode-se assumir que não irá ocorrer	Probabilidade de ocorrência menor que 10^{-6} .

Tabela 13 - Índice de severidade e sua descrição

Fonte: adaptado de DoD (2012)

Severidade	Índice associado	Descrição
Catastrófica	1	Poderia resultar em uma ou mais das seguintes situações: morte, incapacidade total permanente, impacto ambiental irreversível significativo ou perda monetária igual ou superior a US \$ 10 milhões.
Crítica	2	Poderia resultar em um ou mais dos seguintes problemas: incapacidade parcial permanente, lesões ou doenças ocupacionais que podem resultar em hospitalização de pelo menos três pessoas, impacto ambiental reversível significativo ou perda monetária igual ou superior a US \$ 1 milhão, mas inferior a US \$ 10 milhões.
Marginal	3	Poderia resultar em um ou mais dos seguintes problemas: lesão ou doença ocupacional resultando em um ou mais dias de trabalho perdidos, impacto ambiental reversível ou perda monetária igual ou superior a US \$ 100 mil, mas inferior a US \$ 1 milhão.
Negligenciável	4	Poderia resultar em um ou mais dos seguintes problemas: lesão ou doença ocupacional que não resulte em um dia de trabalho perdido, impacto ambiental mínimo ou perda monetária inferior a US \$ 100 mil.

Assim, é possível estabelecer uma matriz de avaliação de riscos, combinando os aspectos de frequência e severidade. A Tabela 14 apresenta essa matriz:

Tabela 14 - Matriz de avaliação de risco
 Fonte: baseado em Vincoli (2006) e DoD (2012)

Categorias do Risco				
Frequência	Severidade			
	I - Catastrófica	II - Crítica	III - Marginal	IV - Negligenciável
Frequente	1A	2A	3A	4A
Provável	1B	2B	3B	4B
Pouco Provável	1C	2C	3C	4C
Remota	1D	2D	3D	4D
Improvável	1E	2E	3E	4E
Index do Risco				
Classificação		Critério		
1A, 1B, 1C, 2A, 2B, 3A		Inaceitável – mudanças devem ser feitas		
1D, 2C, 2D, 3B, 3C,		Indesejável – mudanças devem ser feitas se possível		
1E, 2E, 3D, 3E, 4A, 4B		Aceitável – com revisão		
4C, 4D, 4E		Aceitável - sem revisão		

CAPÍTULO VI

RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo irá apresentar a aplicação da metodologia e ferramentas discutidas anteriormente. Ou seja, serão apresentadas as árvores de falhas para a opção de descomissionamento por bobina reversa e por abandono, assim como seus principais cortes mínimos, seguidos da elaboração dos índices de riscos para os eventos identificados como cortes mínimos de primeira ordem.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

No desenvolvimento de uma análise de risco, muitas vezes é desejável conhecer a probabilidade de ocorrência de um determinado evento, as condições em que essa ocorrência se deu e sua dependência. A análise por árvore de falhas é uma análise dedutiva que se concentra em um evento indesejado particular e que fornece um método para determinar as causas desse evento (TNO,1997).

Assim, o objetivo deste trabalho é construir duas árvores de falhas, cada uma representando a falha na operação de descomissionamento das principais opções de desativação das instalações. A primeira árvore consiste na avaliação da falha na operação de descomissionamento por bobina reversa e a segunda árvore consiste na avaliação da falha na operação de abandono. Para ambas as árvores serão desenvolvidos os seguintes estudos:

- Construção dos cortes mínimos de primeira, segunda e terceira ordem.
- Determinação da equação do evento de topo
- Análise dos índices de riscos dos eventos identificados como críticos na FTA através da elaboração de matrizes de risco para o cenário de águas rasas e águas profundas.

É importante evidenciar que as análises foram realizadas com enfoque nos riscos técnicos e operacionais das operações de descomissionamento, devido ao tempo limitante para a execução deste estudo. Porém, entende-se que para uma correta avaliação do risco faz-se necessário o desenvolvimento de outras análises voltadas para os aspectos ambientais, sociais e financeiros do projeto.

6.1 PRINCIPAIS CONSIDERAÇÕES

A elaboração da árvore de falhas para as principais opções de descomissionamento consistiu de uma extensa pesquisa bibliográfica dos principais aspectos de falhas nos dutos e nas operações de comissionamento dos dutos – dado a escassez de documentos que relatem as falhas nos procedimentos de descomissionamento. Assim, faz-se necessário a explicitação de alguns aspectos que serão apresentados como eventos intermediários e eventos básicos.

a) Corrosão Interna:

Durante a vida útil de um duto ocorrem diversas variações na vazão e na composição do fluido a ser transportado. Assim, se essa variação não for avaliada corretamente e se os sistemas de segurança (e.g revestimento interno, correta avaliação e manutenção) não forem adotados de forma correta, poderá resultar em corrosões na parte interna do duto. A corrosão interna de um duto irá depender principalmente da função desempenhada e por conseguinte do fluido transportado (PALMER & KING, 2008). Existem quatro tipos principais: i) *sweet corrosion*, caracterizada pela presença de dióxido de carbono no fluido; ii) *sour corrosion*, caracterizada pela presença de sulfeto de hidrogênio nos fluidos; iii) *water injection pipelines*, definida pela presença de oxigênio dissolvido; e iv) *microbiological corrosion*, ocasionada pela presença de bactérias redutoras de sulfato.

A corrosão interna acarreta na perda de espessura da parede do duto, reduzindo assim a sua resistência estrutural projetada para resistir aos carregamentos e deverá impactar negativamente na desinstalação do duto.

b) Corrosão Externa:

A corrosão externa em dutos é provocada pela interação do duto com o meio externo. Dessa forma, deve-se atentar para as características do solo sobre o qual o duto será instalado, assim como realizar os procedimentos de inspeção e manutenção periodicamente. Dentre os principais aspectos do solo a serem observados estão: resistividade, potencial de redução, salinidade e presença de bactérias redutoras de sulfato (PALMER & KING, 2008).

Como forma de prevenir o aparecimento da corrosão externa, algumas barreiras de segurança como o revestimento externo e a proteção catódica são utilizadas. O

revestimento externo tem como objetivo isolar o aço da tubulação do solo e da água do mar, assim como ser uma proteção de alta resistência entre as áreas anódicas e catódicas. Já a proteção catódica tem como finalidade ser uma barreira secundária de proteção, funcionando como um metal de sacrifício para as áreas permeáveis (PALMER & KING, 2008).

É importante evidenciar que a corrosão externa também pode ocasionar a perda da espessura da parede do duto, ocasionando os mesmos problemas relatados anteriormente.

c) Dano por partes externas

Os danos por partes externas são considerados como qualquer tipo de acidente, associado a atividades/pessoas externas capazes de causar danos ao duto. Pode-se considerar dentre este grupo: choque com âncoras, queda de objetos, choque com embarcações, etc.

Existe uma associação indireta desses fatores como o módulo de instalação dos dutos, uma vez que um projeto bem elaborado pode ser capaz de otimizar a profundidade de instalação e enterramento do duto.

d) Flambagem

A flambagem é um fenômeno que ocorre quando a peça em questão sofre uma compressão axial, podendo ser considerada assim como uma instabilidade elástica. Existem três modos de flambagem, sendo eles: flambagem local, distorcional e global.

A flambagem localizada é um tipo de falha comum em dutos, devido principalmente ao comportamento de flexão sofrido por estes. Esse processo é caracterizado pela alteração da geometria na seção transversal, sendo influenciada necessariamente pela razão diâmetro/espessura.

No caso dos lançamentos de dutos, pode-se caracterizar a flambagem como molhada ou seca. Na flambagem seca observa-se à perda de posição da embarcação e/ou a perda da capacidade de tração dos tensionadores, implicando assim na compressão das regiões do *touchdown point* ou do *stinger*. Esse fenômeno ocasiona a deformação da forma geométrica do duto, sendo necessário seu recolhimento e corte da região afetada. Já a flambagem molhada é caracterizada por uma falha que ocorre abaixo da linha d'água, causando o alagamento do duto. Esse tipo de falha é crítico

pois implica que o lançamento do duto continue até sua colocação no leito marinho, para posterior recuperação para a embarcação e remoção da parte danificada (JACOVAZZO, 2012).

e) Vão Livre

Os dutos são instalados no leito marinho e por isso estão suscetíveis a diferentes condições de solo, corais e recifes existentes e de outros equipamentos instalados. Essas irregularidades do solo podem criar os chamados vão livres ou *free span*, tornando os dutos mais suscetíveis as ações de correntes marinhas e de seu próprio peso. Quando submetidos a essas condições, os dutos apresentam uma maior tendência na propagação de trincas e/ou rupturas do sistema.

f) Riscos Naturais

Durante as operações de instalação, operação e descomissionamento, os aspectos e riscos naturais devem ser observados de perto e previstos sempre que possível. Para que essa avaliação seja realizada é importante conhecer as características naturais de onde o duto está instalado, como por exemplo: vento, corrente, tempestades, ondas, movimentos tectônicos, entre outros.

6.2 FTA E MATRIZES DE RISCOS - OPÇÃO DE DESCOMISSIONAMENTO POR BOBINA REVERSA

A construção da árvore de falhas para a opção de descomissionamento foi realizada através do *software* “*Top Event FTA – 2017*” e buscou considerar os aspectos técnicos que viessem a ocasionar a falha na operação de descomissionamento.

Entende-se pelos documentos normativos e legislativos que antes de iniciar a operação de descomissionamento, as linhas irão passar por uma inspeção final, a qual determinará seu estado e por conseguinte o tipo de abandono e operações a serem realizadas. Dessa forma, a FTA foi construída adotando-se a premissa de que a falha na operação de descomissionamento por bobina reversa seria resultado de três eventos intermediários: Riscos naturais (M1), falhas durante a operação de descomissionamento (M2) e falha nas operações prévias (M3).

É preciso detalhar a relação do evento intermediário (M3) dado que este é baseado na ocorrência simultânea de outros dois eventos intermediários, sendo eles: Fatores deteriorantes dos dutos (M6) e falha na inspeção final da linha (M7). Essa relação explicita a premissa citada anteriormente, de que antes da operação de descomissionamento ser realizada, uma inspeção final da linha será feita. Dessa forma, só é possível o duto falhar se houver uma falha nessa inspeção, ao mesmo tempo que este apresentar alguma falha estrutural, provocada por algum fator deteriorante ao longo da sua vida útil. As demais relações são estabelecidas de forma simples e são de fácil entendimento através da FTA. As Figuras 17, 18, 19 e 20 representam a árvore de falha construída.

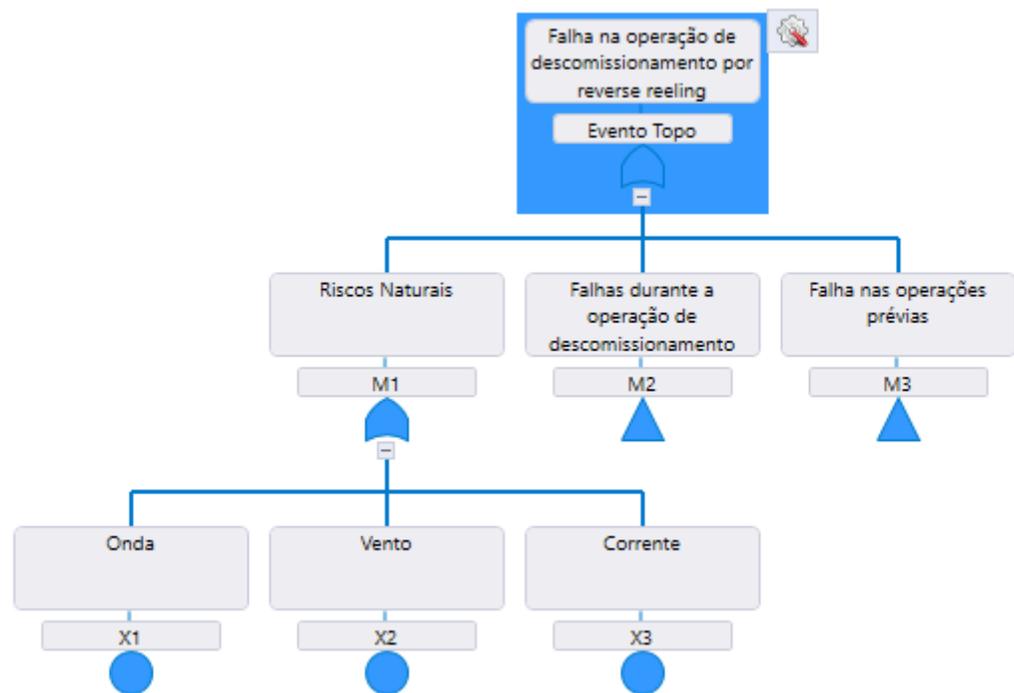


Figura 17 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte I

Fonte: a autora (2018)

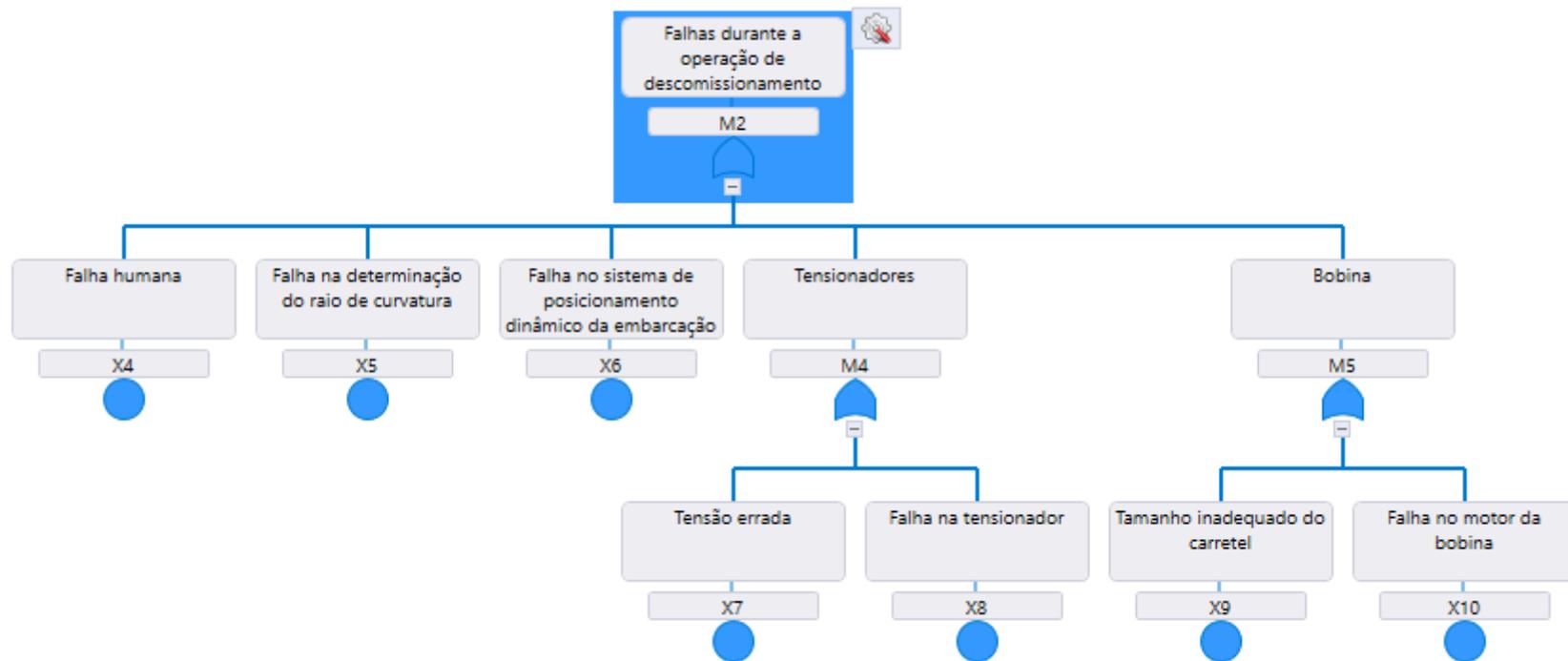


Figura 18 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte II

Fonte: a autora (2018)

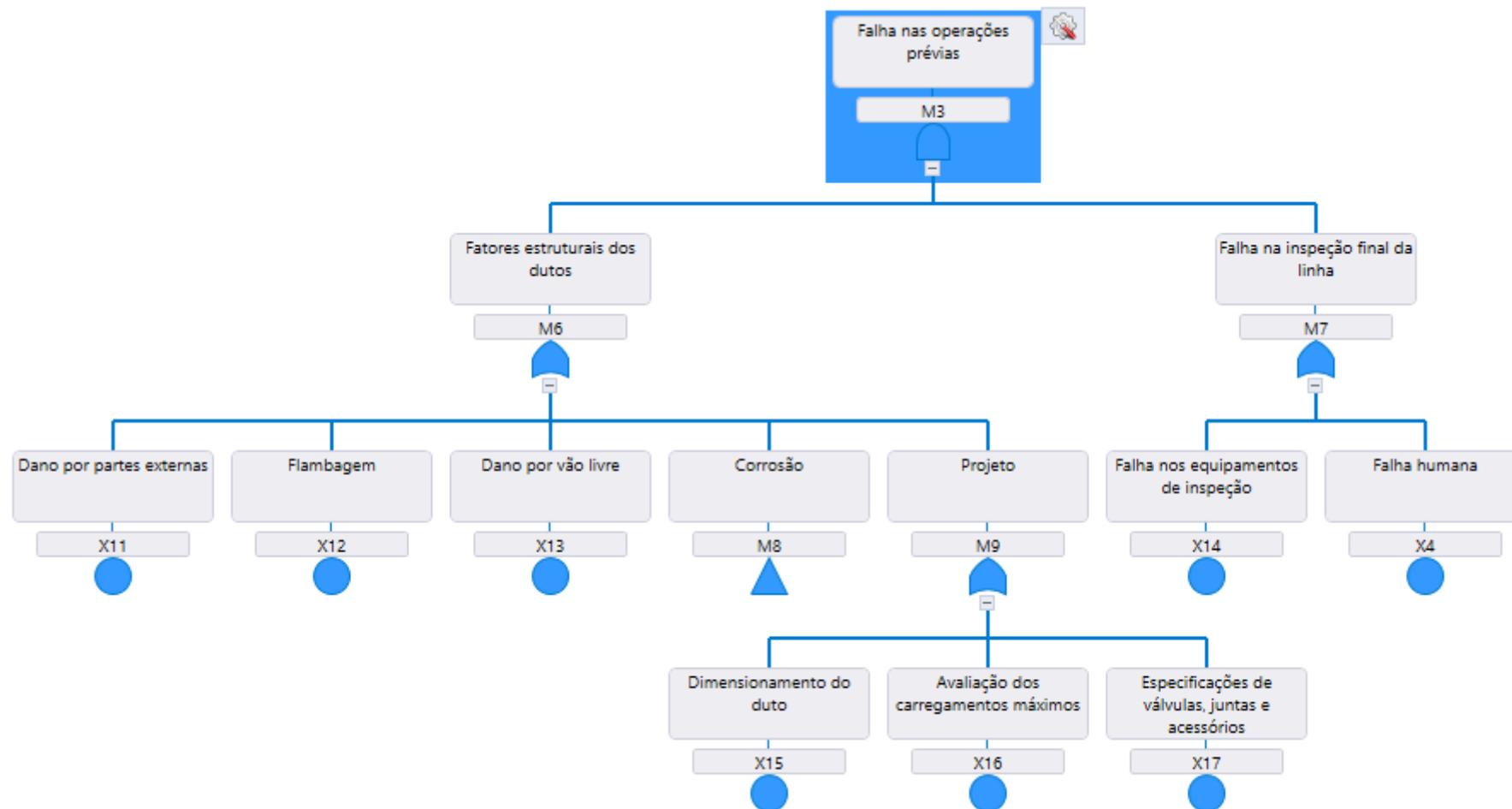


Figura 18 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte III

Fonte: a autora (2018)

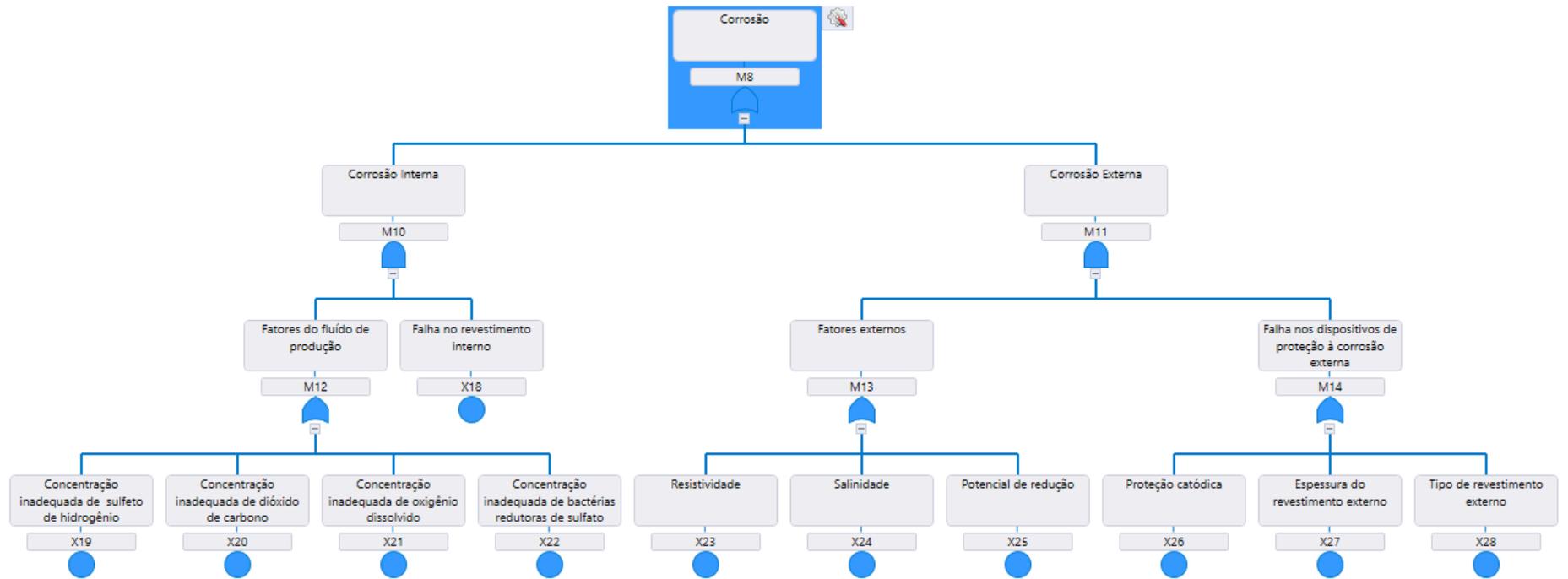


Figura 19 - Árvore de falha para a opção de descomissionamento por bobina reversa - Parte IV

Fonte: a autora (2018)

A análise da árvore apresentada anteriormente, permite identificar um total de catorze eventos intermediários e vinte e oito eventos básicos. A Tabela 15 apresenta a descrição dos eventos intermediários e seus conectores lógicos e a Tabela 16 apresenta a descrição dos eventos básicos.

Tabela 15 - Descrição dos eventos intermediários e dos portões lógicos para a opção de descomissionamento bobina reversa

Fonte: a autora (2018)

Nome	Tipo	Descrição
M1	OU	Riscos Naturais
M2	OU	Falhas durante a operação de descomissionamento
M3	E	Falha nas operações prévias
M4	OU	Tensionadores
M5	OU	Bobina
M6	OU	Fatores estruturais dos dutos
M7	OU	Falha na inspeção final da linha
M8	OU	Corrosão
M9	OU	Projeto
M10	E	Corrosão Interna
M11	E	Corrosão Externa
M12	OU	Fatores do fluido de produção
M13	OU	Fatores externos
M14	OU	Falha nos dispositivos de proteção à corrosão externa

Tabela 16 - Descrição dos eventos básicos para opção de descomissionamento por bobina reversa

Fonte: a autora (2018)

Nome	Descrição	O que significa?
X1	Onda	Tamanho de onda inesperada, maior do que a previsão de onda centenária.
X2	Vento	Parâmetros de vento acima do esperado.
X3	Corrente	Parâmetros de corrente acima do esperado.
X4	Falha humana	Falhas humanas de modo geral, podendo estar relacionadas a erros de procedimento, comunicação, entre outros.
X5	Falha na determinação do raio de curvatura	Falha na determinação do raio e inclinação da rampa de içamento do duto.
X6	Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação	Falha no sistema de posicionamento da embarcação, podendo ocasionar uma movimentação inesperada.
X7	Tensão errada	Aplicação de valores de tensão errada, podendo ser inferiores ou superiores ao valor adequado definido em análise global.
X8	Falha no tensionador	Falha mecânica no tensionador, interrompendo o correto funcionamento deste.
X9	Tamanho inadequado do carretel	Tamanho do carretel incompatível com o diâmetro do duto a ser retirado.
X10	Falha no motor da bobina	Falha mecânica da bobina, interrompendo o correto funcionamento desta.
X11	Danos por partes externas	Danos relacionadas a atividades externas ao duto, como por exemplo: choque com embarcações, âncoras, entre outros.
X12	Flambagem	Falhas resultantes do processo de flambagem sofrido pelo duto.
X13	Dano por vão livre	Falhas nos dutos resultante da formação de vão livre.
X14	Falha nos equipamentos de inspeção	Falha nos equipamentos de avaliação estrutural e de limpeza dos dutos.

X15	Dimensionamento do duto	Falha na determinação da espessura da parede, diâmetro, material, entre outros.
X16	Avaliação dos carregamentos máximos	Determinação equivocada em análise global dos carregamentos máximos suportados pelos dutos.
X17	Especificações de válvulas, juntas e acessórios	Relacionada a falhas nas terminações de fundo e topo do duto, assim como dos equipamentos instalados ao longo das linhas.
X18	Falha no revestimento interno	Determinação equivocada dos parâmetros do revestimento interno, como por exemplo: espessura, material utilizado, entre outros.
X19	Concentração inadequada de sulfeto de hidrogênio	Concentração acima do esperado
X20	Concentração inadequada de dióxido de carbono	Concentração acima do esperado
X21	Concentração inadequada de oxigênio dissolvido	Concentração acima do esperado
X22	Concentração inadequada de bactérias redutoras de sulfato	Concentração acima do esperado
X23	Resistividade	Parâmetros de resistividade inesperados
X24	Salinidade	Parâmetros de salinidade inesperados
X25	Potencial de redução	Parâmetros de potencial de redução inesperados
X26	Proteção catódica	Falha na proteção catódica do duto
X27	Espessura do revestimento externo	Espessura abaixo do parâmetro necessário
X28	Tipo de revestimento externo	Determinação inadequada do material utilizado como revestimento externo.

A partir desta elaboração, é possível determinar a equação representativa do Evento de Topo e seus respectivos cortes mínimos. A equação (4) representa as condições encontradas para que o evento de topo aconteça, sendo sua construção feita através da implementação das regras da álgebra booleana:

$$\begin{aligned}
 \text{Evento Topo (ET)} = & X1 + X2 + X3 + X4 + X5 + X6 + X7 + X8 + \\
 & X9 + X10 + X11.X14 + X12.X14 + X13.X14 + X14.X15 + X14.X16 \\
 & + X14.X17 + X14.X18.X19 + X14.X18.X20 + X14.X18.X21 \\
 & + X14.X18.X22 + X14.X23.X26 + X14.X23.X27 + X14.X23.X28 \\
 & + X14.X24.X26 + X14.X24.X7 + X14.X24.X28 + X14.X25.X26 \\
 & + X14.X25.X27 + X14.X25.X28.
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Assim, são definidos dez cortes mínimos de primeira ordem, seis cortes mínimos de segunda ordem e treze cortes mínimos de terceira ordem. A Tabela 15 apresenta os cortes mínimos encontrados com maiores detalhes.

Tabela 17 - Detalhamento dos cortes mínimos da FTA de descomissionamento por bobina reversa

Fonte: a autora (2018)

Ordem dos cortes mínimos	Cortes mínimos
Cortes mínimos de 1º ordem	X1
	X2
	X3
	X4
	X5
	X6
	X7
	X8
	X9
	X10
Cortes mínimos de 2º ordem	X11.X14
	X12.X14
	X13.X14
	X14.X15
	X14.X16
	X14.X17
Cortes mínimos de 3º ordem	X14.X18.X19
	X14.X18.X20
	X14.X18.X21
	X14.X18.X22
	X14.X23.X26
	X14.X23.X27
	X14.X23.X28
	X14.X24.X26
	X14.X24.X27
	X14.X24.X28
	X14.X25.X26
	X14.X25.X27
	X14.X25.X28

Avaliando os cortes mínimos, pode-se dizer que os eventos X1, X2, X3, X4, X5, X6, X7, X8, X9 e X10 são eventos cruciais para a falha na operação de descomissionamento por bobina reversa. Isto porque, eles sozinhos são capazes de ocasionar a falha do sistema. Dessa forma, esses eventos serão pré-selecionados para a elaboração das matrizes de riscos.

- **Matrizes de Risco**

As matrizes de risco englobam os eventos básicos críticos de primeira ordem identificados através da utilização da FTA. Uma vez identificados, esses eventos serão avaliados para dois cenários distintos: águas rasas e águas profundas.

A utilização desses dois cenários busca implementar a segmentação dinâmica na análise, baseada em riscos “constantes”. É preciso evidenciar que cada campo ou poço a ser descomissionado apresentará características distintas, de modo que a avaliação realizada nesse trabalho é uma extrapolação da condição real. Essa extrapolação permite a elaboração de uma visão geral sobre o processo de descomissionamento, auxiliando como guia e na tomada de decisões.

Como comentado anteriormente os eventos críticos analisados nesta etapa são provenientes dos resultados obtidos através da FTA. Os eventos de Onda (X1), Vento (X2) e Corrente (X3) foram retirados dessa análise apesar de serem identificados como eventos críticos. Isto deve-se ao fato de que as características desses eventos são de alta especificidade, variando de acordo com cada região e campo a ser estudado. Dessa forma, considerou-se que a generalização desses eventos poderia gerar resultados controversos, sendo então descartados.

Como descrito anteriormente, os níveis associados a probabilidade e severidade foram determinados pela autora com base em um longo estudo bibliográfico, o qual foi apresentado nos capítulos anteriores. Assim, as Tabelas 18 e 19 apresentam as matrizes de risco para os cenários de águas rasas e seus índices de risco, respectivamente, e as Tabelas 20 e 21 apresentam as matrizes de risco para os cenários de águas profundas e seus índices de risco, respectivamente.

Tabela 18 - Matriz de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas rasas

Fonte: a autora (2018)

Cenário 1: Águas Rasas				
Evento Crítico	Níveis de probabilidade de risco		Níveis de severidade	
	Descrição	Nível	Descrição	Nível
Falha humana	Provável	B	Catastrófica	1
Falha na determinação do raio de curvatura	Improvável	E	Catastrófica	1
Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação	Provável	B	Catastrófica	1
Tensão errada	Improvável	E	Catastrófica	1
Falha no tensionador	Provável	B	Catastrófica	1
Tamanho inadequado do carretel	Remota	D	Crítica	2
Falha no motor da bobina	Provável	B	Crítica	2

Tabela 19 - Índices de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas rasas

Fonte: a autora (2018)

Index de risco – Descomissionamento por bobina reversa em águas rasas		
Classificação	Critérios	Eventos Críticos Correspondentes
1A, 1B, 1C, 2A, 2B, 3A	Inaceitável – mudanças devem ser feitas	<ul style="list-style-type: none"> Falha humana (1B) Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação (1B) Falha no tensionador (1B) Falha no motor da bobina (2B)
1D, 2C, 2D, 3B, 3C	Indesejável – mudanças devem ser feitas se possível	<ul style="list-style-type: none"> Tamanho inadequado do carretel (2D).
1E, 2E, 3D, 3E, 4A, 4B	Aceitável – com revisão	<ul style="list-style-type: none"> Falha na determinação do raio de curvatura (1E) Tensão errada (1E)
4C, 4D, 4E	Aceitável - sem revisão	<ul style="list-style-type: none"> Não foram encontrados eventos para essa classificação

Tabela 20 - Matriz de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas profundas

Fonte: a autora (2018)

Cenário 2: Águas Profundas				
Evento Crítico	Níveis de probabilidade de risco		Níveis de severidade	
	Descrição	Nível	Descrição	Nível
Falha humana	Provável	B	Catastrófica	1
Falha na determinação do raio de curvatura	Improvável	E	Crítica	2
Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação	Provável	B	Crítica	2
Tensão errada	Improvável	E	Crítica	2
Falha no tensionador	Provável	B	Catastrófica	1
Tamanho inadequado do carretel	Remota	D	Crítica	2
Falha no motor da bobina	Provável	B	Crítica	2

Tabela 21 - Índice de risco para o descomissionamento por bobina reversa em águas profundas

Fonte: a autora (2018)

Index de risco – Descomissionamento por bobina reversa em águas profundas		
Classificação	Critérios	Eventos Críticos Correspondentes
1A, 1B, 1C, 2A, 2B, 3A	Inaceitável – mudanças devem ser feitas	<ul style="list-style-type: none"> Falha humana (1B) Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação (2B) Falha no tensionador (1B) Falha no motor da bobina (2B)
1D, 2C, 2D, 3B, 3C	Indesejável – mudanças devem ser feitas se possível	<ul style="list-style-type: none"> Tamanho inadequado do carretel (2D)
1E, 2E, 3D, 3E, 4A, 4B	Aceitável – com revisão	<ul style="list-style-type: none"> Falha na determinação do raio de curvatura (2E) Tensão errada (2E)
4C, 4D, 4E	Aceitável - sem revisão	<ul style="list-style-type: none"> Não foram encontrados eventos para essa classificação.

Pode-se observar através das Tabelas 18 e 20 que alguns eventos possuem a mesma probabilidade e severidade em ambos os cenários, sendo eles: Falha humana, Falha no Tensionador, Falha no motor da bobina e Tamanho inadequado do carretel. Porém os demais eventos diferem quanto a severidade de seus impactos, sendo eles: Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação, Falha na determinação do raio de curvatura e Tensão errada. Isto deve-se ao fato de que durante o processo de içamento dos dutos, as linhas estarão sujeitas a maiores carregamentos em águas rasas do que em águas profundas, considerando-se os mesmos parâmetros de variações de deslocamento e tensões.

Os eventos classificados como: Falha no sistema de posicionamento dinâmico da embarcação, Falha no tensionador e Falha no motor da bobina, tiveram seus níveis de probabilidade de risco classificados como prováveis, devido ao fato de serem sistemas que apresentam falhas no caso de panes elétricas - as quais são prováveis de acontecer em qualquer operação.

Por fim, pode-se observar de acordo com as Tabelas 19 e 21 que apesar de alguns eventos apresentarem classificações diferentes, obteve-se o mesmo índice de risco para águas rasas e para águas profundas. No total foram identificados três critérios de riscos para esta opção, sendo eles: Inaceitáveis (no qual mudanças devem ser feitas); Indesejáveis (mudanças devem ser feitas se possíveis) e Aceitáveis (mas que precisam de revisão).

Esses critérios refletem não só o alto grau de complexidade da operação de descomissionamento por bobina reversa, como evidenciam a fragilidade da operação ao lidar com alto grau de incerteza das condições estruturais dos dutos que serão içados. Por isso, deve-se investir não só nas tecnologias e equipamentos para retiradas dessas linhas, como também em soluções que consigam determinar de forma mais eficaz e precisa as condições desses dutos.

6.3 FTA E MATRIZES DE RISCOS - OPÇÃO DE ABANDONO

As principais considerações para esta opção de descomissionamento são: o estado atual do duto e o estado futuro do duto. O estado atual do duto consiste em determinar se o duto está corretamente entrincheirado e/ou soterrado, as partes expostas e as operações de reestruturação da linha para condições seguras. Já o estado futuro do

duto consiste no maior desafio atual, que é determinar as condições de estabilidade do abandono e de não contaminação do meio ambiente por tempo indeterminado.

Por ser uma atividade recente, não existe hoje um consenso a respeito sobre o tempo que aquele duto deverá ser mantido sob supervisão, os tipos de manutenção que a linha irá demandar e principalmente sobre qual será o real ciclo de vida⁷ daquele duto.

Assim, a construção da árvore de falhas para a opção de abandono foi realizada através do *software* “*Top Event FTA – 2017*” e buscou considerar os aspectos que viessem à ocasionar a falha no abandono do duto, o que inclui as operações como análise da condição inicial do duto, limpeza da linha e controle dessa linha ao longo dos anos. A Figura 21, apresenta a árvore de falhas construídas para a opção de abandono.

⁷ “Avaliação do Ciclo de Vida é uma técnica para avaliação dos aspectos ambientais e dos impactos potenciais associados a um produto, compreendendo as etapas que vão desde a retirada da natureza das matérias-primas elementares que entram no processo produtivo até a disposição do produto final, abordando parâmetros como: produção de energia, fluxograma das atividades, transporte, consumo de energia não renovável, impactos relacionados com o uso ou aproveitamento de subprodutos, reuso do produto e questões relacionadas à disposição, recuperação ou reciclagem de resíduos e embalagens” (ASSIS, p.26, 2009).

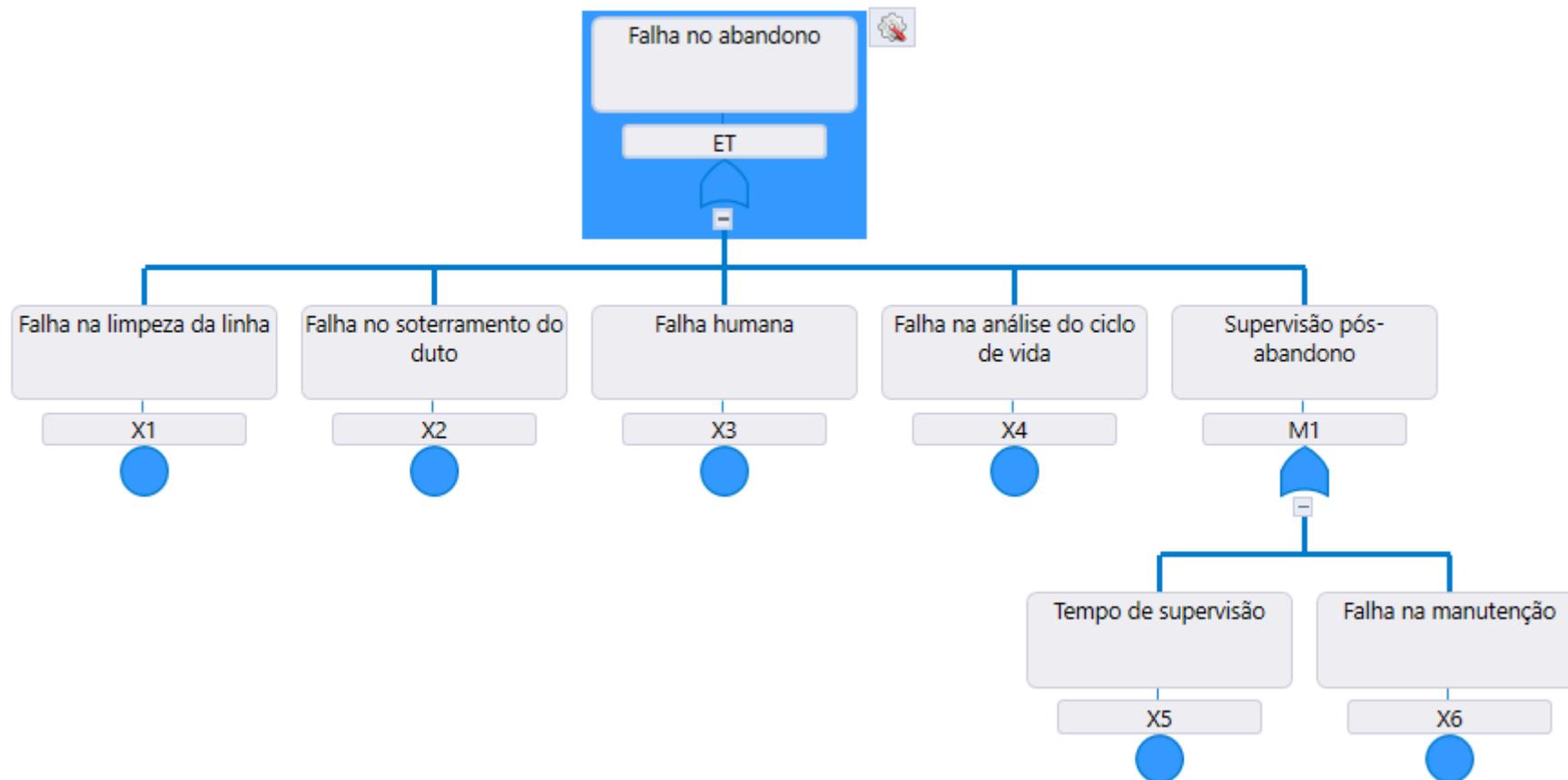


Figura 20 - Árvore de falha para opção de abandono
Fonte: a autora (2018)

A análise da árvore apresentada anteriormente, permite identificar um total de um evento intermediário e seis eventos básicos. A Tabela 22 apresenta a descrição do evento intermediário e seu conector lógico e a Tabela 23 apresenta a descrição dos eventos básicos.

Tabela 22 - Descrição dos eventos intermediários e dos portões lógicos para a opção de abandono

Fonte: a autora (2018)

Nome	Tipo	Descrição
M1	OU	Supervisão pós-abandono

Tabela 23 - Descrição dos eventos básicos para opção de abandono

Fonte: a autora (2018)

Nome	Descrição	O que significa?
X1	Falha na limpeza da linha	Falha nas operações de limpeza da linha, seja nas operações de limpeza química ou de limpeza bidirecional.
X2	Falha no soterramento do duto	Falha no processo de soterramento do duto.
X3	Falha humana	Falhas humanas de modo geral, podendo estar relacionadas a erros de procedimento, comunicação, entre outros.
X4	Falha na análise do ciclo de vida	Falha na determinação do ciclo de vida das linhas, sendo avaliado neste caso, análises incorretas sobre a degradação dos materiais, seus contaminantes, sua reutilização ou reciclagem.
X5	Tempo de supervisão	Determinação ineficiente do tempo que as linhas devem sofrer supervisão e monitoramento, a fim de avaliar suas condições estruturais e a liberação de contaminantes para o meio marinho.
X6	Falha na manutenção	Falha nas operações de manutenção da linha e, por conseguinte das suas condições de segurança.

A partir desta elaboração, é possível determinar a equação representativa do Evento de Topo e seus respectivos cortes mínimos. A Equação (5) representa as condições encontradas para que o evento de topo aconteça, sendo sua construção feita através da implementação das regras da álgebra booleana:

$$\text{Evento Topo (ET)} = X1 + X2 + X3 + X4 + X5 + X6. \quad (5)$$

Assim, são definidos sete cortes mínimos de primeira ordem. A Tabela 24 apresenta os cortes mínimos encontrados com maiores detalhes.

Tabela 24 - Detalhamento dos cortes mínimos da FTA da opção de abandono

Fonte: a autora (2018)

Ordem dos cortes mínimos	Cortes mínimos
Cortes mínimos de 1º ordem	X1
	X2
	X3
	X4
	X5
	X6

Avaliando os cortes mínimos, pode-se dizer que os eventos X1, X2, X3, X4, X5, X6, são eventos cruciais para a falha na operação de descomissionamento por abandono. Isto porque, eles sozinhos são capazes de ocasionar a falha do sistema. Dessa forma, esses eventos serão pré-selecionados para a elaboração das matrizes de riscos.

Assim, as Tabelas 24 e 25 apresentam a matriz de risco para os cenários de águas rasas e seus índices de risco, respectivamente; e as Tabelas 26 e 27 apresentam a matriz de risco para os cenários de águas profundas e seus índices de risco, respectivamente.

Tabela 24 - Matriz de risco para o descomissionamento por abandono em águas rasas.

Fonte: a autora (2018)

Cenário 1: Águas Rasas				
Evento Crítico	Níveis de probabilidade de risco		Níveis de severidade	
	Descrição	Nível	Descrição	Nível
Falha na limpeza da linha	Pouco provável	C	Marginal	3
Falha no soterramento do duto	Remota	D	Crítica	2
Falha humana	Frequente	A	Catastrófica	1
Falha na análise do ciclo de vida	Provável	B	Marginal	3
Tempo de supervisão	Provável	B	Marginal	3
Falha na manutenção	Pouco provável	C	Marginal	3

Tabela 25 - Índice de risco para o descomissionamento por abandono em águas rasas

Fonte: a autora (2018)

Index de risco – Descomissionamento por abandono em águas rasas		
Classificação	Critérios	Eventos Críticos Correspondentes
1A, 1B, 1C, 2A, 2B, 3A	Inaceitável – mudanças devem ser feitas	<ul style="list-style-type: none"> Falha humana (1A)
1D, 2C, 2D, 3B, 3C	Indesejável – mudanças devem ser feitas se possível	<ul style="list-style-type: none"> Falha na limpeza da linha (3C) Falha no soterramento do duto (2D) Tempo de supervisão (3B) Falha na manutenção (3C) Falha na análise do ciclo de vida (3B)
1E, 2E, 3D, 3E, 4A, 4B	Aceitável – com revisão	<ul style="list-style-type: none"> Não foram encontrados eventos para essa classificação.
4C, 4D, 4E	Aceitável - sem revisão	<ul style="list-style-type: none"> Não foram encontrados eventos para essa classificação.

Tabela 26 - Matriz de risco para o descomissionamento por abandono em águas profundas

Fonte: a autora (2018)

Cenário 2: Águas Profundas				
Evento Crítico	Níveis de probabilidade de risco		Níveis de severidade	
	Descrição	Nível	Descrição	Nível
Falha na limpeza da linha	Pouco provável	C	Marginal	3
Falha no soterramento do duto	Remota	D	Negligenciável	4
Falha humana	Frequente	A	Crítica	2
Falha na análise do ciclo de vida	Provável	B	Marginal	3
Tempo de supervisão	Provável	B	Marginal	3
Falha na manutenção	Pouco provável	C	Marginal	3

Tabela 27 - Índice de risco para o descomissionamento por abandono em águas profundas.

Fonte: a autora (2018)

Index de risco – Descomissionamento por abandono em águas profundas		
Classificação	Critérios	Eventos Críticos Correspondentes
1A, 1B, 1C, 2A, 2B, 3A	Inaceitável – mudanças devem ser feitas	<ul style="list-style-type: none"> Falha humana (2A)
1D, 2C, 2D, 3B, 3C	Indesejável – mudanças devem ser feitas se possível	<ul style="list-style-type: none"> Falha na limpeza da linha (3C) Tempo de supervisão (3B) Falha na manutenção (3C) Falha na análise do ciclo de vida (3C)
1E, 2E, 3D, 3E, 4A, 4B	Aceitável – com revisão	<ul style="list-style-type: none"> Não foram encontrados eventos para essa classificação.
4C, 4D, 4E	Aceitável - sem revisão	<ul style="list-style-type: none"> Falha no soterramento do duto (4D)

Avaliando-se as Tabelas 24 e 26 é possível perceber que foram atribuídas severidades diferentes para os seguintes eventos: Falha no soterramento do duto (X2) e Falha humana (X3). Isto deve-se ao fato de que as falhas no evento X2 são de maior criticidade em águas rasas pois podem prejudicar ou causar um acidente em pescas de arrasto, o que não vem a acontecer em águas profundas. Já o evento X3 foi considerado de maior criticidade em águas rasas pois envolve operações com

mergulhadores (podendo ocasionar óbito), enquanto em águas profundas utilizam-se ROV'S.

Os eventos: Falha na análise do ciclo de vida (X4) e Tempo de supervisão (X5) foram classificados como prováveis de acontecer devido ao grau de incertezas e a falta de consolidação de um parâmetro por parte da indústria e das autoridades envolvidas. Como comentado anteriormente, esses parâmetros ainda são especulados e só o tempo e as experiências adquiridas comprovarão seus erros e acertos, ou seja, devido a sua característica inicial de desenvolvimento postulou-se que é provável que existirão falhas até sua consolidação.

Por último, as Tabelas 25 e 27 apresentam os índices de risco dos cenários de águas rasas e águas profundas. No caso do cenário de águas rasas, identificou-se dois critérios de risco, sendo eles: Inaceitável – com um evento crítico correspondente; e Indesejável – com cinco eventos críticos correspondentes. Já para o cenário de águas profundas, identificou-se três critérios de risco: Inaceitável – com um evento crítico correspondente; Indesejável – com quatro eventos críticos correspondentes e Aceitável, sem revisão – com um evento crítico correspondente.

Ou seja, observa-se que o cenário de águas profundas apresenta menor criticidade para a opção de abandono, isto porque este cenário não se encontra exposto as atividades de pesca de arrasto.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho consistiu na identificação dos eventos críticos de falha para as opções de descomissionamento por bobina reversa e por abandono, e por conseguinte na elaboração dos índices de riscos desses eventos, de modo a determinar o nível de suas aceitações, com base na frequência de suas ocorrências e na severidade de seus impactos.

Dessa forma, este capítulo busca apresentar as principais conclusões desse estudo, assim como suas principais contribuições para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1 CONCLUSÕES

A etapa de descomissionamento é considerada atualmente como uma das etapas mais complexas da cadeia de petróleo, visto a demanda de recursos financeiros, tecnológicos, ambientais e humanos utilizados, somados ao alto grau de incertezas envolvido no processo. Por sua vez, o descomissionamento de dutos submarinos representa um desafio a mais, uma vez que representam longos quilômetros de linhas instaladas, nos mais diferentes cenários, com condições ambientais e de operação completamente diferentes.

Dessa forma, o desenvolvimento deste trabalho traz a luz problemas e dificuldades do setor que podem ser identificados desde a apresentação da revisão bibliográfica (Capítulos II e III), até o desenvolvimento das análises de riscos (Capítulo IV). Sendo assim, as principais conclusões e possíveis contribuições deste trabalho serão apresentadas a seguir, agrupadas por seus temas centrais:

a) Legislação Brasileira

Nota-se que o Brasil ainda apresenta um grande hiato na suas legislações e normas regulamentadoras referentes a etapa de descomissionamento. A criação de uma Licença de descomissionamento ou de desativação talvez pudesse representar um ganho significativo para o país, uma vez que iria determinar os principais requisitos a serem cumpridos. Ademais, esta licença poderia estar atrelada e condicionada a

aprovação do Plano de desativação (o qual já se faz necessário, como apresentado na resolução 17/2015 da ANP).

Ao mesmo tempo, é importante salientar para a incorporação de conhecimentos das regiões que já estão com um processo de descomissionamento mais avançado, como é o caso do Mar do Norte e do Golfo do México. A troca de experiências e a adaptações de técnicas e procedimentos condizentes com a realidade brasileira poderia reduzir as falhas técnicas e as perdas econômicas.

b) Impactos Ambientais

Os impactos ambientais precisam ser estudados de forma mais profunda. Ainda não existe um consenso a respeito dos efeitos da retirada ou do abandono das estruturas e muito menos a respeito dos efeitos cumulativos dessas operações. Por serem análises difíceis de serem quantificadas, as empresas e órgãos responsáveis não possuem um parâmetro comparável dos impactos das principais opções de descomissionamento, prevalecendo assim a viabilidade econômica como fator determinante para escolha da melhor opção de projeto.

No caso da opção de abandono existe ainda um alto grau de incerteza de seus reais benefícios, visto que se sabe muito pouco sobre quanto tempo esses equipamentos devem ser monitorados e sobre o grau de decomposição e contaminação do meio ambiente por esses materiais ao longo dos anos. Especula-se hoje que esses materiais poderiam se degradar em diversos pedaços com impactos que vão desde a contaminação da cadeia alimentar como a formação de lixões em alto mar.

c) Índices de Risco

Os índices de riscos foram elaborados com base nos eventos críticos identificados pela Árvore de falhas e de acordo com os cenários de águas rasas e águas profundas. A Tabela 28 apresenta um resumo dos fatores encontrados para as opções de remoção e abandono e seus respectivos cenários:

Tabela 28 - Resumo dos índices de risco de acordo com a opção de descomissionamento e com os cenários

Fonte: a autora (2018)

Índice de riscos	Remoção por bobina reversa – Águas rasas	Remoção por bobina reversa – Águas profundas	Abandono – Águas rasas	Abandono – Águas profundas
Inaceitável	4 eventos críticos	4 eventos críticos	1 evento críticos	1 evento críticos
Indesejável	1 evento crítico	1 evento crítico	5 eventos crítico	4 eventos crítico
Aceitável – com revisão	2 eventos críticos	2 eventos críticos	0 eventos críticos	2 eventos críticos
Aceitável – sem revisão	0 eventos críticos	0 eventos críticos	0 eventos críticos	1 evento críticos

Evidenciando que as análises foram feitas com enfoques nos riscos técnicos, é possível observar de acordo com a Tabela 28 que a opção de remoção por bobina reversa apresenta quatro eventos críticos como “Inaceitáveis”, contra um único evento crítico identificado pela opção de abandono. Desta forma, do ponto de vista técnico a opção de abandono é considerada como mais segura. Isto deve-se ao fato da grande dificuldade em mensurar a integridade do duto e dos riscos associados à essas incertezas. Ademais, por serem operações de remoção são consideradas operações ainda em desenvolvimento no segmento de óleo e gás, não apresentando portanto, procedimentos e tecnologias consolidadas.

Quanto aos cenários de águas rasas e águas profundas, pode-se observar que para a opção de descomissionamento por bobina reversa os índices de riscos foram os mesmos. Já para a opção de abandono, o cenário de águas profundas mostrou-se uma opção mais segura, apresentando quatro eventos críticos como “Indesejáveis” – contra cinco eventos críticos identificados para o cenário de águas rasas. Isto deve-se a existência da atividade de pesca de arrasto, o qual irá aumentar os riscos em águas rasas.

7.2 TRABALHOS FUTUROS

Como apresentado ao longo deste trabalho, as atividades de descomissionamento são atividades “recentes” da cadeia de óleo e gás, apresentando ainda um longo caminho de desenvolvimento. Assim, dado a característica técnica deste estudo, as principais considerações a serem feitas dizem respeito ao desenvolvimento de estudos nas áreas ambiental, financeira e social, considerando alguns aspectos como:

- Avaliação Ambiental: deverá ser realizada uma avaliação comparada das opções de descomissionamento e os impactos ambientais para cada uma delas, ressaltando-se os aspectos cumulativos desses projetos.
- Avaliação Financeira: além do estudo de viabilidade técnico-econômico, é importante considerar que a medida que novas tecnologias forem se desenvolvendo e que novos prestadores de serviços forem surgindo, os custos das operações de descomissionamento deverão ser reduzidos. Dessa forma, ainda que na atual fase os custos sejam um fator determinante, estes não devem ser encarados como fatores limitantes para todos os projetos.
- Avaliação social: deve-se avaliar os impactos das diferentes opções de descomissionamento à sociedade. Essa avaliação deverá considerar os impactos provocados ao uso do mar (atividades pesqueiras, navegação, recreação), assim como os impactos provocados para a população atingida em casos de desastres ambientais, risco de acidentes e até mesmo o desenvolvimento econômico que a atividade de descomissionamento poderá gerar.

Por fim, enfatiza-se a necessidade do desenvolvimento de análises de riscos semiquantitativas e quantitativas, auxiliadas pela criação e divulgação de bancos de falhas e acidentes. Esses estudos irão permitir uma melhor avaliação do risco, assim como poderão ser utilizados como base na criação de uma metodologia de avaliação da melhor opção de descomissionamento.

Referências Bibliográficas

AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 27, de 18 de outubro de 2006. **Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações**, D.O.U. 19/10/2006, Rio de Janeiro, 2006.

ASSIS, B.B., Avaliação do ciclo de vida do produto como ferramenta para o desenvolvimento sustentável. Trabalho de conclusão de curso. Departamento de Engenharia de Produção. Universidade Federal de Juiz de Fora, 2009.

BAI, Y., **Pipeline and Risers**. Elsevier Ocean Engineering Book Series, 1. Ed. Vol 3. New York, Elsevier Inc, 2001.

BAPTISTA, M. P. **Abordagens de riscos em barragens de aterro**. Tese de doutorado. Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, 2008.

BARANAUSKAS, J.A., Apostila de álgebra booleana e simplificações de circuitos lógicos. Departamento de computação e Matemática - FFCLRP-USP, [s.d].

BEN-DAYA, M., **Failure Mode and Effect Analysis**. In: Ben-Daya M., Duffuaa S., Raouf A., Knezevic J., Ait-Kadi D. (eds) Handbook of Maintenance Management and Engineering. Springer, London, 2009.

BRAESTRUP. M., **Desing and Installation of Marine Pipelines**. 1. ed. [s.l] Blackwell Science and Asme Press, 2005.

BRASIL., Agência Nacional De Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. PORTARIA Nº 25, de 6 de Março de 2002. Aprova o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás. Publicada no DOU de 07 de Março de 2002.

_____, Agência Nacional De Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. RESOLUÇÃO Nº 27, de 18 de Outubro de 2006. Dispõe sobre o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações e especifica condições para Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção. Publicada no DOU de 19 de Outubro de 2006.

_____, Agência Nacional De Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. RESOLUÇÃO Nº 17, de 18 de Março de 2015. Aprova os Regulamentos Técnico dos Planos de Desenvolvimento para Campos de Petróleo e Gás Natural de Grande e Pequena Produção. Publicada no DOU de 20 de Março de 2015 e Retificada no DOU de 23 de Abril de 2015.

_____, Agência Nacional De Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. RESOLUÇÃO Nº 41, de 09 de Outubro de 2015. Aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS. Publicada no DOU de 13 de Outubro de 2015.

_____, Conselho Nacional do Meio Ambiental. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 23, de 7 de dezembro de 1994. Institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. Publicada no DOU nº 248, de 30 de dezembro de 1994.

_____. Conselho Nacional do Meio Ambiente. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 237, de 19 de dezembro de 1997. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental. Publicada no DOU nº 247, de 22 de dezembro de 1997.

_____. Conselho Nacional do Meio Ambiente. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 350, de 6 de Julho de 2004. Dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição. Publicada no DOU nº 161, de 20 de agosto de 2004, Seção 1, páginas 80-81.

DECC, Offshore Decommissioning Unit of Department of energy and Climate Change. Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998. Aberdeen, 2011.

DNV, Apostila do Curso sobre Estudo de Análise de Riscos e Programa de Gerenciamento de Riscos. [s.l.], 2006.

DEPARTMENT OF DEFENSE, Military Standard 882E, 2012.

EKINS, P., VANNER, R., FIREBRACE, J., **Decommissioning Scenarios: A comparative assessment using flow analysis**. A Methodology for Measuring Sectoral Sustainable Development and its application to the UK oil & gas sector. s.l. : Policy Studies Institute, 2005.

FERNÁNDEZ, E., *et al.* Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa. Rio de Janeiro. Lexikon, 2009.

HIS MARKIT, **Offshore Decommissioning Study Report**, 2016.

HSE., **Evaluation of the human contribution to pipework and in-line equipment failure frequencies**. HSE contract research report nº 15, 1989.

HSE, **Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations**. Offshore Information Sheet No. 3/2006. [s.l.], 2006.

HSE, **A guide to the pipeline Safety Regulations 1996**. Disponível em: <http://www.hse.gov.uk/pUbns/priced/182.pdf>. Acesso em: 14 de Julho de 2017.

IBAMA., Descomissionamento de Empreendimentos *Offshore* de Produção de Hidrocarbonetos: ponto de vista do órgão ambiental licenciador. Workshop sobre desativação de instalações marítimas. Rio de Janeiro, 2016.

_____. Licenciamento Ambiental das atividades marítimas de petróleo e gás. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>. Acesso em: 31 de Julho de 2017

IOGP., **Riser & Pipeline release frequencies**. Risk Assessment Data Directory – Report nº 434-4. 2010.

IMO, **IMO RESOLUTION A. 672**: Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone. 1989. Disponível em: http://www.imo.org/environment/mainframe.asp?topic_id=1026 . Acesso em: 12 de Julho de 2017.

JACOVAZZO, B. M.; Ferramentas Numéricas Para Análise de Operações de Lançamento de Dutos Offshore. Dissertação de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

LI, X., CHEN, G., ZHU H., Quantitative risk analysis on leakage failure of submarine oil and gas pipeline using Bayesian network. **Journal of Process Safety and Environmental Protection**, v 103, p. 163-173, 2016.

LUCZYNSKI, E., Os Condicionantes para o Abandono das Plataformas Offshore após o encerramento da produção. Tese de Doutorado. Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. 2002

MORAIS, J., **Petróleo em Águas Profundas**: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção *offshore*. 1.ed. Brasília, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2013.

MUHLBAUER, W. K. **Pipeline Risk Management Manual**. 3. ed. Houston, Gulf Professional Publishing - Elsevier Inc, 2004.

NASCIMENTO, J.L., Álgebra booleana e circuitos lógicos. Universidade Federal de São Carlos, 2001. Disponível em: <http://www.inf.ufsc.br/~j.guntzel/isd/isd2.pdf> . Acesso em: 22 de Novembro de 2017.

OREDA HANDBOOK, “Offshore Reliability Data”, Handbook, 4th Edition, Det Norske Veritas-DNV, 2002.

OSMUNDTSEN, P., TVETERÅS, R., Decommissioning of petroleum installations – major policy issues. Energy policy , 31, p. 1579 – 1588, 2003

OSPAR., **Introduction about OSPAR**. Disponível em: <https://www.ospar.org/about>. Acesso em: 14 de Julho de 2017.

_____. **OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations**. Sintra. 22-23 de Julho de 1998.

PALMER, A., KING, A., **Subsea Pipeline Engineering**. 2. ed. Cambridge, Pennwell, 2008.

PETROBRAS, **Descomissionamento de Sistemas Offshore de Produção de Óleo e Gás**: Critérios de Desição para a Permanência/Remoção de Instalações – 2016a Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81749>. Acesso em 05 de Julho de 2017.

_____. **Reservas Provadas da Petrobras em 2016**. 2016b. Disponível em: <<http://files.investidorpetrobras.com.br/documento/Fato-Relevante-Reservas-2016-Portugues.pdf>>. Acesso em: 05 de Julho de 2017.

PRADO, D., **Desmobilização de Dutos em Sistemas Marítimos de Produção de Petróleo**: Uma Proposta de Método de Suporte ao Planejamento. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

SANDERS, M.S.; McCORMICK, E. J. **Human Error, Accidents, and Safety**. In: Human Factors in Engineering and Projeto. 7th ed. New York: McGraw-Hill, 1993.

TIAN, H., *et al.*, **Application of Fault Tree Analysis in the Reliability Analysis of Oil-Gas Long Pipeline**. ICPTT, Better Pipeline Infrastructure for a Better Life, 2012.

TNO, Red Book: **Methods for determining and processing probabilities**. Publication Series on Dangerous Substances 4 (PGS 4). Second edition, 1997.

TOP EVENT FTA, Fault Tree Analysis Software, Reliotech, 2017.

UK., Decommissioning of Pipelines in the North Sea Region 2013. s.l. : UK Oil and Gas Industry Association Limited, 2013

UN, United Nations. **United Nations Convention on the Law of the Sea**. United Nations Audiovisual Library International Law. Disponível em: http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf. Acesso em: 12 de Julho de 2017.

VESSEL TRACKER. Fotografia da embarcação Apache II. Disponível em: <https://www.vesseltracker.com/de/ShipPhotos/1286006-APACHE%20II-1286006.html>. Acesso em 16 de Agosto de 2017.

VINCOLI, J.W.; Basic Guide to System Safety. Second Edition, Florida, Wiley-Interscience. 2006.

YUHUA, D.; DATAO, Y. Estimation of failure probability of oil and gas transmission pipeline by fuzzy fault tree analysis. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 18, n. 2, p. 83–88, 2005.