

## **Análise de Confiabilidade em *Downtime* de Sonda de Perfuração: O Método Bow-Tie**

Eng. Mateus de Almeida Belan -Engenheiro de Produção – UFF -Universidade Federal Fluminense

Eng. Carlos Frederico Barros - LABRISK - Laboratório de Engenharia de Alta Complexidade - Riscos Tecnológicos e Ambientais UFF - Universidade Federal Fluminense

### **RESUMO**

O mercado óleo e gás mundial sofre atualmente com a crise do petróleo e se tratando do Brasil, o agravamento do setor devido com a crise política. As empresas que prestam serviço de perfuração de poços de petróleo, diante de todo o cenário atual, necessitam prestar um serviço de alta qualidade e pontualidade da entrega do poço perfurado para manter seus contratos ativos, evitando ocorrência de *downtime* por falha de equipamentos. O objetivo desse estudo foi realizar análises quanto aos *downtimes* por falha de equipamentos críticos de unidade de perfuração de poços de petróleo e promover uma análise de risco sobre o mesmo, buscando a otimização do tempo operacional da sonda. Para isso foram utilizados ferramentas e conceitos da qualidade, confiabilidade de sistemas e a aplicação do método de gestão de risco *Bow-tie*. Como resultado obteve-se o levantamento de equipamentos críticos através de dados históricos em um horizonte de quatro anos, o conhecimento e priorização do equipamento e seu componente crítico pertinente a ser estudado para a organização, o estudo sobre sua confiabilidade operacional por meio de cálculo de taxas de falha em função do tempo e a proposta de gerenciamento de risco com o intuito de manter a continuidade operacional do equipamento e consequentemente da unidade de perfuração, obtendo a satisfação do cliente pelo serviço prestado.

**Palavras-chave:** *Downtime*, gestão de risco. Bow-tie, perfuração, *blowout preventer*

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1. Considerações Iniciais**

O petróleo é de vital importância para a sociedade devido a ser utilizado para diversos fins, constituindo um dos principais insumos para geração de energia e produtos com diversas aplicações em diferentes tipos de mercado. O consumo de energia, conforme os resultados do estudo realizados para o período de 2005 a 2030 [1], indica que demanda energética no Brasil apresentará taxas superiores às das últimas décadas especialmente as fontes não renováveis como o petróleo e o gás natural.

Uma das principais etapas para iniciar a extração de óleo e gás e executar o processamento no ambiente offshore é descobrir áreas com potencial de acúmulo do mineral na rocha reservatório e desenvolver o processo de perfuração por meio de plataformas tipo sonda. Sadeghi [2] indica que diferentes tipos de plataformas de petróleo offshore podem ser usadas dependendo da locação do campo de óleo e gás, da profundidade e das condições de operação. No caso da plataforma para pesquisa direta de reservatórios são utilizadas as sondas com diversos sistemas e equipamentos.

Ainda de acordo com Thomas [3] uma sonda de perfuração *offshore* nada mais é do que uma grande estrutura em alto mar para abrigar trabalhadores e as máquinas necessárias para perfurar poços no leito do oceano para a extração de petróleo e/ou gás natural, processando os fluidos extraídos e levando os produtos, de navio, até a costa. Dependendo das condições ambientais de locação como profundidade da lâmina d'água, a plataforma pode ser fixada ao solo marinho ou ser flutuante.

Uma unidade de perfuração é formada por diversos sistemas e componentes e compreende um conjunto de tecnologias com funções específicas para realizar as operações de perfurar rochas até a zona objetivo de um reservatório de hidrocarbonetos. Diversas funções estão associadas a tarefa operacional de construção do poço como monitoramento, registro, controle de variáveis de processo, segurança e outras atividades críticas para o sucesso do projeto [4].

O debate sobre a tecnologia tem assumido importância crescente para as organizações, tanto pelos grandes diferenciais que a introdução de novas tecnologias pode representar quanto pelos elevados custos de desenvolvimento e implantação destas tecnologias. A tecnologia é cada dia mais fundamental, tanto em termos dos produtos e processos produtivos, quanto dos processos de suporte ao negócio principal das organizações. Porém, a própria tecnologia que é tão importante para a otimização dos processos de uma organização pode fazer com que ela sofra perda de desempenho devido à complexidade de alguns equipamentos, gerando a indisponibilidade para executar suas atividades, cujo nome é atribuído *downtime*.

*Downtime* ou indisponibilidade são os termos relacionados a problemas que geraram perda da operação ou da continuidade do negócio, quando os serviços não estão sendo providos. Podemos classificar o ambiente de produção indisponível como tendo as seguintes consequências [5]:

- Perda de produtividade: problemas relacionados aos colaboradores ou terceiros que não podem executar seu serviço, mas que estão à disposição da organização e, portanto, geram custos devido as suas horas pagas durante uma parada.
- Perda de oportunidades: negócios que deixam de ser realizados porque o timing é perdido, como aplicações financeiras, propostas, embarques, processos judiciais, etc.
- Impossibilidade de atendimento a clientes: insatisfação, defecção de clientes, perda de fidelidade e outras consequências de não atender clientes ou não estar visível ou acessível.
- Intervenção técnica especializada: quando é feito uma intervenção para resolver o problema em si (causa da indisponibilidade) e de todos os efeitos em cascata decorrentes da parada.

A discussão sobre confiabilidade e gestão de risco hoje, nas empresas, evoluiu de uma forma ampla, onde existe total atenção e preocupação para deixar o sistema como um todo operando sem risco eminente de falhas. Assim, conforme Lu et al. [6] o tema gerenciamento de risco é uma técnica dinâmica, onde é fundamental levantar, estudar, fazer análises e qualificar como os controles de risco estão operando, se estão sendo eficientes. A aplicação deste tema tem como propósito mitigar todos os riscos em que o sistema está exposto, que em concordância com Feng e Zhangn [7], o estudo é composto pelo entendimento de todas as fraquezas e a consideração dos possíveis efeitos resultantes da ocorrência. Consequentemente o estudo permite fornecer suporte nas decisões a serem tomadas pela organização.

Para a confiabilidade, a empresa busca conceber e proporcionar, por meio de estudos do equipamento, uma maior vida útil operacional do mesmo, tendo sua principal objeção na área de engenharia a precaução de falhas. Está totalmente interligada com o aumento da concorrência entre as empresas a quais procuram otimizar seus serviços, deixando-os melhores [8].

### **1.2. Problema**

O registro de *downtime* das sondas de perfuração da empresa offshore estudada não gera nenhum tipo de análise com finalidade de mitigar o risco do equipamento ficar indisponível, ou seja, é apenas utilizada pelos líderes com o intuito de catalogar o tempo em que a sonda não exerceu suas atribuições designadas preliminarmente, ficou inoperante por algum motivo que pode ser desde uma falha de equipamento até um erro humano.

Atualmente, ao ocorrer um *downtime*, é preenchida uma planilha manualmente pelos diferentes representantes (gerentes) de cada unidade de perfuração e após isso é apresentado em uma reunião mensal que é composta por todos os líderes da empresa. Como já citado, a empresa dispõe de seis sondas operantes, mas que não possuem uma forma consolidada de reunir todos *downtimes* ocorridos durante um determinado tempo nas suas unidades.

Cada representante de sonda tem responsabilidade de gerenciar as operações e buscar prevenir o que possa prejudicar e gerar ônus a empresa. No momento em que ocorre *downtime* é elaborado um plano de ação de manutenção corretiva do problema corrente e após a resolução, as atividades são retomadas normalmente tornando aquele problema algo superado, sem procurar conhecer a causa raiz e tão menos compartilhar com os demais membros da empresa a fim de haver uma abrangência daquele acontecimento e sua solução para toda a frota.

A grande indagação é que através da aplicação do método *BOW-TIE* em um equipamento crítico, será possível minimizar a incidência de eventos que geram ônus à organização em questão?

### **1.3. Justificativa do Trabalho**

Segundo Campos [9], a grande maioria das pessoas resiste em aceitar que possuem problemas. Mesmo assim, para melhoria contínua ocorrer, as organizações devem fazer isso mesmo quando estão satisfeitas com seus resultados. Isso se torna uma forma de

alcançar algo sempre mais ambicioso, como ocorre em algumas empresas que lidam com o conceito “problema” como oportunidade para incrementar melhorias em suas operações.

Conforme Fogliatto e Ribeiro [10], a confiabilidade está relacionada à operação eficaz de um produto ou sistema, na inexistência de quebras ou falhas, isto é, confiabilidade é a probabilidade de um elemento realizar adequadamente a função necessitada, sob circunstâncias de operação definida, por um intervalo de tempo.

Mediante atual crise enfrentada pelo setor petrolífero, a competitividade no mercado se destacou devido à pouca demanda existente. Sendo assim, as empresas que buscam evoluir e executar seu papel da melhor forma possível ganham maior credibilidade no mercado e poder competitivo.

A competitividade está atrelada à eficiência empresarial, sendo a base do êxito ou insucesso de um negócio na qual há livre concorrência. Aqueles que se destacam pela competitividade sobressaem entre seus concorrentes, independente da sua capacidade de lucro e desenvolvimento [11].

No âmbito das atividades empresariais a prevenção de perdas com planos de gerenciamento de risco de paradas traz maior competitividade ao negócio, pois aumenta o tempo de disponibilidade dos sistemas nas operações previstas em projeto. O gerenciamento de risco assim, conforme Cooper *et al.* [12], torna o processo o robusto e consistente para a tomada de decisão sobre o planejamento e *design*, de modo a gerar valor com a redução de perdas.

Existem diversas metodologias para prevenção de perdas e a escolha de ferramentas e a integração destas podem fornecer importantes resultados no processo de gestão de riscos de falhas em unidades de perfuração. As diferentes metodologias assim apresentam vantagens e desvantagens e elas necessitam de diferentes níveis de recursos e esforços de aplicação [13].

O método *Bow-tie* como apresentado por Lewis e Hurst [14] é um método que vai além das estruturas usual das outras ferramentas, pois apresenta ênfase entre o controle de risco e a gestão de sistemas para prevenção de perdas.

O método de gerenciamento de risco pode apresentar maior potencial de sucesso, pois visa redução das falhas em equipamentos críticos, justamente por possibilitar e considerar diversas barreiras possíveis para impedir que o problema ocorra. Outras técnicas apresentam o formalismo de identificação e gestão, mas não evidenciam de forma clara as questões que envolvem uma sequência lógica construída em diagrama que fornece o diagnóstico de barreiras para ocorrer um evento indesejado como apresentado por MOHD *et al.* [13].

Os potenciais resultados serão de grande valia para a empresa, que tem deficiência em perceber e tratar seus pontos fracos que ocasionam prejuízos com paradas de equipamentos devido a falhas dos mesmos. É perceptível na atual conjuntura que quanto melhor for o desempenho de uma organização, seja qual for à atividade que ela exerça mais benefícios ocorrerão para a sociedade, visto que a empresa irá atingir novos clientes e assim necessitará de um número maior de mão de obra, gerando empregos e promovendo o crescimento no local em que está inserida.

À medida que seus ambientes se relacionam, as organizações compreendem informações e as transformam em conhecimento, passando a operar com base na conexão desses conhecimentos com suas perspectivas, valores e regras próprias [15].

#### **1.4. Objetivo do Trabalho**

##### **1.4.1. Objetivo Geral**

Avaliar os *downtimes* nas unidades de perfuração de uma empresa do setor óleo e gás para aplicação do método *Bow-tie* para propostas de otimização de tempo operacional.

##### **1.4.2. Objetivos Específicos**

Para alcançar o objetivo geral será necessário:

- Identificar e analisar os principais sistemas operacionais e definir equipamentos críticos da sonda de perfuração;
- Realizar pesquisa bibliográfica de ferramentas específicas da Qualidade, sobre confiabilidade de sistemas e Gestão de Risco;
- Levantar dados referentes aos *downtimes* sofridos no período de quatro anos;
- Apresentar os equipamentos críticos que estão relacionados ao *downtime* de perfuração para posterior tratamento do plano de gerenciamento de risco.
- Apresentar plano operacional de gerenciamento de risco de falhas de sistemas e seus equipamentos por meio da integração de ferramentas da Qualidade, análises de confiabilidade e gestão de risco para a prevenção de perdas com a priorização de barreiras de proteção.

## **2. O EQUIPAMENTO**

Uma Unidade Marítima de Perfuração pode ser semissubmersível ou um próprio navio que perfura poços de petróleo com o objetivo de prepará-lo para a exploração, como já citado na seção 1. São diversos sistemas que a compõem e os mesmos possuem seus equipamentos dispostos a trabalharem e manterem a continuidade operacional, a segurança e as entregas dos poços.

A identificação e a caracterização dos sistemas operacionais que compõe uma sonda são de extremo valor, pois é possível selecionar quais os conjuntos de equipamentos, dispositivos e peças que fazem parte do sistema para monitoramento, controle e intervenção na sonda. Para o diagnóstico preliminar da gestão do tempo de indisponibilidade do equipamento de uma sonda a avaliação do *modus operandi* do sistema, assim como as descrições das principais funções é uma das etapas de estudo.

#### **2.1. Unidade de Perfuração**

Segundo Thomas [3], a perfuração de um poço de petróleo é realizada através da cooperação dos principais sistemas, onde são eles:

- Sistema de Sustentação e Movimentação de cargas;

- Sistema de circulação;
- Sistema de rotação;
- Sistema de segurança do poço;

### 2.1.1. Sistema de Controle de Poço

Em concordância com *Bourgoyne et al.* [16], o sistema de controle de poço impede o fluxo descontrolado de fluidos proveniente da formação. No momento que a broca perfura uma zona permeável que possui uma pressão de fluido em excesso comparado a pressão hidrostática que a lama de perfuração exerce, o fluido da formação irá emergir e deslocará a lama de perfuração sentido contrário a que é injetada, ocorrendo assim o surgimento do fluido da formação na superfície da unidade de perfuração, e esse evento é chamado de *kick*.

O sistema de controle de poço permite [17]:

- Detecção de *kick*;
- Fechar o poço;
- Circulando o poço sob pressão para remover os fluidos de formação e aumentar a densidade de lama.

Uma possível falha no controle de poço pode resultar em um fluxo descontrolado de fluidos oriundo da formação, que é chamado de *Blowout*. O *Blowout* pode causar morte das pessoas que operam aquela unidade de perfuração, perda de equipamentos e de grande parte das reservas de petróleo e gás naquele reservatório, além de prejudicar o meio ambiente com a contaminação pelo fluido da formação [17].

A detecção de *kick* durante as operações de perfuração é possível devido ao uso de um indicador de volume no tanque de lama ou um indicador de fluxo, ambos conseguem detectar o evento através do aumento do fluxo de retorno da lama [18].

De acordo com Thomas [3], o fluxo de fluido da formação causado pelo *kick* é interrompido devido à presença de um equipamento chamado *Blowout Preventer* (BOP) (figura 1), que tem a capacidade de interromper o fluxo do poço sob qualquer condição de perfuração, fechando-o. Ao perceber um *kick*, é necessário a injeção de um fluido de perfuração mais pesado para assim controlá-lo.

*Riser* é um equipamento, segundo Choe [19], que faz a conexão do BOP com a unidade de perfuração e tem de suportar a condição estática do assoalho marinho com as forças dinâmicas do mar, abrigando toda a coluna de perfuração no seu interior.

O BOP se divide em dois conjuntos, que está representado na figura 1 contendo o BOP *Stack* que faz a ligação com a cabeça do poço e o *Lower Marine Riser Package* (LMRP), que é conectado ao BOP *Stack* e ao *Riser* e ilustrado [18].

O BOP é de suma importância na perfuração de poços de petróleo pois age como uma barreira de segurança caso haja um influxo de hidrocarbonetos em direção a superfície. Por se tratar de um equipamento de grande porte, este trabalho contará com o estudo



através das ferramentas da qualidade para identificar os componentes críticos do BOP e posteriormente avançar no desenvolvimento do projeto.

### **3. GESTÃO DE RISCO**

#### **3.1. *Risco e Perigo***

Conforme a OHSAS-18001 [20], Risco é a ligação entre a probabilidade de exposição ou acontecimento do evento perigoso e da gravidade do dano, machucados ou prejuízos à saúde. No entanto, perigo denomina-se como uma circunstância, princípio ou ato com capacidade de causar danos humanos.

#### **3.2. *Método Bow-Tie***

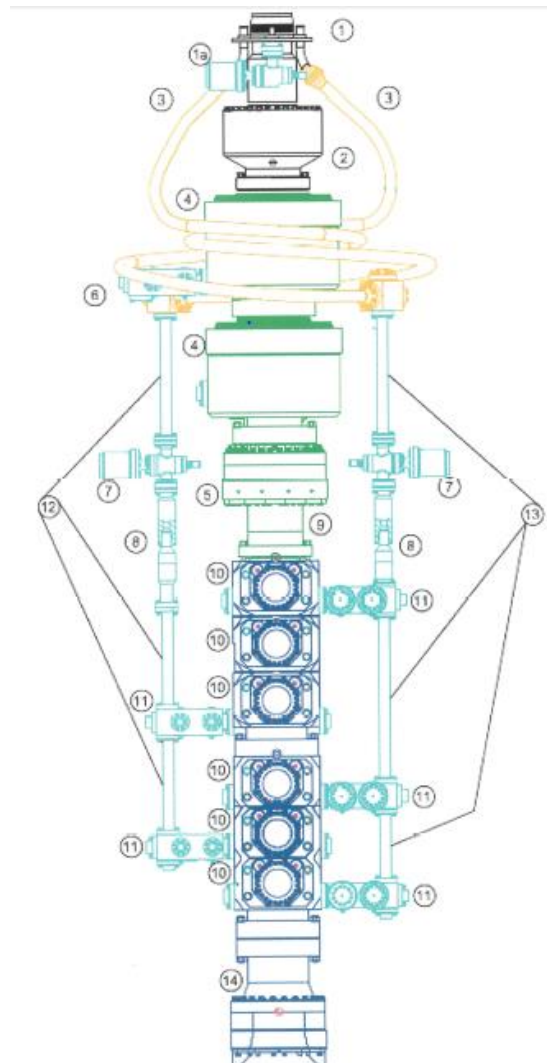
Em conformidade com Silva [21], a forma de analisar através do método *Bow-Tie* promove uma percepção das interações entre as possíveis causas de um problema, as barreiras para preveni-los e mitiga-los. É verificada também a probabilidade de disseminação se ocorrer a falha de certa barreira e os controles relevantes para se prevenir da mesma. Geralmente esses controles são os mais difíceis de definir no processo, justamente porque irão assegurar que as barreiras são confiáveis e eficientes, devendo ser utilizadas ao longo da vida da unidade operacional.

Ainda segundo Silva [21], para se fazer uma análise pela ferramenta *Bow-tie* é possível seguir duas formas: explorar as causas de um acontecimento indesejado ou identificar os riscos que existem naquele determinado processo. Assim podem-se investigar as barreiras existentes, verificando se são suficientes para que não ocorra novamente o episódio indesejável, além de descobrir fatores de disseminação, isto é, tudo que pode provocar o rompimento de alguma barreira levando a não prevenção do evento. Posteriormente do estudo das barreiras, é recomendado o cumprimento dos subseqüentes critérios:

- As propostas das barreiras devem estar alinhadas com os padrões de engenharia mundialmente reconhecidos, como procedimentos, padrões da organização, etc.
- As definições das barreiras têm de ser conhecidas. Do contrário necessitará de experimentos no setor do processo para assegurar a eficiência.
- É recomendável que as barreiras sejam testadas periodicamente conforme conhecimento do setor operacional ou fornecedor do equipamento.
- A organização deve dispor de um sistema de manutenção preventiva bem estruturada.
- Os elementos das barreiras não devem possuir dualidade, ou seja, é necessário que não tenham relação entre si.

Para Sequeira [22], o nome *Bow-Tie* foi designado devido sua aparência com um laço. O Diagrama *Bow-Tie* (figura 2) é formado por dois segmentos, a união de uma árvore de falhas com uma árvore de consequências. Assim, essa união facilita a constatação direta das causas e consequências atreladas ao evento crítico situado na parte central do diagrama. Da mesma forma, é fundamental expor a composição do diagrama, tendo o lado esquerdo associado aos variados episódios que permitiram ocorrência do acidente e o lado direito

retratando os diversos resultados que podem vir a ocorrer. Isto é: o lado esquerdo estrutura as causas do evento crítico, enquanto o lado direito representa suas consequências.



**Figura 1: BOP**

Fonte: *Christman* (1998)

Desta forma, Sequeira [22], conclui que o desenvolvimento da estrutura do *Bow-Tie* está representado nas seguintes etapas:

1. Identificar o equipamento crítico;
2. Buscar a contribuição dos especialistas que possuem sólido conhecimento sobre o equipamento estudado;
3. Mapear todas as causas referentes aos *downtimes* que provavelmente deram início ao evento indesejável;
4. Levantar todas as barreiras apropriadas para cada tipo de causa com objetivo de impedir a indisponibilidade do equipamento;

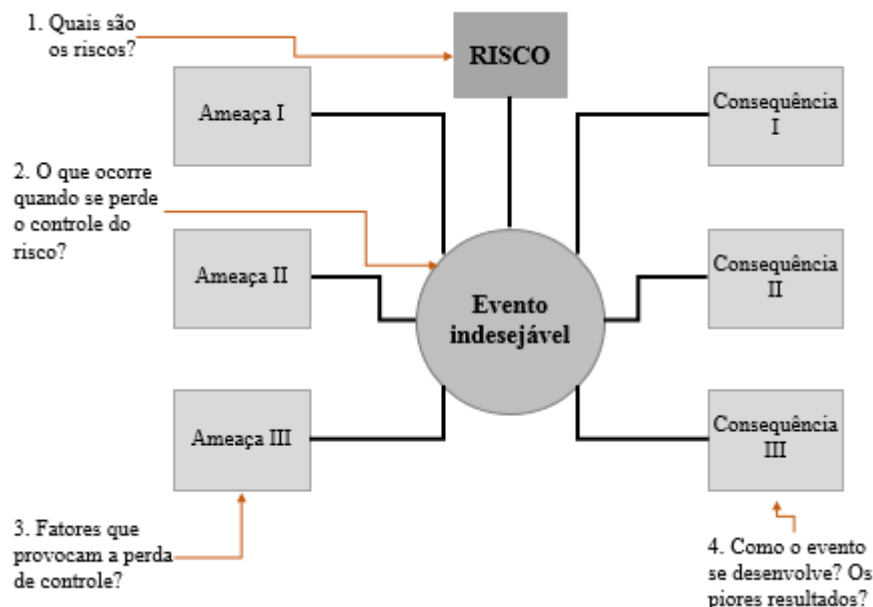


5. Determinar a interação de como os riscos provocam o acontecimento desagradável; 6. Desenvolver a árvore de falhas cronologicamente de como acontece o evento indesejável; 7. Atribuir todas as barreiras possíveis na árvore de falha para as causas da parada do equipamento; 8. Desenhar o diagrama *Bow Tie*; 9. Propor melhorias para o *Bow-tie*.

Na criação do Diagrama *Bow-Tie*, as barreiras de proteção possibilitam uma simples percepção do motivo pela qual existem e sua área de intervenção. Existem barreiras para prevenir e proteger de eventos indesejáveis, onde as de prevenção mantêm-se no lado esquerdo do diagrama, entre as ameaças e a ocorrência do evento grave e, por outro lado, as barreiras destinadas à proteção localizam-se no lado direito do diagrama, entre a ocorrência grave e as consequências. As barreiras se diferenciam quando, ao ocorrer à falha, as barreiras do lado esquerdo oportunizam o acontecimento do evento crítico, ao contrário das barreiras do lado direito do diagrama, que podem ocasionar ou não outro acontecimento grave no final[23].

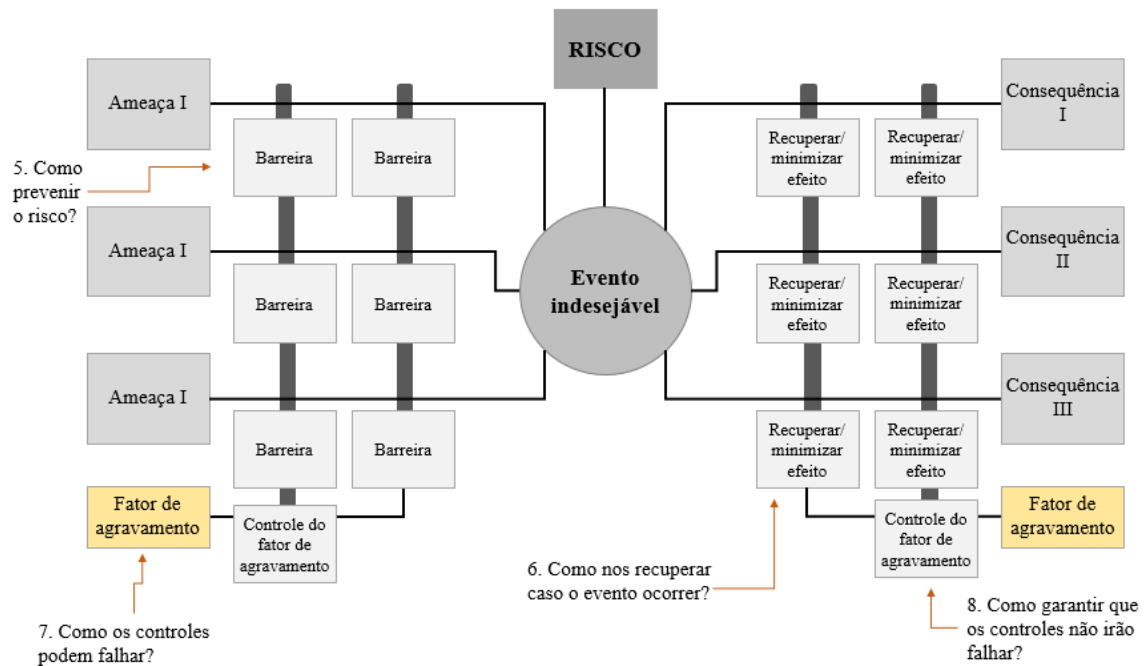
Hoje, nas empresas de processos, é fundamental que as mesmas deixem de comprovar o seu conhecimento sobre o grau do risco onde os operadores e o ambiente ao redor estão inseridos, demonstrando que existem barreiras apropriadas capazes de administrar o risco [24]

Para *Lewis e Hurst* [14], o método *Bow-tie* proporciona uma compreensão a partir da visualização das relações entre as causas dos acontecimentos negativos, os controles que impedem o evento de acontecer e as medidas para limitar ou mitigar o impacto nos processos da organização. O método é desenvolvido através de um conjunto estruturado de perguntas e sequência lógica, como pode ser visto nas seguintes figuras em três partes:



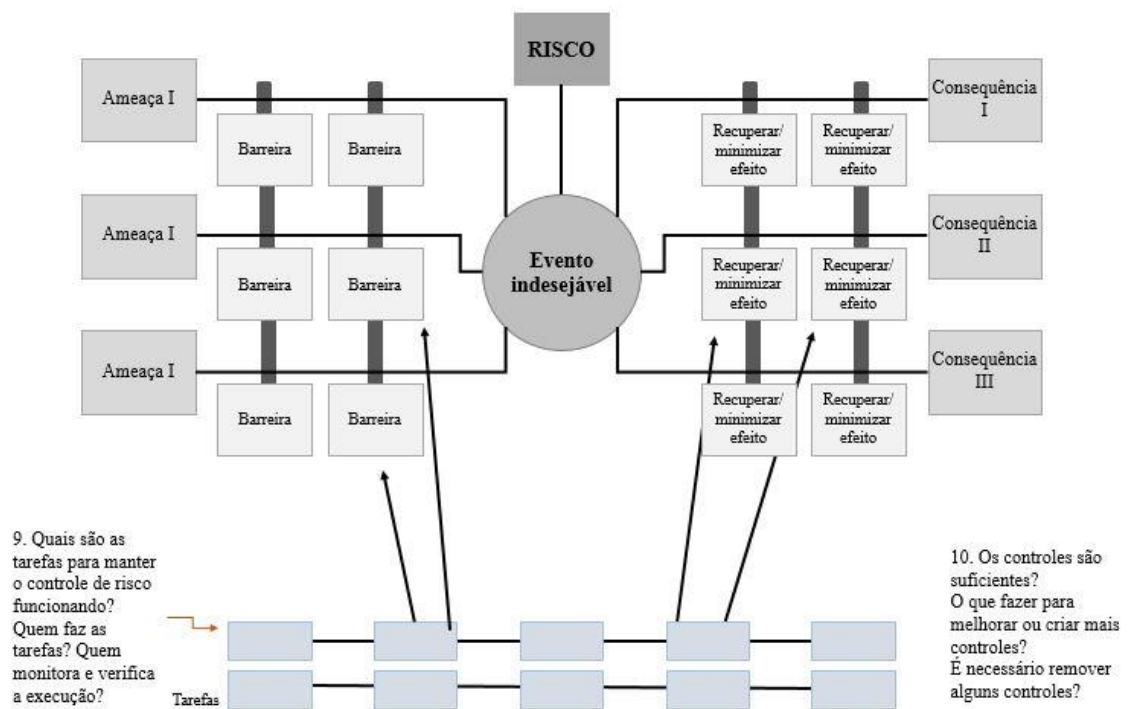
**Figura 2 - Construção do Bow-tie - Parte I**

Fonte: Adaptado Lewis e Hurst (2005)



**Figura 3 - Construção do Bow-tie - Parte II**

Fonte: Adaptado *Lewis e Hurst (2005)*



**Figura 4 - Construção do Bow-tie - Parte III**

Fonte: Adaptado *Lewis e Hurst (2005)*

#### 4. METODOLOGIA

O método de gerenciamento de risco *Bow-Tie*, para ser eficaz, é necessário pensar em todas as possíveis ameaças que possibilitam parar o equipamento para posterior registro. Em sequência são construídas as possíveis barreiras para manter a operacionalidade do equipamento, conforme discutido no capítulo dois por *Lewis e Hurst* (2010). Esta etapa compreende a quinta fase do estudo.

Essa parte do trabalho será desenvolvida com auxílio de especialistas que fornecerão as informações necessárias por meio de um questionário.

As principais perguntas para a construção do *Bow-Tie* são apresentadas na figura 5 para orientação, em concordância com os autores *Lewis e Hurst* [25] (figuras 3 e 4).

Para desenvolver a estrutura do método *Bow-Tie* completa (onde é compilado as causas, consequências ou situações prováveis e suas barreiras de um evento de falha), foi necessário utilizar o equipamento crítico identificado na etapa três.

Após fazer uma análise preliminar sobre o equipamento estudado, o passo em sequência consiste na compreensão de todos os eventos já ocorridos registrados em um banco de dados de falhas de sistemas da sonda. O desenvolvimento da estrutura do “*Bow-Tie*” está representado 10 ações a serem tomadas como falado anteriormente na seção dois por Sequeira [22].

Quais são os riscos?
O que pode ocorrer quando se perde o controle do risco?
Fatores que provocam a perda de controle?
Como o evento indesejável se desenvolve? Quais são os piores resultados?
Como prevenir o risco?
Como nos recuperar caso o evento venha a ocorrer?
Como os controles podem falhar?
Como garantir que os controles não irão falhar?
Quais são as tarefas para manter o controle de risco funcionando?
Quem faz essas devidas tarefas?
Quem monitora a execução das tarefas?
Os controles são suficientes?
O que pode ser feito para melhorar ou criar mais controles?
É necessário remover alguns controles?

**Figura 5 - Perguntas de apoio na construção do *Bow-Tie***

Fonte: *Lewis e Hurst* (2010)

Na sexta etapa haverá um monitoramento das barreiras que impedem do evento indesejável acontecer. Todas as barreiras serão analisadas buscando entender e assegurar que elas não serão rompidas. As oportunidades de melhoria serão identificadas, planejadas e implementadas periodicamente. O monitoramento tem o objetivo de identificar problemas, falhas e erros na aplicação do método *Bow-Tie* [22] (figura 5).

Por fim, na última etapa será compilado todos os resultados das falhas recentes, aplicar novamente o conceito de taxa de falha (sabendo que não teremos um resultado sólido em um intervalo de tempo pequeno) e fazer uma breve previsão de ganho tanto em relação a tempo quanto em dinheiro nos próximos 3 anos. Será levantado todas as dificuldades enfrentadas e lições aprendidas, informando a potencial positividade da aplicação do método em um equipamento crítico.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.6** é ilustrado as etapas da metodologia de uma forma específica, apresentando os benefícios a serem atingidos para cada fase do estudo até a análise final, que visa o monitoramento do equipamento crítico para prevenção de *downtime*.

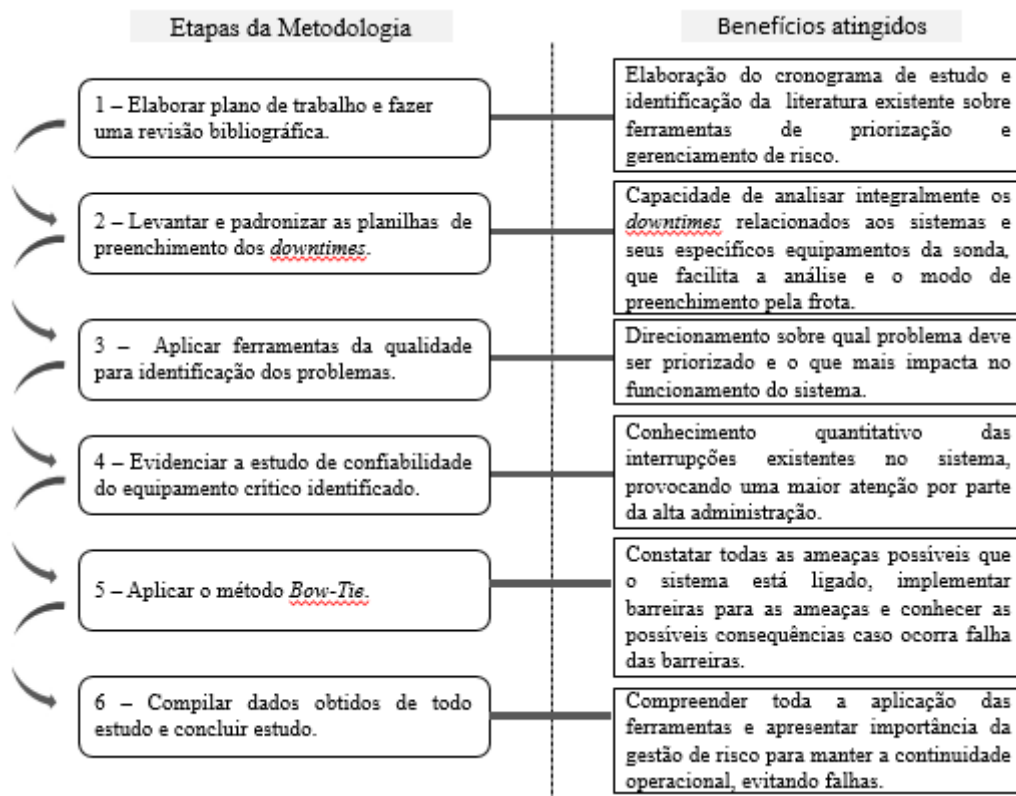


Figura 6 - Etapas da metodologia do trabalho

Fonte: Elaborado pelos autores (2016)

## 5 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE GERENCIAMENTO DE RISCO BOW-TIE

Para ser feito todo o gerenciamento de risco do dispositivo identificado como o mais crítico, é necessário expor suas principais funções e características, para isso foi realizado um estudo pelo autor deste projeto com o objetivo de conhecer com mais propriedade o dispositivo POD do BOP.

### 5.1 O Método Bowtie

Para facilitar o registro de todas as informações adquiridas, foram compilados os riscos levantados, barreiras e consequências do evento indesejável em uma tabela tendo o nome definido como Tabela 1 - Planilha *Bowtie* de Estrutura de Risco, que funcionou de apoio para a construção da figura do *Bowtie*, já que esta planilha possui os dados mandatórios para a elaboração do *Bowtie*.

A planilha consolida um resumo de informações em que a análise de risco está inserida. O negócio da empresa estudada é perfurar poços de petróleo, deixando-o preparado para a exploração ocorrer. O setor da organização onde foi aplicado o estudo é designado como CSD (Centro de Suporte à Decisão) que busca, de forma científica, entender e prevenir problemas relacionados ao BOP. Nesta circunstância o foco do estudo foi direcionado ao POD que significa (*Power of distribution*) do BOP, o qual exerce a interface entre a superfície (sonda) e o equipamento, e dessa maneira possibilitar o sucesso das funções acionadas da superfície.

O estudo foi realizado no universo de seis unidades de perfuração onde todas contêm um BOP, equipamento necessário ao se perfurar um poço de petróleo por ser uma barreira de segurança muito importante que tem função de evitar uma explosão caso se tenha um evento de controle de poço.

Em uma sonda de perfuração existem diversas áreas, muitas delas com alto risco de acidente/incidente associada devido a quantidade de equipamentos e operações ocorrendo simultaneamente na área. O POD é de essencial importância para manter a segurança tanto do ambiente marinho quanto a segurança das pessoas que trabalham na unidade de perfuração, visto que se ocorrer algum *kick*, o responsável por operar o BOP deve acionar da superfície os preventores de fechamento do poço, onde esse comando vai até o equipamento através da comunicação eletroeletrônica chamada enviada pelo POD.

Para dar continuidade no estudo, foram levantadas todas as possíveis ameaças em que dispositivo POD está exposto ao operar no fundo do mar. Para isso se tornar possível, foi necessário entender como o equipamento opera através da leitura do manual, consultas a especialistas e acesso a dados históricos de falha da própria empresa em questão para levantamento dos possíveis riscos da parada do equipamento.

Como citado anteriormente, a consulta a diferentes pessoas (engenheiros de campo) possibilitou esgotar as possíveis falhas que podem ocorrer relacionado a POD do BOP. O evento indesejável foi designado como perda de um POD, que consequentemente direciona o uso do BOP pelo POD redundante, necessitando realizar as operações informadas nos procedimentos de atuação do BOP em caso de perda de um POD, buscando se ter uma continuidade da operação.

Deve-se destacar que na perda de um POD, será analisada qual fase da perfuração estará o poço e partindo desse princípio será decidido continuar ou não as operações sem redundância de POD. Esta decisão é delicada visto que se a unidade de perfuração estiver operando com apenas um POD e caso ocorra uma incidência de hidrocarboneto na superfície, a unidade de perfuração terá apenas um meio eletrônico para ativar as funções

do BOP, como por exemplo fechar as gavetas para manter a segurança do ambiente marinho e das vidas humanas, e caso não funcione, os danos poderão ser irreparáveis.

É importante observar que, na perda dos dois PODs, o único meio para conseguir executar alguma função do BOP será através do POD acústico acionado também pela superfície, porém as opções de acionamento através do POD acústico são limitadas. Caso seja necessário fazer uma desconexão de emergência por algum motivo (desconectar o BOP do poço), o POD acústico envia ondas sonoras através do mar e o BOP consegue captar esses sinais e transforma-los em ações, onde apenas se consegue desconectar o BOP *Stack* do BOP LMRP, quando nas funções do POD se consegue trazer o BOP completo na desconexão (BOP LMRP + BOP *STACK*). Importante relatar que ambas as funções do acústico e do POD deixam o poço vedado e a unidade de perfuração em segurança.

Ao continuar não tendo sucesso pelo POD e BOP acústico em uma desconexão, a única maneira restante para conseguir executar funções do BOP será manualmente. Neste caso, toda a comunicação eletroeletrônica e acústica estará indisponível da superfície da sonda. Neste caso usa-se o ROV (Veículo submarino operado remotamente) para acionar no próprio painel do equipamento (BOP) a função necessária daquele momento, onde esta operação é identificada como acionamento via *hot stab*.

Todas as perguntas de apoio ao desenvolvimento do *Bow-Tie* que foram apresentadas na seção 3 deste projeto foram utilizadas para preencher os dados requeridos pelo método de gestão de risco *Bow-Tie*. Assim, conseguiu-se obter sucesso ao elencar todas as ameaças iminentes que o POD está submetido. A partir dessa consolidação das ameaças ao POD, partiu-se para a criação de barreiras com o propósito de impedir que as ameaças se desenvolvam e provoquem o evento indesejável. Importante destacar que as barreiras criadas foram levantadas conforme informações do próprio fabricante do equipamento, atentando ao período de troca dos componentes e do próprio plano de manutenção da organização estudada, ambos com a finalidade de manter a confiabilidade operacional alta.

Ao definir as barreiras, também foram analisadas situações de falha do equipamento de diferentes fabricantes que já ocorreram anteriormente através de material disponível na empresa, além de consultas a profissional técnico especializado em BOP. Assim, obteve-se barreiras suficientes para impedir que cada ameaça se desenvolva e prejudique a operação na unidade de perfuração.

Ao dar continuidade ao método *Bow-Tie*, a etapa seguinte foi identificar as piores consequências caso o evento indesejável ocorra, tendo como objetivo criar ações de mitigação que evitem o desdobramento do evento indesejável, ou seja, que dificultarão o desenvolvimento do evento indesejável e irão controlar da melhor forma possível para que os danos não se alastrem e acumulem em um alto volume de horas de *downtime*, além de ocorrer a perda de receita e a insatisfação do cliente devido ao atraso da entrega do poço perfurado.

Ao remeter as tarefas a qual farão a manutenção das barreiras, é recomendado a criação de *check lists* de verificações das barreiras, que terá como função fiscalizar se o plano de manutenção da organização está sendo seguido e se as recomendações do fabricante quanto a troca de peças está sendo feita. O responsável por controlar a manutenção das barreiras associadas as ameaças aos POD's definidas na Tabela 1- Planilha



*Bow-Tie* e na figura 7 de estrutura é o supervisor *subsea*, já que o mesmo é quem detém alto conhecimento técnico do equipamento e está presente em todas as manutenções.

Paralelamente o Superintendente de perfuração deve fiscalizar junto ao supervisor *subsea* se tem algo fora do planejado, visto que o superintendente de perfuração é o cargo de mais responsabilidade na unidade de perfuração. O mesmo pode solicitar apoio caso necessite, onde é notório que a boa comunicação possibilita eficiência.

O risco observado ao POD é justamente a perda de comunicação através do POD entre a superfície (unidade de perfuração) e o equipamento no assoalho marinho. Isso se deve devido ao POD ficar indisponível para executar as funções do BOP.

O *Bow-Tie* foi ilustrado seguindo a Tabela 1- planilha *Bow-Tie* de estrutura de risco contendo toda informação necessária. A ferramenta utilizada para construir o *Bow-Tie* foi o *Microsoft Powerpoint* e teve sua estrutura acompanhando o exemplo dado por *Lewis e Hurst* (2016) e adaptado para este projeto. Na tabela 1 é possível ver a Planilha *Bow-Tie* de estrutura de risco.

As tarefas designadas a favorecer a conservação das barreiras são apresentadas na figura 8, tendo seus responsáveis elencados para obter sucesso na continuidade operacional.

A ilustração do *Bowtie* é exposta pela figura 8, onde é possível ver todas as informações do *Bow-tie* compiladas, desde as ameaças que podem fazer o POD parar de operar, as barreiras e consequências, até as tarefas de manutenção das barreiras como foi descrito a forma do desenvolvimento do *Bow-tie*.

Elaborado pelos autores (2017)

Figura 2 - Tarefas *Bow-tie*

Setor da empresa	Tarefa	Benefícios
Subsea	Execução do plano de manutenção, Cleck list de troca de peça e relatório de manutenção a cada	Garantia de que o equipamento recebeu as manutenções necessárias; Registro do que foi trocado para estudos futuros
Susbea/Superintendente	Fiscalizar trabalho durante todo o tempo de manutenção	Confirmar a qualidade do serviço e detectar possíveis avarias
Suprimentos	Manter estoques de peças de reposição	Otimização do tempo de reparo/manutenção
Treinamento	Capacitar profissionais periodicamente para evento de controle de poço	Atualização dos integrantes quanto a eventos de controle de poço; Domínio do passo a passo que se deve fazer
Gerenciamento Marítimo	Revisar plano de contingência (mar e drillfloor) periodicamente	Melhoria contínua de instruções de segurança

## 6 RESULTADOS

Por meio de todo o estudo bibliográfico proposto nesse projeto permitiu-se analisar os sistemas que a unidade de perfuração possui para desempenhar a perfuração de poços de petróleo e focar no equipamento que mais contribui com tempo de

indisponibilidade operacional. Desse modo, ao padronizar a planilha de registro de *downtime* e reclassificar todo o passivo de dados de *downtime* no período de quatro anos, foi possível criar um banco de dados organizado e completo.

Com o banco de dados com todos os *downtimes* da frota compilados possibilitou trabalhar dos dados com a aplicação de ferramentas da qualidade, onde ao aplicar o diagrama de Pareto obtivemos os 5 equipamentos críticos que possuem alto tempo de indisponibilidade, são eles: BOP; Compensador; *Top Drive*; *Thrusters e Pipe Handling*, visto que é um equipamento que se situa, ao operar, no fundo do mar e por isso o acesso ao mesmo é difícil, sendo mandatório para a organização manter uma manutenção rigorosa para que o equipamento não falhe.

O BOP por se tratar de um equipamento de grande porte e possuir diversas partes, foi utilizada a divisão do BOP feita uma planilha de registro de *downtime* para que se pudesse aplicar novamente a matriz GUT e identificar qual dispositivo do BOP deveria ser aplicado o método *Bow-tie*. O dispositivo nomeado foi o POD do BOP (*Blowout Preventer*). A análise de confiabilidade do sistema BOP para a estimativa de tempo de dados de operação de 600 h revelou dados de falhas distribuídas requerendo o uso de testes não paramétricos de A-D para análise de falhas. Os resultados do estudo de falhas que para uma primeira análise a maioria das falhas dos componentes do BOP tem uma distribuição normal e apenas 2 componentes tem uma distribuição com perfil de curva de *Weibul*. O MTTF (tempo médio par falha) dos componentes foram avaliados assim como as taxas de falhas e as funções de densidade de probabilidades de falha para previsão de comportamento e suporte para o setor de manutenção.

Mediante o método *Bow-Tie*, foi possível estruturar e conhecer todos os tipos de ameaças que são capazes de interferir na operação do POD e assim propor através de barreiras ações com o objetivo de não possibilitar o avanço das ameaças. A manutenção das barreiras sendo seguida corretamente, a possibilidade de parada de equipamento em função do POD será mínima, sendo totalmente benéfico para a organização, que assim conseguirá cumprir o prazo acordado com o cliente e atingir a satisfação do mesmo.

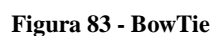
## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amilcar; GORINI, Ricardo. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. **Novos estudos-CEBRAP**, n. 79, p. 47-69, 2007.
- [2] SADEGHI, Kabir. An overview of design, analysis, construction and installation of offshore petroleum platforms suitable for Cyprus oil/gas fields. **GAU J. Soc. & Appl. Sci.**, v. 2, n. 4, p. 1-16, 2007.
- [3] THOMAS, José Eduardo. (Org.); TRIGGIA, Attilio Alberto. *et. al.* **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 1.ed. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobras, 2001.
- [4] JAHN, Frank et al. **Introdução à exploração e produção de hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012
- [5] KATUKOORI, Vamshi K. Standardizing availability definition. **University of New Orleans, New orleans, La., USA**, 1995. Disponível em: <[http://plant-maintenance-resource-center.com/articles/Availability\\_Definition.pdf](http://plant-maintenance-resource-center.com/articles/Availability_Definition.pdf)>. Acessado em: 05/09/2016.

- [6] LU, Zhigang et al. Study on efficiency of risk management for information security based on transaction. In: **Electronic Commerce and Security, 2009. ISECS'09. Second International Symposium on**. IEEE, 2009. p. 356-360.
- [7] FENG, Deng-Guo; ZHANG, Yang; ZHANG, Yu-Qing. Survey of information security risk assessment. **Journal-China Institute of Communications**, v. 25, n. 7, p. 10-18, 2004. Disponível em: <[http://en.cnki.com.cn/Article\\_en/CJFDTOTAL-TXXB200407001.htm](http://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTOTAL-TXXB200407001.htm)>. Acessado em: 15/10/2016.
- [8] STAMATIS, Dean H. **Failure mode and effect analysis: FMEA from theory to execution**. ASQ Quality Press, 2003.
- [9] CAMPOS, Vicente Falconi. **Gerência da Qualidade Total**. Brasil: Fundação Christiano Ottoni, 1990.
- [10] FOGLIATO, Flávio Sanson; RIBEIRO, José Luís Duarte. **Confiabilidade e Manutenção Industrial**. Elsevier, Rio de Janeiro, 2009.
- [11] DEGEN, P. J.; MELLO, A. A. A. **O empreendedor: fundamentos da iniciativa empresarial**. São Paulo: McGraw-Hill, 1989.
- [12] COOPER, Dale. *et al.* **Project Risk Management Guidelines: managing risk in large projects and complex procurements**. England: Wiley, 2005.
- [13] MOHD, S; KHAMIDI, M.F; JOHN, K.V. Critical Review of a Risk Assessment Method and its Applications. In: **International Conference on Strategy Management and Research (ICSMR)**. 2011. Disponível em: < <http://www.ipedr.com/vol11/16-R10014.pdf>> Acesso em: 10/03/2017.
- [14] Lewis, S; Hurst, S. **Bow-tie an Elegant Solution?**. 2005. Disponível em: <<http://www.risktec.co.uk/media/43530/bow-tie%20an%20elegant%20solution%20-%20strategic%20risk.pdf>>. Acesso em: 23/10/2016
- [15] DAVENPORT, Thomas H.; PRUSAK, Laurence. **Conhecimento empresarial: como as empresas gerenciam o seu capital intelectual**. Rio de Janeiro: Campus, 1998.
- [16] BOURGOYNE, Adam T. *et al.* **Applied drilling engineering**. 1986.
- [17] HALLIBURTON. **Petroleum Well Construction**. Oklahoma, 1997.
- [18] CHRISTMAN, Stan et al. An Overview of the IADC Deepwater Well Control Guidelines. In: **SPE/IADC drilling conference**. 1999
- [19] CHOE, Jonggeun *et al.* Well control aspects of riserless drilling. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [20] OHSAS. **OHSAS 18001:2007**. Occupational Health and Safety management system. Requirements. OHSAS, 2007

Tabela 1 - Planilha Bowtie de estrutura de Risco

Planilha Bowtie de estrutura de Risco														
Negócio	CSD - Centro de Suporte a Decisão													
Unidade	Frota composta de seis sondas de perfuração													
Área	01 estaleiro / 02 Acomodação / 03 Helideck / 04 Drill Floor / 05 convés / 06 MoonPool / 07 Sala de Controle / 08 Operações / 09 Subsea / 10 Segurança do Trabalho e meio ambiente / 11 Suprimentos e almoxarifado / 12 oficina mecânica / 13 sala de máquinas													
Área de Risco / Perigo	04 - Drill floor		05 - Convés		06 - MoonPool		08 - Operações		09 - Subsea		13 - Sala de Máquinas			
	Operações de Perfuração	Movimentação Vertical de equipamentos	Movimentação de carga				Manuseio de ferramentas pesadas		Blowout Preventer (BOP)		Incêndio			
	x						x		x		x			
Tipologia do Risco	Operacional			Ambiental			x			Vida Humana		Patrimonial		
	x			x						x		x		
Risco Associado / Cenários Percebidos	Contaminação do Mar Perda de ativos Danos ambientais Perda de vidas													
Evento Indesejado / Perturbador	Perda de um POD de controle das funções do BOP (Blowout Preventer)													
Ameaças	Barreiras						Evento Indesejável	Mitigações					Consequências	
	1	2	3	4	5	6	Perda de um POD	1	2	3	4	5		
Reguladora parar de operar / Operar de forma indevida	Trocar 20% a cada ano da reguladora (Repair kit)	Inspeccionar quantidade mínima de reguladora por between wells	Trocar a reguladora toda (danos no interior) Seal/Repair Kit	Monitorar funcionamento da Reguladora antes do BOP descer (Verificar pressão de saída)	Atender upgrade do fabricante (recall) Montar reguladora de acordo com procedimento do fabricante	Desenvolver sistema de monitoramento pautado em confiabilidade		Atuar POD redundante	Preparar drillfloor e subir BOP	Previsionar possíveis peças danificadas e segregá-las para troca	Desenvolver ações que otimizem o reparo do equipamento			Interrupção de operação Atraso na entrega do Poço Aumento da Perda de Receita
Válvula SPM com vazamento	Trocar 20% a cada ano das válvulas - Repair kit	Inspeccionar quantidade mínima da SPM por between wells	Trocar toda SPM (danos no interior) Seal/Repair Kit	Monitorar funcionamento da SPM antes do BOP descer (Pressão cair, Vazamento identificado)	Atender upgrade do fabricante (recall) Montar SPM de acordo com procedimento do fabricante	Desenvolver sistema de monitoramento pautado em confiabilidade		Isolar a linha de vazamento do POD	Atuar POD acústico	Descer ROV e Atuar Hot Stab	Controle de Kick	Ter Plano de Contingência para contaminação no mar		Blowout Dano ao ambiente marinho
Falha de Solenóide	Realizar de Análise de Assinatura Elétrica em quantidade mínima durante between wells (superfície)							Isolar a linha de vazamento do POD	Atuar POD acústico	Preparar drillfloor e subir BOP				Acumulo de horas de downtime
Perder comunicação em ambos os SEM no mesmo lado (módulo eletrônico Submerso)	Manter software do fabricante atualizado conforme demanda de atualização do Fabricante	Verificar aterramento dos painéis do POD antes da descida	Checar integridade dos conectores dos conversores de comunicação e padronizá-los caso sejam diferentes					Controle de Kick	Acionar preventores	Ter Plano de Contingência para acidente no Drillfloor	Seguro dos equipamentos do Drillfloor			Danos a vida humana e a equipamentos do Drillfloor
Cabo Mux danificado /conector do Cabo Mux estar mal encaixado	Check list antes de descida e verificar integridade do cabo (teste de integridade - cabo e conexão)	Colocar braçadeira e prender o cabo corretamente eliminando contato com quinas vivas												
Mangueiras com vazamento e conexões mal colocadas	Verificar e comprar mangueiras com a especificação apropriada conforme fabricante	Trocar a cada 5 anos todas as mangueiras Sugerido 20% das mangueiras a cada ano cameron muita mangueira	Criar Check list de descida do BOP e capacitar equipe sobre manutenção de mangueira Montagem das chuttle valve correta	Desenvolver estudos de manutenção preditiva das mangueiras										
Água do mar entrar no Solenoide Housing	Trocar selo caso seja aberto o módulo eletrônico	Torquear e verificar condição de selagem da módulo eletrônico do POD antes da descida do BOP (seal test - registrar na WO)	Teste na superfície de integridade (teste de vácuo) do modulo eletronic	Check list de descida do BOP										
Vazamento do circuito Hidraulico causando variação dos manômetros dos acumuladores	Pressurizar todos os equipamentos na superfície para verificar circuito hidraulico (Teste Funcional)	Reapertar todas as conexões a cada between wells	Inspeção visual a cada between wells nas conexões e linhas											
Shear seal valve com vazamento	Trocar 20% do conjunto da Shear seal valve a cada ano - Repair kit	Inspeccionar quantidade mínima da Shear seal valve por between wells	Trocar Shear seal valve toda (danos no interior) Seal/Repair Kit	Atender upgrade do fabricante (recall) Montar reguladora de acordo com procedimento do fabricante	Realizar Teste de superfície (verificar vazamento)									



[21] SILVA, Elísio Carvalho. **Análise das barreiras por meio de Bow-tie**. 2014. Disponível em: <[http://www.ecsconsultorias.com.br/wp-content/artigos\\_pdf/Analise\\_Bow-tie.pdf](http://www.ecsconsultorias.com.br/wp-content/artigos_pdf/Analise_Bow-tie.pdf)>. Acesso em: 22/10/2016.

[22] SEQUEIRA, Daniel Guilherme Rodrigues. **Análise e Avaliação de Risco de Incêndio através de Diagramas “Bow-Tie”**. 65p. 2010 Dissertação (Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial) - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa 2010. Disponível em: [https://run.unl.pt/bitstream/10362/10677/1/Sequeira\\_2010.pdf](https://run.unl.pt/bitstream/10362/10677/1/Sequeira_2010.pdf)> Acesso em: 18/11/2016.

[23] KUROWICKA, D. *et al.* Expert judgment study for placement ladder bowtie. **Safety science**, v. 46, n. 6, p. 921-934, 2008.

[24] BOWER-WHITE, G. **Demonstrating adequate management of risk: the move from quantitative to qualitative risk assessments**. In: SPE EUROPEAN HSE CONFERENCE AND EXHIBITION, 2013, London, UK. **Proceedings...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013.