

COMO ANALISAR OS RISCOS OPERACIONAIS DE UMA ANM-V GLL DE PRODUÇÃO EM AMBIENTE DE ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS (PRÉ-SAL)?

Janailson O. Cavalcanti – janailsonoliver@ufrb.edu.br

UFRB – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Rua Rui Barbosa, 710, Centro

44.380-000 – Cruz das Almas – Bahia

Resumo: Este trabalho tem como intuito apresentar uma metodologia para a análise dos riscos operacionais de um equipamento submarino de produção de petróleo. Diante do aumento no número de equipamentos submarinos, especialmente no de ANM (Árvore de Natal Molhada), associado à descoberta de grandes reservatórios complexos de produção de hidrocarbonetos na província do Pré-Sal e da necessidade de mão de obra especializada sobre este assunto, existe uma enorme preocupação dos órgãos fiscalizadores brasileiros por um controle efetivo sobre os riscos operacionais desses sistemas de produção. Neste sentido, diante de condições extremas de operação e baseado na técnica de confiabilidade FMEA (Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos), é apresentada uma metodologia para a simulação da análise de riscos de uma ANM-V GLL (Árvore de Natal Molhada Vertical Guidelineless). Num formulário de FMEA, que foi desenvolvido para este equipamento, foram registrados os possíveis modos de falha e seus efeitos. O principal resultado deste trabalho é que a técnica FMEA, usada nessa análise de risco, atende aos requisitos do regulamento técnico SGSO (Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional) da ANP (Agência Nacional do Petróleo). Como é um meio documentado de registro de falhas, esta técnica também auxilia na elaboração de planos de inspeção para sistemas de produção ANM-V GLL de águas ultraprofundas. Por fim, o resultado da técnica FMEA apresenta como limitações o conhecimento do autor sobre o princípio de funcionamento de cada componente que forma o sistema de produção submarino ANM-V GLL e a ausência de dados de falha reais.

Palavras – Chave: Confiabilidade. Técnica de FMEA. Equipamento Submarino de Produção de Petróleo. ANM (Árvore de Natal Molhada). Pré-Sal.

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda no Brasil pela instalação de novos equipamentos submarinos de produção de petróleo, associado à descoberta de grandes reservatórios complexos de petróleo e gás, como os localizados na camada Pré-Sal com enormes riscos de exploração, gera uma constante preocupação dos órgãos fiscalizadores brasileiros por um efetivo controle sobre os riscos de falha na fase de operação dos equipamentos críticos de segurança operacional. Diante desse cenário e associado à necessidade de mão de obra especializada sobre o assunto, este trabalho tem como finalidade apresentar uma técnica para a avaliação dos riscos operacionais presentes num sistema de produção submarino ANM-V GLL, instalado em ambiente de águas ultraprofundas. Neste sentido, depois de uma abordagem teórica sobre os conceitos: da ANM-V GLL (Árvore de Natal Molhada Vertical *Guidelineless*), da descoberta

da Província do Pré-Sal e da análise de risco, uma metodologia é proposta para a análise dos riscos operacionais desse equipamento submarino.

2. ESTUDO DA ÁRVORE DE NATAL MOLHADA – ANM

O estudo detalhado sobre a ANM – Árvore de Natal Molhada será abordado.

2.1 Definição da ANM – Árvore de Natal Molhada

A ANM – Árvore de Natal Molhada é um conjunto de válvulas, tubos, acessórios e conexões localizados na cabeça do poço. A orientação das válvulas pode estar no corpo vertical ou na saída horizontal da árvore de natal conforme mostrado na Figura 1. As válvulas podem ser operadas por sinais eletro-hidráulicos, manualmente por mergulhador ou ainda por ROV – Veículo Operado Remotamente (tipo de robô submarino que realiza operações em substituição do mergulhador), (BAI & BAI, 2010).

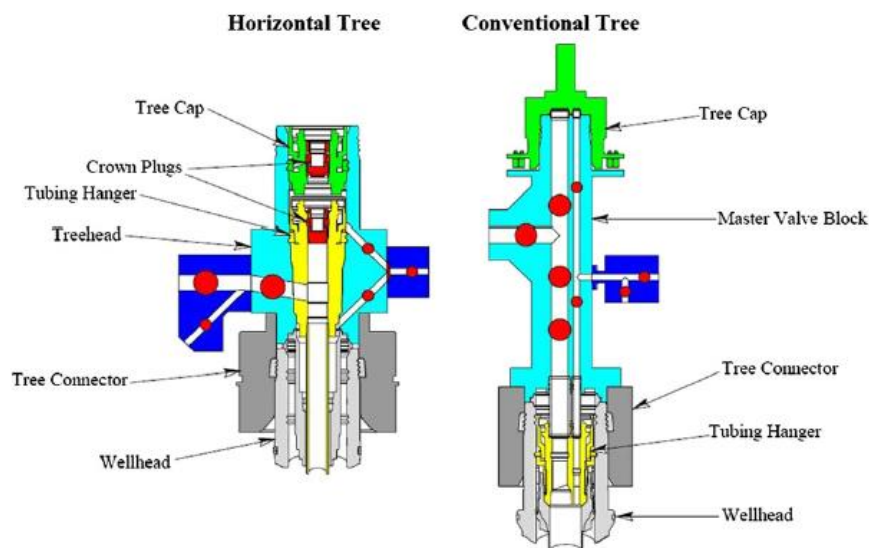


Figura 1 – A ilustração da esquerda mostra a orientação horizontal das válvulas e a da direita mostra a orientação vertical das válvulas na ANM. **Fonte:** (BAI & BAI, 2010)

Verifica-se que o posicionamento dessas válvulas define dois tipos de árvore de natal molhada, a árvore de natal molhada vertical ou convencional e a árvore de natal molhada horizontal. A ANM – Árvore de Natal Molhada é um equipamento submarino que fica instalado na cabeça do poço submarino e permite o escoamento da produção de forma controlada do poço até a UEP – Unidade Estacionária de Produção. A ANM é um equipamento considerado como crítico para a segurança operacional.

2.2 Principais Funções da ANM - Árvore de Natal Molhada

As principais funções da ANM são apresentadas abaixo conforme (BAI & BAI, 2010):

- Direcionar o fluido produzido do poço até a *flowline* (neste caso, a ANM é chamada árvore de natal de produção) ou permitir a injeção de água ou gás para dentro da formação (neste caso, chamada árvore de natal de injeção);
- Regular a vazão de fluido produzido ou injetado por uma *Choke* (válvula controladora de fluxo). Esta função nem sempre é obrigatória;
- Monitorar parâmetros operacionais dos poços, tais como, pressão de fluxo do poço, pressão do anular, temperatura, detecção de areia, etc;

- Parar seguramente o fluxo de fluido produzido ou injetado por meio de válvulas atuadas por um sistema de controle;
- Injetar no poço ou na *flowline* (trecho estático de duto submarino) fluidos de proteção tais como, inibidores de corrosão e de prevenção de hidratos e parafinas;

2.3 Principais Tipos de ANM – Árvore de Natal Molhada

De acordo com a configuração das válvulas presentes na ANM é apresentado a seguir dois tipos de equipamento. Existe a ANM-V – Árvore de Natal Molhada Vertical ou ANM-C – Árvore de Natal Molhada Convencional e a ANM-H – Árvore de Natal Molhada Horizontal.

- **ANM-V – Árvore de Natal Molhada Vertical**

Na ANM-V as válvulas mestras (Master 1 e Master 2) estão configuradas acima do suspensor de coluna (*Tubing Hanger*). Os poços submarinos equipados com a ANM-V são completados antes da instalação da ANM-V, ou seja, a coluna de produção é instalada antes da ANM. A ANM-V é em geral aplicada amplamente nos campos submarinos, devido sua flexibilidade de instalação e operação (BAI & BAI, 2010). A Figura 2 mostra o esquema típico de uma ANM-V.

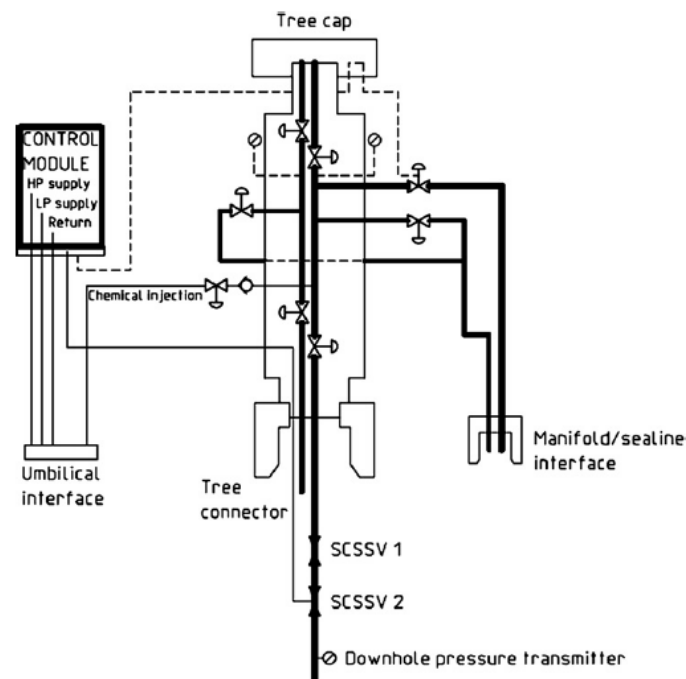


Figura 2 – Esquema Típico de uma ANM-V. **Fonte:** (BAI & BAI, 2010)

Verifica-se que os orifícios de produção e anular passam verticalmente por todo o corpo da árvore na ANM-V. Válvulas mestras e válvulas de pistoneio (*Swab 1* e *Swab 2*) são também montadas verticalmente. O *Tubing Hanger* é apoiado internamente na cabeça do poço ou em uma Base Adaptadora de Produção (BAP). Desta forma, a ANM-V pode ser recuperada depois da fase de completação de subsuperfície sem necessidade de remoção da coluna de produção (BAI & BAI, 2010). No entanto, para a retirada da coluna de produção é obrigatória, previamente, a remoção da ANM-V.

- **ANM-H – Árvore de Natal Molhada Horizontal**

Outro tipo de árvore de natal molhada rapidamente desenvolvida nos últimos anos foi a ANM-H. As válvulas são montadas nas saídas laterais, permitindo intervenção simples no poço e recuperação do *Tubing Hanger* sem necessidade de remoção prévia da ANM-H. Vê

Figura 1 Esse conceito é especialmente vantajoso para poços que precisam de um elevado número de intervenções. Válvulas de pistoneio não são usadas na ANM-H desde que ela não tenha aplicação com (*ESP – Electrical Submersible Pump*) bombas elétricas submersas. A característica fundamental da ANM-H é que o *Tubing Hanger* é instalado no corpo da árvore, em vez da instalação na cabeça de poço ou na BAP. Este arranjo exige que a ANM-H seja instalada na cabeça do poço antes da fase de completação de subsuperfície (BAI & BAI, 2010). No Brasil, a ANM-H é usada em poços produtores, os quais utilizam o bombeio centrífugo submerso (ESP) como método de elevação artificial, e em alguns poços injetores de água.

De acordo com o modo de instalação da ANM e conexão das linhas de produção, serviço e controle, a ANM pode ser do tipo (GARCIA, 1997):

- *Diverless guidelineless (GLL)*: A ANM-GLL é instalada em lâminas d água profunda (de 300m até 1.500m de profundidade) e ultraprofunda (acima de 1.500m de profundidade). A ANM GLL é instalada em poços equipados com um SCPS (Sistema de Cabeça de Poço Submarino) que não utiliza cabos-guias. Utiliza uma BAP (Base Adaptadora de Produção) que suporta as linhas de produção, serviço e controle da ANM. Na ANM GLL a instalação das linhas de produção, serviço e controle é realizada usando o conceito de MCV (Módulo de Conexão Vertical) onde as linhas de produção, serviço e controle são conectadas diretamente na BAP através de operações submarinas. A grande vantagem do MCV é que melhora a produtividade de lançamento das linhas pela embarcação de apoio, além de facilitar a logística operacional da sonda e da embarcação de lançamento de linhas, pois desvincula as operações de instalação da ANM (pela sonda) e de lançamento das linhas (pelo barco). A ANM-GLL é o tipo de ANM mais avançada do mundo.

2.4 Principais Componentes da ANM – Árvore de Natal Molhada

Os componentes de uma ANM variam de acordo com projetos específicos, sendo exigidos em campos submarinos específicos. Os projetos das ANM variam de diversas formas: tipo de completação (simples, auxiliada por mergulhador, sem mergulhador ou sem cabo guia), objetivo da ANM (produção ou injeção), condições de serviços (H_2S , CO_2 , ou H_2S e CO_2), e assim por diante. Esses fatores afetarão a seleção do tipo de ANM, seus materiais de fabricação e o arranjo dos componentes (BAI & BAI, 2010).

2.5 Princípio de Funcionamento da ANM-V GLL de Produção

Para um melhor entendimento sobre o princípio de funcionamento da ANM-V GLL, são apresentadas as funções dos principais componentes das atuais ANM –V GLL. Como a ANM-V GLL é composta por uma associação de componentes, então a partir deste momento, será adotado neste trabalho o termo sistema ANM-V GLL. Os principais componentes do sistema de produção ANM-V GLL são apresentados abaixo:

- *Corrosion Cap* (Capa de corrosão): Componente instalado no topo da ANM ou sobre a *Tree Cap*, cuja função é de proteção e isolamento das áreas de vedação dos receptáculos (GARCIA, 1997).

- *Tree Cap* (Capa da ANM): Componente cuja função é de interligar os controles da UEP e ANM durante as operações de produção, além de vedação contra entrada de água do mar na ANM (BAI & BAI, 2010).

- ANM propriamente dita: Componente formado por um corpo de válvulas do tipo gaveta com vedação metal/metal entre a gaveta e a sede. As válvulas da ANM possuem atuadores mecânicos, controlado por ROV, e atuadores eletro-hidráulico controlado pela UEP (GARCIA, 1997). As válvulas da ANM propriamente dita são:

- ✓ *Production master valve (PMV)*: Válvula mestra da produção (M1);
- ✓ *Production swab valve (PSV)*: Válvula de pistoneio da produção (S1);

- ✓ *Production wing valve (PWV)*: Válvula lateral da produção (W1);
- ✓ *Annulus master valve (AMV)*: Válvula mestra do anular (M2);
- ✓ *Annulus swab valve (ASV)*: Válvula de pistoneio do anular (S2);
- ✓ *Annulus wing valve (AWV)*: Válvula lateral do anular (W2);
- ✓ *Crossover valve (XOV)*: Válvula de comunicação entre os orifícios do anular e da produção (XO);

- BAP – Base adaptadora de produção: Componente que suporta as linhas de produção, serviço e controle, nivelando-as em relação à ANM. Este componente foi projetado a fim de proporcionar uma nova cabeça de poço para o suspensor de coluna (*Tubing Hanger*) e ANM. Na BAP existe um berço que recebe e ancora o mandril das linhas de produção, serviço e controle, permitindo que a ANM possa ser recuperada sem necessidade de recolher suas linhas (GARCIA, 1997). No Brasil, praticamente cerca de 95% dos poços submarinos, são instalados sistemas de produção do tipo ANM – V GLL equipados com a BAP.

- *Conventional tubing hanger* (Suspensor de coluna convencional): Componente que possui um orifício principal de acesso à coluna de produção e outro orifício de acesso ao anular. Fica localizado e travado na cabeça do poço submarino ou na BAP, caso esta última esteja sendo utilizada. O uso de BAP é a opção adotada nos poços submarinos brasileiros. As funções básicas do *tubing hanger* são: suportar o peso da coluna de produção; vedar o anular entre o revestimento e a coluna de produção; fornecer acesso ao anular; fornecer uma interface com a ANM; permitir através de furos específicos: a entrada de fluido hidráulico para o controle da DHSV (*Downhole Safety Valve* ou válvula de segurança de subsuperfície) e entrada de conectores de cabo elétrico para o monitoramento de temperatura e pressão de fundo pelo PDG (*Permanent Downhole Gauge*) (BAI & BAI, 2010).

- *Hydraulic Tree Connector* (Conector hidráulico da ANM): Componente que permite a conexão e desconexão da ANM na cabeça de poço. Seu acionamento é hidráulico e sua vedação é do tipo metal/metal (GARCIA, 1997).

- MCV – Módulo de conexão vertical: Componente que tem a finalidade de conectar as linhas de produção, serviço e controle na BAP. A ANM-V GLL possui três MCV (GARCIA, 1997).

- *Pressure and Temperature Transmitters* (Transmissores de pressão e temperatura PTT): Componente montado na ANM com função de monitoramento da pressão e da temperatura do fluido produzido a partir do nível da cabeça de poço. Tanto o PTT (Transmissor de temperatura e pressão) quanto o TT (Transmissor de temperatura) e o PT (Transmissor de pressão) são instrumentos alimentados eletricamente que enviam sinais elétricos para a sala de controle da UEP (BAI & BAI, 2010).

- *SCM - Subsea Control Model* (Módulo de controle submarino): Principal componente do sistema de controle montado na ANM com função de interface entre o sistema de controle e a ANM. O SCM contém eletrônica, instrumentação e hidráulica para a operação eficiente e segura das válvulas da ANM, *Chokes* e componentes *Downholes* (posicionados na coluna de produção). Normalmente possui no seu interior fluido dielétrico que atua como segunda barreira contra entrada de água do mar. O SCM é um componente independente e recuperável por meio de operação com ROV (BAI & BAI, 2010). É importante destacar que nem todas as ANMs usadas em águas profundas e ultraprofundas possuem o SCM, pois em várias ANMs é utilizado um sistema de controle totalmente hidráulico, que dispensa a parte eletrônica de controle do SCM. Entretanto, para o desenvolvimento do Pré-Sal, está previsto o uso de SCM em todos os equipamentos submarinos.

2.6 Sistema de Controle Eletro-Hidráulico Multiplexado da ANM de Produção

Um sistema de controle submarino típico opera válvulas e *chokes* na ANM, *manifold* e dutos submarinos. Seu objetivo fundamental é abrir e fechar válvulas. No entanto, esse

sistema de controle também recebe e transmite dados entre a superfície e o fundo do mar. Esses dados ajudam os engenheiros no monitoramento da produção através da indicação de temperatura, pressão e detecção de areia do poço (BAI & BAI, 2010). Os elementos típicos de controle incluem:

- Elementos *Topside* (instalados na superfície): EPU (Unidade de Potência Elétrica), HPU (Unidade de Potência Hidráulica), MCS (Estação de Controle Mestre), etc.
- Elementos *Subsea* (instalados no fundo do mar): Umbilical eletro-hidráulico, SCM (Módulo de Controle Submarino), etc.

No sistema de controle eletro-hidráulico multiplexado a MCS (Estação de Controle Mestre) é composta por um computador que se comunica com o microprocessador no SEM (Módulo Eletrônico Submarino). O SEM é o link de comunicação com a MCS e executa as funções de comando da MCS. O sistema de controle eletro-hidráulico multiplexado permite que vários SCMs (Módulos de Controle Submarino) fiquem conectados na mesma linha elétrica, hidráulica e de sinal. O resultado é que vários poços podem ser controlados por um simples umbilical, que é conectado na unidade de distribuição submarina (SDU). Da SDU as conexões para poços individuais e SCMs são feitas por meio de *jumpers* de interligação (BAI & BAI, 2010). O sistema de controle eletro-hidráulico multiplexado possui custo elevado e por isso é recomendado para campos complexos de produção, assim como os campos da camada Pré-Sal.

Para abrir uma válvula da ANM, o Operador da UEP manipula a MCS (Estação de Controle Mestre) para solicitar o movimento da válvula. Uma mensagem codificada é enviada da MCS para o SEM (Módulo Eletrônico Submarino) que interpretará a mensagem e em seguida alimentará a válvula solenoide apropriada. A alimentação da válvula solenoide permite que o fluido hidráulico flua para o atuador da ANM abrindo a válvula desejada. Durante o período em que não há operação de válvula, o SCM (Módulo de Controle Submarino) recebe do SEM (Módulo Eletrônico Submarino) os dados recuperados dos sensores (ex.: monitoramento de temperatura e pressão) montados na ANM que posteriormente são armazenados na memória do SCM (BAI & BAI, 2010). As válvulas da ANM são do tipo FSC (*Fail Safe Close*), ou seja, as válvulas da ANM se fecham “automaticamente” em caso de falha no sistema de controle, garantindo o fechamento do poço em caso de falha na comunicação entre UEP e ANM (ex.: falha no umbilical de controle).

3. ESTUDO DO PRÉ-SAL

O estudo sobre o Pré-Sal será apresentado com destaque para a sua descoberta, as características do seu ambiente e os seus principais desafios para a indústria do petróleo e gás.

3.1 Descoberta do Pré-Sal

O Pré-Sal é uma área distante 300 km da costa brasileira e localizada a aproximadamente 7.000 metros de profundidade do nível do mar. Possuindo aproximadamente 800 km de extensão e 200 km de largura, esta área é conhecida como a Província do Pré-Sal. O Pré-Sal brasileiro é considerado a maior reserva mundial de petróleo descoberta nos últimos 10 anos (DISCOVERY CHANNELL, 2013). Em 30/12/2004 foi escolhido um ponto dentro da área da província do Pré-Sal, onde foi enviada uma sonda para a perfuração do poço Parati. Depois de 15 meses de perfuração, foi encontrado um reservatório de Pré-Sal na profundidade de 7.600 metros. A perfuração do poço Parati custou 240 milhões de dólares e na época foi considerado o poço mais caro da história mundial do petróleo.

O poço pioneiro do Pré-Sal foi o poço de Tupi, sua perfuração foi iniciada em 24/04/2006 atravessando uma camada de sal de aproximadamente 2.000 metros. Depois de 5

meses de perfuração a broca atingiu o reservatório de Pré-Sal de Tupi, tendo neste caso uma redução de três vezes o tempo de perfuração do poço de Parati. O volume de petróleo e gás estimado em Tupi foi aproximadamente de 5 a 8 bilhões de barris. As reservas já descobertas na província do Pré-Sal totalizam cerca de 16 bilhões de barris, isto corresponde apenas a 25% da área total. As estimativas mais otimistas são de 120 bilhões de barris de petróleo e gás em toda a província do Pré-Sal (DISCOVERY CHANNELL, 2013).

3.2 Características do Ambiente Pré-Sal

Durante 15 meses uma UEP (Unidade Estacionária de Produção), plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) realizou um teste de longa duração (TLD) no campo de Tupi. Este TLD teve o objetivo de monitorar as condições de produção do reservatório de Pré-Sal, a fim de justificar o desenvolvimento da produção do Campo de Tupi. O volume de petróleo e gás estimado no Campo de Tupi, (hoje rebatizado de Campo de Lula), foi aproximadamente de 5 a 8 bilhões de barris. O petróleo do Pré-Sal tem uma característica que potencializa a corrosão dos equipamentos de produção, pois existe nele uma grande quantidade de CO₂ que quando associada a H₂O, presente geralmente no reservatório, gera um ácido carbônico que é altamente corrosivo. Baixa temperatura no fundo do mar, altas pressões externas e baixa visibilidade são condições extremas do ambiente Pré-Sal. A diferença de temperatura, entre 150°C no interior do reservatório de petróleo e 4°C no fundo do mar, associada à presença de grande volume de gás, permite a formação de hidratos e parafinas nos equipamentos de produção. A formação de hidratos e parafinas nos equipamentos de produção afeta a garantia do escoamento, ou seja, diminuem ou interrompem a capacidade de escoamento do sistema de produção. As características do ambiente de Pré-Sal oferecem grandes riscos de acidentes, pois são condições extremas de operação e por isso qualquer falha, por menor que seja, pode gerar grandes impactos ambientais, como os acidentes ocorridos no Golfo do México em abril de 2010 e no campo de Frade, na bacia de Campos, no Brasil, em novembro de 2011 (DISCOVERY CHANNELL, 2013).

3.3 Principais Desafios do Pré-Sal

A descoberta do Pré-Sal coloca o Brasil como uma das maiores potências energéticas do mundo. Na atualidade o projeto do Pré-Sal é considerado um dos maiores empreendimentos do mundo e são previstos 270 bilhões de dólares de investimento até o final de 2020. Estima-se que serão criados cerca de 2 milhões de empregos na cadeia do petróleo até 2020. Empregos que requerem todos os níveis de qualificação, do fundamental aos pós-doutores, acostumados a trabalhar nas fronteiras da tecnologia. Para atingir a meta de produção de petróleo e gás, definida pela Petrobras (operadora exclusiva das reservas do Pré-Sal), que é de 5,2 milhões de barris por dia até o final de 2020, a empresa terá o desafio de construir uma gigantesca estrutura de produção (PADUAN, 2012). O desafio de construir uma estrutura gigantesca de produção em tão pouco tempo exige, das partes envolvidas no projeto Pré-Sal, muito esforço e planejamento durante cada fase de execução. De acordo com (PADUAN, 2012), dentro dessa estrutura gigantesca de produção, pode-se destacar a necessidade da construção de: 68 Navios-Plataforma, 65 Petroleiros, 361 Navios de Apoio, 65 Sondas de Perfuração, 22.080 km de Dutos Flexíveis e **1725 Árvores de Natal Molhada – ANM**.

Para o desafio do Pré-Sal tornar-se uma realidade para o Brasil, será também necessário construir uma cadeia de empresas que vai sustentar sua exploração e comercialização. Especialistas apontam como os principais gargalos para atingir, em 2020, a meta de produção de óleo e gás de 5,2 milhões de barris por dia:

- A política de nacionalização criada com a lei do conteúdo local;
- Falta de fornecedores de bens e serviços que atendam as exigências de qualidade dos equipamentos do Pré-Sal;
- Falta de mão de obra capacitada;
- Pouco tempo para construir uma gigantesca estrutura de produção;
- Altos impostos cobrados pelo governo brasileiro sobre bens e serviços;
- O Regime de Partilha da Produção: modelo de exploração de petróleo e gás adotado pelo governo brasileiro exclusivamente para a província do Pré-Sal.

4. ESTUDO DA TEORIA DA ANÁLISE DE RISCO

O estudo sobre a teoria da análise de risco será realizado conforme abaixo.

4.1 Conceito de Risco

O conceito de risco expressa a combinação da probabilidade de ocorrência de um evento anormal ou falha e a severidade das consequências que o evento ou falha venha causar ao sistema, usuários ou ao meio (LAFRAIA, 2001). Já a falha pode ser definida como sendo a impossibilidade de um sistema ou componente cumprir com sua função no nível especificado ou requerido (LAFRAIA, 2001). O risco também pode ser expresso matematicamente de acordo com a Equação 1:

$$\text{Risco} = [(\text{PO}) \times (\text{D}) \times (\text{SC})] \quad (1)$$

Onde:

- **PO (Probabilidade de Ocorrência):** É uma estimativa das probabilidades combinadas de ocorrência de uma causa de falha, e dela resultar o tipo de falha no produto ou processo. Deve se estabelecer um índice de ocorrência para cada causa de falha. A Tabela 1 sugere os critérios para o estabelecimento desse índice. A probabilidade de ocorrência pode ser classificada de maneira qualitativa usando uma escala de 1 a 10 conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Tabela de Probabilidade de Ocorrência

Probabilidade de Falha	Índice ou Nota	Taxa de Falhas
Remota: A falha é praticamente impossível	1	< 1 em 10 ⁶
Baixa: Relativamente poucas falhas	2	1 em 20.000
	3	1 em 4.000
Moderada: Falhas ocasionais	4	1 em 1.000
	5	1 em 400
	6	1 em 80
Alta: Falhas repetidas	7	1 em 40
	8	1 em 20
Muito Alta: Falhas quase que inevitáveis	9	1 em 8
	10	1 em 4

Fonte: (LAFRAIA, 2001)

- **D (Detecção):** É o índice que avalia a probabilidade da falha ser detectada antes que o produto chegue ao cliente ou as falhas afetem o sistema externamente. A probabilidade de detecção pode ser classificada de forma qualitativa usando uma escala de 1 a 10 conforme sugestão da Tabela 2.

Tabela 2 – Tabela de Probabilidade de Detecção

Probabilidade de Detecção	Índice
Muito Alta: A falha será certamente detectada durante o processo de projeto/fabricação/montagem/operação	1 2
Alta: Boa chance de determinar a falha	3ou 4
Moderada: 50% de chance de determinar a falha	5ou 6
Baixa: Não é provável que a falha seja detectável	7ou 8
Muito Baixa: A falha é muito improvavelmente detectável	9
Absolutamente Indetectável: A falha não será detectável com certeza	10

Fonte: (LAFRAIA, 2001)

• **SC (Severidade das Consequências):** É o índice que deve refletir a gravidade do efeito da falha sobre o cliente, assumindo que o tipo de falha ocorra. A severidade de ocorrência pode ser classificada de forma qualitativa usando uma escala de 1 até 10 conforme sugestão da Tabela 3.

Tabela 3 – Tabela de Severidade

Severidade das Consequências	Índice
Marginal: A falha não teria efeito real no sistema. O cliente provavelmente nem notaria a falha	1
Baixa: A falha causa apenas pequenos transtornos ao cliente. O cliente notará provavelmente leves variações no desempenho do sistema	2 3
Moderada: A falha ocasiona razoável insatisfação no cliente. O cliente ficará desconfortável e irritado com a falha. O cliente notará razoável deterioração no desempenho do sistema	4 5 6
Alta: Alto grau de insatisfação do cliente. O sistema se torna inoperável. A falha não envolve riscos a segurança operacional ou o descumprimento de requisitos legais	7 8
Muito Alta: A falha envolve riscos à operação segura do sistema e/ou descumprimento de requisitos legais	9 10

Fonte: (LAFRAIA, 2001)

Observa-se que o resultado da Equação 1 é um número que varia entre 1 e 1000. Esse resultado define o conceito de RPN (*Risk Priority Number* – Número de Prioridade de Risco) que serve apenas para priorizar as ações de correção e melhoria no desenvolvimento de um projeto. As falhas com o maior RPN deverão ser tratadas prioritariamente numa avaliação de risco (LAFRAIA, 2001).

4.2 Técnicas de Análise de Risco

O estudo da confiabilidade de produto, componente ou sistema oferece técnicas para análise de riscos. A confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de um componente, equipamento ou sistema desempenhar sua função sem falhas, por um período de tempo previsto, sob condições de operação especificadas (LAFRAIA, 2001). Uma das principais técnicas de análise de risco, dentro do contexto da confiabilidade e sob o aspecto qualitativo, é a FMEA. A FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis* ou Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos): é uma técnica de confiabilidade que tem como objetivos: reconhecer e avaliar as falhas potenciais que podem surgir em um produto ou processo; identificar ações que possam eliminar ou reduzir a chance de ocorrência dessas falhas; e documentar o estudo, criando um referencial técnico que possa auxiliar em revisões e desenvolvimentos futuros do projeto ou processo (FOGLIATTO & RIBEIRO, 2009).

A técnica de FMEA pode ser aplicada em todo o ciclo de vida do produto, equipamento ou sistema. O ideal é que essa técnica de análise de risco/falhas seja aplicada antes do evento indesejável e não após a ocorrência da falha. Como o estudo da técnica de FMEA apresenta

natureza cíclica, pode ser interpretado como uma ferramenta para acompanhar as atividades de melhoria contínua de produtos, equipamentos ou sistemas. A técnica de FMEA oferece melhores resultados quando é desenvolvida por uma equipe multidisciplinar. Nessa equipe, podemos destacar representantes das áreas de: Pesquisa e Desenvolvimento, Projeto, Confiabilidade, Qualidade, Produção/Manufatura, Manutenção, Fornecedores e Clientes. No entanto, é possível também o desenvolvimento da técnica de FMEA pelo o esforço individual (FOGLIATTO & RIBEIRO, 2009).

4.3 O Uso da FMEA na Área de Equipamentos Submarinos de Petróleo

Na área da engenharia de equipamento ou sistema submarino de petróleo existe uma necessidade contínua de melhorar a confiabilidade e disponibilidade. A orientação é que o engenheiro de confiabilidade se envolva no desenvolvimento do produto desde a fase inicial do projeto. A FMEA revela os pontos fracos do produto e assim fornece subsídios para atividades de melhoria contínua. Além disso, a FMEA auxilia na identificação e eliminação de possíveis ocorrências de falhas e fornece uma hierarquia de prioridade para ações de controle. A técnica da FMEA também apresenta dois pontos fracos: não identifica a verdadeira razão do modo de falha e pode ser uma tarefa demorada (BAI & BAI, 2010). O estudo da técnica de FMEA é desenvolvido de modo sistemático usando um formulário de FMEA semelhante ao apresentado no Apêndice A.

5. DESENVOLVIMENTO

Uma simulação da análise de risco de uma ANM-V GLL de produção será desenvolvida com uso de um formulário de FMEA. Considera-se que esse sistema submarino de produção está instalado e operando em um campo de petróleo complexo, semelhante ao campo de produção de petróleo da camada Pré-Sal de Tupi. O resultado detalhado do estudo da técnica de FMEA para o sistema ANM-V GLL está apresentado no Apêndice A.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As principais conclusões deste trabalho estão apresentadas abaixo:

- O estudo de FMEA realizado para o sistema ANM-V GLL atende as exigências do regulamento técnico SGSO (Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional) para instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural da ANP (Agência Nacional do Petróleo);
- O formulário de FMEA do sistema ANM-V GLL é um meio documentado de encontrar registros de falhas operacionais, que pode ser solicitado por órgãos fiscalizadores como a ANP e o IBAMA durante auditorias de campo, e que serve para o acompanhamento prioritário das ações de controle sobre equipamentos críticos de segurança operacional;
- O registro dos dados de falhas no formulário de FMEA pode auxiliar na elaboração de futuros planos de inspeção de sistemas submarinos ANM-V GLL;
- A metodologia apresentada neste trabalho para a análise de risco do sistema ANM-V GLL pode ser também utilizada na análise de outros equipamentos submarinos tais como *Manifold*, *BOP (Blow Out Prevent)* e sistemas de dutos submarinos;
- Uma nova análise de risco operacional para o sistema ANM-V GLL poderia também ser desenvolvida, dispondo de um banco de dados de falhas reais e usando uma técnica de análise de risco quantitativa que usa os conceitos estatísticos da engenharia de confiabilidade.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/?pg=60130&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1360105600625>>. Acessado em: 05 fev. 2013.

BAI, Yong; BAI, Qiang. **Subsea Engineering Handbook**. USA: Elsevier, 2010.

DISCOVERY CHANNELL. **O Desafio do Pré-Sal**. Disponível em:

<<http://www.youtube.com/watch?v=fb-zDpk8xWA>>. You Tube: 2011. Acessado em: 05 fev. 2013.

FOGLIATTO, Flavio Sanson; RIBEIRO, José Luis Duarte. **Confiabilidade e Manutenção Industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

GARCIA, Jose Eduardo de Lima. **A Completação de Poços no Mar**. Salvador: 1997.

LAFRAIA, João Ricardo Barusso. **Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade**. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

PADUAN, R. **O Maior Desafio do País**. Revista Exame. São Paulo, 27 jun. 2012.

8. APÊNDICE

O Apêndice A apresenta um formulário com a análise de risco da ANM-V GLL.

HOW TO ANALYZE THE OPERATIONAL RISKS OF AN ANM-V GLL PRODUCTION ENVIRONMENT IN ULTRA-DEEP WATER (PRE-SALT)?

***Abstract:** This work has as main purpose to present a methodology for the analysis of operational risks of oil production subsea equipment. Given the increasing number of subsea equipment, especially in the WCT (Wet Christmas Tree), associated with the discovery of large complex reservoirs of oil and gas in the Pre -Salt province, and the need for skilled labor on this subject, there is a huge concern of Brazilian regulatory agencies for effective control over the operational risks of these subsea oil production. In this sense, considering the extreme conditions of operation and based on the reliability technique of FMEA (Failure Mode and Effect Analysis), a methodology is presented for the simulation of the risk analysis of WCT-V GLL (Wet Christmas Tree Vertical Guidelineless). In an FMEA form, which was developed for this submarine equipment, were recorded the possible failure modes and their effects. The main result is that the FMEA technique used in this risk analysis, meets the requirements technical regulation of OSMS (Operational Security Management System) of NPA (National Petroleum Agency). How is a middle of the documented record of failures, this technique can also be used for preparation of inspection plans for production systems deepwater WCT-V GLL. Finally, the result of the FMEA technique has limitations as the author's knowledge on the principle of operation of each component forming the subsea production system WCT-V GLL.*

Key – words: Reliability. FMEA technique. Oil Production Subsea Equipment. WCT (Wet Christmas Tree). Pre-Salt.

APÊNDICE A: FORMULÁRIO DE FMEA PARA O SISTEMA DE PRODUÇÃO ANM-V GLL.

Sistema:		Descrição: [Produto/ Processo/Serviço]			Responsável:			Página:		Data da FMEA
Sistema Submarino de Produção de Petróleo ANM-V GLL		FMEA de produto aplicada na fase de operação da ANM-V GLL			Engenheiro Janailson O. Cavalcanti			1/1		Dezembro de 2013
Código/ Componente	Função	Modo de Falha	Efeito da Falha	Severidade	Causa da Falha	Ocorrência	Meio de Detecção	Detecção	RPN	Ação Recomendada
A1. Capa da ANM	Interligar controles da UEP a ANM durante as atividades de <i>workover</i> ;	Falha ao abrir válvula XO;	Ausência de limpeza nas linhas da ANM;	5	Dano eletrônico no SCM;	2	Sala de controle da UEP;	5	50	Realizar testes periódicos de abrir válvulas;
A2. ANM propriamente dita	Direcionar o fluido produzido do poço até a <i>flowline</i> ; Parar com segurança o fluxo do poço;	Entupimento; Falha ao fechar válvula M1/travamento	Perda de produção; Perda parcial de controle do poço;	7 5	Formação de hidrato e parafina;	7	Leitura de T e P do PTT na UEP; Registro de vazão pela choke;	3	147 105	Injeção periódica de inibidores de hidrato e parafina; Informar falha ao fabricante do equipamento;
A3. BAP - Base Adaptadora de Produção	Suportar as linhas de produção, serviço e controle;	Falha de conexão	Vazamento	10	Desalinhamento dos MCV na BAP;	2	Inspeção por ROV	5	100	Verificar procedimento de instalação dos MCV;
A4. <i>Tubing Hanger</i>	Suportar o peso da coluna de produção;	Falha de conexão	Vazamento	10	Desgaste no anel metálico do TH;	2	Inspeção por ROV	5	100	Informar falha ao fabricante do equipamento;
A5. SCM - Módulo de Controle Submarino	Interface entre o sistema de controle e a ANM;	Falha ao abrir válvulas M1, S1 e DHSV;	Poço parado; Falta de comando nas válvulas da ANM;	7	Defeito eletrônico no SCM;	2	Sala de controle da UEP;	5	70	Recuperação e instalação do SCM por ROV;
A6. PTT - Transmissor de temperatura e pressão	Monitorar parâmetros do fluido produzido no nível da cabeça de poço;	Falha de controle das variáveis T e P;	Falta de leitura de T e P;	5	Umbilical danificado;	2	Sala de controle da UEP;	5	50	Verificar confiabilidade do umbilical de controle;
A7. Conector Hidráulico	Permitir a conexão/desconexão da ANM na cabeça de poço;	Falha de vedação	Vazamento	10	Desgaste no anel metálico	2	Inspeção por ROV	5	100	Informar falha ao fabricante do equipamento;