

# Análise de Predição em Conformidade com a Inspeção Baseada em Risco (IBR)

Predictive Maintenance Analysis in Accordance with the Inspection Based on Risk (IBR)

Análisis de manutención predictiva de acuerdo con la inspección basada en riesgo (IBR)

Mestre Márcio Alves Suzano

Doutorando no Programa de Engenharia Naval e Oceânica da COPPE / UFRJ

COPPE / UFRJ

Rio de Janeiro - RJ

masuzano@peno.coppe.ufrj.br

## RESUMO

A partir do desenvolvimento do Campo de Marlim na Bacia de Campos na década de 90, houve um grande aumento na instalação de unidades flutuantes de produção pela PETROBRAS. Devido às dificuldades de se adequar os programas de inspeção, típicos de navios petroleiros, às unidades do tipo Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), começaram a ocorrer grandes períodos de indisponibilidade de tanques de carga. Além disso, com a ampliação da frota, começou a se perceber uma dificuldade no cumprimento dos programas de inspeção de casco. Com o inevitável envelhecimento da frota, além da vida pregressa à conversão, das particularidades de cada unidade, a Inspeção Baseada em Risco (IBR) se apresenta como uma ferramenta necessária para evitar restrições na produção de petróleo na FPSO em águas profundas. Este trabalho possui por objetivo apresentar uma análise de predição na IBR com o intuito de apresentar uma melhoria de processo, tendo como base modelos adotados na indústria aérea. Assim, pretende-se propiciar uma análise com maior acurácia dos resultados, pois poderá adotar análises preditivas para possíveis inspeções preventivas com o objetivo final de aumentar o Tempo Limite de Vida (TLV) da estrutura.

**Palavras-chave:** Plataformas flutuantes. Produção de petróleo. Inspeção baseada em risco (IBR). Tempo limite de vida (TLV).

Recebido / Received / Recibido  
22/09/10

Aceito / Accepted / Acepto  
23/01/11

## ABSTRACT

From the development of the Marlin field in the Campos Basin in the 90s, there was a large increase in the installation of floating production by PETROBRAS. Due to the difficulties of adapting the inspection programs, typical of oil tankers, the units of the Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), began to occur long periods of unavailability of cargo tanks. Furthermore, with the fleet expansion, began to notice a difficulty in meeting the inspection programs of the hull. With the inevitable aging of the fleet, as well as previous life conversion, the particularities of each unit, the Inspection Based Risk (IBR) is presented as a necessary tool to avoid restrictions on oil production on the Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) in deep water. However, this study has the objective of presenting an analysis to predict the RBI in order to submit a process improvement, based on models adapted in the airline industry. Thus, it is intended to provide a more accurate analysis of the results. Because we adopt predictive analytics for possible preventive inspections with the ultimate goal of increasing the Time Limit of Life (TLV) of the structure. Aiming to deliver results as: reduction of uncertainties, identifying breakdowns due to structural deterioration, reduced maintenance costs, plan more efficiently and especially to prevent the stoppage of oil production, because it is a platform that produces and storing oil in its cargo tanks, which is why, might cause a major problem facing the strategic and financial resources in oil exploration.

**Keywords:** floating platforms. Oil production. Risk based inspection (RBI). Time out life (TLV).

## RESUMEN

A partir del desarrollo del Campo de Marlim, en la Bacía de Campos, en la década de 90, hubo un gran aumento en la instalación de las unidades flutuantes de producción por la PETROBRAS. Debido a las dificultades de adecuarse a los programas de inspección, típicos de navios petroleros, a las unidades del tipo Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), empezaron a ocurrir grandes períodos de indisponibilidad de tanques de carga. Además, con la ampliación de la flota, empezó a percibirse una dificultad en el cumplimiento de los programas de inspección de casco. Con el inevitable envejecimiento de la flota, allá de la vida anterior a la conversión, de las particularidades de cada unidad, a la Inspección Basada en Riesgo (IBR) se presenta como una herramienta necesaria para evitar restricciones en la producción de petróleo en la FPSO en aguas profundas. Este trabajo tiene por objetivo presentar un análisis de predicción en la IBR con el intuito de presentar una mejoría del proceso, teniendo como base modelos adoptados en la industria aérea. Así, se pretende propiciar un análisis con mayor exactud en los resultados, pues podrá adoptar análisis predictivas para posibles inspecciones preventivas con el objetivo final de aumentar el tiempo límite de vida (TLV) de la estructura.

**Palabras-clave:** Plataformas flutuantes. Producción de petróleo. Inpección basada en riesgo (IBR). Tiempo límite de vida (TLV).

## INTRODUÇÃO

O Brasil, nas últimas duas décadas, apresentou um crescimento impressionante em sua produção de petróleo. Com esse aumento, o nível atual da produção torna o país praticamente autossuficiente. Esse fato é devido, principalmente, ao uso de plataformas flutuantes de perfuração e produção de petróleo, pois as maiores reservas brasileiras se localizam em profundidades além de 1000 metros de lâmina d'água, sendo tecnicamente inviável o uso de plataformas fixas.

Porém, as plataformas flutuantes apresentam algumas características distintas em relação às fixas, tais como: maior capacidade de produção de petróleo, maior complexidade tecnológica e, conseqüentemente, atrelam

uma maior quantidade de requisitos necessários para manter sua operação, motivo pelo qual estudaremos uma melhor metodologia de adequação a este tipo de unidade Floating Production, Storage and Offloading (FPSO).

## 1 DEGRADAÇÃO E PREDIÇÃO

A degradação estrutural, tais como a corrosão e a fadiga, sempre estará presente ao longo da operação do sistema e, para garantir as características de um sistema estrutural ao longo do tempo de serviço, é necessário avaliar o desenvolvimento dos processos de degradação e realizar medidas preditivas e de prevenção. Essa avaliação tem a finalidade de minimizar medidas corretivas, com o objetivo de aumentar, dessa forma,

o Tempo Limite de Vida (TLV) dessas plataformas. Na prática, são empregados programas de inspeção periódica nos processos de degradação em alto mar. Por exemplo, nos processos de racionalização, as inspeções e os reparos submersos são feitos por escaladores treinados, e as inspeções e os reparos imersos são feitos por mergulhadores treinados para os respectivos fins. Por esse motivo, será dada uma atenção especial aos processos de predição, tendo como modelo a indústria aérea, que adota, desde a sua origem, métodos de predição, pois procura operar com “Erro Zero” (Menor número de falhas possível de ocorrer).

## 2 CARACTERÍSTICAS DA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO EM ESTRUTURAS “OFFSHORE”

A partir de um breve histórico sobre as unidades “Offshore” e de uma definição de suas características, serão abordadas as operacionalidades das unidades tipo Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) e arranjos estruturais típicos adotados para a estrutura do casco (MACHADO, 2002).

### 2.1 UNIDADES DO TIPO FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING (FPSO)

As primeiras descobertas de depósitos de petróleo, em regiões marinhas, ocorreram na costa da Califórnia nos Estados Unidos no final do século XX, ocasionando a instalação de plataformas oceânicas. As primeiras construídas em madeira foram instaladas em águas rasas.

Até o final da Segunda Guerra Mundial, essas estruturas tiveram pouco desenvolvimento, sendo instaladas em águas de até 5m de profundidade e a uma pequena distância da costa.

Em 1947, foi introduzido o conceito de Jaqueta. Essas plataformas em aço (Figura 2a) são fabricadas em canteiro e transportadas até o local de produção, onde são instaladas. A fixação no fundo do mar é realizada por meio de estacas. Em 1955, instalou-se a primeira plataforma a uma profundidade de 30 metros. Em 1959, foi concluída a instalação no Golfo do México, em águas de 60 metros de profundidade (MACHADO, 2002).

No Brasil, os trabalhos preliminares de levantamento geofísico surgiram em 1959. Segundo publicações oficiais (HERNANDEZ, 1997), programava-se para o início de 1968 a operação da primeira plataforma de perfuração auto elevatória construída no Brasil. Em 1973, perfurou-se numa lâmina d’água de 110 metros e surgiram indícios de óleo a quatro mil metros de profundidade. Em 1974, descobriu-se óleo na Bacia de Campos em quantidade

comercial: era o primeiro poço do campo de Garoupa. Em 1977, o segundo campo da Bacia de Campos começou a produzir, o campo de Enchova. A partir daí, dezenas de campos foram descobertos, tornando a Bacia de Campos a principal província petrolífera do país.

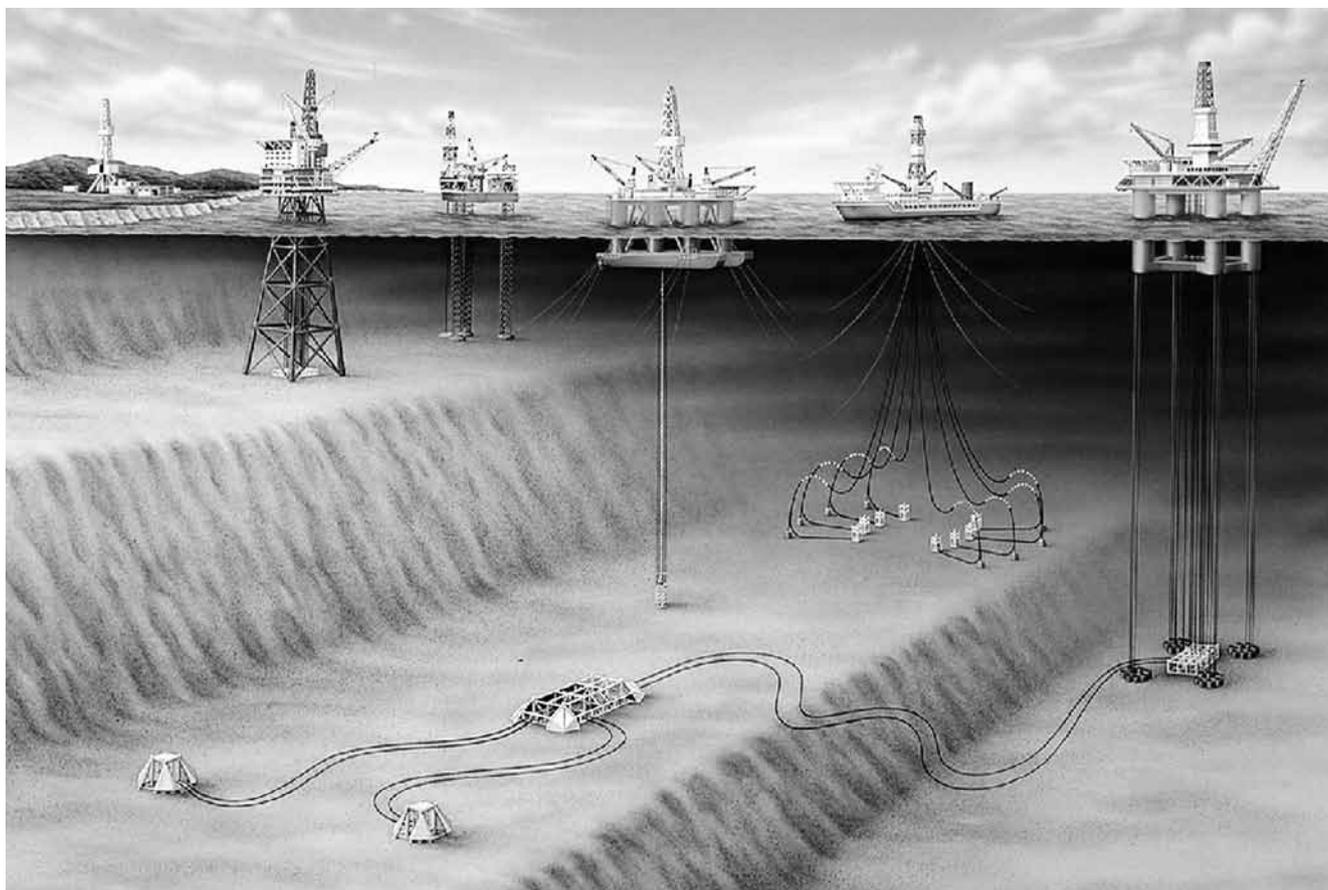
Atualmente, no Brasil, produz-se petróleo em lâminas d’água superiores a 1800m, pois as estruturas oceânicas podem ser construídas em aço, em concreto ou com uma combinação de ambos. Em lâminas d’água com cerca de 300 metros, são instaladas plataformas fixas tipo jaqueta (Figura 1.a) ou de gravidade (Figura 1.b). No caso de águas mais profundas, as plataformas fixas tornam-se inviáveis, surgindo a necessidade de se utilizar plataformas flutuantes do tipo semisubmersíveis (Figura 1.c), unidades do tipo FPSO (Figura 1.d), Plataforma de Pernas Atirantadas (Figura 1.e).

Os navios de produção, representados por sistemas do tipo FPSO, são constituídos a partir de um navio tanque ou balsa reestruturados para receber uma planta de produção, somente no caso do FPSO e possibilitar o armazenamento do petróleo em função das necessidades do campo petrolífero.

Desde PETROJAL I, o primeiro navio de produção deste tipo no mundo em operação em 1986 no Mar do Norte, diversas unidades foram construídas ou convertidas para operarem com outras de produção tipo FPSO. No Brasil, em 1977, um Floating, Storage and Offloading (FSO) foi instalado para receber e armazenar óleo em uma lâmina d’água de 116m. O primeiro Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) na Bacia de Campos começou a operar em 1979, explorando o Campo de Garoupa. Em 1994, esse navio foi transferido para exploração inicial do Campo gigante de Barracuda, recebendo um sistema de amarração tipo *turret* devido ao grande número de linhas de produção (*risers*) e lâmina d’água de 845m (MASTRANGELO, 2000).

Esses sistemas são principalmente utilizados quando o campo está alocado em regiões onde a instalação de dutos submarinos para condução de óleo até a costa não é conveniente ou economicamente viável. Esses sistemas permitem que o óleo seja processado somente no caso do FPSO e armazenado para posteriormente ser escoado para um outro navio, chamado aliviador, que é periodicamente conectado a esse para receber e transportar o óleo até os terminais petrolíferos.

Devido à necessidade de grande capacidade de armazenamento, o tipo de navio normalmente utilizado como unidade tipo FPSO corresponde aos navios do tipo Very Large Crude Carriers (VLCCs) e Ultra Large Crude Carriers (ULCCs) com capacidade entre 175.000 e 300.000 e acima de 300.000, respectivamente.



**Figura 1:** Estruturas Offshore: a) Jaqueta, b) Gravidade, c) Semi-submersível, d) Navio de Produção (FPSO), e) Plataforma de Pernas Atirantadas (TLP).

Fonte: (MACHADO, 2002).

De acordo com Neto (NETO, 2001), a frota do tipo FPSO é composta por cerca de 66 navios em operação e por 14 em construção ou conversão. A frota do tipo Floating, Storage and Offloading (FSO) é composta por cerca de 77 navios em operação e por três em conversão (MACHADO, 2002).

## 2.2 DIFICULDADES DE ADEQUAÇÃO DOS PROGRAMAS DE INSPEÇÃO EM UNIDADES OPERADORAS FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING (FPSO)

O mecanismo de proteção aos riscos citados devido à degradação e à operacionalidade, anteriormente, estava até então restrito apenas aos aspectos comerciais e sem qualquer interferência governamental sobre tais atividades. Entretanto, com o aumento excessivo de negócios, os governos dos países de maior atividade comercial se viram pressionados a estabelecer algum tipo de legislação com intuito de coibir abusos no transporte de carga que pudessem ocasionar acidentes (DANTAS, 2006).

## 3 PLANEJAMENTO, IMPLEMENTAÇÃO E ASPECTOS DA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO EM ESTRUTURAS “OFFSHORE”

### 3.1 REQUISITOS DO PROJETO DE PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO

Dentre as principais diferenças operacionais entre unidades do tipo FPSO e de embarcações convencionais, podemos destacar os requisitos de avaliação e manutenção da estrutura do casco ao longo da vida operacional.

No caso das embarcações convencionais, a avaliação e a manutenção da estrutura do casco, ao longo do tempo em serviço, são baseadas em docagens periódicas e em reclassificação a cada cinco anos. Os reparos e as modificações devidos às avarias causadas pela degradação estrutural por corrosão e fadiga, bem como devidos à sobrecarga, são usuais para as embarcações convencionais e normalmente considerados como parte integrante do procedimento de manutenção do operador.

No caso de unidades tipo FPSO, os seguintes aspectos devem ser considerados (LANDET, 2000):

- requisitos da vida útil de serviço (cerca de 20 / 25 anos) com o menor número possível de interrupções na produção para realização de inspeções, manutenção e reparos;

- impossibilidade de realização de docagens periódicas para realização de reparos;

- necessidade de prover acessos seguros para realização de inspeções periódicas durante a operação, a serem instalados em todos os tanques da região de carga, em diferentes níveis de inspeção (NETO, 2001);

- condições especiais de operação relacionados à operação de carga e descarga de tanques, efeito de *sloshing* em tanques parcialmente cheios, etc.;

- existência de áreas especiais com pequena experiência operacional como *turret*, suportes do sistema de ancoragem e suportes de *risers*; e

- aumento dos riscos financeiros e requisitos de segurança devidos à grande capacidade de armazenamento de óleo nos tanques de carga.

É importante que os códigos e as regras existentes para navios convencionais não sejam diretamente utilizados para avaliação e manutenção dos sistemas do tipo FPSO sem uma análise prévia da aplicabilidade e de um posterior julgamento dos resultados obtidos. Para avaliação da estrutura do casco de FPSO, é sugerido por Millar (2000) a avaliação dos seguintes tópicos especiais:

- adequação das metodologias atuais para projeto da estrutura do casco, incluindo a avaliação da resistência última e as características ambientais específicas da locação onde a unidade irá operar;

- avaliação das consequências de explosões devido ao vazamento de hidrocarbonetos ou de incêndios ocasionando explosões nas áreas do *turret*, praça de bombas, tanques de carga e lastro, espaços de máquinas, etc.;

- análise das consequências estruturais devido às colisões, queda de objetos, etc., em relação à capacidade de absorção da estrutura do casco;

- avaliação das consequências estruturais devido ao embarque de água no convés *green water* e impacto de ondas no fundo *slamming*;

- garantia da integridade estrutural prevista ao longo do tempo em serviço, associada à periodicidade de inspeções, escopo e métodos de inspeção empregados; e

- aplicação de critérios para consideração da fadiga devido à vida pregressa do navio e de critérios para definir a troca de chapas com desgaste acima dos valores permissíveis, no caso de conversões de navios existentes em Floating Production, Storage and Offloading (FPSO).

As Sociedades Classificadoras têm realizado esforços significativos para produzir regras específicas para sistemas tipo FPSO. Contudo, o conhecimento nessa área ainda está em fase de desenvolvimento e aparece refletida em diversos trabalhos publicados (BULTEMA, 2000)

### 3.2 TIPOS DE ARRANJO ESTRUTURAL DA REGIÃO DE CARGA

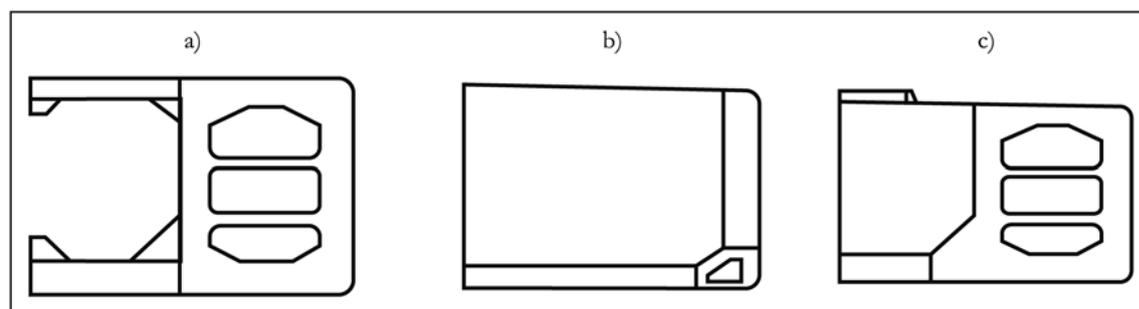
As unidades FPSO podem ser concebidas por meio da construção de um novo casco ou pela conversão de uma embarcação existente com grande capacidade de armazenamento.

Existem basicamente três tipos de navios utilizados como unidades tipo Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), classificados em função do arranjo estrutural da seção transversal típica da região de carga (Seção-Mestra), conforme apresenta a Figura 2:

a) Navios de casco singelo: existe apenas uma barreira entre a carga e o meio externo. Um par de tanques laterais são normalmente utilizados como lastro;

b) Navios de casco duplo: existem duas barreiras entre a carga e o meio externo, exceto na região do convés. Os tanques laterais são considerados como tanques de lastro ou espaços vazios (*voids*); e

c) Navios originalmente construídos para transporte de óleo e minério: a estrutura do fundo na região do



**Figura 2:** Tipos de arranjo estrutural para navios empregados como unidades tipo FPSO. a) Navio de casco singelo; b) Navio de casco duplo; c) Navio originalmente construído para transporte de óleo e minério.  
Fonte: (MASTRANGELO, 2000).

tanque central de carga é composta por duas barreiras entre a carga e o meio externo. As demais regiões (costado, fundo dos tanques laterais e convés) possuem apenas uma barreira. A estrutura dos tanques centrais do navio convencional é reforçada, a fim de permitir também o transporte de minérios em rotas específicas.

A utilização de navios de casco singelo para os sistemas do tipo FPSO é suportada pelo emprego de regras e regulamentos existentes para projeto, construção e acompanhamento de navios convencionais. O Regulamento MARPOL isenta a aplicação do Regulamento 13G do MARPOL, Anexo I, referente aos requisitos retroativos para embarcações existentes quanto aos requisitos de casco duplo para unidades flutuantes, a menos que solicitado integralmente ou parcialmente pela autoridade costeira local.

De acordo com Neto (2001), cerca de 65% das unidades de produção tipo FPSO em operação no mundo são embarcações de casco singelo e convertidas a partir de embarcações existentes. No Brasil, exceto para as unidades P-34 e SEILLAN, em 2000, todas as unidades em operação na Bacia de Campos eram unidades convertidas a partir de navios de casco singelo, mantidos de acordo com os requisitos das Sociedades Classificadoras (MASTRANGELO, 2000).

### 3.2 IMPLEMENTAÇÃO DA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO

As classificadoras, devido às peculiaridades do comércio e transporte marítimo internacional, como forma de atender às necessidades dos armadores com maior presteza, viram-se obrigadas a dispor de escritórios para manutenção de classe das embarcações em praticamente todos os portos de atividade significativa, dotando-os de um corpo técnico com qualificação adequada e homogênea, que tem por finalidade direcionar seu trabalho para aspectos apresentados a seguir.

### 3.3 PARTES FUNDAMENTAIS DE UMA UNIDADE FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING (FPSO)

- Estrutura

A inspeção estrutural de plataformas é baseada principalmente na análise do relatório da última vistoria subaquática e uma minuciosa inspeção visual geral da unidade, para verificar a existência de trincas e níveis acentuados de corrosão.

- Quanto aos sistemas

Inspeção visual e operacional de sistemas de navegação (unidades auto propelidas), prevenção da

poluição, carga e lastro, gás inerte e lavagem de tanques com óleo cru *COW*, amarração, movimentação de pessoal e carga, comunicações, propulsão e sistema de governo e condições gerais.

- Quanto aos procedimentos operacionais

São verificados os sistemas de gerenciamento de segurança, carga e descarga, *offloading*, transbordo de pessoal e carga e demais instruções e procedimentos operacionais.

### 3.4 PREPARAÇÃO E PROCEDIMENTO PARA REALIZAÇÃO DAS VISTORIAS

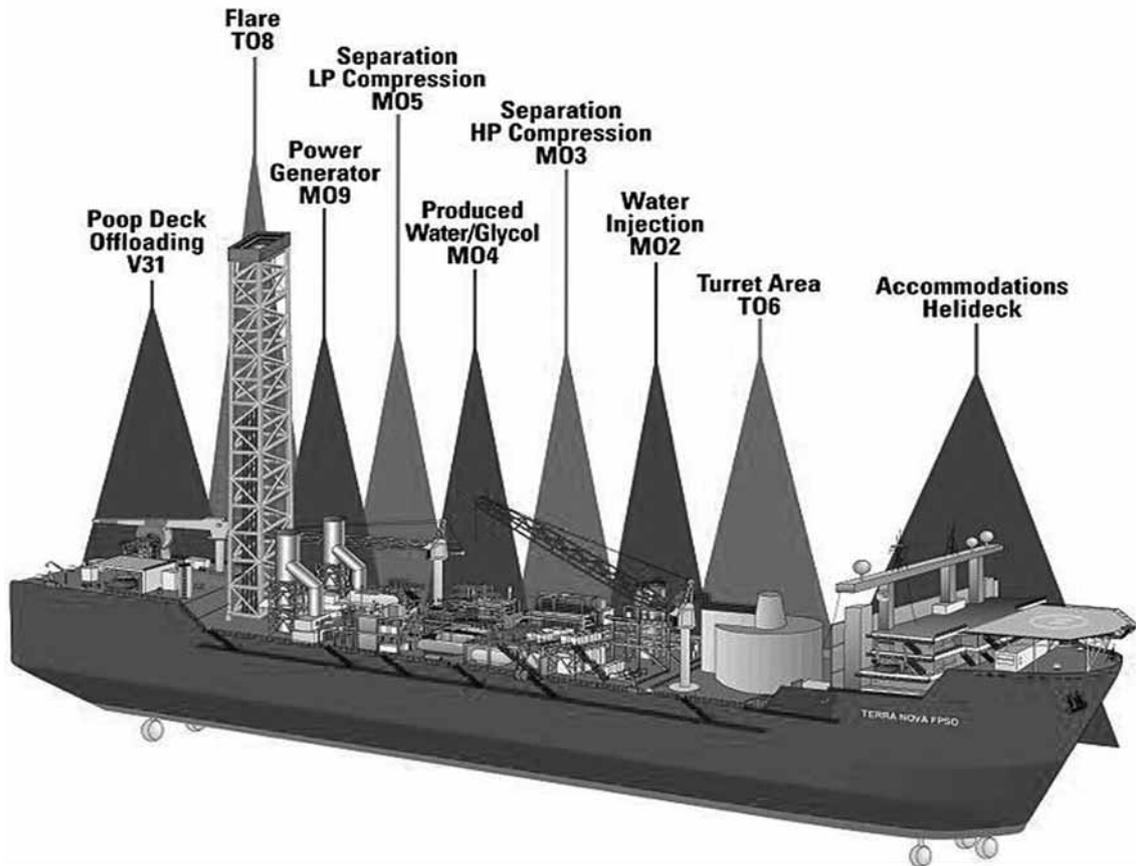
As vistorias são realizadas com o uso de um *Check-List* da Sociedade Classificadora, específico para o tipo de Certificado que está se renovando ou fazendo o endosso anual, que pode ser um *check-list* referente à certificação: MODU, *Load Line*, MARPOL ou classe. Esses documentos não são confidenciais e é recomendável que a própria unidade ou a empresa possua pessoal capacitado para, com base nesse *check-list*, fazer uma verificação preliminar no local antes da vistoria. É importante ressaltar que uma vistoria que gere muitas pendências não é recomendável nem para o armador nem para a Sociedade Classificadora, pois, além de tomar tempo do vistoriador, muitas vezes, faz-se necessário o adiamento de pendências, e quanto mais demandas existirem, maior a possibilidade de um aumento de pendências necessitar serem postergadas.

A Sociedade Classificadora não obtém um maior lucro se necessitar embarcar um vistoriador inúmeras vezes para retirada de pendências. Para ela, é mais confiável a situação em que existam poucas pendências e nenhuma considerada grave, em que possa ser possível obter os certificados definitivos e as vistorias necessárias, sejam apenas as anuais e de renovação.

### 4 NÍVEIS DE DETALHAMENTOS DOS PROCESSOS APLICÁVEIS NA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO

Estudos de Inspeção Baseada em Risco (RBI) determinam programas de inspeção. A informação é gerada a partir de tipos de danos que possam ser esperados, técnicas de inspeção apropriadas a serem utilizadas, o local onde procurar o dano potencial e o modo como, normalmente, as inspeções deveriam ser realizadas.

Inspeção Baseada em Risco é considerada uma alternativa eficaz de custo para inspeção tradicional. O RBI é usado no planejamento e na implementação de programas de inspeção e manutenção segundo



**Figura 3:** Partes da FPSO (Floating Production Storage Offloading).  
Fonte: FARIAS (2006).



**Figura 4:** FPSO CAPIXABA  
Fonte: FARIAS (2006).

(FARIAS, 2006), vários níveis são apresentados com a finalidade de detalhamento dos processos aplicáveis com relação à inspeção convencional e baseada em risco, com a finalidade de obtenção de resultados que venham identificar os riscos para otimizações dos processos.

#### 4.1 NÍVEL 1 – ESTUDO DETERMINÍSTICO

Estudo determinístico de ‘onde’ inspecionar mantém os intervalos da regra prescritiva (Ex. FPSO CAPIXABA). A IBR nível 1 é a mais adequada para implementação em Unidades Semissubmersíveis.

#### 4.2 NÍVEL 2 – ESTUDO DETERMINÍSTICO

Estudos determinísticos de ‘quando’ e ‘onde’ inspecionar permitem o ajuste dos intervalos prescritivos. Apresentar resultados inferiores aos obtidos com o nível 3.

#### 4.3 NÍVEL 3 – ESTUDO PROBABILÍSTICO

Estudo probabilístico de ‘quando’ e ‘onde’ inspecionar. Novos intervalos são calculados de acordo com a realidade estrutural do casco (Ex. PETROBRAS 32). A IBR nível 3 é a evolução de nível 2 e a mais adequada para implementação nos FPSOs em condições normais de operação.

#### 4.4 NÍVEL 4 – ESTUDO PROBABILÍSTICO

Estudo probabilístico com aplicação de Análise Dinâmica do Carregamento e Análise Espectral de Fadiga de ‘quando’ e ‘onde’ inspecionar, voltado para extensão da vida útil da Unidade. Esse modelo será tomado por base para nossos estudos.

A Inspeção Baseada em Risco (IBR) nível 4 é uma opção para o caso de necessidade de extensão da vida útil de uma Unidade sem retirada da locação, pois toda embarcação deve se adequar à legislação e aos requisitos do país onde ela estiver momentaneamente operando.

De uma maneira geral, a maior parte dos requisitos de segurança operacional são bem semelhantes para todos os países signatários da IMO, uma vez que decorrem das mesmas convenções internacionais (SOLAS, MODU, LOAD LINE, MARPOL, TONNAGE, ETC.). No entanto, toda embarcação de bandeira estrangeira, incluindo as plataformas, cuja operação se pretenda fazer em águas jurisdicionais brasileiras, deverá ter sido prévia e formalmente autorizada pela Autoridade Marítima brasileira (FARIAS, 2006).

### 5 METODOLOGIA APLICADA

Os requisitos necessários quanto aos critérios dos Operadores, Sociedades Classificadoras e Autoridades Nacionais e de Bandeira serão considerados na definição do programa de inspeções.

A definição dos programas de inspeções será baseada em um modelo de confiabilidade estrutural relativo ao modo de degradação estrutural por corrosão e fadiga.

O modelo de confiabilidade é baseado na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). Entretanto, para uma determinada região da estrutura metálica de um Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), o modelo de confiabilidade será criado, considerando-se uma vida de resistência à avaria de 20 a 40 anos.

Esse modelo de confiabilidade pode ser atualizado, levando em consideração os resultados de inspeções, que



**Figura 5:** PETROBRAS 32  
Fonte: FARIAS (2006).

serão avaliados em um método de inspeção, representado pela sua probabilidade de detecção, analisando vários tipos de embarcações em diversas condições de operacionalidade.

Para definição do instante de realização das inspeções, serão considerados dois métodos: o intervalo constante entre inspeções *Time Between Overhaul* (TBO), Tempo Limite de Vida (TLV), sendo tratados como níveis determinísticos (dados do Fabricante) e o da probabilidade de falha constante *Medium Time Between Failure* (MTBF), *Medium Time Between Remove* (MTBR), sendo níveis probabilísticos.

No primeiro método, as inspeções serão realizadas em intervalos constantes, prescritos para a região estrutural. A probabilidade de falha será atualizada em razão dos resultados das inspeções em que não sejam encontradas avarias.

No segundo, a probabilidade de falha máxima admissível ou probabilidade de falha alvo (degradação estrutural) será estabelecida coincidindo com a probabilidade de falha máxima no instante da primeira inspeção, com data estabelecida no programa prescrito para a região. Essa probabilidade de falha será considerada para estabelecimento do intervalo necessário entre inspeções subsequentes para manutenção da probabilidade de falha abaixo do valor preestabelecido.

Os programas de inspeções serão avaliados quanto ao custo total final, incluindo o valor da mobilização, inspeção, reparo e custo de uma possível falha do componente considerado, implicando em quanto maior o *Medium Time Between Failure* (MTBF), menor é a demanda de revisões e quanto menor o *Medium Time Between Failure* (MTBF), maior é a demanda de revisões, colaborando para que o preço final aumente. Por esse motivo, há a necessidade de adotar métodos preceptivos com a finalidade de eliminar ao máximo os desvios que possam vir a gerar uma avaria.

## 5.1 ANÁLISE CRÍTICA

Tem por objetivo verificar a necessidade de uma metodologia que direcione as etapas de uma inspeção por degradação estrutural, tendo como foco a qualidade como balizamento para uma análise mais acurada.

### 5.1.1 O QUE INSPECIONAR?

Devemos identificar os detalhes construtivos críticos de “Onde inspecionar”, as áreas de alto risco, análise qualitativa por meio de grupos de trabalho de “Quando inspecionar”, mecanismos de degradação e avarias dependentes do tempo.

### 5.1.2 ONDE INSPECIONAR?

Verificar a matriz de probabilidade versus consequência. É feita a identificação dos detalhes construtivos críticos da estrutura da unidade.

### 5.1.3 QUANDO INSPECIONAR?

Uma vez identificados os detalhes estruturais críticos, bem como concluída a análise qualitativa de risco, as informações são cruzadas com os resultados das análises de degradação da estrutura para a definição do intervalo de inspeção.

## 5.2 ETAPAS DA ANÁLISE CRÍTICA

### 5.2.1 1ª ETAPA DA ANÁLISE: COMO DEFINIR O ÍTEM CRÍTICO

- delinear o item Reparável, com os seus respectivos *spare-parts* no mínimo 10 (dez) itens mais críticos e suas respectivas quantidades para previsão de 1 (um) ano, levando em consideração que revisaremos no ano;

- usar “Pareto” para determinação do índice de criticidade dos parâmetros, que poderão vir a ocasionar a falha de acordo com a análise proposta;

Esse modelo de gráfico determina a criticidade dos itens de uma plataforma, utilizando “Pareto” como fonte para demonstrar o valor da criticidade. Esse valor é a somatória dos parâmetros (vide Tabela 1); isso afeta, parcialmente, a produção de óleo. Com isso, o modelo de gráfico tem a finalidade de enumerar a prioridade dos itens críticos passíveis de uma análise mais acurada, no tocante às necessidades de inspeções e manutenções preventivas.

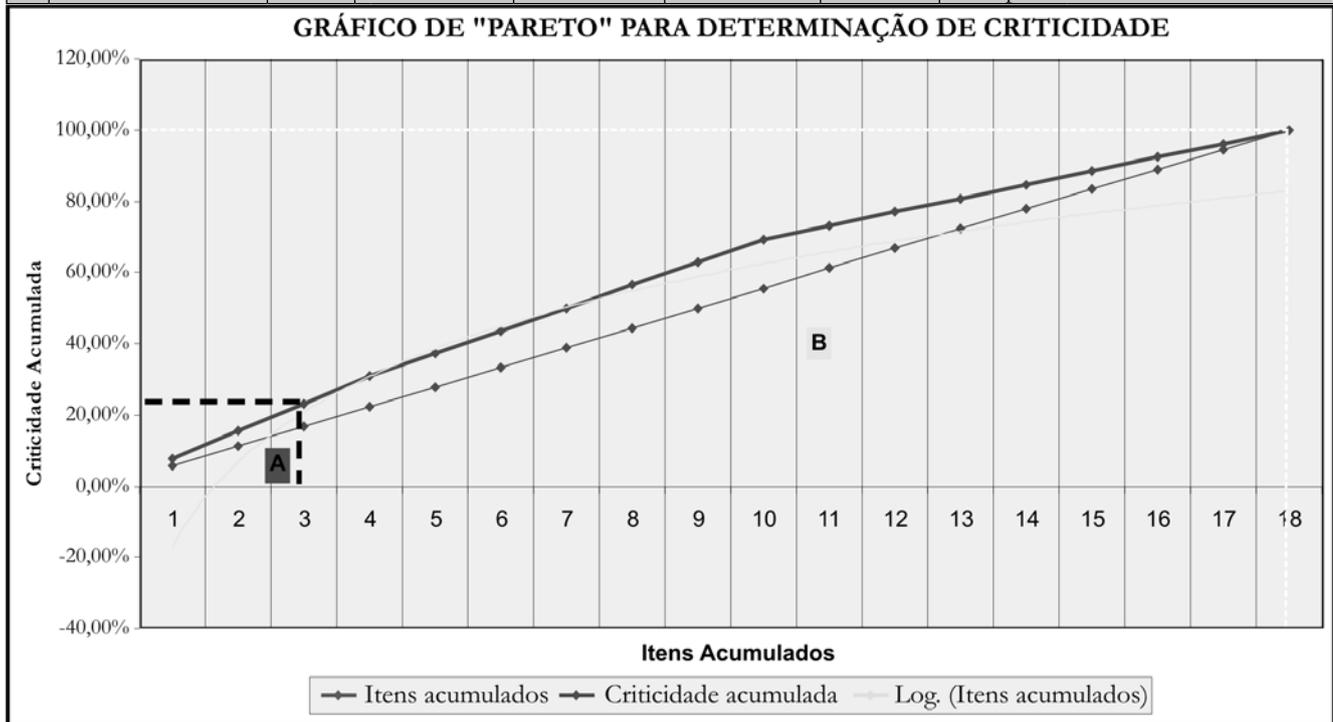
### 5.2.2 2ª ETAPA DA ANÁLISE: IDENTIFICAÇÃO DAS ÁREAS DE ALTO RISCO SUSCETÍVEIS A FALHAS POR ESTAÇÕES

Os primeiros cinco anos de operação da plataforma não requerem um grande número de inspeções, conseqüentemente o número de manutenção corretiva é muito pequeno.

Uma vez mapeados os detalhes construtivos críticos, deverão ser identificadas as áreas de alto risco suscetíveis às falhas devido à corrosão e fadiga, onde são feitos os monitoramentos de medição de espessura e ensaios não destrutivos. Tal identificação é feita de forma qualitativa através de grupos multidisciplinares, utilizando-se a matriz de probabilidade versus consequência. Aplicadas nas áreas de alto risco suscetíveis, as falhas por estações.

Tabela 1: Método gráfico de "Pareto" para determinação de criticidade dos itens.

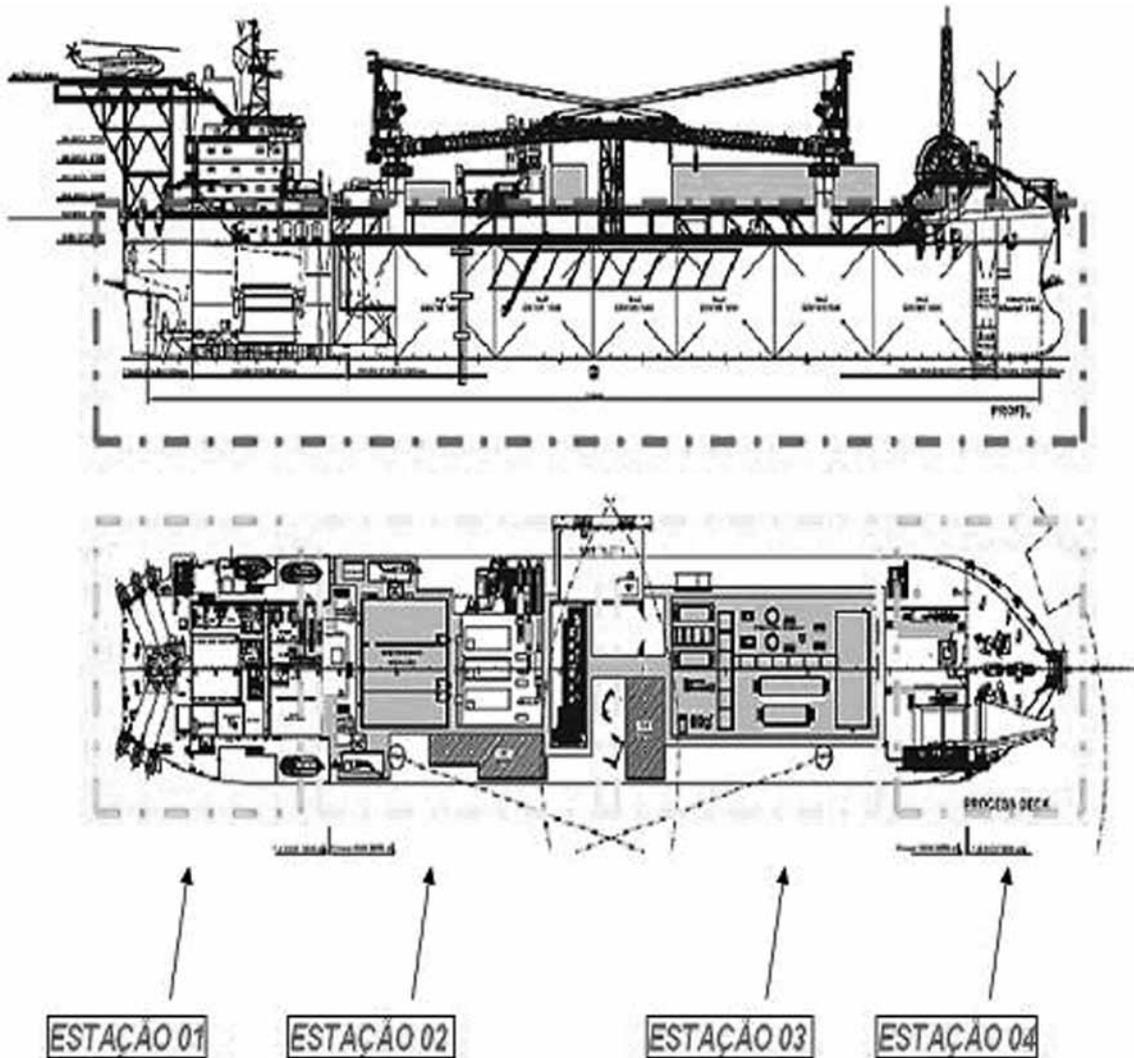
| VALORES DE CRITICIDADE      |                   | PARÂMETROS DE CRITICIDADE  |                            |                            |                            |                            |   |                       |
|-----------------------------|-------------------|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---|-----------------------|
| Valor 3 (Parâmetro 1)       |                   | Parâmetro 1= Impacto direto na parada de produção                                    |                            |                            |                            |                            |   |                       |
| Valor 2 (Parâmetro 2)       |                   | Parâmetro 2= Equipamentos de grande importância operacional, que não tem redundância |                            |                            |                            |                            |   |                       |
| Valor 1 (Parâmetro 3)       |                   | Parâmetro 3= Equipamentos cuja parada causa imediato impacto ao meio ambiente        |                            |                            |                            |                            |   |                       |
| Valor 0 ( Sem Parâmetro)    |                   | Sem Parâmetro  |                            |                            |                            |                            |   |                       |
| DETERMINAÇÃO DE CRITICIDADE |                   |  |                            |                            |                            |                            |   |                       |
| Nº                          | PROJETO (FPSO)    | ITENS  | Parâmetro 1 de Criticidade | Parâmetro 2 de Criticidade | Parâmetro 3 de Criticidade | Valor de Criticidade Total | Itens acumulados                                      | Criticidade acumulada |
| 1                           | Casco (Estação 1) | EST 1  | 3                          | 2                          | 1                          | 6                          | 5,56%   | 7,69%                 |
| 2                           | Casco (Estação 2) | EST 2  | 3                          | 2                          | 1                          | 6                          | 11,11%  | 15,38%                |
| 3                           | Casco (Estação 3) | EST 3  | 3                          | 2                          | 1                          | 6                          | 16,67%  | 23,08%                |
| 4                           | Casco (Estação 4) | EST 4  | 3                          | 2                          | 1                          | 6                          | 22,22%  | 30,77%                |
| 5                           | Power             | M09  | 3                          | 2                          | 0                          | 5                          | 27,78%  | 37,18%                |
| 6                           | Separation LP     | M05  | 3                          | 2                          | 0                          | 5                          | 33,33%  | 43,59%                |
| 7                           | Produced          | M04  | 3                          | 2                          | 0                          | 5                          | 38,89%  | 50,00%                |
| 8                           | Separation HP     | M03  | 3                          | 2                          | 0                          | 5                          | 44,44%  | 56,41%                |
| 9                           | Water Injection   | M02  | 3                          | 2                          | 0                          | 5                          | 50,00%  | 62,82%                |
| 10                          | Turret Area       | T06  | 3                          | 2                          | 0                          | 5                          | 55,56%  | 69,23%                |
| 11                          | Poop Deck         | V31  | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 61,11%  | 73,08%                |
| 12                          | Helideck          | O1   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 66,67%  | 76,92%                |
| 13                          | Outros 2          | O2   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 72,22%  | 80,77%                |
| 14                          | Outros 3          | O3   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 77,78%  | 84,62%                |
| 15                          | Outros 4          | O4   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 83,33%  | 88,46%                |
| 16                          | Outros 5          | O5   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 88,89%  | 92,31%                |
| 17                          | Outros 6          | O6   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 94,44%  | 96,15%                |
| 18                          | Outros 7          | O7   | 0                          | 2                          | 1                          | 3                          | 100,00%   | 100,00%               |
| 18                          |                   |  |                            |                            |                            | 78                         | Criticidade = Somatória dos parâmetros de criticidade |                       |



Fonte: SUZANO (2009).

|               |         |              |              |         |              |
|---------------|---------|--------------|--------------|---------|--------------|
|               | Alta    |              |              |         |              |
| Probabilidade | Média   |              |              |         |              |
|               | Pequena |              |              |         |              |
|               | Remota  |              |              |         |              |
|               |         | Pequena      | Significante | Crítica | Catastrófica |
|               |         | Consequência |              |         |              |

**Figura 6:** Matriz de Probabilidade x Consequência  
 Fonte: MACHADO (2002).



**Figura 7:** Planta FPSO.  
 Fonte: FARIAS (2006).  
 Nota: As estações podem ser constituídas de várias subestações.

O estabelecimento dos intervalos de inspeção é feito por meio de estudo dos mecanismos de degradação e estimativa de quando um componente ou sistema atinge determinado estado limite, com aplicação das taxas de corrosão, espessura mínima e análise dos ciclos de fadiga, vida útil e da experiência e julgamento de especialistas. O

ideal é inspecionar o componente quando a deterioração atinge a probabilidade alvo (FARIAS, 2006).

Um parâmetro relevante para análise de criticidade no tocante às falhas é a corrosão:

A corrosão é considerada um parâmetro muito importante para uma possível aceleração em um processo

|                          |       |   |         |         |
|--------------------------|-------|---|---------|---------|
|                          |       | Probabilidade de falha devido a degradação Estrutural |         |         |
|                          |       | 3%  | 5%      | 8%      |
| Risco associado ao casco | Alto  |   |         |         |
|                          | Médio |   |         |         |
|                          | Baixo |   |         |         |
|                          |       | 5 anos  | 10 anos | 15 anos |
| Tempo de operação        |       |   |         |         |

**Figura 8:** Probabilidade de falha x risco associado x tempo de operação.  
 Fonte: MACHADO (2002).

de fadiga estrutural interna que somente detectamos por ensaios não destrutivos.

**5.2.3 3ª ETAPA DA ANÁLISE: EFEITOS DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA**

Mês a mês pode ser feita uma inspeção preventiva não destrutível, mesmo que, visualmente em áreas determinadas como críticas, com a intenção de minimizar, as manutenções não estejam programadas. Esse modelo

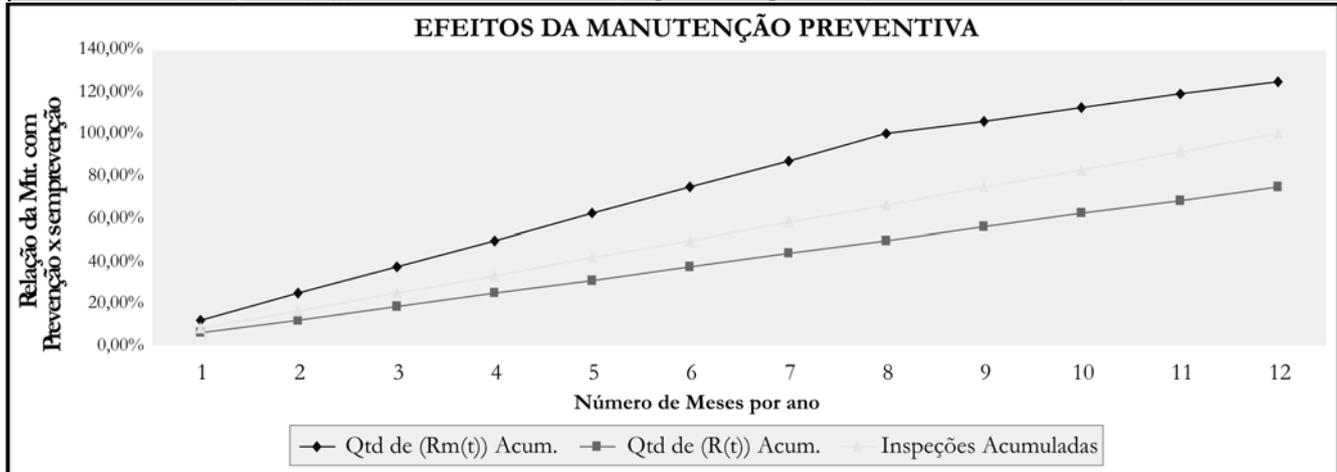
de análise determina um valor total acumulado que serve de base para monitorar a necessidade de aumentar as inspeções programadas com possíveis manutenções planejadas, com o único objetivo de reduzir o número de manutenções não programadas (manutenções corretivas). No modelo acima, o ideal é que a quantidade de manutenção não programada [Qtd de (R(t))] esteja sempre abaixo da quantidade de manutenção programada [Qtd de (Rm(t))], sendo tolerável se manter abaixo da linha de inspeção acumulada.

**Tabela 2:** Manutenção Preventiva.

| Nº (meses) | Casco | Cartões de Inspeções | Qtd de (Rm(t)) | Qtd de (R(t)) | Valor Total | Qtd de (Rm(t)) Acum. | Qtd de (R(t)) Acum. | Valor Total Acumulado | Inspeções Acumuladas |
|------------|-------|----------------------|----------------|---------------|-------------|----------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|
| 1          | FPSO  | INSP1                | 2              | 1             | 2           | 12,50%               | 6,25%               | 9,38%                 | 8,33%                |
| 2          | FPSO  | INSP2                | 2              | 1             | 2           | 25,00%               | 12,50%              | 18,75%                | 16,67%               |
| 3          | FPSO  | INSP3                | 2              | 1             | 2           | 37,50%               | 18,75%              | 28,13%                | 25,00%               |
| 4          | FPSO  | INSP4                | 2              | 1             | 2           | 50,00%               | 25,00%              | 37,50%                | 33,33%               |
| 5          | FPSO  | INSP5                | 2              | 1             | 2           | 62,50%               | 31,25%              | 46,88%                | 41,67%               |
| 6          | FPSO  | INSP6                | 2              | 1             | 2           | 75,00%               | 37,50%              | 56,25%                | 50,00%               |
| 7          | FPSO  | INSP7                | 2              | 1             | 2           | 87,50%               | 43,75%              | 65,63%                | 58,33%               |
| 8          | FPSO  | INSP8                | 2              | 1             | 2           | 100,00%              | 50,00%              | 75,00%                | 66,67%               |
| 9          | FPSO  | INSP9                | 1              | 1             | 1           | 106,25%              | 56,25%              | 81,25%                | 75,00%               |
| 10         | FPSO  | INSP10               | 1              | 1             | 1           | 112,50%              | 62,50%              | 87,50%                | 83,33%               |
| 11         | FPSO  | INSP11               | 1              | 1             | 1           | 118,75%              | 68,75%              | 93,75%                | 91,67%               |
| 12         | FPSO  | INSP12               | 1              | 1             | 1           | 125,00%              | 75,00%              | 100,00%               | 100,00%              |
| 12         |       |                      | 20             | 12            | 16          |                      |                     |                       |                      |

**TERMINOLOGIA**

Qtd de (Rm(t)) = Sistema sob manutenção preventiva por mês (PROGRAMADA)  
 Qtd de (R(t)) = Sistema sem manutenção preventiva por mês (NÃO PROGRAMADA)



Fonte: SUZANO (2009).

#### 5.2.4 4ª ETAPA DA ANÁLISE: UTILIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE (MCC) PARA VERIFICAÇÃO DE ANÁLISE DE FALHAS COM A FINALIDADE DE ENUMERAR PROCESSOS DE PREDIÇÃO

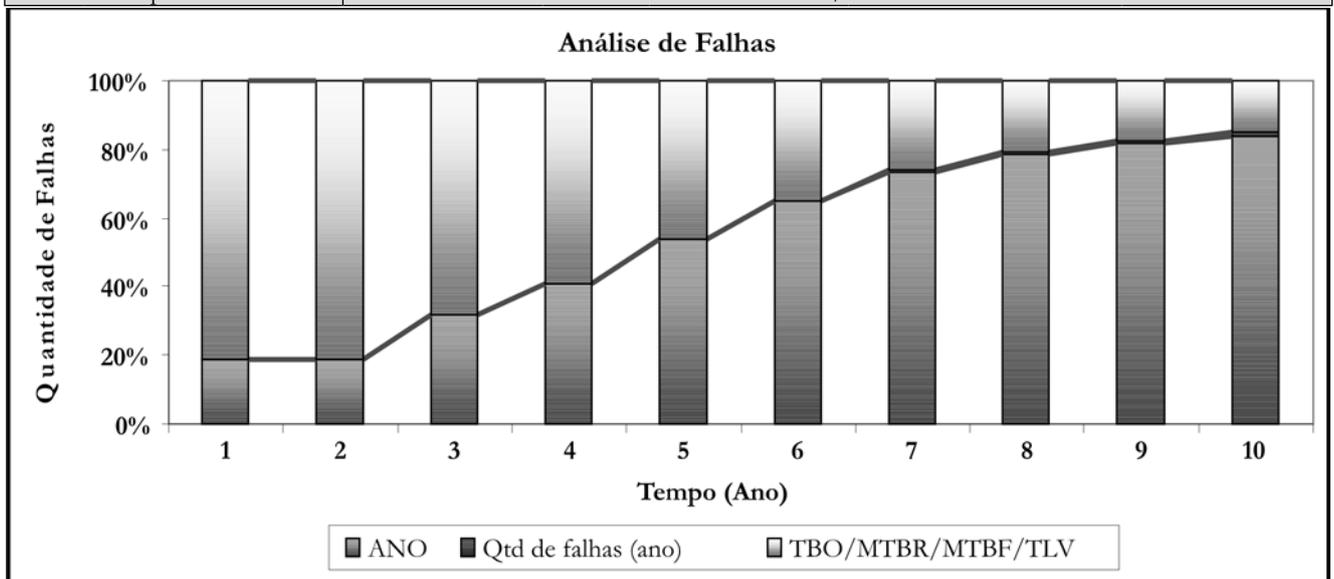
Este modelo de degradação determina a quantidade de falhas no ano, com relação aos dez primeiros anos de operação da plataforma, no que se refere aos parâmetros de maior incidência observados nas inspeções programadas e não programadas, com a finalidade de usar como análise para uma possível

predição, pois quanto menor o TBO/MTBR/MTBF/TLV, maior será o número de falhas ou panes.

Feita a análise, criaremos, no mínimo, três processos de manutenção preditiva para os itens críticos, para posterior implementação das referidas inspeções. A análise dos processos para prioridade dos parâmetros de falha do equipamento possui a finalidade de identificar as causas e os mecanismos potenciais de imperfeições, com suas devidas consequências de severidade da maior valoração (valor 5) à mais branda (valor 1), seguindo a ordem de classificação dos processos de predição, conforme a Tabela 4.

**Tabela 3:** Análise de Falhas.

| Nº                        | Item Crítico  | Parâmetro de incidência das falhas    | ANO  | Qtd de falhas (ano) | TBO/MTBR/ MTBF/ TLV (Horas) | Esforço da FPSO (Horas no ano) |
|---------------------------|---------------|---------------------------------------|------|---------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 1                         | Casco de FPSO | corrosão                              | 2000 | 1                   | 8.640                       | 8.640                          |
| 2                         | Casco de FPSO | corrosão                              | 2001 | 1                   | 8.640                       | 8.640                          |
| 3                         | Casco de FPSO | corrosão                              | 2002 | 2                   | 4.320                       | 8.640                          |
| 4                         | Casco de FPSO | corrosão                              | 2003 | 3                   | 2.880                       | 8.640                          |
| 5                         | Casco de FPSO | fadiga                                | 2004 | 10                  | 1.728                       | 8.640                          |
| 6                         | Casco de FPSO | fadiga                                | 2005 | 15                  | 1.080                       | 8.640                          |
| 7                         | Casco de FPSO | fadiga                                | 2006 | 25                  | 720                         | 8.640                          |
| 8                         | Casco de FPSO | fadiga                                | 2007 | 30                  | 540                         | 8.640                          |
| 9                         | Casco de FPSO | fadiga                                | 2008 | 40                  | 432                         | 8.640                          |
| 10                        | Casco de FPSO | fadiga                                | 2009 | 50                  | 360                         | 8.640                          |
| <b>TERMINOLOGIAS</b>      |               |                                       |      |                     |                             |                                |
| MTBF                      |               | <i>Medium time between Failure</i>    |      |                     |                             |                                |
| MTBR                      |               | <i>Medium time between Remove</i>     |      |                     |                             |                                |
| TBO                       |               | <i>Time between Overhall</i>          |      |                     |                             |                                |
| TLV                       |               | Tempo Limite de Vida                  |      |                     |                             |                                |
| EF                        |               | Esforço da FPSO                       |      |                     |                             |                                |
| Calculado pelo Usuário    |               | $MTBR/MTBF=EF/ Qtd \text{ de Falhas}$ |      |                     |                             |                                |
| Fornecido pelo Fabricante |               | TBO/TLV                               |      |                     |                             |                                |



Fonte: SUZANO (2009).

**Tabela 4:** Causas e mecanismos potenciais das falhas, como método de previsão.

| Nº | Part Number   | Função                            | Modo de Falha Potencial                | Severidade | Classificação | Causas e Mecanismos Potenciais de Falha  | Quais são suas consequências                                   |
|----|---------------|-----------------------------------|--|------------|---------------|--|--|
| 1  | CASCO DA FPSO | Supervisor de Manutenção Mecânica | Fadiga estrutural por baixo ciclo      | 5          | 1             | 1) Material com propriedades mecânicas em não conformidade com as especificações de projeto; | Falha causa indisponibilidade e afeta parcialmente a produção. |
| 2  | CASCO DA FPSO | Supervisor de Manutenção Mecânica | Corrosão por influência microbiológica | 4          | 2             | 1) Material com propriedades mecânicas em não conformidade com as especificações de projeto; | Falha causa indisponibilidade e afeta parcialmente a produção. |
| 3  | CASCO DA FPSO | Supervisor de Manutenção Mecânica | Corrosão atmosférica                   | 3          | 3             | 1) Material com propriedades mecânicas em não conformidade com as especificações de projeto; | Falha causa indisponibilidade e afeta parcialmente a produção. |
| 4  | CASCO DA FPSO | Supervisor de Manutenção Mecânica | Vibração                               | 2          | 4             | 1) Material com propriedades mecânicas em não conformidade com as especificações de projeto; | Falha causa indisponibilidade e afeta parcialmente a produção. |
| 5  | CASCO DA FPSO | Supervisor de Manutenção Mecânica | Variação de Temperatura                | 1          | 5             | 1) Material com propriedades mecânicas em não conformidade com as especificações de projeto; | Falha causa indisponibilidade e afeta parcialmente a produção. |

Fonte: SUZANO (2009).

Com base nos dados dos modelos anteriores, o modo de falha é identificado pela análise de previsão. O intervalo de inspeções, nos primeiros cinco anos,

pode adotar métodos preditivos semestralmente, devido à probabilidade de falhas com relação à degradação estrutural.

**Tabela 5:** Manutenção Preditiva

| Equipamento                            | Plataforma FPSO                  |                    |           | Data:                             |                    |
|--|----------------------------------|--------------------|-----------|-----------------------------------|--------------------|
| Sub-Equipamento                        | Casco do FPSO                    |                    |           |                                   |                    |
| Modo de falha                          | Atividade de Manutenção Proposta | Tipo de Manutenção | Intervalo | Responsável                       | Executor           |
| Fadiga estrutural                      | Inspeção Não Destrutiva          | Preditiva          | 06 Meses  | Supervisor de Manutenção Mecânica | Empresa Contratada |
| Corrosão por influência microbiológica | Inspeção Não Destrutiva          | Preditiva          | 06 Meses  | Supervisor de Manutenção Mecânica | Empresa Contratada |
| Corrosão atmosférica                   | Inspeção Não Destrutiva          | Preditiva          | 06 Meses  | Supervisor de Manutenção Mecânica | Empresa Contratada |

Fonte: SUZANO (2009).

## 6 RESULTADOS OBTIDOS ATRAVÉS DA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO COM O AUXÍLIO DE “PARETO”

### 6.1 RESULTADOS DA IMPLEMENTAÇÃO DA INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO (IBR) NA PLATAFORMA FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING (FPSO).

No caso da PLATAFORMA, a duração da fase de transição deverá ser um ciclo de inspeção de cinco anos (2003-2008). Esse período pode parecer longo e sem muitos resultados concretos, porém é fundamental para o sucesso da implementação.

A equipe da PLATAFORMA, mesmo sem poder aplicar ainda os novos intervalos, acredita na possibilidade de benefícios para o futuro. E existem outras vantagens já empregadas: o Plano de Inspeção detalhado, o melhor conhecimento da situação da estrutura do casco da Unidade e a garantia de atender plenamente todos os requisitos da Sociedade Classificadora, além de itens que deveriam ser inspecionados anualmente terem sido reprogramados para um período maior.

O acesso às regiões do casco pode ser através de andaimes ou com escadares industriais. A disponibilidade de escadares nas equipes de medição de espessura viabiliza um meio eficiente de acessar as partes altas da estrutura dos FPSOs. As vantagens decorrentes são de menor tempo necessário e menor período de indisponibilidade do casco (FARIAS, 2006).

#### 6.1.1 INSPEÇÃO CONVENCIONAL

Devem-se seguir os procedimentos indicados nas Regras, inspecionando várias partes ou componentes, independente da probabilidade de haver falha ou da consequência que uma falha pode ocasionar. Obedecem-se às inspeções em intervalos regulares - Anuais/ cinco anos, pois podem ocorrer casos de excesso de inspeção e casos de falta de inspeção.

Resultado da inspeção:

- alto custo de inspeção a longo termo; e
- inspeção algumas vezes sem foco definido.

#### 6.1.2 INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO COM O AUXÍLIO DE “PARETO”

Proporciona uma melhoria no plano de inspeção, pois é dada prioridade às partes que apresentam maior risco e maior enfoque nos componentes estruturais considerados de alto risco, consequentemente menor enfoque nos componentes estruturais considerados

de menor risco, com isso prioriza-se o quê, o onde e o quando inspecionar.

Resultado da inspeção:

- Custo menor de inspeção a longo prazo.
- Uso mais eficiente dos recursos de inspeção.
- Inspeção mais direcionada.

## CONCLUSÃO

A proposta de análise preditiva, em conformidade com a Inspeção Baseada em Risco (IBR), traz uma nova melhoria tecnológica para garantia da Integridade Estrutural das Unidades, que proporciona ganho de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional (SMS), em relação à inspeção prescritiva, através do melhor conhecimento estrutural do casco da unidade sob o ponto de vista da engenharia. A metodologia ajusta a aplicação dos recursos de inspeção por meio do emprego dos conceitos de análise de risco para direcionar o foco para os itens mais críticos.

A partir dos resultados, é possível analisar a frequência de inspeção com avaliação da função de falha de cada item da estrutura. As análises possibilitam julgar a condição dos elementos da estrutura e as inspeções que podem ser ampliadas, mantidas ou até mesmo reduzidas. Na maioria dos casos, a conclusão é que a regra da inspeção prescritiva é conservadora e, assim, as análises possibilitam a verificação de intervalos de inspeção dos elementos.

Com o envelhecimento da frota, além da vida pregressa à conversão, das particularidades de cada unidade, do somatório de informações cada dia maior, a análise de predição, em conformidade com a Inspeção Baseada em Risco (IBR), apresenta-se como uma ferramenta necessária para balizamento racional da experiência e do conhecimento dos profissionais envolvidos com critérios para considerar essas condições.

A principal vantagem dessa análise é a gerência precisa dos recursos de inspeção e manutenção do casco da unidade, o que proporcionará ganho em conhecimento sob o ponto de vista moderno da engenharia, relativo à estrutura da embarcação, através da aplicação de recursos tecnológicos. A Inspeção Baseada em Risco (IBR) é uma ferramenta fundamental para a manutenção da Integridade Estrutural do Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), procedimento esse alinhado aos compromissos da empresa de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional (SMS). O conhecimento é ampliado com a predição – início do processo – e também no final da fase de implementação da Inspeção Baseada em Risco (IBR). Os resultados já aparecem gradativamente desde

o início da fase de transição, pela própria filosofia da Inspeção Baseada em Risco (IBR).

Um benefício que advém da verificação dos prazos de inspeção é a redução dos custos diretos aplicados nos recursos de inspeção. Segundo Farias (2006) os prazos para inspeção podem ser ampliados através da Inspeção Baseada em Risco (IBR). Entretanto, com métodos de predição, muitas vezes para manter a integridade dos cascos, pode-se reduzir o tempo de inspeções, associando, ao custo, benefício.

Deve ser considerado também que a Inspeção Baseada em Risco (IBR) é capaz de oferecer a garantia da manutenção segura da estrutura do casco do Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), no seu local de operação, durante toda a sua vida útil e, ainda, proporcionar a redução do risco da necessidade de uma intervenção crítica. Intervenção essa que somente seria possível com a remoção da unidade para estaleiro. Evita-se, dessa forma, um *setup* na sua produção.

O objetivo do trabalho foi propor uma metodologia detalhada englobando os aspectos relacionados à

Plataforma Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), ou seja, de trazer uma proposta que a IBR, em conformidade com análise preditiva, dando ênfase a uma nova tecnologia para garantia da Integridade Estrutural das Unidades, viabiliza um maior tempo de vida útil (TLV) em relação à inspeção prescritiva. Isso é possível através do melhor conhecimento estrutural do casco da unidade sob o ponto de vista da engenharia, com a finalidade de evitar uma degradação sem controle, ocasionando uma possível indisponibilidade na estrutura que viesse afetar parcialmente a produção de óleo neste tipo de plataforma.

Os resultados deste estudo apontam para um menor custo de inspeção a longo prazo, uso mais eficiente dos recursos de inspeção e uma inspeção mais direcionada, em busca de um novo caminho para análise de informações sobre inspeção baseada em risco, aplicada ao casco de Floating Production, Storage and Offloading (FPSO). Este trabalho possibilita uma infinidade de análises, que se destinam a uma busca de melhorias nos processos, para aqueles que tenham interesse no tema em questão.

## REFERÊNCIAS

BULTEMA, S.; BOOM, H.; KREKEL, M. “FPSO Integrity: JIP on FPSO Fatigue Loads”. In: Offshore Technical Conference, OTC 12142, 2000, Houston, 2000.

DANTAS, L. A. **Modelo de gestão baseado na conformidade legal de plataformas de petróleo operando em águas jurisdicionais brasileiras**. Programa de Engenharia Naval e Oceânica (PENO): COPPE/UFRJ, 2006.

FARIAS, B. V.; SOUZA, M. L. M. **Inspeção Baseada em Risco Aplicada a Casco de FPSO**. Rio de Janeiro, 2006.

HERNANDEZ, A. O. V. **Análise da fadiga de linhas de ancoragem de navios para produção de petróleo em águas profundas**. Dissertação de Mestrado. COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

LANDET, E.; LOTSBERG, I.; SIGURDSSON, G. “Risk-Based Inspection of an FPSO”. In: Offshore Technology Conference, OTC 12146, 2000, Houston, 2000.

MACHADO, J. M. **Planejamento baseado em risco de inspeções à fadiga em unidades estacionárias de operação**. Programa de Engenharia Naval e Oceânica (PENO): COPPE/UFRJ, 2002.

MASTRANGELO, C. F. “One company’s experience on ship-based production system”. In: Offshore Technology Conference, Houston, 2000.

MILLAR, J. L.; WHITE, R. J. “The Structural Integrity of FPSO’s/FSU’s – A Regulator’s View”. In: Offshore Technical Conference, OTC 12145, Houston, 2000.

NETO, T. G.; LIMA, H. A. S. “Conversion of Tankers into FPSOs and FSOs: Practical Design Experiences”. In: The Offshore Technical Conference, OTC 13209, 2001.

BRASIL. COMANDO DA AERONÁUTICA. **MCA 400-17: delineamento de material nível parque**. Rio de Janeiro, 2005.

SUZANO, M. A. **Logística, Planejamento e Controle na Gestão da Manutenção**. Rio de Janeiro: PoDeditora, 2009.