

Modelagem Markoviana para a Análise de Confiabilidade de um Poço de Petróleo

Danilo Colombo^{1,2}, Gilson Brito Alves Lima¹, Pauli Adriano de Almada Garcia^{1,3}, Luiz Octavio Gavião¹, Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo⁴

¹Universidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia de Produção - Niterói

²Petrobras/CENPES

³Universidade Federal Fluminense, Programa de Pós-Graduação em Administração – Volta Redonda

⁴Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Engenharia Nuclear/COPPE

1. INTRODUÇÃO

O petróleo tem sido importante para a civilização há milhares de anos, e cada vez mais seu consumo tem se expandido tanto como fonte de combustível, como matéria-prima para diversos produtos na indústria petroquímica. Este consumo crescente levou a uma expansão na busca por novas jazidas, avançando para o contexto *offshore*. Nesse contexto os ambientes têm sido cada vez mais complexos devido às altas pressão e temperatura, e lâminas d'água profundas e ultraprofundas. Tais ambientes trazem um aumento da complexidade dos poços e dos riscos à segurança, sendo a garantia de integridade cada vez mais importante.

A integridade de um poço pode ser definida de forma simplificada como a capacidade do mesmo em prevenir o vazamento para o meio ambiente [1-7]. A perda de integridade do poço e, portanto, o vazamento de hidrocarbonetos para o meio ambiente, pode ter severas consequências como mostram acidentes recentes. O *BlowOut* de Macondo em 2011, por exemplo, teve como consequências um derramamento de 4 milhões de barris de óleo, um prejuízo financeiro da ordem de dezenas de bilhões de dólares, a morte de 11 pessoas e 17 feridos, além de prejuízos à imagem das companhias envolvidas e prejuízos indiretos à sociedade localizada próxima ao derramamento.

Embora a integridade seja importante durante todo o ciclo de vida do poço (construção, produção, manutenção, abandono), a etapa de produção representa proporcionalmente a grande maioria da vida do poço. Uma pesquisa realizada pela *Petroleum Safety Authority Norway* (PSA), nos poços do Mar do Norte em 2006, indicou que 18% dos poços da pesquisa possuíam problemas de integridade e 7% destes estavam fechados devido aos problemas de integridade [8]. Portanto, a integridade de poço, além de um problema para a segurança, é também um problema de aspecto econômico, que leva à parada de produção e gastos com manutenção dos poços.

O projeto de um poço e a posterior avaliação de sua integridade são realizadas, na sua grande maioria, com base nas metodologias apresentadas em normas internacionais [5-7]. É comumente aceito, em tais normas, que a presença de dois envelopes de barreiras, devido à redundância, garante a integridade do poço. A própria Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) exige a presença destes dois envelopes em todo o ciclo de vida do poço, nomeando-os de Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) [9]. Porém, há uma grande lacuna na aplicação de modelos de confiabilidade para os poços de petróleo e, portanto, na quantificação dos riscos à integridade e à segurança operacional.

A adoção de um modelo de confiabilidade traz inúmeras vantagens ao permitir tratar diferenciadamente cada barreira do poço em função de sua taxa de falha e permite avaliar o risco de continuar produzindo poços em estado degradado. Além disso, permite um planejamento mais eficiente de intervenção, reduzindo os custos com aluguel de plataformas e serviços de poços.

2. OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo principal deste trabalho é, após investigar os modelos de confiabilidade aplicados ao caso de integridade de poço e suas limitações, propor a utilização de uma metodologia que seja capaz de capturar mais aspectos do problema, como a mudança de estados de integridade do poço ao longo de sua vida útil.

Neste sentido, este artigo aborda duas metodologias já utilizadas para avaliar a integridade de poço, o modelo CSB e o modelo de Árvore de Falhas (AF). Para o modelo CSB, embora utilizado qualitativamente na indústria, pode-se utilizar um Diagrama de Blocos de Confiabilidade (DBC) para quantificar a confiabilidade dos CSBs. O artigo não se propõe a modelar a Árvore de Falhas, mas resgata os resultados obtidos por Corneliussem [4] e Da Fonseca [2]. Estas duas abordagens possuem algumas limitações: não são dinâmicas, não permitem considerar estratégias de teste e reparo das barreiras, não permitem modelar estados degradados de integridade, e não permitem que sejam inseridas facilmente relações condicionais. Um exemplo de relação condicional a se modelar seria considerar taxas de falhas diferentes para os elementos tubulares do poço no caso de contato ou não com fluidos corrosivos.

Dado essas limitações, o objetivo do trabalho é propor um modelo para a integridade do poço, baseado em uma Cadeia de Markov para o cálculo da confiabilidade. A análise markoviana tem uma complexidade de análise e um poder de modelagem maior que a AF e o DBC [10], conforme a Figura 1. Os resultados obtidos por este método serão avaliados e comparados com os demais.

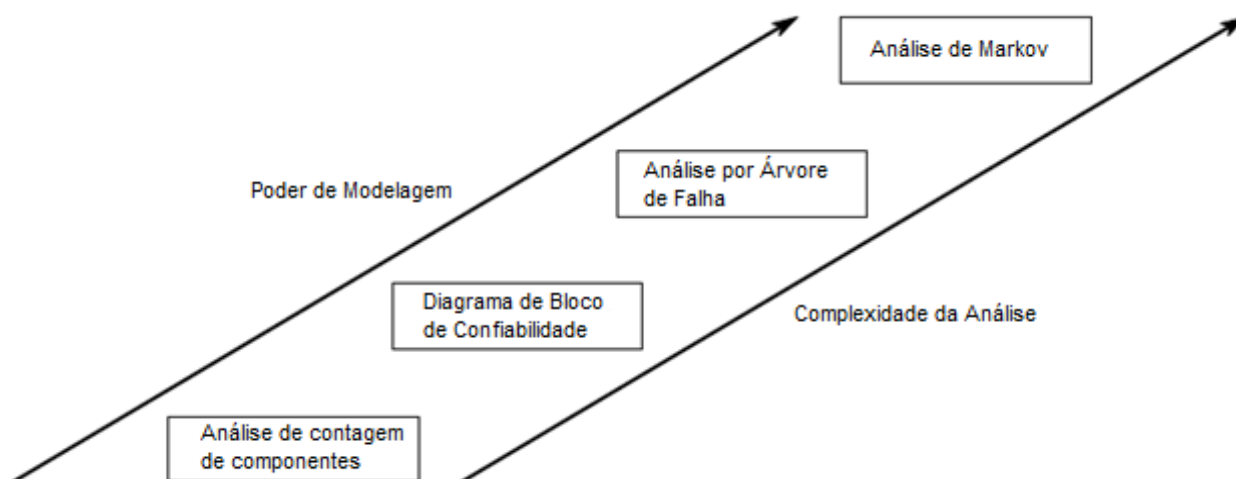


Figura 1- Relação de poder de modelagem e complexidade de análise para técnicas de análise quantitativa.

Fonte: [10]

Por fim, será realizada uma análise de sensibilidade para se avaliar o impacto da taxa de falha de cada barreira na confiabilidade total do sistema. Desta forma é possível priorizar uma linha de ação para melhorar a confiabilidade do poço, ou seja, a análise de sensibilidade indica os componentes/ equipamentos cuja melhora ou deterioração mais impactam a confiabilidade do poço de petróleo em produção. A análise de sensibilidade pode ao menos indicar quais componentes devem ser melhor estudados para aumentar a confiança nos valores de falhas utilizados.

3. METODOLOGIAS EXISTENTES PARA AVALIAÇÃO DA INTEGRIDADE DO POÇO

Para analisar a probabilidade de vazamento em um poço, deve-se constituir um modelo de confiabilidade. Alguns passos são necessários na confecção deste modelo, seja ele qual for: desenhar o esquema do poço mostrando as barreiras de segurança, criar um diagrama que mostre os caminhos possíveis de vazamento, transformar este diagrama em um modelo de confiabilidade e simular o modelo utilizando dados coletados.

Independente da metodologia utilizada, a integridade do poço é garantida através da instalação e manutenção das barreiras de segurança [1-7]. Durante a construção do poço as barreiras são instaladas e verificadas, e ao longo da vida produtiva do poço, este deve sofrer intervenções para a manutenção de tais barreiras. A função de uma barreira para o poço de petróleo está em sua capacidade de impedir o fluxo indesejado. Uma definição mais abrangente pode ser encontrada em S. Sklet [11], com abrangência, inclusive, para barreiras não físicas. Além disso, Sklet traz no seu artigo classificação e requisitos de barreiras de segurança. Na análise de confiabilidade de um poço em produção serão analisadas as barreiras físicas e do tipo prevenção, ou seja, o interesse está em calcular a probabilidade de acontecer um vazamento, em um ambiente de pouca ou nenhuma intervenção humana, sem se preocupar com a severidade das consequências. Desta forma, ignora-se as barreiras de controle e mitigação. Outra nomenclatura utilizada na literatura equivalente a barreiras de segurança são camadas de proteção. O CCPS [12] trabalha com esta terminologia e também define a diferença entre barreiras (ou camadas de proteção) passivas e ativas, que será importante para a definição de modos de falha.

3.1 BARREIRAS DE SEGURANÇA, MODOS E TAXAS DE FALHAS

A função de uma barreira de segurança é impedir o fluxo indesejado de fluido pelo caminho onde a barreira está colocada, ou expressando de outra forma, conter a pressão a jusante de onde está localizada. Portanto, a falha de uma barreira de segurança pode ser definida como a perda desta capacidade de vedação, ou em alguns casos, como um vazamento acima do admissível por norma. De forma a entender melhor como cada falha de uma barreira pode afetar o sistema poço, do ponto de vista de segurança, pode-se realizar uma FMEA (*failure mode and effect analysis*) [10,14]. Para mais detalhes em relação à modelagem de falha de um poço, pode-se consultar [13] em que é descrito um procedimento de modelagem: identificação das falhas, modo de detecção, grupo ou equipe responsável, se é possível continuar operando o poço e o tempo máximo de operação com a falha.

Para cada barreira, podem existir diversos modos de falha, porém, o interesse para a avaliação de integridade são os modos de falha que comunicam a pressão através da barreira. Por exemplo, uma válvula de segurança de subsuperfície (DSSSV) pode falhar de diversas formas, porém, uma falha na abertura tem um efeito diferente de uma no fechamento. No caso de uma falha na abertura, o efeito adverso é a perda de produção, pois ela impede que o poço venha a produzir para a superfície. Embora haja prejuízo financeiro, do ponto de vista de segurança esta falha é considerada segura. Ao contrário, uma falha no fechamento, impede que a válvula exerça sua função de vedação do poço e, portanto, pode acarretar um vazamento, caso as demais barreiras não atuem para fechá-lo.

Além dessa distinção, é necessário distinguir as barreiras passivas das ativas, como pode ser visto em CCPS [12]. Uma barreira passiva é definida como uma camada de proteção que não requer nenhuma ação para exercer sua função. Ao contrário, uma barreira ativa precisa de uma ação para mudar de estado, e então, exercer a sua função. Esta comutação pode ser disparada manual ou automaticamente de acordo com os parâmetros monitorados.

Uma barreira passiva tem a função de conter fluidos e pode ter os seguintes modos de falha, de interesse para a segurança:

- VCA – Vazamento coluna anular;
- VE – Vazamento externo;
- VI – Vazamento Interno;

Para as barreiras ativas, cuja função é fechar algum elemento de vedação e prevenir o vazamento, devem ser incluídos os seguintes modos de falha:

- FNF – Falha no Fechamento;
- VPF – Vazamento na posição fechada;

As causas de falhas das barreiras de segurança são as mais variadas possíveis, para citar algumas das mais importantes: corrosão devido à presença de H_2S e CO_2 , erosão devido à produção de areia, fadiga devido a vibração e expansões e contrações da coluna, desgaste de elastômeros devido à temperatura, formação de hidratos e parafinas, etc. Não é escopo deste trabalho uma investigação dos mecanismos de falha.

3.2 CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS DE SEGURANÇA

A ideia por trás do conceito dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) é formar um envelope com as barreiras presentes no poço, de forma a se evitar o fluxo por todos os caminhos mostrados na Figura 2.

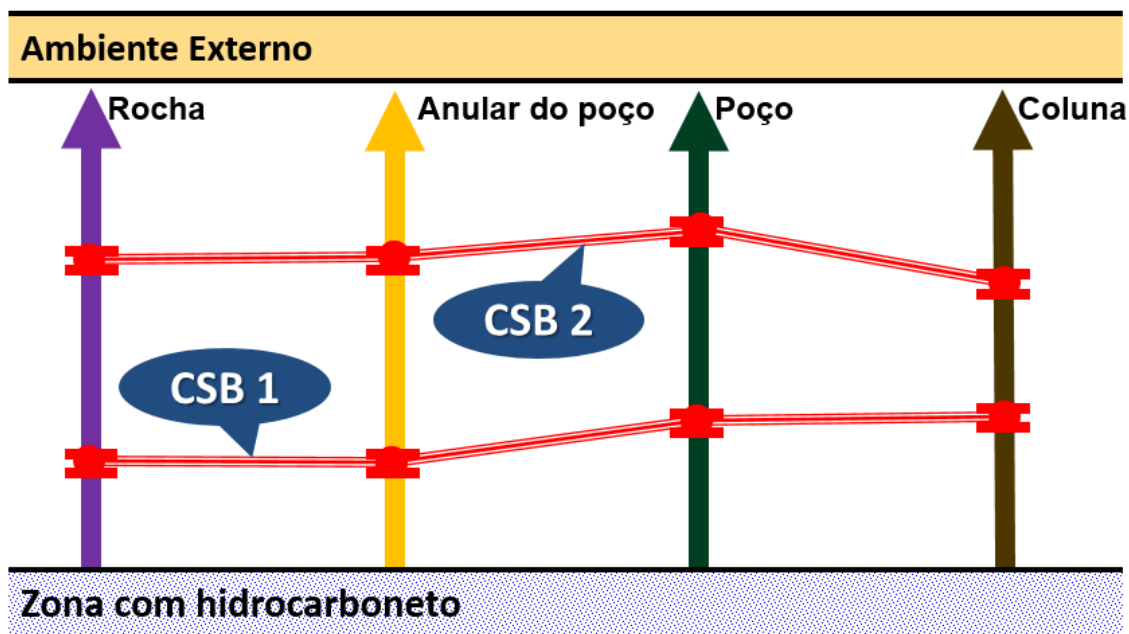


Figura 2- Representação de um Poço em Produção através dos caminhos de fluxo

A filosofia por trás deste conceito é considerar o poço como um conjunto de caminhos entre a formação portadora de hidrocarboneto e a superfície ou outra formação a ser isolada. Durante a

construção do poço, barreiras são instaladas de forma a prevenir o fluxo das formações por caminhos indesejados.

O critério proposto nas normas anteriormente citadas é puramente qualitativo. Por exemplo, a NORSOK [5] aceita que o uso de dois Conjuntos Solidários de Barreiras Independentes proporciona alta confiabilidade do sistema poço. De forma geral, a API [7] diz que um sistema com múltiplas barreiras é utilizado para atingir um alto nível de confiabilidade. A confiabilidade do poço é atingida através da combinação de barreiras individuais como um sistema e não pela infalibilidade de uma única barreira. O princípio da redundância é bastante comum em sistemas de segurança para evitar que alguma falha primária possa ocasionar uma reação em cadeia levando a consequências catastróficas.

Ao se exigir a presença de dois CSBs, não se faz distinção entre quais barreiras irão compor tais conjuntos, quer sejam elas mais confiáveis ou não. Tal indistinção é um dos pontos fracos da metodologia. Além disso, a mesma não possibilita comparar diversas configurações de poços, nem avaliar o risco de operar com um poço em estado degradado, ou seja, com apenas um CSB.

Por fim, ainda vale ressaltar que a metodologia tende a subestimar a confiabilidade do poço, pois não considera barreiras extras que podem formar novos CSBs no caso de falha de alguma barreira integrante do CSB. Para demonstrar isto pode-se quantificar a confiabilidade dos CSBs através de um Diagrama de Bloco de Confiabilidade (DBC).

Um DBC representa graficamente a combinação de componentes em termos de confiabilidade, mostrando como cada componente contribui para o sucesso ou falha de um sistema. O DBC funciona analogamente a um circuito elétrico no qual uma corrente entra pela esquerda, atravessa os componentes, e sai pela direita. Quando uma determinada combinação de falhas ocorre e a corrente não consegue mais atravessar o circuito, pode-se dizer que o sistema falhou [10, 14].

Cada bloco de um DBC pode representar uma barreira do poço, e de posse dos dados de falha de cada uma, é possível calcular a probabilidade de falha do sistema como um todo. Do ponto de vista da confiabilidade, cada CSB pode ser interpretado como uma estrutura em série, ou seja, a falha de qualquer uma das barreiras leva à falha do CSB. Os dois conjuntos solidários de barreiras formam, portanto, um sistema paralelo, pois somente com a falha dos dois CSBs haverá a falha de integridade do poço. A Figura 3 representa o DBC para um CSB e para o Poço com dois CSBs.

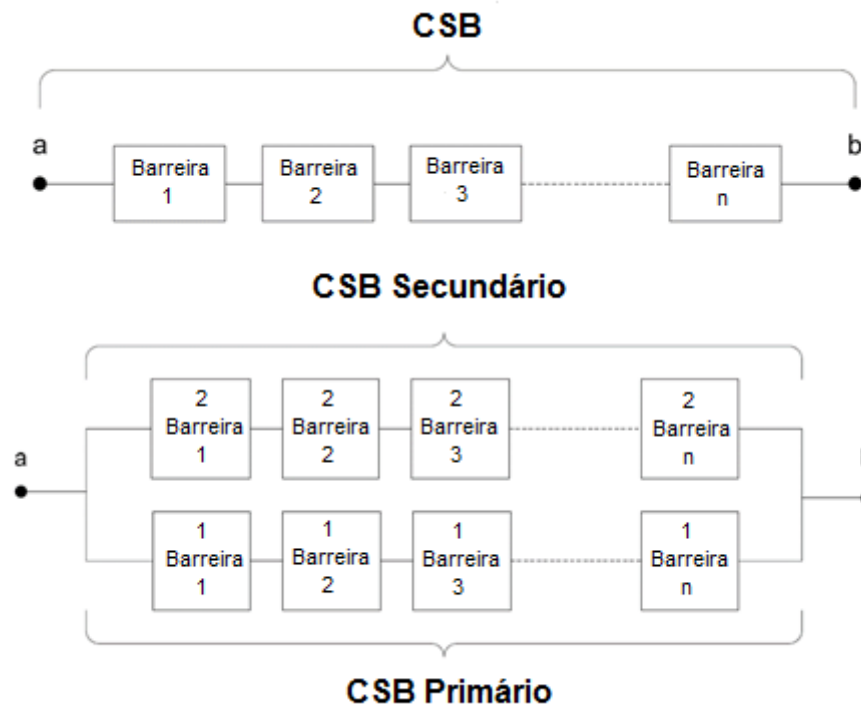


Figura 3 - O CSB como um conjunto em série de barreiras e, o Poço como uma associação paralela de CSBs

A confiabilidade de cada CSB, como em um sistema em série, pode ser calculada através do produto da confiabilidade de cada uma das barreiras:

$$R_{CSB}(t) = \prod_i^n R_i(t) \quad (1)$$

Já a confiabilidade do Poço, dois CSBs em paralelo, assumindo a independência dos mesmos, pode ser calculada como:

$$R_{Poço}(t) = R_{CSB1}(t) + R_{CSB2}(t) - R_{CSB1}(t) \times R_{CSB2}(t) \quad (2)$$

Para calcular estes valores é necessário definir quem são os CSBs e calcular a confiabilidade de cada barreira. Para isso será utilizado um poço *offshore* submarino em produção, típico do pré-sal brasileiro, Figura 4, e os dados de falha das barreiras são retirados de um banco de dados da Exprosoft, WellMaster, retirados da Anexo A em [2].

Revestimento de Produção Cimentado e <i>packoff</i>	$\lambda = 0,01522 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Sistema de Cabeça de Poço Submarino	$\lambda = 0,0029 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Anel de Vedação entre a Cabeça do Poço e a BAP	$\lambda = 0,13 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Conector H4	$\lambda = 0,0028 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Bloco da BAP	$\lambda = 0,3070 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Linha de acesso ao anular na BAP abaixo da AI	$\lambda = 0,05 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Válvula de Acesso ao Anular (AI)	$\lambda = 0,415 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Vedação do Suspensor de Coluna	$\lambda = 0,1 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Penetradores do Suspensor de Coluna	$\lambda = 0,1 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Bloco do Suspensor de Coluna	$\lambda = 0,1 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Vedação do Stab de Produção da ANM	$\lambda = 0,15 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Stab de Produção da ANM	$\lambda = 0,003 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Válvula de Produção M1	$\lambda = 0,415 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$
Bloco da ANM	$\lambda = 0,1535 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$

Fonte: [2]

É premissa deste trabalho que as formações selantes têm taxas de falha nulas. A razão pela adoção desta hipótese se deve ao fato de que tais formações têm milhões de anos segurando a pressão dos fluidos e é exatamente por isso que se formaram as acumulações. Isso não é necessariamente verdade a partir do momento em que o poço é perfurado, alterando-se os estados de tensão nas suas proximidades ou mesmo durante a injeção de fluidos nos reservatórios para a sua pressurização. Estudos detalhados deverão ser feitos no futuro de forma a obter dados que permitam avaliar a confiabilidade da barreira formação selante.

A Figura 5 mostra os diagramas dos CSB primário (a) e secundário (b).

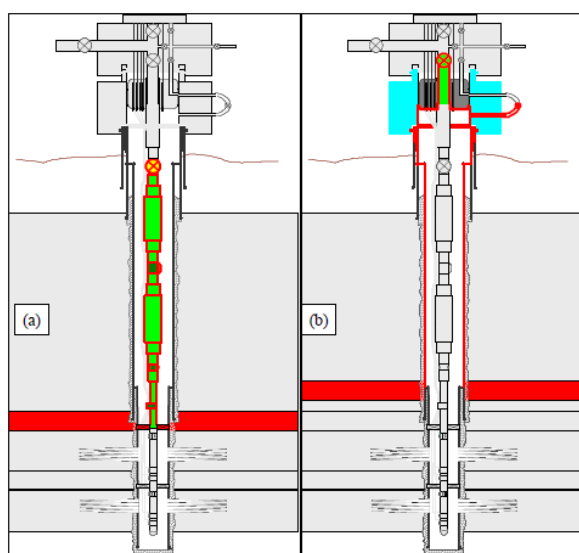


Figura 5 - Conjuntos Solidários de Barreiras para um Poço de Petróleo em produção. (a) Primário, (b) Secundário. Fonte: Da Fonseca [2].

3.3 ÁRVORE DE FALHA

Corneliussem [4] traz a ideia de que um poço pode ser visto como um conjunto de vasos de pressão contendo os fluidos e válvulas que impedem a comunicação de um vaso com o outro. Os

vasos de pressão são as cavidades do poço e as válvulas são as barreiras de segurança. A passagem de fluidos, e, portanto, a comunicação de pressão, de um vaso para o outro pode ser dar de maneira intencional devido à produção do poço ou de maneira indesejada devido à falha de uma barreira.

É possível então mapear as cavidades internas do poço e as barreiras localizadas nas interfaces entre as cavidades. A primeira cavidade é o próprio reservatório que se estende até o *packer* pelo anular do poço e até a DSSS pela coluna. A última cavidade, indesejável de ser atingida por vazamentos, é o meio ambiente. Entre o reservatório e o meio ambiente existem as cavidades internas do poço. O esquema da Figura 6 mostra as cavidades de um poço e os modos de falha das barreiras que causam a comunicação entre as mesmas.

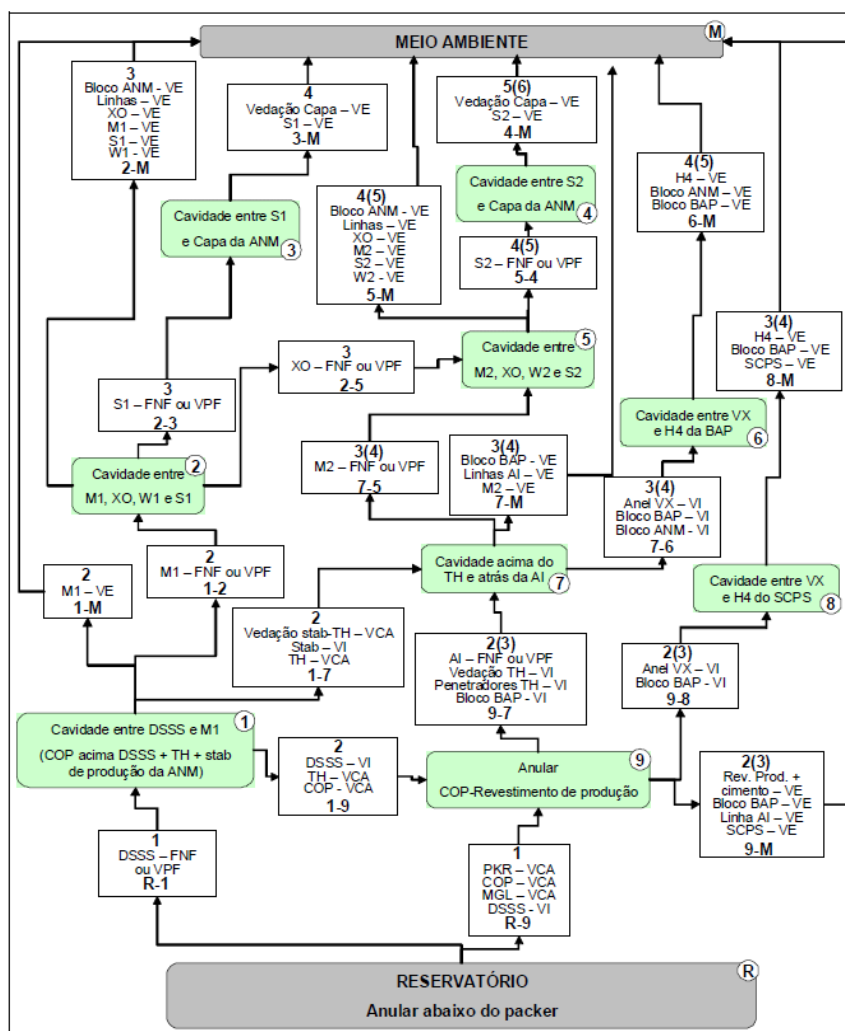


Figura 6 - Esquema do Poço em Produção através do diagrama de cavidades e barreiras de isolamento. Fonte: [2].

Por meio da análise de cada caminho de falha possível entre o reservatório e o meio ambiente, podem ser levantados os cortes mínimos de uma Árvore de Falha (AF) [2, 4]. A AF é utilizada então para avaliar quantitativamente a probabilidade de ocorrência do evento topo, que é o vazamento para o meio ambiente. De forma resumida a falha do poço, ou o evento topo, ocorre sempre que um dos

cortes mínimos ocorrer. Isto é representado por uma porta lógica “ou” na AF. Porém, para que cada um dos cortes mínimos ocorra, é necessário que todas as falhas das barreiras presentes neste corte mínimo ocorram. Isto é representado por uma porta lógica “e” na AF [10,14].

Utilizando a árvore de falha, a probabilidade de falha do poço da Figura 4 foi calculada por Fonseca [2] ao final de um tempo de missão de 27 anos (236.682 h) e obtido o valor de 6,72%. Isto significa, que a probabilidade de ocorrência do evento topo, vazamento para o meio ambiente, é de 6,72% se o poço produzir sem manutenção durante 27 anos. Observa-se que esta metodologia não aborda os estados degradados do poço, ou seja, aqueles em que algumas barreiras falharam, havendo vazamentos internos no poço, porém, sem comunicação com o ambiente.

4. DESCRIÇÃO DO TRABALHO REALIZADO

A utilização de Cadeias de Markov para a modelagem da confiabilidade de sistemas tem sido comum na literatura. Um problema semelhante ao estudado neste artigo, do ponto de vista de vazamentos para a superfície, porém de descarte radioativo, foi abordado por Aguiar *et. al.* [15]. O problema foi modelado também através de barreiras de contenção, cujos tempos de vidas e, portanto, confiabilidade, foram utilizados para determinar as taxas de transição entre os estados na cadeia de Markov.

Ainda na área nuclear, Oliveira *et. al.* [16] analisaram a indisponibilidade de um sistema de segurança sujeito ao envelhecimento utilizando variáveis suplementares considerando reparos imperfeitos. Pinho *et. al.* [17] modelaram a disponibilidade de componentes sujeitos a falhas precoces utilizando variáveis suplementares. Observando estes trabalhos fica clara a primeira vantagem da abordagem markoviana em relação ao DBC ou AF, que é a possibilidade de considerar taxas de falhas variáveis por meio do uso de variáveis suplementares. Uma vez que a indústria disponibilize dados de falha suficientes para calcular a taxa de falha ao longo do tempo, seria possível adaptar o modelo para considerar tais variações. Outra vantagem é a possibilidade de se considerar taxas de reparos.

Shakuntla *et. al.* [18] analisam a confiabilidade e a disponibilidade de uma planta industrial de fabricação de tubos poliméricos utilizando modelos markovianos e as equações de Chapman-Kolmogorov. O interessante deste trabalho é que os autores consideram não apenas os estados bons e falhos, mas também um estado reduzido ou degradado. Além disso, os autores realizam uma análise de sensibilidade da disponibilidade total do sistema em relação às taxas de reparo e de falha dos componentes.

A presença de estados degradados permite planejar com eficiência manutenções preventivas. A probabilidade dos estados reduzidos permite estimar a demanda de embarcações para intervir nos poços com integridade degradada e reparar as barreiras falhas.

4.1 MODELAGEM DOS ESTADOS

Os trabalhos encontrados na literatura que utilizam as Cadeias de Markov [15-18] modelam cada estado do sistema como uma combinação do estado bom ou falho de cada componente. Por exemplo, um sistema com três componentes poderia ser modelado através de 8 estados com a combinação de bom e falho de cada um dos 3 componentes:

- BBB (Os três componentes estão bons);
- BBF, BFB, FBB (Três estados com um componente falho);
- BFF, FBF, FFB (Três estados com dois componentes falhos);

- FFF (Os três componentes estão falhos).

Para o caso do poço de petróleo estamos considerando pelo menos 21 barreiras (com dados disponíveis) e, portanto, seriam $2^{21} = 2.097.152$ estados. Como cada uma das barreiras pode estar funcionando ou estar falha independentemente, todos os estados são possíveis. A matriz de transição teria mais de 4 trilhões de valores, tornando a modelagem inviável.

Para fugir deste problema, uma modelagem alternativa foi considerada neste trabalho. Os estados são modelados não através da situação das barreiras, mas sim em relação à situação das cavidades do poço. Utilizando a modelagem proposta por Corneliussem [4], são identificadas 11 cavidades (Figura 6). A situação de cada uma das cavidades do poço pode ser descrita binariamente como “0” no caso em que não há vazamento para esta cavidade ou “1” caso haja vazamento para esta cavidade. Desta forma, é possível acompanhar um caminho que um vazamento, ou fluxo indesejado, percorre desde o reservatório até o meio ambiente. Das 11 cavidades do poço, duas se destacam. A primeira é o próprio reservatório que se estende para o poço no espaço abaixo do *packer* e da DSSS. Esta cavidade, por ser a fonte pressurizada de hidrocarbonetos, não admite ser classificada como “0” ou “1” e nem necessita entrar na modelagem, pois não admite vazamentos. Outra cavidade de destaque é o próprio meio ambiente, que nunca deveria atingir o estado “1”, ou seja, deve ser evitado a qualquer custo a presença de vazamentos nesta cavidade.

Considerando as 10 cavidades de interesse (nove internas e o meio ambiente) seriam $2^{10} = 1.024$ estados. Porém, nem todos os estados são possíveis, pois há uma restrição física em relação aos caminhos que um vazamento pode percorrer. Por exemplo, é impossível fisicamente um vazamento atingir a cavidade de número 4, sem antes ter passado pela cavidade de número 5. Sendo assim, todos os estados que contêm “1” como o estado da cavidade 4 e “0” como estado da cavidade 5 devem ser ignorados, pois não fazem sentido. Outras inconsistências como estas foram encontradas e os estados foram removidos.

A Figura 7 ilustra situações típicas encontradas entre os 1.024 estados:

- 0000000000 – Estado que representa o poço íntegro. Os nove primeiros “0”s significam que não há nenhuma cavidade interna com vazamento e o último “0” indica que não houve vazamento para o meio ambiente;
- 1100001000 – Um dos vários estados que representam o poço degradado. Os “1”s indicam as cavidades na qual há vazamento, porém, o último “0” indica que ainda não houve vazamento para o meio ambiente;
- 0000011011 – Um dos vários estados que representam o poço falho. Além dos vazamentos internos nas cavidades 6,7 e 9, houve vazamento para o meio ambiente, como pode ser visto pelo último “1”.
- 1010000000 – Estado impossível de ocorrer fisicamente, pois não há como haver vazamento na cavidade 3 sem ter havido vazamento na cavidade 2. Portanto, este estado foi eliminado da análise.

Removendo os estados impossíveis, restaram 179 estados. Destes 179 estados, apenas 1 representa o poço íntegro, ou seja, com hidrocarbonetos apenas no reservatório. Outros 89 representam estados degradados do poço, com vazamentos internos, porém, sem atingir o meio ambiente. Por fim, estes 89 estados degradados podem vir a comunicar-se com o meio ambiente, caso aconteça mais alguma falha, gerando os 89 estados degradados do poço. A matriz de transição, portanto fica com $179 \times 179 = 32.041$ elementos.

Após a eliminação dos estados impossíveis foram avaliadas quais transições ocorreriam diante de cada modo de falha de cada barreira. Quando mais de um modo de falha causava a mesma

transição, suas taxas de falha eram somadas. Alguns modos de falha causam mais transições do que outros, mas em média cada modo de falha causa 48 transições. Ao final, tem-se uma matriz de taxas de falha esparsa com apenas 731 elementos não nulos.



Figura 7 - Exemplos de Estados do Poço. No canto superior esquerdo, um poço íntegro. No canto superior direito, um poço degradado. No canto inferior esquerdo, um poço com vazamento para o meio ambiente. No canto inferior direito, um estado impossível.

Vale ressaltar que a forma como a matriz foi construída mostra algo interessante. A importância das barreiras (e dos modos de falha) para a confiabilidade do poço depende não apenas das suas taxas de falha, mas também do posicionamento das mesmas. Se a falha de uma barreira causa mais transições, deve-se esperar que a mesma tenha um nível de importância maior. Isto será comprovado pela análise de sensibilidade, de que não necessariamente o componente que mais falha tem maior impacto da confiabilidade final do poço.

4.2 EQUAÇÃO DO MODELO E SOLUÇÃO

Pode-se representar o sistema de equações diferenciais para o sistema poço na forma matricial como:

$$\frac{d}{dt}\mathbf{P}(t) = \mathbf{M}\mathbf{P}(t) \quad (3)$$

onde \mathbf{M} é a matriz de transição da Cadeia de Markov.

Para a construção da matriz, o seguinte procedimento foi adotado:

- Agrupamento das falhas que causavam a comunicação das mesmas cavidades em grupos, como pode ser visto na Figura 6. Exemplo: O modo de falha no fechamento ou vazamento na posição fechada da DSSS levam a comunicação do reservatório com a cavidade de número 1. Sendo assim, as taxas de falhas destes modos de falha devem ser combinadas. Desta forma, criaram-se 21 parâmetros de taxas de falhas agrupadas;
- Para cada comunicação de cavidade (devido aos modos de falhas mapeados) foram analisadas quais transições ocorriam devido a esta comunicação. Por exemplo, os modos de falha citados acima, que comunicam o reservatório com a cavidade de número 1 podem causar 29 transições como a do estado 1 (0000000000) para o estado 16 (1000000000) ou do estado 99 (0000111011) para o 118 (1000111011);
- Por fim, para cada estado foi analisado quais transições deixavam o estado e quais transições chegavam naquele estado, somando-se as taxas destas transições. Na Figura 8 é possível ver uma pequena parte da matriz final, \mathbf{M} .

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-1.3867e-05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1.2587e-05	-2.5557e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	2.8350e-07	-2.4485e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	7.5350e-07	0	-2.8577e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	7.5350e-07	2.8350e-07	-2.7505e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	4.3700e-07	0	-2.7305e-06	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	4.3700e-07	2.8350e-07	-2.6233e-06	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	4.0000e-07	0	0	0	-3.1212e-06	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	4.0000e-07	0	0	2.8350e-07	-3.0140e-06	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	4.0000e-07	0	4.3700e-07	0	-2.9940e-06	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	4.0000e-07	0	4.3700e-07	2.8350e-07	-2.8868e-06	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	4.0000e-07	0	0	0	-2.8662e-06	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	4.0000e-07	0	0	2.8350e-07	-2.7590e-06	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.0000e-07	0	4.3700e-07	0	-2.7590e-06
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.0000e-07	0	4.3700e-07	2.8350e-07
16	1.2800e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	1.2800e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	1.2800e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	1.2800e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	1.2800e-06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	1.2800e-06	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 8 - Parte da Matriz de Transição

A solução deste sistema de equações é dada por:

$$\mathbf{P}(t) = e^{\mathbf{M}t}\mathbf{P}(0) \quad (4)$$

$\mathbf{P}(t)$ é o vetor de probabilidades para os 179 estados e $\mathbf{P}(0)$ é o vetor de condições iniciais onde $P_1(0) = 1$ e $P_i(0) = 0$ para $2 \leq i \leq 179$.

A matriz de transição da Cadeia de Markov foi resolvida numericamente no Matlab para o cálculo do vetor $\mathbf{P}(t)$ com tempos variando de 0 a 30 anos (período de concessão do direito exploratório de um bloco).

Para interpretação dos resultados considerem as seguintes situações possíveis em que um poço pode se encontrar:

- Integro: entende-se a integridade aqui como a ausência de qualquer vazamento, seja ele interno ou externo ao poço.
- Degradado: neste caso houve a falha de alguma (s) barreira (s) que levaram a vazamento interno, porém não houve comunicação com o meio ambiente.
- Falho: neste caso houve mais alguma falha a partir do poço degradado levando a comunicação com o meio ambiente.

O engenheiro de poço está interessado em dois parâmetros diferentes. O primeiro diz respeito à probabilidade de o poço estar integro após um tempo de missão t , ou seja, a probabilidade de não haver nem degradação e muito menos, portanto, falha. Este parâmetro é importante, pois será utilizado para estimar a demanda de manutenção do poço para restaurar as barreiras comprometidas. Outro parâmetro, talvez mais importante ainda, é a probabilidade de o poço falhar durante um tempo de missão t , isto é, entrar em um estado onde haja vazamento de hidrocarbonetos para o meio ambiente. Este parâmetro é um componente importante na avaliação de risco, indicando a frequência de eventos indesejados. Um outro componente, não abordado neste artigo, seria a severidade dos vazamentos, e isso pode depender entre outros fatores da pressão do poço, fração de gás produzida, caminho por onde ocorre o vazamento, correntes marítimas, distância da costa, etc.

Desta forma, a função integridade, $I(t)$, pode ser considerada como a probabilidade do poço se encontrar no estado 1 (aquele em que nenhuma falha ocorreu, “0000000000”), como pode ser visto na Equação 5. Já a função falha, $F(t)$, ou vazamento, pode ser calculado como sendo a somatória das probabilidades do poço se encontrar em qualquer um dos estados falhos (aqueles onde houve vazamento para o meio ambiente, “XXXXXXXXX1”).

$$I_i(t) = P_1(t) \quad (5)$$

$$F(t) = \sum_{i=91}^{179} P_i(t) \quad (6)$$

5. RESULTADOS OBTIDOS

Os gráficos da Figura 9 mostram as probabilidades do poço se encontrar íntegro, degradado ou falho ao longo do tempo.

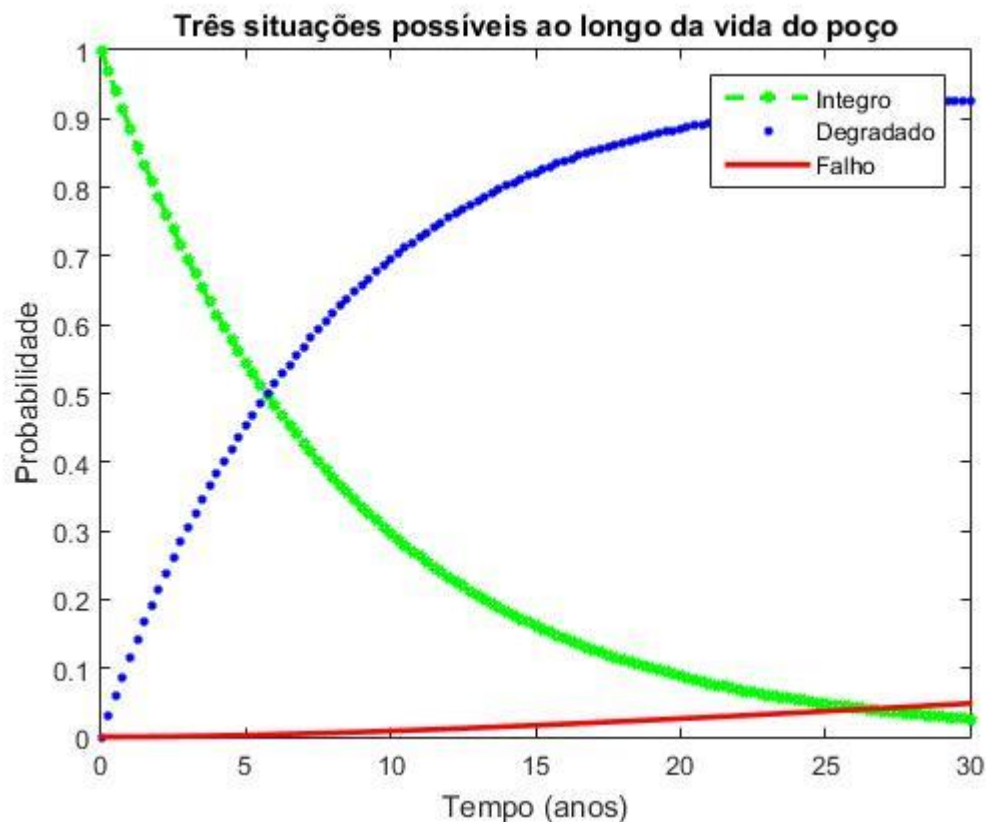


Figura 9- Curvas de probabilidade dos estados agrupados em: íntegro, degradado e falho.

Com base nestas probabilidades é possível levantar as curvas para a confiabilidade, $R(t)$, e de falha, $F(t)$.

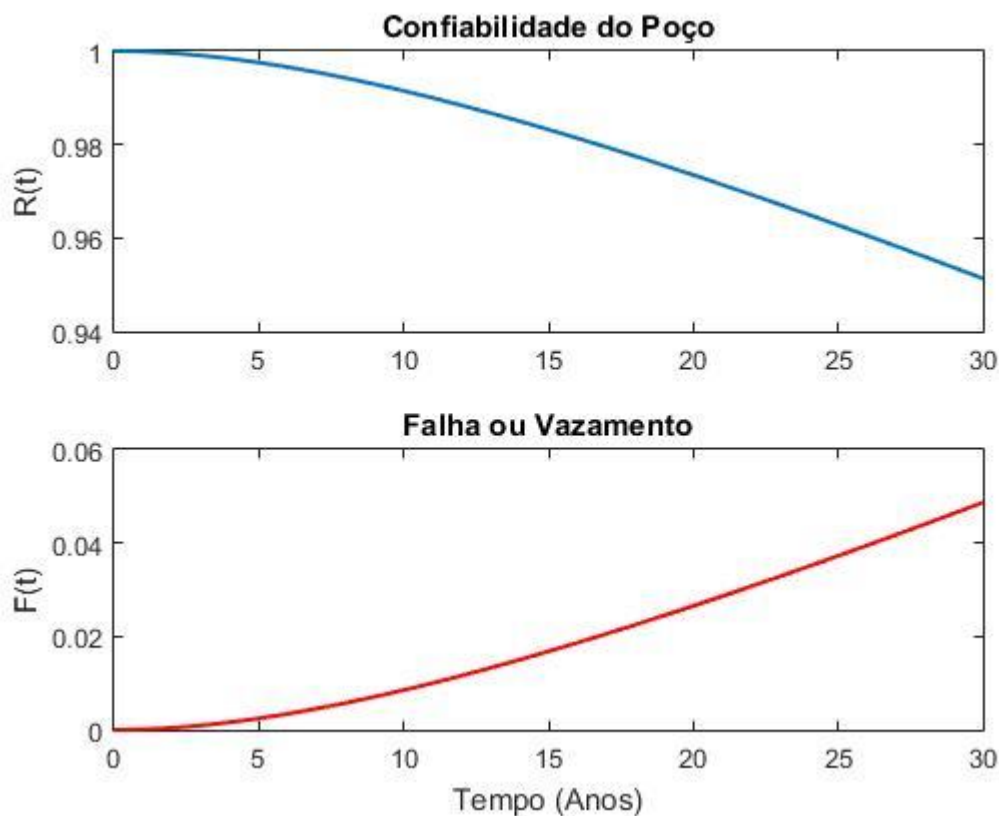


Figura 10- Gráficos da Função Confiabilidade do Poço e da Função Falha

Com base nos gráficos da Figura 10 é possível responder várias perguntas. Qual a probabilidade de ser necessária uma intervenção para manutenção em 9 anos, 18 anos e 27 anos? São respectivamente: 66,5%, 88,8% e 96,2%. Qual a probabilidade de vazamento em 9 anos, 18 anos e 27 anos? São respectivamente: 0,7%, 2,25% e 4,17%.

5.1 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Pode-se calcular a confiabilidade do poço através da metodologia do CSB, que é o cálculo da confiabilidade equivalente do DBC facilmente resolvido analiticamente e comparar com o resultado da AF e da CM. Utilizou-se como referência o tempo de 27 anos, a fim de se comparar com o resultado obtido por Fonseca [2] para a AF. A Tabela 3 mostra o comparativo.

Tabela 3 - Comparação das três abordagens avaliadas em relação aos principais parâmetros de confiabilidade

MEDIDA	DIAGRAMA DE BLOCO DE CONFIABILIDADE	ÁRVORE DE FALHA	CADEIA DE MARKOV
PROBABILIDADE DE FALHA R_s (27 anos)	35,50%	6,72%	4,18%
TAXA DE FALHA, λ equivalente	$1,85 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$	$2,94 \times 10^{-7} \text{ h}^{-1}$	$1,80 \times 10^{-7} \text{ h}^{-1}$
MTTF equivalente (anos)	61,6 anos	388 anos	633,2 anos

A taxa de falha equivalente foi calculada através da distribuição exponencial e o MTTF como o inverso da taxa de falha:

$$\lambda_{equivalente} = \frac{-\ln R_s}{t} \quad (7)$$

Em relação aos CSBs, a confiabilidade para 27 anos do CSB primário é apenas 3,71% e do CSB secundário é de 63,14%. Pode-se observar que a Metodologia dos dois CSB independentes é extremamente conservadora, dado que se desconsideram todas as outras barreiras que não estão presentes nos envelopes traçados. A utilização deste modelo como medida de risco tende a superestimar a probabilidade de ocorrência de um vazamento, o que é bom do ponto de vista de segurança, porém, não ajuda em nada no planejamento e manutenção das barreiras.

Por outro lado, os métodos AF e CM apresentam resultados mais realistas, pois consideram outras barreiras que não apenas aquelas dos envelopes formados no CSB.

O modelo de Markov é mais representativo das condições do poço ao considerar todos os caminhos possíveis e avanço simultâneo das falhas em diversos caminhos. Possui inúmeras vantagens em relação aos outros modelos, como a possibilidade de se considerar taxas de reparo (intervenções de manutenção) e a utilização de taxas variáveis de falha e reparo através do uso de variáveis suplementares. Outra vantagem é permitir aplicar o conceito de taxas de falhas condicionais para os revestimentos e colunas, ou seja, taxas que dependam de o fato destes elementos estarem ou não em contato com hidrocarbonetos. São esperadas taxas de falhas maiores para estes elementos quando em contato com os hidrocarbonetos, justamente devido aos processos de corrosão.

5.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Uma análise de sensibilidade foi realizada variando-se as taxas de falha dos componentes de 50% a 150% do valor original. Desta forma, verifica-se a influência na taxa de falha equivalente do poço devido à queda ou aumento na taxa individual de cada componente.

Tabela 4 - Tabela de resultados da Análise de Sensibilidade, resultados absolutos e relativos

COMPONENTE	50% DA TAXA DE FALHA ORIGINAL		150% DA TAXA DE FALHA ORIGINAL	
	$\lambda_{\text{equivalente}} (\text{h}^{-1})$		$\lambda_{\text{equivalente}} (\text{h}^{-1})$	
Rev. de produção cimentado	$1,751 \times 10^{-7}$	-2,86%	$1,854 \times 10^{-7}$	2,86%
Coluna de Produção	$1,796 \times 10^{-7}$	-0,39%	$1,810 \times 10^{-7}$	0,39%
DSSS	$1,772 \times 10^{-7}$	-1,74%	$1,833 \times 10^{-7}$	1,66%
Packer de Produção	$1,799 \times 10^{-7}$	-0,19%	$1,806 \times 10^{-7}$	0,19%
Mandril de <i>gaslift</i>	$1,316 \times 10^{-7}$	-27,0%	$2,054 \times 10^{-7}$	13,9%
<i>Tubing Hanger</i>	$1,793 \times 10^{-7}$	-0,55%	$1,813 \times 10^{-7}$	0,55%
BAP (corpo, linhas e válvulas)	$1,022 \times 10^{-7}$	-43,3%	$2,619 \times 10^{-7}$	45,3%
ANM (corpo, linhas e válvulas)	$1,767 \times 10^{-7}$	-1,99%	$1,847 \times 10^{-7}$	2,46%
SCPS, conector H4 e Anel VGX	$1,726 \times 10^{-7}$	-4,27%	$1,880 \times 10^{-7}$	4,31%

O resultado mostrado na Tabela 4 apresenta o valor absoluto da taxa equivalente de falha para o sistema poço e a variação relativa em relação à originalmente calculada ($1,80 \times 10^{-7} \text{ h}^{-1}$).

Embora o componente com maior taxa de falha seja o mandril de gaslift ($11,9 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}$), a BAP (incluindo corpo, linhas e válvulas) afeta a confiabilidade do sistema poço mais que os outros componentes. A BAP é a Base Adaptadora de Produção e é o elemento que faz a transição entre o sistema poço e os equipamentos submarinos. Nesta base é instalado o Tubing Hanger (Suspensor de Coluna) que prende toda a coluna até o packer. Desta forma, a BAP ocupa uma posição central como elemento de transição e de apoio para o TH e para a ANM. Além disso, falhas nas linhas da BAP ou vazamentos externos em suas válvulas comunicam os fluidos diretamente para o fundo do mar.

6. CONCLUSÕES

A ideia deste trabalho foi propor uma abordagem baseada em processo de Markov para o cálculo da confiabilidade e do risco de um poço de petróleo em produção e compará-lo aos demais métodos existentes. Para o presente caso a falha foi definida como sendo o vazamento de hidrocarboneto para o meio ambiente. Esta proposição foi desenvolvida de forma a possibilitar novas análises futuras: análise de incertezas, cálculo da disponibilidade do poço, avaliação de estratégias de teste e manutenção e possibilitar a consideração do envelhecimento dos componentes nas métricas de confiabilidade desejada.

A modelagem de estados em relação à presença/ausência de vazamentos entre as cavidades permite que sejam consideradas diferentes taxas de falhas para um componente que está em contato com hidrocarbonetos ou não. Esta diferença pode ser explicada pela presença de compostos corrosivos nos fluidos do reservatório, como CO_2 e H_2S .

Os benefícios desta nova abordagem serão devidamente explorados à medida que a indústria fornecer os dados necessários: dados de envelhecimento, taxas de reparo de poços, dados de corrosão, entre outros. Além disso, podem-se incluir falhas de causas comuns, permitindo que novas transições na cadeia de Markov ocorram. Um exemplo de falha comum é o surgimento de hidratos na árvore de natal, bloqueando o fechamento de várias válvulas simultaneamente.

REFERÊNCIAS

- [1] DA FONSECA, T.C.; MIURA, K.; MENDES, J.R.P. “Well Integrity Analysis to Workover Prediction”. OTC 24369 Offshore Technology Conference OTC Brasil, 29-31 October, Rio de Janeiro, Brazil
- [2] DA FONSECA, T.C. Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, 2012.
- [3] MIURA, K. Um estudo sobre a segurança operacional na construção e reparo de poços marítimos de petróleo e gás. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, 2004.
- [4] CORNELIUSSEN, K. Well Safety: Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells. Thesis (Doctorate) – The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim (Norway), 2006.
- [5] NORSOK, NORWEGIAN TECHNOLOGY STANDARDS INSTITUTION, NORSOK D-010: Well integrity in drilling and well operations. Rev. 4. Lysaker (Norway), 2013. .
- [6] ISO Technical Specification TS 16530-2, 2014, Well integrity – Part 2: Well integrity for the operational phase (Reference number ISO/TS 16530-2:2014€)
- [7] API RP-96. API Recommended Practice for DeepWater Well Design and Construction, 1st edition. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2013.
- [8] PSA, “Well Integrity Survey, Phase I summary report”, Petroleum Safety Authority (2006).
Disponível em:
<http://www.ptil.no/getfile.php/131439/z%20Konvertert/Helse%2C%20milj%C3%B8%20og%20sikkerhet/Sikkerhet%20og%20arbeidsmilj%C3%B8/Dokumenter/nettspawellintegritysurveyphaseIreportrevision3006.pdf>. Acesso em: 27 Agosto de 2017
- [9] ANP, Regulamento Técnico do Sistema de Integridade de Poços. Agência Nacional do Petróleo, 2016.
Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/fiscalizacao-da-seguranca-operacional/sistema-de-gerenciamiento-da-integridade-de-pocos-sgip>. Acesso em: 27 Agosto de 2017.
- [10] ROUVROYE, J. L.; VAN DEN BLIEK, E. G., “Comparing Safety Analysis Techniques”, Reliability Engineering and System Safety 75, pag. 289-294 (2002)
- [11] Snorre Sklet, Safety barriers: Definition, classification, and performance, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Volume 19, Issue 5, 2006, Pages 494-506, ISSN 0950-4230
- [12] CCPS, 2001. Layer of Protection Analysis – Simplified Precess Risk Assessment, ISBN 0-8169-0811-7, Center of Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, US.
- [13] GIRLING, S.; GIRLING & COMPANY LTD; SNOW, N.; LUMBYE, P. MAERSK OIL QATAR AS; ABDELHAMID, I.A.; QATAR PETROLEU, “Advanced Well Failure Modelling Improves Well Integrity, Safety and Reliability”, SPE Offshore Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK (2015).
- [14] LEWIS, E. E. Introduction to Reliability Engineering. Second Edition, 1994
- [15] AGUIAR, L.A.; DAMASO, V.C; GARCIA, P.A.A, “Near Surface Repository Reliability Analysis Considering Parameter Uncertainties”, Reliability, Risk and Safety: Back to the Future, pag. 670-676 (2010).

[16] OLIVEIRA, E.A.; ALVIM, A.C.M.; FRUTUOSO E MELO, P.F, “Unavailability Analysis of Safety Systems Under Aging by Supplementary Variables with Imperfect Repair”, *Annals of Nuclear Energy*, Volume 32, pag. 241-252, Elsevier (2005)

[17] DE PINHO, M.O.; FERNÁNDEZ, H.C.N; ALVIM. A.C.M; FRUTUOSO E MELO. P.F, “Avaliability of a Componente Subject to Erlangian Failure Model Under Wearout by Supplementary Variables”, *Revista Brasileira de Ciências Mecânicas/ Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*. 21. Pag. 109-122 (1999).

[18] SHAKUNTLA, 2011; LAL, A.K; BHATIA S.S.; SINGH, JAI. Reliability analysis of Polytube industry using supplementary variable technique