

## **Proposição de Metodologia baseada em Confiabilidade para Gerenciamento da Integridade de Poços em Produção**

Luiz Müller<sup>a,b</sup> – luizmuller.es@terra.com.br

Marcelo Ramos Martins<sup>a</sup> – mrmartin@usp.br

<sup>a</sup>Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco (LabRisco), Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP), Brasil.

<sup>b</sup>Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Brasil

### **RESUMO**

Integridade de Poço pode ser definida como a capacidade do poço em conter fluidos, evitando vazamentos indesejados para o meio ambiente. Para um adequado gerenciamento da integridade de poços na etapa de produção é necessário definir técnicas e periodicidade de testes, inspeções e monitoramento. Entretanto, durante o processo de gerenciamento da integridade de poços planos de teste, inspeção e monitoramento podem não ser cumpridos adequadamente e falhas ou degradações em barreiras de segurança do poço podem ser identificadas, fazendo com que o risco previamente assumido pelo projeto do poço se eleve. Dessa forma, pode-se fazer uso de análises de confiabilidade e risco para auxiliar nas tomadas de decisão quanto à continuidade operacional. Mas quanto de redução na confiabilidade do poço ou de elevação de risco é aceitável? Por quanto tempo? Qual é a eficácia de cada possível ação para aumentar a confiabilidade do sistema? Este trabalho ataca estes questionamentos fazendo uso de técnicas de análise de confiabilidade e desenvolve uma metodologia para gerenciamento de integridade de poços baseada na comparação entre a confiabilidade prevista na fase do projeto do poço e a confiabilidade dos elementos de barreira do poço durante a etapa de produção levando em consideração evidências de sucesso e falha obtidas com inspeções e testes realizados. Como caso de referência, é utilizado um poço de petróleo submarino típico do pré-sal brasileiro. A relação funcional entre os elementos de barreira do poço foi modelada e os dados de confiabilidade utilizados são provenientes de bancos de dados internacionais reconhecidos. Na metodologia proposta é possível usar taxas de falha constantes ou variáveis ao longo do tempo e a confiabilidade relativa do sistema de poço é calculada a cada momento, considerando o conhecimento adquirido ao testar e inspecionar os componentes durante a etapa de produção. Essa metodologia auxilia na determinação do nível de risco atual do poço em produção e na avaliação da necessidade ou não de uma intervenção com sonda, propondo um prazo máximo para sua realização baseado em confiabilidade. Os resultados são fundamentais como embasamento técnico para suporte ao gerenciamento do risco e tomada de decisão quanto à integridade de poços em produção.

### **1. INTRODUÇÃO**

No dia 03 de novembro de 2016 foi publicada no diário oficial da união a resolução número 46 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cujo objetivo foi aprovar o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural, que instituiu o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP).

Com a implantação de regulação nacional específica para Integridade de Poços, a ANP normatiza a adoção das melhores práticas da indústria, torna-as juridicamente exigíveis e fomenta a melhoria contínua da gestão de integridade de poços no Brasil [1]. Sendo assim, as empresas detentoras dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural no território brasileiro estão confrontando seus procedimentos técnicos e processos de gestão de integridade de poço com as melhores práticas da indústria do petróleo.

Este trabalho pretende explorar questões de confiabilidade (quantitativa) para complementar a visão atual de gestão de falhas de barreiras de segurança de poços em produção baseada em procedimento de gerenciamento de falha e análises qualitativas de risco.

A metodologia proposta auxilia na melhor compreensão da probabilidade de vazamento do poço, na determinação do nível de risco atual do poço em produção e na avaliação da necessidade ou não de uma intervenção com sonda, indicando um prazo máximo para sua realização baseado em confiabilidade. Os resultados são fundamentais como embasamento técnico para suporte ao gerenciamento do risco e tomada de decisão quanto à integridade de poços em produção.

## 2. DESCRIÇÃO

A metodologia elaborada neste trabalho para o gerenciamento da integridade de poços em produção com base em confiabilidade apresenta nove etapas, as quais serão sequencialmente detalhadas e discutidas.

Apesar de existirem diversos outros estudos relacionados a avaliação de confiabilidade de poços de petróleo, a principal contribuição deste trabalho é a apresentação de uma forma estruturada e encadeada das etapas necessárias para desenvolver na prática um gerenciamento da integridade de poços em produção baseado em confiabilidade. Além de sua aplicação prática em um poço exemplo.

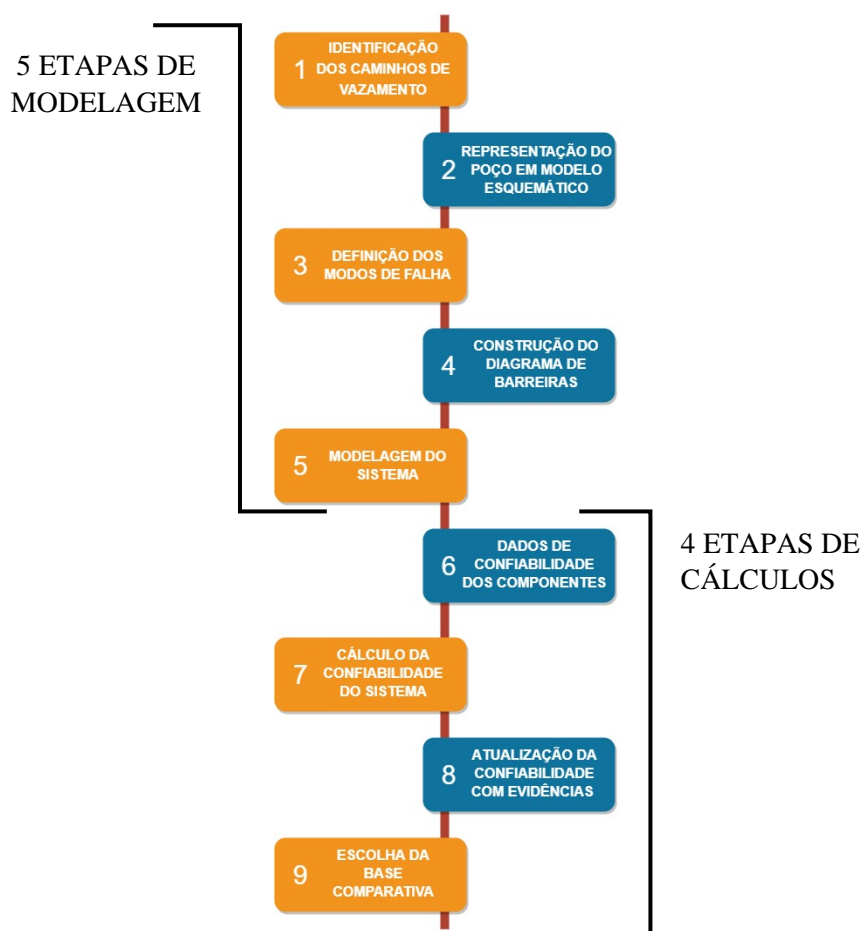


Fig. 1 - Etapas da Metodologia (Fonte: Próprio Autor)

Confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de um componente ou sistema executar a função para a qual foi projetado, durante um período de tempo pré-definido, sob determinadas condições ambientais e operacionais dado que estava funcionando, ou em condições de operar, no instante inicial [2].

Com base no conceito de confiabilidade é definido o escopo do sistema a ser analisado como exemplo:

- Sistema: poço de petróleo em produção típico do pré-sal brasileiro (cujos componentes serão detalhados);
- Função para a qual o sistema foi projetado: conter fluidos (evitando liberação descontrolada para o meio ambiente);
- Período de tempo: projeto do poço elaborado para 27 anos de produção;
- Condições Operacionais: operação dentro do envelope operacional como especificado pelo projeto.

## 2.1 Caminhos de Vazamento

Para que haja perda de contenção para o meio externo o fluxo de óleo precisa partir do reservatório para o meio ambiente passando por algum caminho de vazamento. Em cada possível caminho de vazamento existem diversos elementos de barreira.

Pode-se representar quatro principais possíveis caminhos de vazamento entre o reservatório e o meio ambiente para avaliar a integridade de um poço, são eles: coluna, poço (ou anular-A), anular(es) externo(s) e rocha [3].

Como o foco deste trabalho é a confiabilidade relativa entre o projeto e a operação só serão considerados os caminhos de vazamento em que existam elementos de barreira passíveis de monitoramento, inspeção ou teste na etapa de produção do ciclo de vida do poço. Dessa forma, serão modelados os caminhos de vazamento pela coluna, pelo poço (anular-A) e as interligações entre eles.

Os caminhos da rocha e anular(es) externo(s) são formados por elementos (ex.: cimento e rocha) em que nenhuma ação de monitoramento, inspeção ou teste é feita durante a fase operacional, de forma que não existirão evidências que possibilitem atualizar a confiabilidade durante a fase operacional, mantendo sua avaliação completamente dependente do projeto e construção do poço.

## 2.2 Modelo Esquemático

A representação de um poço de petróleo em modelo esquemático é prática comum para auxiliar o gerenciamento de integridade de suas barreiras de segurança. Tanto a norma ISO 16530-1 quanto a NORSOK D-010 recomendam manter atualizado o esquemático de barreiras do poço detalhando claramente no mesmo os conjuntos solidários de barreira primário e secundário, bem como informações sobre qualquer problema de integridade de poço identificado. Segue abaixo o modelo utilizado:

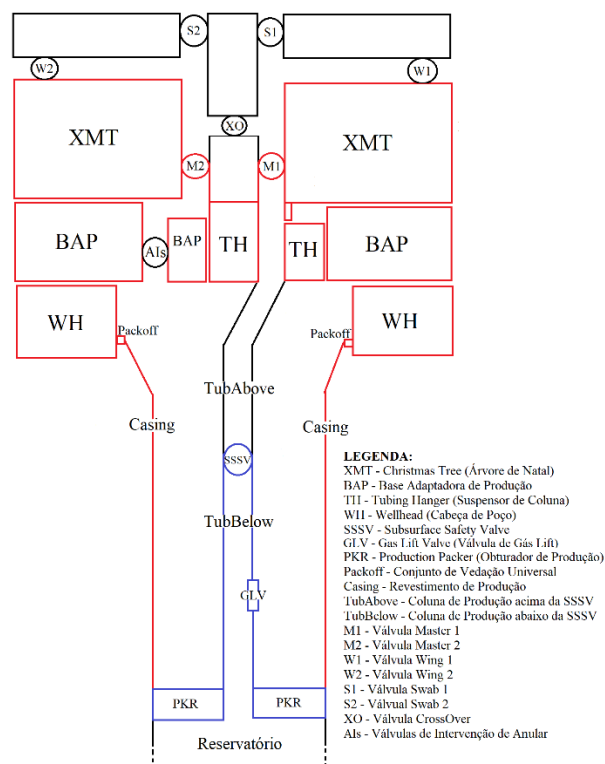


Fig. 2 - Modelo Esquemático (Fonte: Próprio Autor)

## 2.3 Modos de Falha

Para cada um dos elementos de barreira identificados no modelo esquemático foram considerados os modos de falha que levam a barreira a não cumprir com sua função de segurança para a integridade do poço, totalizando 30 modos de falha.

## 2.4 Diagrama de Barreiras

Os diagramas de barreira vêm sendo utilizados de diversas formas desde a década de 90 para auxiliar análises de risco de poços. Em [4] é proposto um procedimento formal para construção destes diagramas. Tais diagramas permitem uma visualização simplificada de todas as possibilidades de caminho de vazamento entre o reservatório e o meio ambiente (ou meio externo às barreiras do poço). Foi elaborado o seguinte diagrama de barreiras para o poço exemplo.

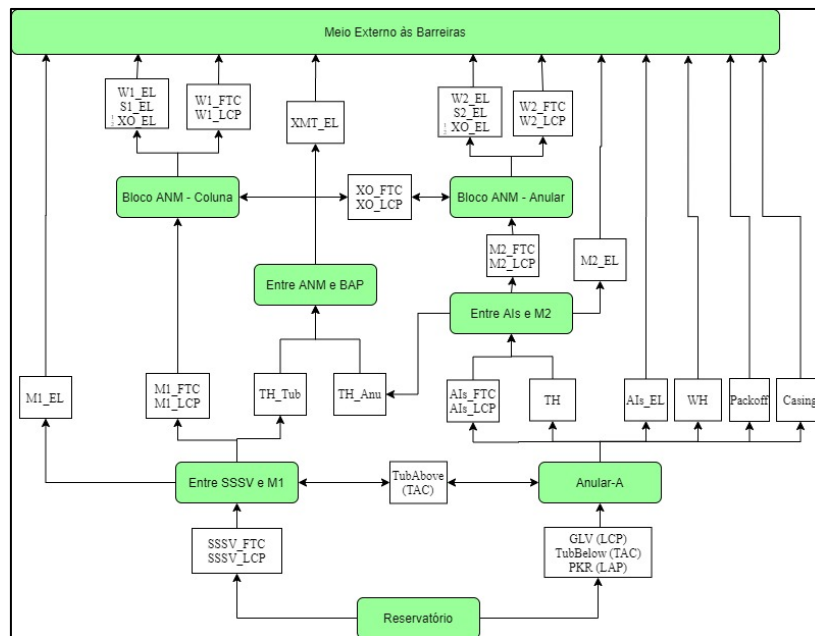


Fig. 3 - Diagrama de Barreiras (Fonte: Próprio Autor)

## 2.5 Modelagem do Sistema

A modelagem das relações funcionais entre as barreiras identificadas considerando todos os modos de falha perigosos foi feita via diagrama de blocos de confiabilidade.

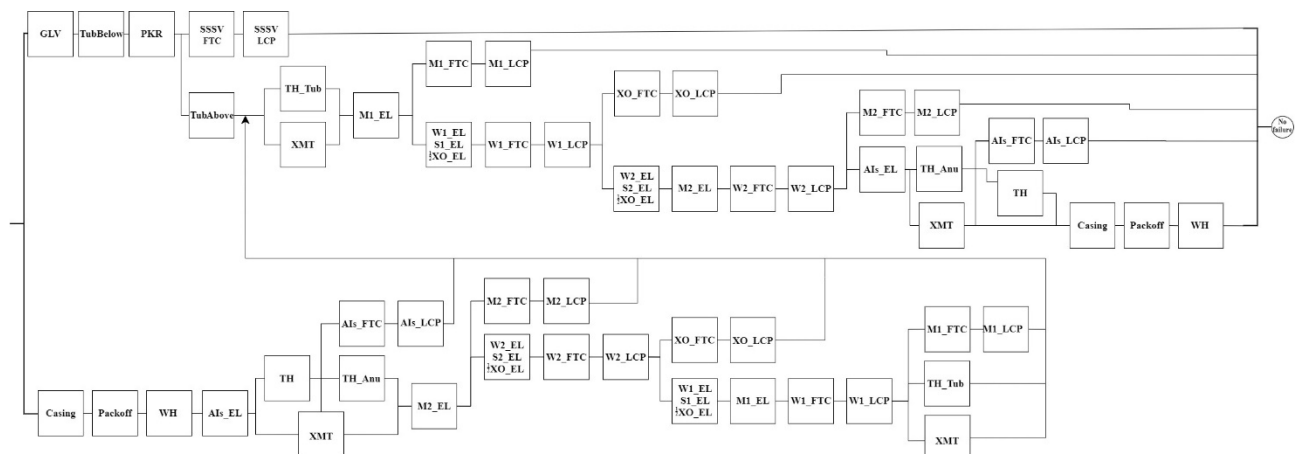


Fig. 4 - Diagrama de Blocos de Confiabilidade (Fonte: Próprio Autor)

## 2.6 Dados de Confiabilidade

Com o sistema modelado é necessário obter os dados de taxa de falha de cada um dos modos de falha mapeados para chegar à função de confiabilidade do sistema.

Dados de confiabilidade, incluindo taxas de falha, podem ser obtidos de diversas formas, como por exemplo:

- Dados próprios: obtidos de campo ou testes de confiabilidade;
- Dados genéricos: obtidos de bancos de dados;
- Elicitação de Especialistas: obtidos através do julgamento de especialistas.

Neste trabalho foram utilizadas taxas de falha constante obtidas dos dois bancos de dados genéricos da indústria recomendados pela IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*) para equipamentos submarinos e poços: OREDA (*Offshore & Onshore Reliability Data*) e WellMaster RMS Project.

## 2.7 Confiabilidade do Sistema

Para o cálculo da confiabilidade do sistema foi primeiro identificado o conjunto de *path-sets*. No caso concreto foram identificados 29 *path-sets* mínimos. Devido ao elevado número de componentes e de *sets* mínimos o cálculo exato da confiabilidade do sistema fica inviável computacionalmente sem a utilização de um algoritmo. Sendo assim foi utilizado o algoritmo proposto por [5] e reproduzido em [6] para obter uma expressão equivalente do conjunto de *path-sets* mínimos em função de uma união de produtos disjuntos, possibilitando o cálculo exato da confiabilidade do sistema.

Todos os componentes foram considerados independentes não sendo analisadas possíveis causas comuns de falha.

## 2.8 Atualização da Confiabilidade

Com a modelagem do poço elaborada e o cálculo da confiabilidade realizado é possível atualizar a informação de confiabilidade instantânea do sistema a partir de novas informações (evidências) de sucesso ou falha (ou ainda degradação) de seus componentes e os resultados podem ser comparados com a confiabilidade previamente estabelecida no projeto do poço.

Durante a etapa operacional, sendo obtida nova evidência do estado de integridade de algum elemento de barreira do poço é possível utilizar o Teorema de Bayes para obter a probabilidade a posteriori (atualização do grau de crença na ocorrência do evento – sucesso, falha ou degradação) considerando a evidência obtida.

Seguem algumas considerações desta aplicação da metodologia:

- O tempo de missão da análise termina quando o poço é entregue para manutenção com sonda (*Well Handover*), dessa forma pode-se dizer que o sistema é não reparável durante seu tempo de missão, então a confiabilidade coincide com a disponibilidade;
- Foi considerado que a única forma de identificar a falha ou o sucesso (não-falha) de um componente é via teste, sendo este 100% preciso na identificação de se o componente testado está ou não falho;
- Não foi considerada degradação de componentes, apenas falha ou não-falha;
- Durante a etapa de produção apenas parte dos elementos de barreira são testados, alguns elementos de barreira são testados apenas na construção do poço ou em intervenções com sonda;
- Não foi considerado a possibilidade de testes induzirem danos nos componentes;
- Não foram consideradas falhas de causa comum na modelagem;
- É assumido que a probabilidade de falha de componentes não é influenciada pelo fato de o poço estar produzindo ou fechado;
- O foco são os elementos técnicos da integridade de poço, dessa forma o erro humano está fora do escopo deste trabalho.

## 2.9 Base Comparativa

A metodologia deste trabalho propõe que os resultados sejam comparados com o previsto no projeto do poço. Sendo assim, foi comparada a confiabilidade atual do poço com a de um caso base, definido como o previsto pelo projeto/construção do poço considerando que todos os testes de barreiras realizados na etapa de produção foram positivos, ou seja, as barreiras sempre que testadas foram verificadas como intactas. Para aplicação neste trabalho, foi definida uma política de testes com os componentes testáveis sendo verificados de forma anual ou trienal.

Segundo [7]: “A razão da escolha deste caso como referência se dá pelo fato de que se todos os testes periódicos fossem bem-sucedidos a operadora não iria questionar-se sobre a integridade do poço e manteria o mesmo em produção. Logo, entende-se que a curva de probabilidade gerada desta forma seria uma curva de probabilidade de vazamento amplamente aceitável.”

### 3. RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO

Para o poço exemplo em que foi aplicada a metodologia foi obtida a seguinte curva de referência para a probabilidade de perda de contenção.

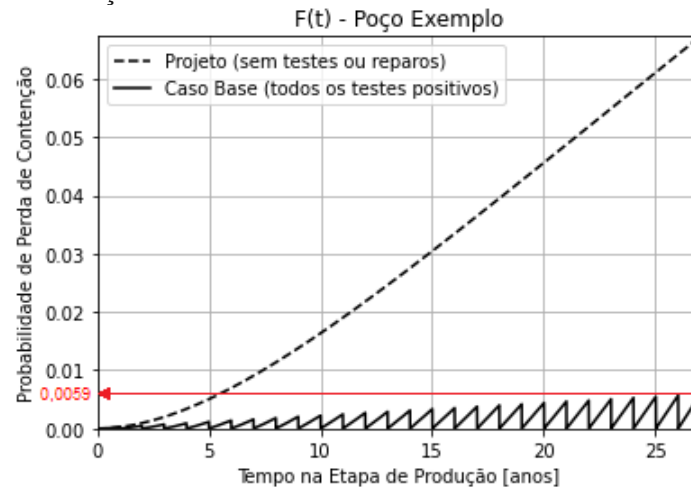


Fig. 5 - Caso Base (ou de referência)

A linha tracejada representa um caso sem testes nem reparo, sendo obtida probabilidade de vazamento ao final de 27 anos de 6,73%. A probabilidade de falha aceita pelo operador para o final da vida útil do poço (27 anos) é de 0,59%, conforme representado pela linha contínua (Caso Base). Esse é o valor que será utilizado como referência para esse exemplo de aplicação.

Nas subseções seguintes serão apresentados dois exemplos práticos de utilização dos resultados obtidos.

#### 3.1 Identificação de Falha na DHSV (*Down Hole Safety Valve*)

Imaginemos que no terceiro ano de operação do poço foi identificado em teste da DHSV que ela não está funcional. Segue gráfico com a probabilidade de perda de contenção desta situação.

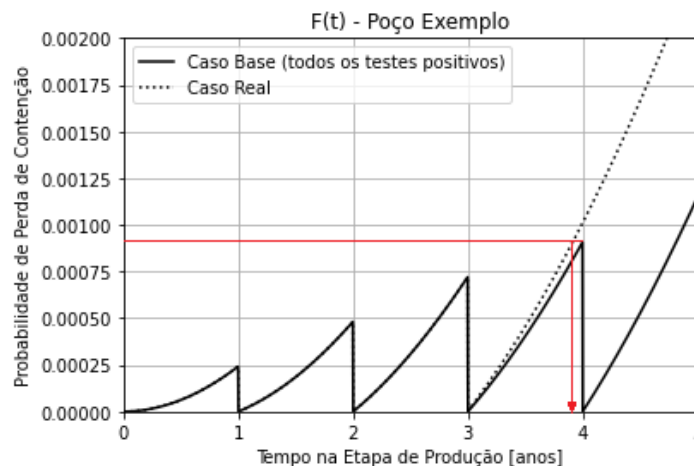


Fig. 6 - DHSV falha

Comparando a curva do Caso Real (linha pontilhada) com a curva do Caso Base verifica-se que, para manter o nível de confiabilidade, deve-se antecipar testes dos demais componentes que possam contribuir para aumentar a confiabilidade instantânea do poço, como por exemplo, as válvulas M1 e W1 da Árvore de Natal Molhada (ANM), cujos testes estavam anteriormente previstos para 12 meses após o terceiro ano de operação.

Obs.: Neste ponto é importante lembrar que o modelo proposto não leva em conta o risco de eventos catastróficos na ANM (ex.: arrancamento ou desconexão espúria) nem riscos motivados por causas externas (ex.: queda de objetos ou arraste de âncoras), dessa forma a modelagem elaborada reduz a importância da DHSV – ou de qualquer outro dispositivo de subsuperfície – sendo não conservadora neste aspecto.



### 3.2 Identificação de Comunicação Coluna-Anular por falha na VGL (Válvula de Gás Lift)

Imaginemos que no terceiro ano de operação do poço foi identificado em teste de estanqueidade da coluna de produção a presença do modo de falha comunicação coluna-anular por falha na VGL. Segue gráfico com a probabilidade de perda de contenção desta situação.

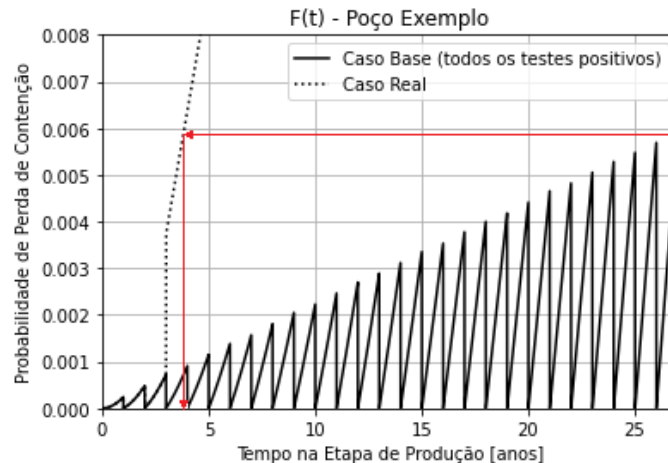


Fig. 7 - VGL falha

Comparando a curva de não-confiabilidade do Caso Real (linha pontilhada) com a probabilidade de falha considerada como aceitável do pelo operador, verifica-se que, apesar de probabilidade de falha estar maior do que o esperado pelo projeto para esse instante da vida do poço, ela ainda está inferior a probabilidade de falha aceita pelo operador para o final da vida útil do poço (27 anos neste exemplo). Portanto, para não exceder essa probabilidade de falha a intervenção para reparo deve ocorrer em no máximo 11,4 meses a partir da data da identificação da falha. Como medida mitigadora pode-se prever reduzir a periodicidade de testes/verificação em demais componentes que possam contribuir para aumentar a confiabilidade instantânea do poço. A partir dos resultados destes testes a curva de confiabilidade atual do poço pode ser atualizada.

Para verificar a eficácia de medidas mitigadoras de redução da periodicidade de testes/verificação em demais componentes que possam contribuir para aumentar a confiabilidade instantânea do poço, está representada na figura abaixo a curva de confiabilidade do sistema considerando que todos os testes/verificações possíveis passaram a ser feitos de 3 em 3 meses e os resultados foram sempre positivos, ou seja, não identificaram novas falhas.

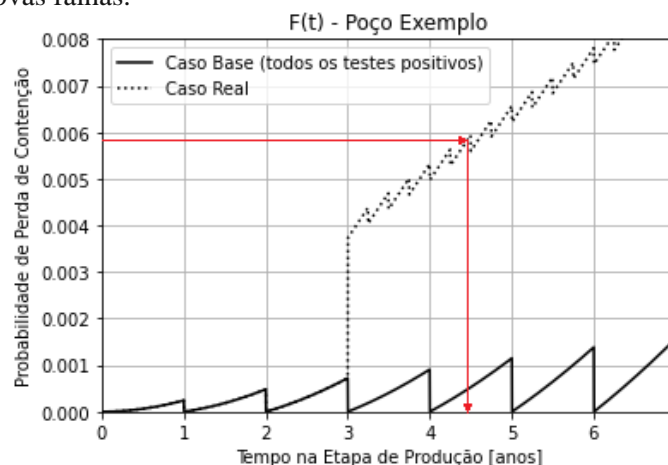


Fig. 8 - VGL em falha e demais testes trimestrais

Como pôde-se observar, para não exceder a probabilidade de falha de 0,59% a intervenção para reparo deve ocorrer em no máximo 17,8 meses a partir da data da identificação da falha, ou seja, a obtenção de novas informações sobre o estado de integridade das demais barreiras do poço, caso os resultados dos testes sejam sempre positivos, pode embasar uma intervenção em prazo superior aos 11,4 meses previstos inicialmente mantendo os mesmos níveis de confiabilidade do poço.

#### 4. CONCLUSÕES

Um modelo de diagrama de blocos de confiabilidade do sistema de um típico poço de petróleo submarino durante a fase operacional foi construído e, a partir dessa modelagem, foi possível estimar uma curva de confiabilidade. Os impactos na confiabilidade do sistema de poço em caso de falha ou sucesso de componentes foram verificados e a confiabilidade instantânea do poço foi comparada com a prevista pelo projeto.

Com a confiabilidade instantânea de cada poço e uma visão temporal para restaurar a integridade com base na confiabilidade, o operador pode, em seu conjunto de poços, priorizar a manutenções e testes. Assim, os resultados obtidos neste trabalho são fundamentais como base técnica para o suporte ao gerenciamento de risco e tomada de decisão em relação à integridade de poços na etapa de produção.

É oportuno destacar que a metodologia pode ser aplicada a qualquer tipo de poço e, como se pôde ver pelos resultados, uma análise relativa/comparativa é muito valiosa em abordagens quantitativas. Mais informações relativas ao desenvolvimento desse trabalho podem ser obtidas em [8] e [9].

#### 5. REFERÊNCIAS:

- [1] ANP, “Proposta de Regulamentação para o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) e Análise dos Impactos Regulatórios (AIR)”, Nota Técnica n° 258/SSM/2016, ANP (2016).
- [2] MARCELO RAMOS MARTINS, “Considerações sobre Análise de Confiabilidade e Risco”, Tese (Livre Docência), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2013).
- [3] TIAGO CARDOSO DA FONSECA, “Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção”, Dissertação (Mestrado), Universidade Estadual de Campinas (2012).
- [4] KJELL CORNELIUSSEN, “Well Safety: Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells”, Tese (Doutorado), The Norwegian University of Science and Technology (2006).
- [5] ABRAHAM, J.A. “An Improved Algorithm for Network Reliability”. *IEEE Transactions on Reliability*. R-28(1), 58-61 (1979).
- [6] ABREU, D. T. M. P.; MARTINS, M. R., “Cálculo da Probabilidade do Evento Topo de uma Árvore de Falhas a partir da Utilização de Produtos Disjuntos”, *III Congresso Nacional de Análise de Riscos, Segurança Operacional e Confiabilidade (ABRISCO)*, Rio de Janeiro (2017).
- [7] DANILO COLOMBO, “Proposição de uma Modelo Markoviano de Apoio ao Gerenciamento de Riscos à Integridade de Poços Submarinos”, Dissertação (Mestrado), Universidade Federal Fluminense (2018).
- [8] MÜLLER, L.; MARTINS, M. R., “Proposition of Reliability-Based Methodology for Well Integrity Management during Operational Phase”, *30th European Safety and Reliability Conference (ESREL) & 15th Probabilistic Safety Assessment and Management Conference (PSAM)*, Veneza (2020).
- [9] LUIZ MÜLLER, “Proposição de Metodologia baseada em Confiabilidade para Gerenciamento da Integridade de Poços em Produção”, Dissertação (Mestrado), Universidade de São Paulo (2021).