

UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA O GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE DE POÇOS EM PRODUÇÃO

Luiz Fernando Oliveira¹, Joaquim Domingues² e Gean Rocha³ (DNV GL) e
Danilo Colombo⁴ (Petrobras)

RESUMO

A gestão da integridade dos poços de produção offshore representa um desafio importante para todas as empresas produtoras de petróleo em todo o mundo. Um poço de petróleo tem a função essencial de conduzir o petróleo desde o reservatório até a plataforma de produção (a sua função de produção), mas ao mesmo tempo tem que atuar como barreira de segurança impedindo um vazamento descontrolado do óleo do reservatório para o meio ambiente (a sua função de segurança). A integridade de um poço de petróleo está relacionada com a sua função de segurança e é garantida através de barreiras de segurança colocadas no poço visando evitar a ocorrência de vazamentos descontrolados de óleo para o meio ambiente. Essas barreiras são formadas por elementos de barreira que atuam conjuntamente para evitar os vazamentos. Mas ao longo do ciclo de vida do poço (25 a 35 anos), naturalmente existe a tendência à degradação desses elementos que podem resultar em falhas dos mesmos. Neste trabalho é apresentada uma ferramenta computacional que proporciona resultados quantitativos para os indicadores de confiabilidade (ou risco) relativos à perda de integridade de poços durante a fase operacional dos mesmos. Trata-se de uma ferramenta dinâmica que fornece o risco de perda de integridade do poço a cada instante. Dada a ocorrência de uma falha detectada de um elemento de barreira qualquer, a ferramenta reavalia a nova condição de risco e faz previsões em relação a sua evolução futura. São apresentados alguns resultados ilustrativos de aplicação da ferramenta para um poço simplificado.

1. INTRODUÇÃO

A gestão da integridade dos poços de produção offshore representa um desafio importante para todas as empresas produtoras de petróleo em todo o mundo. No início de 2017, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) publicou um regulamento de integridade de poços (o Regulamento SGIP [1]) que exige que todas as empresas petrolíferas que operam em águas brasileiras implementem um sistema de gestão de segurança focado na integridade dos poços. Juntamente com outros dois regulamentos (SGSO [2] e SGSS [3]), eles formam o núcleo das regras e requisitos relacionados à segurança de processos de produção de petróleo e gás offshore no Brasil. Da mesma forma, todas as grandes regiões produtoras de petróleo do mundo possuem as suas regulamentações e normas relativas à integridade de poços.

Um poço de petróleo tem a função essencial de conduzir o petróleo desde o reservatório até a plataforma de produção (a sua função de produção), mas ao mesmo tempo tem que atuar como barreira de segurança impedindo um vazamento descontrolado do óleo do reservatório para o meio ambiente (a sua função de segurança). A integridade de um poço de petróleo está relacionada com a sua função de segurança e é garantida através de barreiras de segurança colocadas no poço visando evitar a ocorrência de vazamentos descontrolados de óleo para o meio ambiente. Essas barreiras são formadas por elementos de barreira que atuam conjuntamente para evitar os vazamentos. Mas ao longo do ciclo de vida do poço (25 a 35 anos), naturalmente existe a tendência a degradação desses elementos que podem resultar em falhas dos mesmos. Uma das questões mais desafiadoras dentre as que se apresentam com frequência para os responsáveis pela operação de uma instalação qualquer é a seguinte: o que fazer quando se detecta uma falha de um elemento de barreira sem que haja a

1 PhD Eng. Nuclear, U.C. Berkeley - DNV GL

2 DSc Eng. Nuclear, COPPE/UFRJ – DNV GL

3 Eng. Quím. UFRJ – DNV GL

4 MSc Sistema de Gestão, UFF - PETROBRAS

perda total da funcionalidade da barreira? Em alguns casos, a resposta é simples, seja quando a restauração do componente falho é muito fácil (não exige a parada da produção e é rápida), então pode-se proceder sem maiores delongas à restauração do componente. Mas em muitos casos, a resposta não é tão simples, notadamente em casos de barreiras submarinas, quando a restauração é tipicamente bastante demorada, tal como é o caso de um poço de petróleo. Neste caso, não parece razoável que se pare imediatamente a produção do poço para a restauração, pois a mesma é longa e demorada. É sábio, neste caso, seja feita uma avaliação do impacto da falha detectada do componente sobre o risco de falha da barreira através de uma análise de risco que leve em conta a nova configuração da barreira de segurança. Aí sim, se o resultado indicar que houve um aumento significativo do risco de falha da barreira, para-se a produção e procede-se à restauração da função do elemento falho (através de reparo ou substituição do mesmo).

É exatamente para contribuir para uma melhor resposta à pergunta acima que a DNV GL e a Petrobras estão colaborando para o desenvolvimento da ferramenta computacional apresentada neste trabalho. Esta ferramenta proporciona resultados quantitativos para os indicadores de confiabilidade (ou risco) relativos à perda de integridade de poços durante a fase operacional dos mesmos. Trata-se de uma ferramenta dinâmica que fornece o risco de perda de integridade do poço a cada instante de acordo com as condições atuais dos elementos de barreira do poço. Dada a ocorrência de uma falha detectada de um elemento de barreira qualquer, esta informação é passada à ferramenta que reavalia a nova condição de risco e faz novas previsões em relação à sua evolução futura. A ferramenta tem outras funcionalidades que são também apresentadas, juntamente com alguns resultados ilustrativos da sua aplicação para um poço simplificado.

2. OBJETIVO DO TRABALHO

Neste trabalho, apresentamos alguns dos princípios básicos e funcionalidades de uma ferramenta computacional desenvolvida para prover suporte à decisão em caso de detecção de uma falha em um elemento de barreira em poços durante a fase operacional. Como mencionado na Seção 1, esta ferramenta está sendo desenvolvida pela DNV GL em colaboração com a Petrobras. Utiliza um modelo de confiabilidade quantitativo especialmente desenvolvido para ser usado durante a fase operacional de uma instalação qualquer.

A ferramenta faz uma avaliação quantitativa do indicador da perda de integridade do poço no instante t durante a operação do mesmo. Se no instante t , é detectada a falha de um elemento de barreira qualquer, sendo esta informação passada à ferramenta, ela reavalia imediatamente o indicador considerando agora a nova condição de risco de perda de integridade do poço. Por usar um modelo quantitativo de confiabilidade dependente do tempo, a ferramenta tem a capacidade de fazer previsões sobre o futuro desenvolvimento do risco.

Para uma adequada gestão de barreiras que sofrem degradação ao longo da vida operacional da instalação é necessário que sejam definidos dois limites de controle de risco (ou dos indicadores de confiabilidade da barreira), tais como indicado nas Figuras 1 e 2: um limite inferior que delimita a região considerada a região-alvo da operação, ou seja, aquela na qual se almeja trabalhar durante todo o tempo, e um limite superior que delimita a região de risco intolerável. Entre esses dois limites fica então a região de risco considerado tolerável para uma operação temporária, que pode ser considerada uma região ALARP, por similaridade com o tradicional diagrama de espaço de risco de três regiões adotado pelo HSE do Reino Unido [4]. A similaridade viria da consideração de que os custos incorridos com uma parada prolongada de produção com o nível de risco ainda nesta região seriam muito altos, o que justificaria a operação temporária nesta faixa de risco. Trata-se de uma região onde não se pretende trabalhar permanentemente, mas que eventualmente, em caso de necessidade decorrente da falha de um elemento de barreira, admite-se trabalhar por algum tempo. A pergunta seguinte seria então: por quanto tempo se poderia admitir a continuidade da operação nesta região? Uma resposta seria: até que o risco de falha da barreira atinja o limite superior de controle, ou seja, até que o risco de falha da barreira atinja o limite inferior da região de risco intolerável.

As Figuras 1 e 2 apresentam ilustrações de dois momentos da avaliação do indicador de perda de integridade do poço, respectivamente, antes e depois de uma falha detectada de um elemento de barreira.

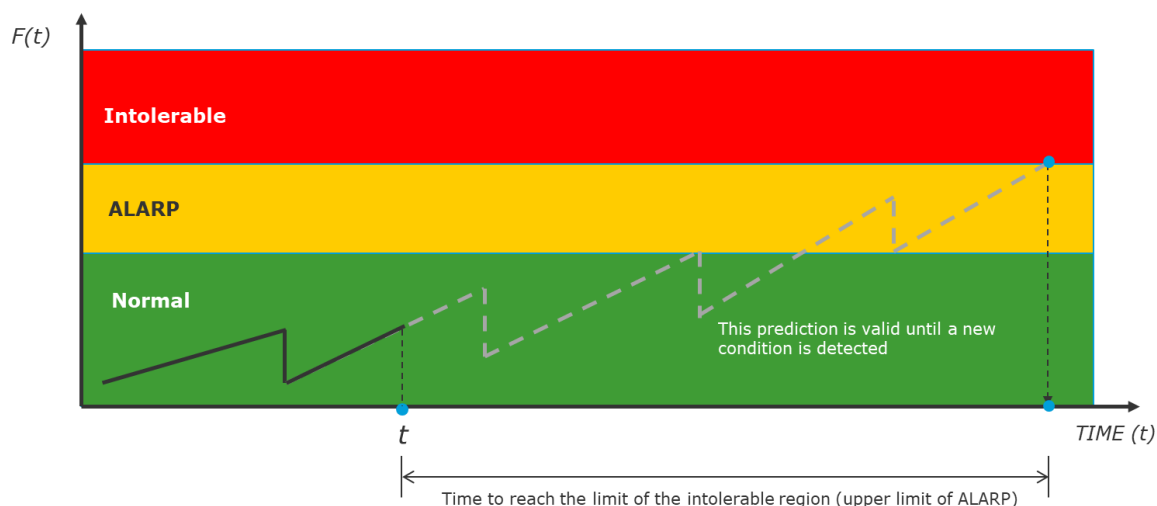


Figura 1 - Risco no instante t antes da falha ser detectada

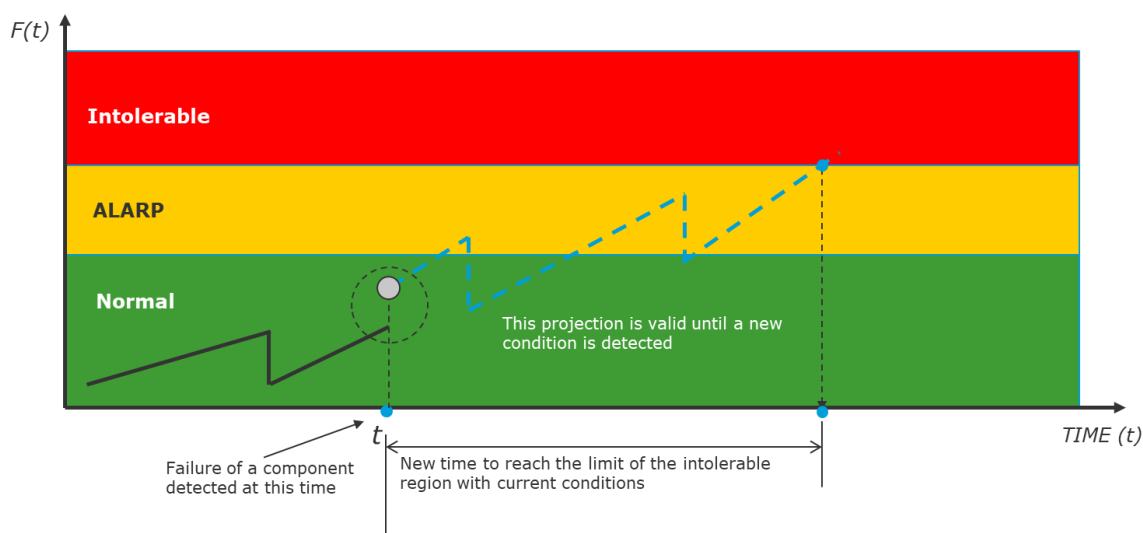


Figura 2 - Risco no instante t após a falha detectada

A comparação das Figuras 1 e 2 ilustra o aumento do risco de perda de integridade após a falha detectada em uma situação onde o risco após a falha ainda continua na faixa de risco considerada normal. A nova previsão a partir desta condição de risco mais alto indica que o intervalo de tempo até o risco alcançar o limite de intolerabilidade diminuiu com a nova condição de risco do sistema. Este intervalo de tempo seria então aquele durante o qual a operação do poço com um elemento de barreira falho poderia continuar sendo realizada. Isto possibilitaria um melhor planejamento da parada de produção, tornando-a mais rápida e eficaz. Também neste período, poderia ocorrer uma falha em um poço do mesmo campo ou em campo vizinho, de modo que as intervenções nos dois poços poderiam ser conjuntamente programadas e feitas uma após a outra, o que poderia levar a uma considerável economia de recursos. Esta ideia de um tempo durante o qual, a instalação pode operar com um elemento de barreira falho vem sendo adotada no setor nuclear desde os seus primórdios, sendo conhecido no jargão nuclear como “Allowed Outage Time, AOT” (em português, Tempo Não-operacional Permitido). Embora inicialmente os AOTs fossem estabelecidos determinísticamente, há uma tendência atual em que os mesmos sejam fixados com base em análises de risco (ver trabalho de Gibelli et al [5]).

3. INTEGRIDADE DE POÇOS NA FASE OPERACIONAL

A integridade de um poço está relacionada à contenção e à prevenção da fuga de fluidos (isto é, líquidos ou gases) do poço para o meio ambiente. O risco mais importante durante todo o ciclo de vida de um poço de petróleo/gás é a ocorrência de um vazamento descontrolado de óleo/gás do poço para o meio ambiente.

Neste trabalho, trata-se da questão da integridade do poço apenas durante a sua fase operacional, que é uma das fases do ciclo de vida do poço, conforme indicado na Figura 3.

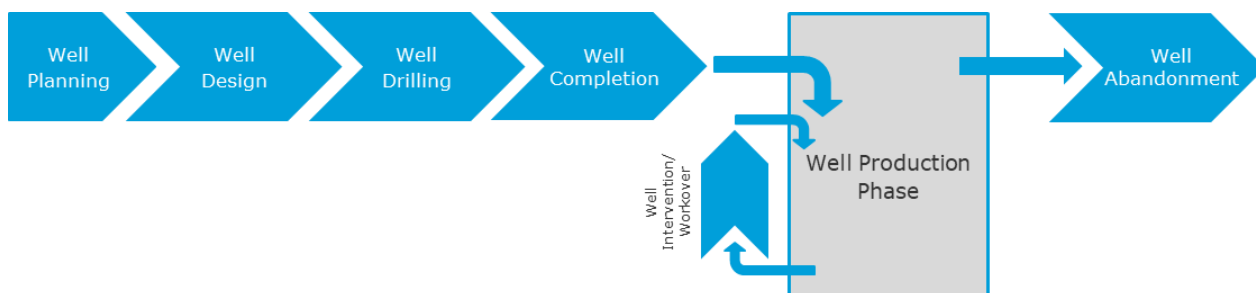


Figura 3 - Caracterização da Fase Operacional de um Poço (adaptado da ISO [6])

Do ponto de vista da sua integridade, o poço pode ser visto como um conjunto de barreiras de segurança, tradicionalmente considerado como composto por duas barreiras: a barreira primária e a barreira secundária, conforme ilustrado no diagrama esquemático de barreira mostrado na Figura 4, onde os limites da barreira primária são pintados em azul e os limites da barreira secundária são pintados em vermelho. Na maioria dos regulamentos e normas de integridade do poço é mencionado ou recomendado que o poço tenha ao menos duas barreiras íntegras o tempo todo. É o caso do regulamento de integridade de poços da ANP, o SGIP [1]. Esta imagem pode passar a idéia de que as falhas de quaisquer dois elementos dessas barreiras (uma falha em cada) levam a um derramamento de óleo descontrolado, mas isso nem sempre é verdade. Embora existam casos em que duas falhas possam causar um vazamento descontrolado (como, por exemplo, a combinação de um vazamento externo da válvula mestra de produção e a falha no fechamento da DHSV), em poços de produção típicos, a maioria dos caminhos de vazamento descontrolado exige falhas de três ou mais elementos de barreira. Na terminologia de confiabilidade, se o vazamento descontrolado for considerado o evento topo de uma árvore de falhas, cada caminho de vazamento formado por um conjunto mínimo de falhas de elementos de barreira de poço pode ser designado como um corte mínimo para esse evento topo. Portanto, o princípio do requisito de integridade de poço de duas barreiras poderia ser melhor declarado como um requisito de que não pode haver um caminho de vazamento com a falha de um único elemento de barreira (ou seja, um corte mínimo de primeira ordem) para a ocorrência de um vazamento de óleo descontrolado do reservatório para o meio ambiente. Esse princípio de projeto é usado há muito tempo no campo nuclear e é conhecido como "critério de falha única" [7].

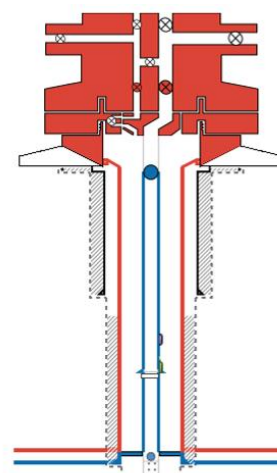


Figura 4 - Exemplo de Diagrama Esquemático de Barreira de um Poço em Produção

4. O POÇO COMO BARREIRA DE SEGURANÇA DE ALTA DEMANDA

Do ponto de vista de integridade, um poço de petróleo é uma barreira de segurança sujeita a uma demanda contínua (conforme definido na IEC 61508 [8]), pois deve manter sua integridade o tempo todo, o que significa que qualquer falha do sistema de barreiras do poço em um instante t leva imediatamente a um vazamento descontrolado de óleo para o ambiente (ou seja, uma perda de integridade do poço). Portanto, conforme indicado na ref. [8], o indicador quantitativo de confiabilidade a ser avaliado é a frequência de falha da barreira

de segurança, que é o mesmo, neste caso, que a frequência de vazamentos descontrolados de óleo do reservatório para o meio ambiente.

Na IEC 61508 [8], o indicador de confiabilidade para sistemas de segurança de demanda alta / contínua foi inapropriadamente chamado de “Probabilidade de falha por hora - PFH”, mas na segunda edição da norma [8], esse erro foi reconhecido e o indicador foi corretamente nomeado como “intensidade de falha incondicional ou frequência de falha” do sistema de segurança. No entanto, o termo PFH foi mantido na Norma simplesmente porque está em uso há muito tempo. A Norma [8] lida principalmente com o valor médio da intensidade da falha, mas, na presente aplicação, avaliamos a intensidade instantânea da falha, que no presente caso corresponde à frequência instantânea de perda de integridade ou frequência instantânea de vazamento não controlado do poço.

5. O MODELO DE CONFIABILIDADE

O modelo de confiabilidade, que forma o núcleo da ferramenta computacional, começa com a geração do diagrama de cavidades e caminhos de vazamento desenvolvido a partir de diagramas de barreira esquemáticos disponíveis para todos os poços de produção da Petrobras e de outras operadoras. A partir daí são determinados os caminhos mínimos de vazamento que correspondem aos cortes mínimos de uma árvore de falhas para o evento topo “vazamento descontrolado do poço”.

Como os elementos da barreira primária (a coluna de produção de petróleo e outros elementos) estão sob demanda contínua para cumprir suas funções de segurança de conter o petróleo (uma situação de alta demanda), o indicador de confiabilidade quantitativo avaliado é a frequência instantânea de vazamento, ou na terminologia de confiabilidade, a intensidade instantânea de falha do sistema.

Um modelo detalhado de confiabilidade dependente do tempo é construído para fornecer essa avaliação em todos os momentos. Quando qualquer falha de um elemento de barreira é detectada, essa informação é passada para o modelo que reavalia o indicador e projeta sua evolução temporal a partir desse ponto.

O modelo é capaz de lidar com todos os tipos de distribuição de taxa de falha (exponencial, Weibull, etc) e com diferentes modelos de manutenção (bom-como-novo, bom-como-velho).

Os valores dos limites inferior e superior de controle do risco podem ser definidos pelos operadores diretamente na ferramenta computacional, podendo ser específicos para cada tipo de poço (poços surgentes, não-surgentes, injetores, etc).

Um modelo detalhado de confiabilidade dependente do tempo foi desenvolvido para fornecer a avaliação da intensidade instantânea de falha em todos os momentos durante a fase de produção do poço. O modelo é um modelo verdadeiramente operacional ou “in-time model” (ver [9]), ou seja, é desenvolvido do ponto de vista de $t = t$ e não de $t = 0$ (esta última condição ocorre para os modelos tradicionais de confiabilidade usados na fase de projeto). Portanto, $f(t)$ é tal que $f(t).dt$ fornece a probabilidade de que a falha ocorra no intervalo entre t e $t + dt$ com o analista em $t = t$. Isso é semelhante a perguntar: qual é o risco do meu sistema agora, em $t = t$? Para responder a essa pergunta, o modelo deve levar em consideração o que é conhecido com certeza em $t = t$ e o que não é conhecido ao mesmo tempo. As condições conhecidas são incorporadas deterministicamente na estrutura lógica do sistema e as condições desconhecidas são tratadas probabilisticamente.

6. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

Os resultados da avaliação do indicador de confiabilidade ou de risco de perda de integridade para um poço típico são mostrados na Figura 5 durante todo o tempo de vida previsto para o poço.

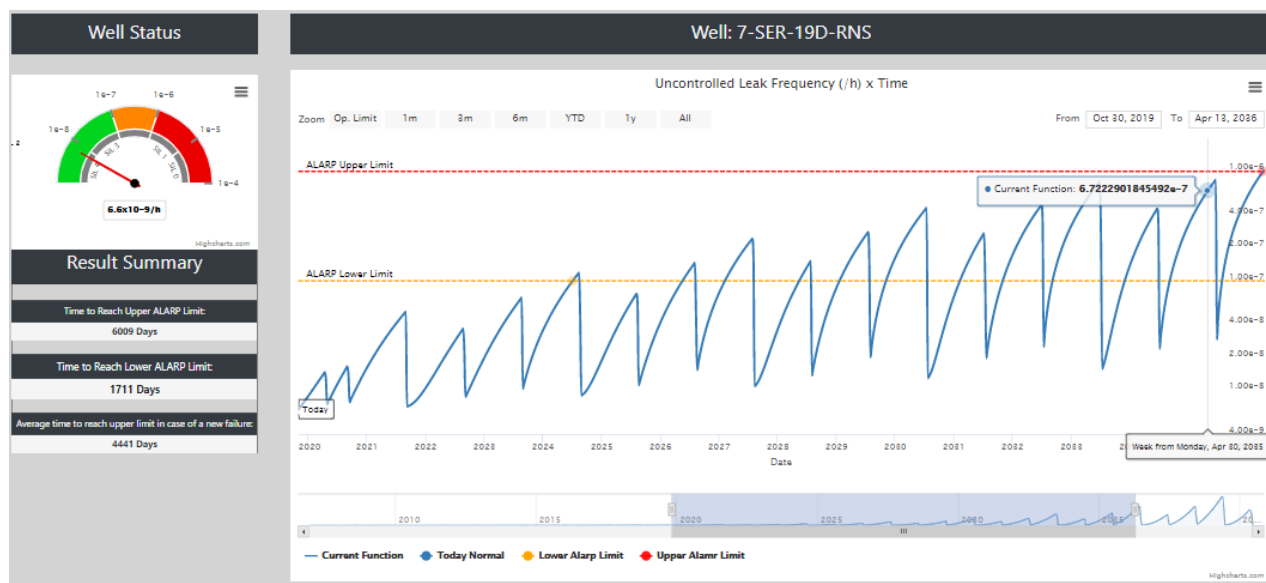


Figura 5 - Resultados da avaliação de risco do poço para o instante atual e até atingir o limite superior de controle de risco (sem a falha detectada de qualquer elemento de barreira)

Na parte esquerda da Figura 5, pode-se ver as previsões em dias para os tempos até que o nível de risco atinja os dois limites inferior e superior de controle do risco do poço, que são para este caso 1711 e 6009 dias, respectivamente. Neste exemplo, estão sendo usados os valores de SIL 2 e SIL 3 para os limites superior e inferior, respectivamente. Considerando-se que tenha sido detectada no dia de hoje a ocorrência da falha da válvula lateral (wing) de produção, passando esta informação à ferramenta e reavaliando o risco, obtém-se os resultados mostrados na Figura 6.

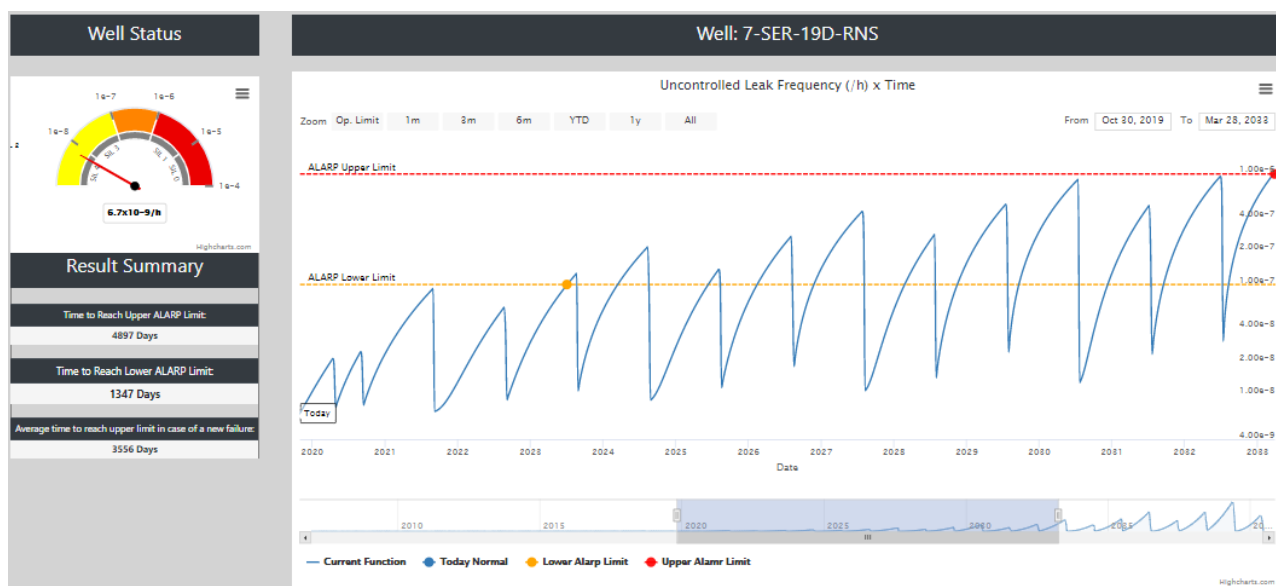


Figura 6 - Resultados da avaliação de risco do poço para o instante atual e até atingir o limite superior de controle de risco após a introdução da falha detectada da válvula lateral (wing) de produção no dia de hoje

Vê-se que o risco de perda de integridade do poço continua na zona aceitável, mas o velocímetro teve a sua cor mudada para amarelo para indicar que o poço agora tem uma falha detectada de um dos seus elementos de barreira. Mais importante agora é que com o aumento do risco decorrente da falha da válvula, os tempos para atingimento dos limites inferior e superior baixaram para os valores de 1347 e 4897 dias, respectivamente. Em princípio, esses seriam os tempos nos quais o operador poderia se basear para traçar sua estratégia de restauração da função da válvula lateral (wing) de produção.

Além dos resultados acima, a ferramenta apresenta um detalhamento sobre os caminhos de vazamento que mais contribuem para o risco atual e também a importância de cada elemento de barreira calculado de acordo com o método de Vesely-Fussell (mostrados na Figura 7 em forma gráfica, mas os resultados são também mostrados em forma numérica).

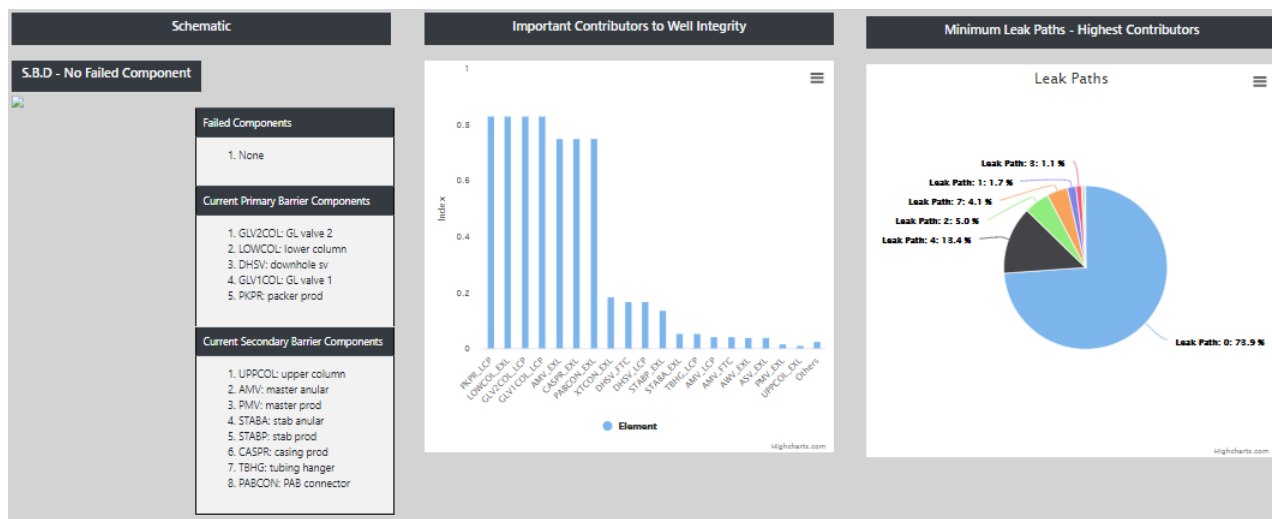


Figura 7 - Principais contribuintes para o risco atual em termos de caminhos de vazamento e elementos de barreira

Na parte esquerda da Figura 7, a ferramenta apresenta a relação dos elementos de barreira que estão compondo as barreiras primárias e secundárias no momento atual.

Desta forma, os operadores têm uma visualização abrangente e um bom nível de controle sobre os componentes que são mais importantes no momento atual, do ponto de vista da manutenção da integridade do poço.

7. COMENTÁRIOS FINAIS

Qual o risco de perda de integridade de cada um dos meus poços em produção hoje? Como se espera que este risco evolua no tempo? Qual o impacto de uma falha detectada de um dos elementos de barreira do poço sobre o risco de perda de integridade do mesmo? O que fazer quando a falha de um elemento de barreira de um poço é detectada durante a operação do mesmo? Como escolher a frequência de teste mais adequada para os elementos de barreira testados neste momento?

Para responder essas e outras perguntas fundamentais para uma gestão adequada e inteligente de um poço em produção, a DNV GL, em colaboração com a Petrobras, desenvolveu a ferramenta computacional apresentada neste trabalho. Espera-se que a sua implementação e uso ajudem os gerentes responsáveis a tomar decisões informadas sobre risco relacionadas à necessidade de um rápido fechamento do poço, ao planejamento para a realização de uma intervenção ou ao adiamento da intervenção para um momento posterior, desde que o risco de perda de integridade do poço com o elemento de barreira falho detectado possa ser mostrado dentro da região de controle considerada ALARP.

Outra função de grande importância da ferramenta é que o seu uso de forma continuada proverá um registro consistente de todas as falhas de elementos de barreira. Deste modo será possível a realização de atualizações e especificações periódicas das taxas de falha desses componentes, o que concorrerá para o aumento contínuo do nível de precisão das avaliações feitas pela ferramenta. Espera-se também que esta ferramenta computacional contribua para a demonstração de conformidade com alguns requisitos da regulamentação brasileira de integridade de poços.

8. REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Resolução ANP N° 46/2016, “Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás” e Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP)”, 2016.
- [2] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Resolução ANP N° 43/2007, “Regime de Segurança Operacional para Instalações Máritimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural” e o “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO)”, 2007.
- [3] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Resolução ANP N° 41/2015, “Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos” e o “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS”, 2015.
- [4] UK Health and Safety Executive (HSE), “Reducing Risks, Protecting People (R2P2)”, 2001.
- [5] Sonia M. Orlando Gibelli, P. F. Frutuoso e Melo, and Sérgio Q. Bogado Leite, “Risk-Based Allowed Outage Time and Surveillance Test Interval Extensions for Angra 1”, Int. J. Quality, Statistics, and Reliability, Volume 2012, Article ID 176270, 13 pages, <http://dx.doi.org/10.1155/2012/176270>
- [6] ISO 16530-2:2014, Petroleum and natural gas industries — “Well integrity — Part 2: Well Integrity for the Operational Phase”, 2014.
- [7] US Atomic Energy Commission, Regulatory Guide 1.53, “Application of the Single-Failure Criterion to Nuclear Power Plant Protection Systems”, June 1973 (the regulatory part of the former USAEC has become the US NRC).
- [8] International Electrotechnical Commission (IEC), “Functional Safety of Electrical/-Electronic-/Programmable Electronic Safety-Related Systems”, IEC 61508, 1st Ed. 1998, 2nd Ed. 2010.
- [9] Yang, X., and Haugen, S., “Classification of risk to support decision-making in hazardous processes”, Safety Science 80 (2015) 115–126