

## UMA FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA A GESTÃO DE DETECTORES DE GÁS DURANTE A OPERAÇÃO DE INSTALAÇÕES OFFSHORE

Luiz Fernando Oliveira, Gean Rocha, Pedro Araújo e Rafael Pereira e (DNV GL)

### RESUMO

Explosões de nuvens de gás em uma instalação offshore podem dar origem a acidentes de grandes proporções. Para se poder garantir que vazamentos de gás sejam identificados rapidamente, é necessária a colocação de um grande número de detectores de gás na unidade. É uma prática muito usada internacionalmente que a disposição física dos detectores de gás seja feita de forma otimizada com base nos riscos dos cenários e que o número de detectores seja função do fator de cobertura dos cenários de acidente identificados estabelecido pelo operador da instalação. Tipicamente este número varia de 85 a 95%, podendo ser diferente para os diversos módulos da unidade. Para dar suporte ao gerenciamento de detectores de gás durante a operação, desenvolvemos uma ferramenta computacional que permite ao operador avaliar o impacto da falha ou da retirada de um ou mais detectores (por qualquer motivo operacional) do sistema de detecção de gás sobre o fator de cobertura dos cenários de vazamento, tanto no módulo onde estão localizados como em outros módulos da instalação. Neste trabalho, são apresentados os princípios conceituais e alguns resultados ilustrativos da ferramenta computacional desenvolvida.

### 1. INTRODUÇÃO

A ignição de uma massa de gás vazada em um módulo de uma instalação offshore pode dar origem a acidentes de grandes proporções ou causar um importante aumento das consequências do acidente (Piper Alpha, Macondo, outros). Portanto, é essencial que tais vazamentos sejam detectados com rapidez, de modo que a fonte de vazamento seja bloqueada antes que a massa de gás alcance grandes dimensões. Para se poder garantir que todos os cenários de vazamento identificados em uma análise de riscos de uma instalação offshore sejam detectados por pelo menos um detector de gás, é necessária a colocação de um número muito grande de detectores de gás na unidade. Isso traz consigo o problema do aumento da interferência operacional da atuação espúria dos detectores, um problema já bastante conhecido da indústria offshore. É praticamente consenso na indústria offshore internacional que a disposição física dos detectores de gás seja feita de forma otimizada com base nos riscos dos cenários e que o número de detectores seja função do fator de cobertura dos cenários de acidente identificados, sendo este fator de cobertura estabelecido pelo operador da instalação. Tipicamente este número varia de 85 a 95% dos cenários de acidente identificados na análise de riscos da instalação, podendo variar para os diferentes módulos (ou “fire zones”) da instalação offshore. O procedimento usado pela DNV GL para este processo de alocação foi apresentado no Congresso ABRISCO 2017 [1].

No presente trabalho, tratamos o problema da gestão desses detectores durante a operação no contexto da gestão de barreiras de segurança degradadas durante a operação. As questões fundamentais aqui são:

- 1<sup>a</sup>) o que fazer quando há necessidade de se retirar um ou mais detectores de operação em um módulo devido a uma necessidade operacional qualquer?
- 2<sup>a</sup>) Qual o impacto desta retirada no fator de cobertura dos cenários de vazamento de gás no módulo afetado e em outros módulos da instalação?
- 3<sup>a</sup>) E no caso de detectores que apresentem falhas durante a operação, qual o impacto dessas falhas no fator de cobertura e o que fazer?

1 MS, Engenheiro Mecânico – EMPRESA

2 PhD, Engenheiro Elétrico - EMPRESA

3 MS, Consultor - EMPRESA

- 4ª) Considerando que a contribuição de cada detector para o fator de cobertura é diferente, como tomar medidas de redução de risco sem se saber a importância de cada detector para os fatores de cobertura dos vários módulos?

Neste trabalho, são apresentados os princípios conceituais e alguns resultados práticos da ferramenta computacional desenvolvida pela DNV GL para dar suporte às decisões operacionais relacionadas ao gerenciamento de detectores de gás, tomando por base a necessidade de se responder às questões colocadas acima.

Os resultados práticos do uso desta ferramenta computacional contribuem para o aumento da continuidade operacional, ao mesmo tempo que proporcionam um gerenciamento eficaz do nível de risco de explosões de nuvem de gás na instalação dentro de parâmetros considerados aceitáveis.

## 2. ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE DETETORES DE GÁS NA FASE DE PROJETO

Ainda na primeira metade da década de 90, a DNV GL introduziu no Brasil um procedimento para alocação otimizada de detectores de gás em plataformas offshore com base em simulações de nuvens de gás utilizando a dinâmica de fluidos computacional em modelos tridimensionais das plataformas. Este método, que é baseado nos resultados de uma análise de risco que identifica os cenários de risco de vazamentos de gás e avalia suas respectivas frequências de ocorrência, foi introduzido em substituição ao antigo método (até hoje em uso em determinadas regiões do mundo) de alocação determinística de detectores em locais específicos da plataforma considerados mais relevantes. Desde então, o método probabilístico baseado em simulações de CFD vem sendo cada vez mais utilizado até tornar-se o padrão em praticamente todas as plataformas operando no Brasil.

O método de alocação otimizada de detectores que atualmente utilizamos, tanto no Brasil como em várias outras regiões produtoras de petróleo em instalações offshore, já foi apresentado em conferências no Brasil [1] e no exterior [2]. A sua aplicação em um grande número de instalações já mostrou em várias situações que os seus resultados são muito superiores àqueles do método tradicional. A Figura 1, ilustra um caso em que um determinado operador tinha uma instalação com detectores de gás instalados de acordo com o método tradicional e nos solicitou uma análise do fator de cobertura de cenários de acidente considerando os detectores existentes e que fizéssemos uma comparação com o fator de cobertura alcançado com igual número de detectores alocados de acordo com a nossa metodologia otimizada. Os resultados da nossa análise estão indicados na Figura 1.

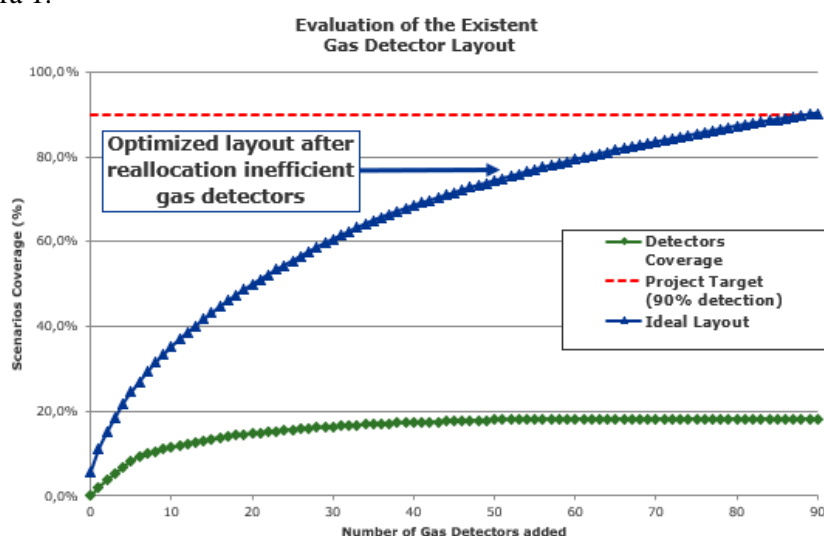
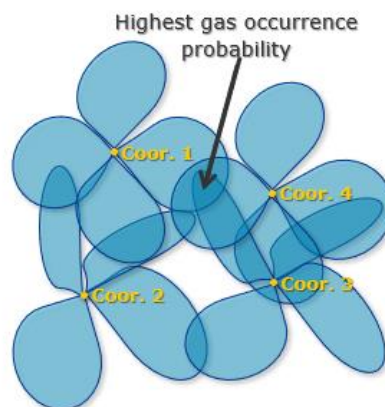


Figura 1 - Comparação entre o fator de cobertura obtido com o mesmo número de detectores de gás alocados de acordo com o método antigo e com o método probabilístico

Conforme pode ser visto na Figura 1, os 90 detetores alocados de acordo com o método tradicional somente conseguiam cobrir cerca de 20% dos cenários de acidente identificados na análise de riscos, enquanto que com o mesmo número de detetores alocados de acordo com a nossa metodologia otimizada, o fator de cobertura dos cenários de acidente chegava a cerca de 90%. Uma diferença que representa uma enorme redução do risco de explosões de gás de grandes proporções na instalação analisada.

Na aplicação da nossa metodologia para uma semi-sub ou um FPSO de grande porte, chegamos a realizar muitas centenas e até milhares de simulações de CFD para cobrir adequadamente as várias possibilidades de cenários de acidente identificados na análise de riscos. O nosso procedimento de alocação de detetores consiste em sobrepor geométricamente todas as nuvens resultantes das simulações, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 2, e proceder à identificação sucessiva dos pontos de maior probabilidade de ocorrência de gás, alocando sistematicamente detetores nos pontos identificados pela ordem de maior probabilidade.



*Figura 2 - Ilustração da primeira etapa do processo de alocação otimizada de detetores de gás*

Desta forma, cada detetor alocado cobre (ou deteta) um certo número de gás, sendo que os primeiros detetores alocados são os que mais cobrem e a contribuição para o fator de cobertura de cada detetor diminui à medida em que os detetores são alocados. Este procedimento continua até que seja alcançado o nível do fator de cobertura considerado como o desejado ou alvo. Atualmente este fator de cobertura situa-se na faixa de 80 a 90%, podendo variar de módulo (ou fire zone) para módulo na instalação, dependendo de uma análise das consequências de explosões de gás em cada módulo. O fato é que após este procedimento obtém-se um resultado que mostra a contribuição de cada detetor alocado para o fator de cobertura de cada módulo da instalação: alguns têm contribuições altas, enquanto muitos têm uma contribuição de menor importância, embora em seu conjunto, todos sejam necessários para o atingimento do fator de cobertura desejado para cada módulo.

### **3. A NECESSIDADE DA GESTÃO DOS DETETORES DE GÁS DURANTE A OPERAÇÃO**

Tradicionalmente, o nosso trabalho de alocação otimizada de detetores de gás termina com a identificação das posições de cada detetor na instalação, sendo o número dos mesmos aquele necessário para o atingimento do fator de cobertura desejado para cada módulo. Todo esse trabalho é feito na fase de projeto e entregue ao cliente na forma de um relatório.

O sistema de detecção de gás é, sem sombra de dúvida, uma das barreiras de segurança mais importantes de uma instalação offshore. E o que normalmente acontece com barreiras de segurança na fase de operação? Elas tendem a se degradar com o tempo devido ao processo natural de envelhecimento de tudo no universo (a famosa 2ª Lei da Termodinâmica). Em particular, com sistemas de detecção de gás, além da eventual falha de

um ou mais detetores ao longo do tempo, ocorre muitas vezes a necessidade de inibição de um ou mais detetores em determinado módulo. Nesses casos, aparece um problema operacional: qual o efeito dessas falhas ou inibições de detetores sobre o fator de cobertura do módulo onde estão e de outros que também contam com a ação dos detetores falhos ou inibidos? Certamente que há uma redução do fator de cobertura, mas de quanto? Trata-se de uma redução significativa ou de uma redução muito pequena? Dá para se continuar a operação da plataforma com esta redução da cobertura (que na realidade, implica diretamente em um aumento do risco de explosão de gás na plataforma)? As respostas a essas perguntas não são simples de serem obtidas. Sabemos que alguns operadores tentam buscar nos resultados dos nossos relatórios as respostas a essas perguntas, mas dificilmente conseguem resultados satisfatórios, e quando conseguem é a custa de muito trabalho. A dificuldade decorre da intrincada relação entre os detetores alocados em cada módulo e os fatores de cobertura dos módulos onde eles estão e também daqueles dos módulos vizinhos. Dessa forma, a avaliação fica bastante difícil de ser feita. Ainda mais, existe a questão da lógica de atuação dos detetores, sendo as mais utilizadas as lógicas 1-de-1 e 1-de-2, o que também pode ser um fator complicador da solução.

Para dar uma resposta precisa às perguntas acima é que desenvolvemos a ferramenta computacional que é objeto deste trabalho, a qual é descrita na próxima seção.

Uma questão geral concernente ao gerenciamento de barreiras degradadas, ou seja, aquelas nas quais durante a operação são detetadas falhas ou degradações de um ou mais componentes, é a necessidade de estabelecimento de dois limites controle de risco, os quais dividem o espaço de risco em três regiões, conforme mostrado na Figura 3.



Figura 3 - Espaço de Risco Necessário para o Gerenciamento de Barreiras Degradadas

O limite inferior de controle de risco delimita a região considerada de “risco normal ou desejado” (de cor verde na Figura 3), ou seja, trata-se da região na qual o operador deseja trabalhar normalmente, ou seja, a sua região de controle onde o risco é considerado aceitável para a operação da instalação a longo prazo, ou seja, durante a sua vida útil.

O limite superior de controle de risco delimita a região considerada de “risco intolerável” (de cor vermelha na Figura 3), ou seja, aquela na qual o operador considera que o risco da instalação esteja acima do que considera tolerável para a operação da instalação por qualquer tempo, indicando com isso que, em qualquer momento que o risco de perda da barreira entre nesta região, o operador deverá tomar medidas imediatas para trazer o risco para as regiões abaixo do limite de controle superior, preferivelmente para a região de risco normal.

A região entre os dois limites (na cor laranja na Figura 3) é aquela na qual o operador o permite a operação da operação por um período determinado de tempo, ou seja, não se trata de uma região onde o operador pretenda trabalhar por tempo indeterminado. Estamos batizando aqui esta região de “região de risco tolerável”, mas também pode ser chamada de “região ALARP” (“As Low As Reasonably Practicable”), em analogia com o

famoso critério estabelecido na regulamentação britânica [3] (embora um conceito semelhante, com o nome de ALARA (“As Low As Reasonably Achievable”) já fosse usado na área nuclear referente ao gerenciamento da proteção radiológica [4]). Na Figura 3, a analogia com o critério ALARP corresponde à consideração de que o custo da interrupção intempestiva da operação é muito alto em comparação com o pequeno adicional de risco operacional decorrente da operação temporária da instalação com a barreira de segurança na região de risco tolerável (relativamente ao risco que seria incorrido de qualquer forma pela operação da instalação no mesmo período na zona de risco normal). Posteriormente, o sistema de detecção de gás terá que ser restaurado à sua configuração completa, mas isso pode ser feito de uma forma mais bem planejada, ou quando outras falhas/inibições tiverem ocorrido, resultando em uma redução do fator de cobertura para a zona intolerável do controle de risco.

O estabelecimento dos limites de controle de risco mostrados na Figura 3 deve ser feito por cada operador e para cada tipo de barreira. No caso da nossa ferramenta de gerenciamento de detetores de gás, os limites para o fator de cobertura de um módulo (ou “fire zone”) poderiam ser, por exemplo (apenas sugestões), o limite inferior igual a 90% ou 85% (o de risco mais baixo) e o limite superior igual a 80% ou 85% (o de risco mais alto). A inversão da ordem dos números neste caso decorre do fato do risco variar inversamente com o fator de cobertura do sistema de detecção de gás. O importante para um gerenciamento inteligente de barreiras degradadas é que exista uma faixa de controle de risco operacional na qual a operação possa continuar a sua operação por um período determinado estando a barreira com certo nível de degradação, dessa forma, dando um tempo para que o operador possa tomar as necessárias providências para a recuperação dos elementos ou componentes falhos da barreira degradada.

Esta ideia de um período de tempo durante o qual é permitida a continuidade da operação da instalação com a barreira apresentando um certo nível de degradação vem sendo usada na área nuclear desde os primórdios da operação de centrais nucleares de potência, sendo conhecida no jargão nuclear como “Allowed Outage Times (AOT)” (em português, tempo permitido fora de serviço) (ver artigo de Gibelli et al [5]).

#### **4. A FERRAMENTA PARA GESTÃO DE DETETORES DE GÁS NA OPERAÇÃO**

A ferramenta computacional para a gestão de detetores de gás durante a operação apresentada neste trabalho é uma das aplicações do método quantitativo de gestão de barreiras de segurança desenvolvido pela DNV GL com a denominação de MyBarrier.

Trata-se de um aplicativo do Sistema MyBarrier da DNV GL, denominado GDM (“Gas Detector Management”), desenvolvido para ser usado através da internet (“web-based”). O núcleo computacional do Aplicativo GDM consiste na codificação dos resultados da alocação probabilística otimizada de detetores realizado durante a fase de projeto da instalação usando CFD e os cálculos de frequência de ocorrência dos cenários identificados na análise de riscos da instalação. Esses resultados fornecem os valores dos fatores de cobertura para cada módulo (ou “fire zone”) da instalação, tomando como base inicial os resultados considerando que todos os detetores alocados estão operacionais.

Quando ocorre a falha ou a inibição de um ou mais detetores, esta informação deve ser passada à ferramenta, que reavalia então os novos fatores de cobertura de todas as “fire zones”, conforme indicado na Figura 4.

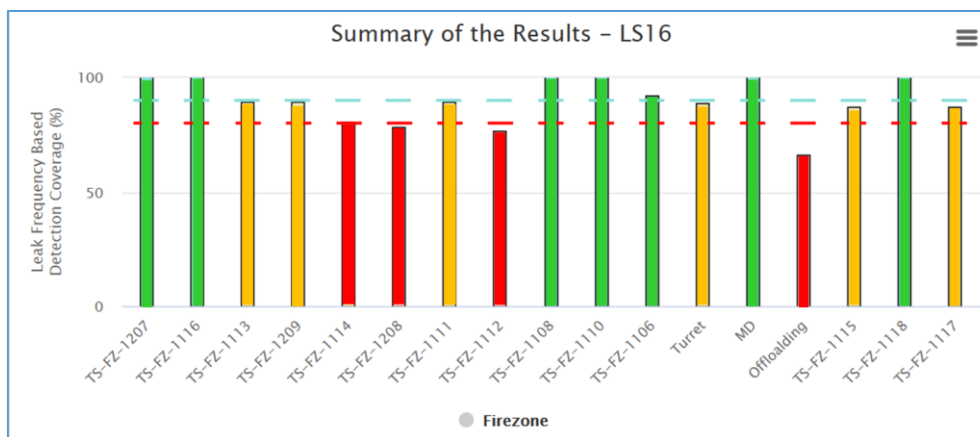


Figura 4 - Exemplo de resultados dos fatores de cobertura das diversas "fire zones" de um FPSO

Na Figura 4, os limites de cobertura superior e inferior são os mesmos para todas as "fire zones", mas não necessariamente têm que ser iguais, podendo variar de zona para zona, de acordo com critérios de magnitude das consequências de explosões de gás em cada zona.

Uma outra tela do Aplicativo GDM está mostrada na Figura 5. Trata-se da distribuição espacial das "fire zones" e dos seus respectivos detetores, mostrando quais os que estão ativos (verdes) e quais os que estão inativos (vermelhos). Nesta figura estão também indicadas as zonas nas quais os respectivos fatores de cobertura estão na zona de risco (fator de cobertura de detecção de cenários de vazamento de gás) normal, as que estão na zona de controle de risco tolerável e quais as que estão em zona de controle de risco intolerável, indicadas respectivamente nas cores verde, laranja e vermelho.

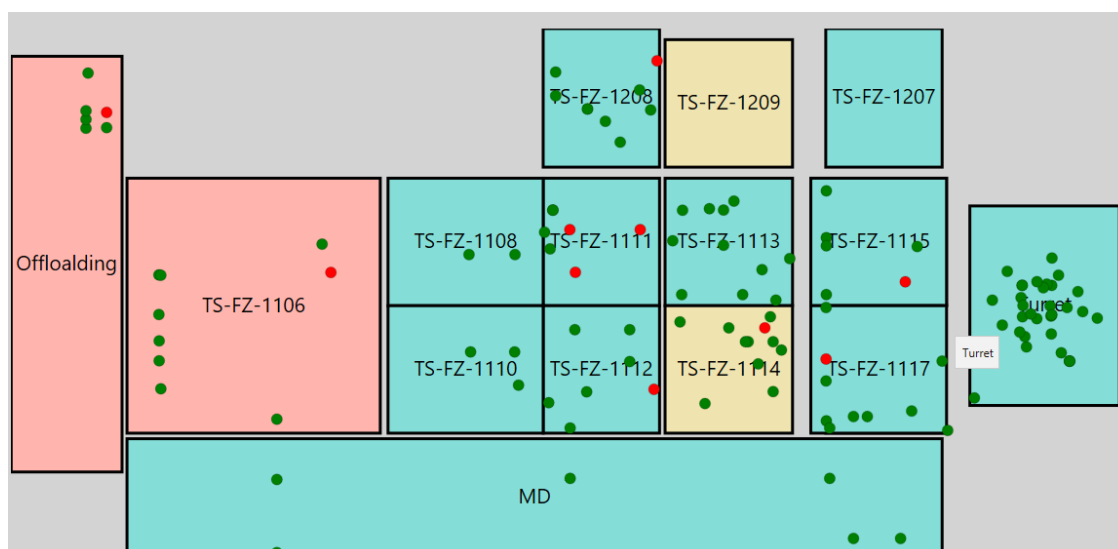


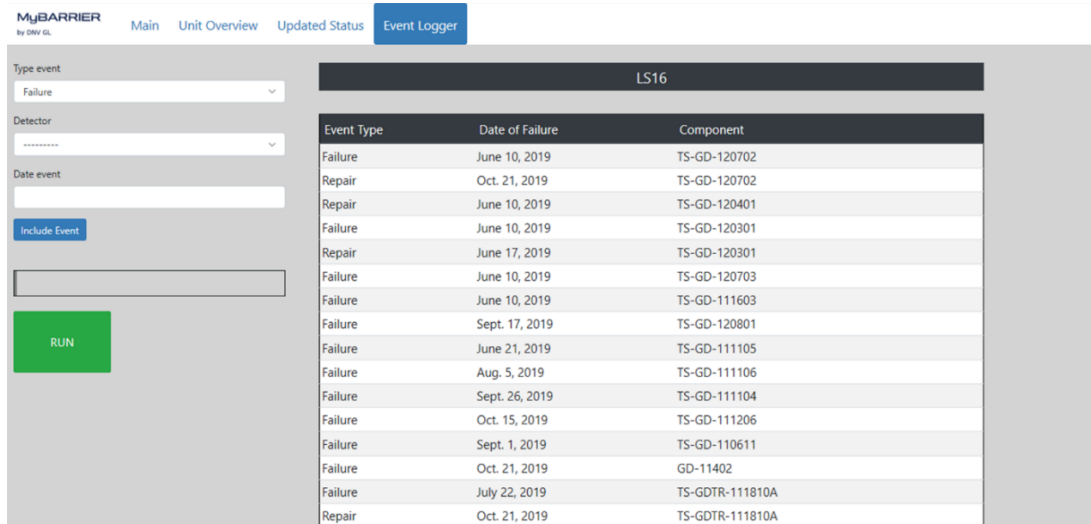
Figura 5 - Distribuição espacial das "fire zones" e seus respectivos detetores de gás, com indicações dos níveis de controle de risco de cada uma

Quando o operador detecta a falha ou decide pela inibição de um ou mais detetores de gás, esta informação deve ser passada ao Aplicativo GDM através de uma tela especial denominada "Registrador de Eventos" (em inglês, "Event Logger"). Um exemplo desta tela está mostrado na Figura 6, onde estão registradas várias ocorrências de falhas e reparos de vários detetores em diferentes instantes de tempo. Nesta mesma tela, está localizado o botão de atuação do Aplicativo, que quando acionado, recalcula os efeitos das novas informações que acabaram ser registradas no registrador de eventos, mostra os novos resultados obtidos para todas as "fire zones". Portanto, esta é a tela de entrada de dados do aplicativo pelos operadores do sistema, mostrando que este processo é bastante simples, não demandando nenhum conhecimento especial do operador do aplicativo.



A entrada de dados para o aplicativo pode também ser feita automaticamente, caso ela esteja disponível em outro sistema ou aplicativo do operador da instalação.

Como pode ser visto, como resultado da utilização deste aplicativo, o operador terá a sua disposição um registro histórico de todas as ocorrências relativas a falhas, reparos e inibições de detetores de gás ocorridas nas suas instalações ao longo do tempo. Com isso, poderá analisar posteriormente, os desempenhos dos sistemas de detecção de gás em suas plataformas, através da análise comparativa dos históricos de ocorrência registrados no Aplicativo GDM.



LS16		
Event Type	Date of Failure	Component
Failure	June 10, 2019	TS-GD-120702
Repair	Oct. 21, 2019	TS-GD-120702
Repair	June 10, 2019	TS-GD-120401
Failure	June 10, 2019	TS-GD-120301
Repair	June 17, 2019	TS-GD-120301
Failure	June 10, 2019	TS-GD-120703
Failure	June 10, 2019	TS-GD-111603
Failure	Sept. 17, 2019	TS-GD-120801
Failure	June 21, 2019	TS-GD-111105
Failure	Aug. 5, 2019	TS-GD-111106
Failure	Sept. 26, 2019	TS-GD-111104
Failure	Oct. 15, 2019	TS-GD-111206
Failure	Sept. 1, 2019	TS-GD-110611
Failure	Oct. 21, 2019	GD-11402
Failure	July 22, 2019	TS-GDTR-111810A
Repair	Oct. 21, 2019	TS-GDTR-111810A

Figura 6 - Tela do Registrador de Eventos ("Event Logger") do Aplicativo GDM

## 5. COMENTÁRIOS FINAIS

O sistema de detecção de vazamentos de gás é uma das principais barreiras de segurança de uma instalação de óleo e gás. No Brasil e em vários outros países do mundo, a alocação de detetores de gás durante a fase de projeto tem sido feita através de procedimento probabilístico que combina a frequência de vazamentos dos cenários identificados na análise de risco com os resultados obtidos através de simulação de dinâmica de fluidos computacional (CFD). Esta combinação permite uma alocação de detetores que otimiza o número desses dispositivos para o atingimento de fatores de cobertura dos cenários de acidente. Todo este trabalho tem sido realizado na fase de projeto da instalação.

Na fase operacional, existe a necessidade de se fazer um gerenciamento adequado dessa barreira de segurança, que, como todas as outras, está sujeita a degradações e falhas dos seus componentes. Neste trabalho é apresentado o Aplicativo GDM do Sistema MyBarrier da DNV GL, o qual possibilita a avaliação em tempo real dos efeitos das falhas, reparos e inibições de um ou mais detetores de gás sobre os fatores de cobertura de todas as "fire zones" da instalação. Tomando por base os limites inferior e superior do fator de cobertura estabelecidos pelo operador, o Aplicativo permite saber em que região do espaço de risco (ver Figura 1) as várias "fire zones" estão após as considerações das ocorrências registradas no Aplicativo. Com isso, o operador tem a sua disposição, um sistema de cálculo que permite que sejam tomadas decisões sobre a possibilidade de continuação da operação da instalação ou da necessidade de se interromper a operação para a restauração do sistema de detecção de gás. Trata-se, portanto, de uma ferramenta de grande utilidade para a operação da instalação, com efeitos importantes sobre a continuidade da produção, ao mesmo tempo que possibilita um adequado gerenciamento da segurança da instalação.

## 6. REFERÊNCIAS:

- [1] ARAUJO, Pedro, MACIEL, Thábata, ROCHA, Gean, PEREIRA, Rafael, e STORCH, Rafael, “ Análise Probabilística de Dispersão de Fumaça e Gás”, Congresso ABRISCO 2017, Rio de Janeiro, Brazil, 25-27 Nov 2017.
- [2] MACIEL, Thábata, ROCHA, Gean, ARAUJO, Pedro, and STORCH, Rafael, “Influence of Wind Direction on Gas Detector Allocation in Offshore Production Unit”, CCPS, 10th Global Congress on Process Safety, New Orleans, USA, Mar 30<sup>th</sup> – Apr 2<sup>nd</sup>, 2014.
- [3] UK Health and Safety Executive (HSE), “Reducing Risks, Protecting People (R2P2)”, 2001
- [4] International Committee on Radiological Protection (ICRP), “ICRP Publication 26, Recommendations of the ICRP”, Annals of the ICRP, Vol. 1, nº 3, Pergamon Press, 1977.
- [5] GIBELLI, S. M. O., FRUTUOSO E MELO, P. F. F., and LEITE, S. Q. B., “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>