

## Utilização de Matriz de Criticidade de Poços Abandonados Temporariamente na Definição do Programa de Inspeção Visual

**Autores:**

**Carlos Alberto Pedroso; Jorge Ricardo de Paula Siqueira**  
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.

### RESUMO

A recente publicação da Resolução 46/16 da ANP, em novembro de 2016, que instituiu o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP, definiu o conceito de poços abandonados temporariamente, bem como estabeleceu a necessidade de se estabelecer um programa de monitoramento e de verificação baseado em risco.

É bastante claro que os poços de petróleo temporariamente abandonados, ou os incidentes que possam acometer estes poços, a depender de sua configuração, localização, fluidos produzidos, vazão de produção, etc., apresentam diferentes graus de criticidade. Depreende-se da Resolução 46/16 que diferentes programas de monitoramento são aceitáveis ou demandados para cada nível de criticidade de poço.

Note-se que, a depender das características dos poços, um programa de monitoramento pode significar um custo significativo para o Projeto de Desenvolvimento do campo. Assim, este programa deve ser otimizado.

Para esta otimização, utilizou-se conceitos de IBR (Inspeção Baseada em Risco) criando-se uma metodologia que correlaciona qualitativamente a criticidade dos poços com um programa de monitoramento.

O método consiste na determinação dos parâmetros (e seu peso) que definem os riscos (probabilidade x consequência) associados a cada tipo de poço, numa matriz de criticidade, que irá definir a prioridade de verificação e monitoramento de cada poço.

O presente artigo faz uma revisão dos ambientes e características de poços abandonados, dos métodos para definição do programa de monitoramento e detalha a construção e aplicação da Matriz de Criticidade de Poços.

### INTRODUÇÃO

A Resolução nº 46/16 da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), em novembro de 2016 [1], que instituiu o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP, definiu o conceito de poço em abandono temporário e poço em abandono permanente, os quais seguem:

- **Abandono Permanente:** Situação de um poço na qual há o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras Permanentes e não existe interesse de reentrada futura.
- **Abandono Temporário:** Situação de um poço na qual há o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras temporárias. Este tipo de abandono se divide ainda em 2 tipos:
  - *Abandono Temporário Monitorado:* Abandono Temporário cujos Conjuntos Solidários de Barreiras devem ser periodicamente monitorados e verificados. Não há limite de duração para esta condição de abandono.
  - *Abandono Temporário Não Monitorado:* Abandono Temporário cujos Conjuntos Solidários de Barreiras não são periodicamente monitorados e verificados. Este tipo de abandono é limitado a 3 anos pelo regulamento.

Em seu Capítulo 10, o regulamento determina que o Operador deverá estabelecer um programa periódico adequado de inspeção visual no entorno do poço enquanto este estiver em Abandono Temporário.

Adicionalmente, deverá ser estabelecido pelo operador um programa de monitoramento e de Verificação baseado em risco previamente ao Abandono Temporário Monitorado.

Este trabalho tem como objetivo estabelecer um método para a definição da frequência ótima deste programa periódico de inspeção visual, utilizando o conceito de IBR (Inspeção Baseada em Risco) e ALARP.

## ANTECEDENTES E MOTIVAÇÃO

Poços convenientemente abandonados tem um risco mínimo causar incidentes. E estes, quando ocorrem, tem pequeno impacto. Um extensivo e completo estudo feito por King e King [2], analisando-se 600.000 poços ao redor do globo ao longo de 26 anos (e utilizando-se registros de mais de 1.600.000 poços perfurados no Texas (US), Ohio (US) e Alberta (CA) desde 1866) mostra que os incidentes com poços abandonados são bastante raros, cerca de 0,02%, sendo que 95% destes são de poços órfãos, ou seja, de propriedade desconhecida. Ressalte-se que poços órfãos tendem a ser mais antigos, onde a tecnologia era muito mais limitada e a legislação muito menos restritiva e, principalmente, de operadores menos qualificados e comprometidos com a segurança.

Não há registro de incidentes significativos envolvendo poços temporariamente abandonados.

Embora a massiva quantidade de dados se referira a poços terrestres, o estudo de King e King considera também um grande número de poços offshore no Golfo do México (GoM) e no Mar do Norte. Além disto, boa parte das conclusões podem ser extrapoladas para qualquer ambiente. Ressalte-se, entretanto, que o estudo não está focado em poços abandonados, mas sim nos riscos ambientais associados a todo o ciclo de vida dos poços (construção, produção e abandono).

Um interessante excerto deste artigo é a definição de risco utilizada:

*“A definição de risco aqui usada inclui o reconhecimento de que embora exista risco em qualquer ação, a frequência de ocorrência e o impacto de um resultado prejudicial cria um nível de risco ou ameaça que se pode compreender e aceitar ou rejeitar com base no que se acredita, preferencialmente, a partir da avaliação de fatos. Quando dados sólidos de frequência (ocorrência) não estão disponíveis, a probabilidade é usada como proxy. Visto que o uso de um proxy como a probabilidade é necessário em muitos casos, um elemento de incerteza é inevitavelmente incluído”*

Dentre as conclusões desta extensiva pesquisa, três são importantes para este trabalho:

- Falhas de integridade dos poços após sua construção são bastante raros;
- O atual conceito de projeto de poço e exigência legal de barreiras redundantes (em que pese que as práticas americanas não exigem um CSB - conjunto solidário de barreiras, mas apenas de barreiras) é eficaz para reduzir o potencial risco de poluição ambiental;
- O grau de risco de falha de integridade associado a cada poço deve considerar um vasto conjunto de fatores, dentre eles: a localização do poço, os fluidos envolvidos, a agressividade do ambiente, as condições geológicas e estratigráficas, as condições de temperatura e pressão, a época da construção, os procedimentos e cultura de segurança do operador, dentre outros;

Estas conclusões mostram a adequação da utilização de um plano otimizado de inspeção para monitoração de poços temporariamente abandonados.

### *Escolha do Método*

King afirma que poços de petróleo (e podemos estender para dutos) são projetados e construídos de forma idêntica a vasos de pressão, considerando-se, dentre outras, as condições físicas a que serão submetidos, os fluidos que serão contidos e os esforços presentes e futuros que atuarão sobre ele.

Assim, utilizar um paralelo entre um programa de inspeção de vasos pressurizados e poços de petróleo, com as devidas adaptações, parece razoável. Considerando-se que o histórico e a experiência da indústria acerca da inspeção de plantas e vasos é muito superior a de poços e equipamentos subsea, esta adaptação é bastante adequada.

A inspeção de vasos de pressão, tanques de armazenamento e recipientes de materiais perigosos é conduzida há bastante tempo atendendo às normas da indústria. É um requisito para caldeiras, sistemas de pressão e outros equipamentos críticos para a segurança operacional.

Normalmente, estas normas são bastante prescritivas. Estas práticas prescritivas fixam os locais, a frequência e os métodos de inspeção, com base na experiência da indústria para cada tipo de elemento. Essas práticas, embora inflexíveis, têm, em geral, suficiente segurança e confiabilidade [3]. Vide a NR-13, por exemplo.

A inspeção prescritiva, entretanto, tem uma série de limitações. Em particular, não encoraja a análise das ameaças específicas à integridade, as consequências das falhas e os riscos específicos criados por cada elemento. Falta a liberdade para aproveitar o benefício de uma boa experiência operacional e focar os finitos recursos de inspeção nas áreas de maior preocupação [3].

### ***Target Inspection (Definição de Metas de Inspeção)***

Nos Estados Unidos, a legislação de segurança que permite a Definição de Metas de Inspeção (Target Inspection) para sistemas de pressão foi introduzida pela primeira vez em 1989 e retido nos Regulamentos de Segurança de Sistemas de Pressão (PSSR) de 2000 [Apud 3]. Isso permitiu um movimento na direção de estratégias de inspeção baseadas no risco de falha.

A Portaria 46/2016 da ANP, acompanhando esta tendência, delega ao operador a responsabilidade de estabelecer um programa de inspeção/monitoração de poços temporariamente abandonados adequado para prevenir incidentes, baseado numa análise de risco e nas melhores práticas da indústria.

Esta legislação, que tem lastro na maturidade da indústria, na adequação dos procedimentos e na evolução das tecnologias de avaliação de materiais e de construção de poços, dá ao operador a flexibilidade de destinar seus recursos a poços considerados mais críticos.

Resta, então, a importante tarefa de determinar de forma racional e confiável, a criticidade dos poços.

Descamps [4] propõe uma classificação dos métodos para a *target inspection*, mostrados na **Figura 1**, na qual a quantidade de dados e informações é crescente, diminuindo a subjetividade da análise.

No caso de poços abandonados a quantidade de informações públicas acerca da probabilidade de falhas é extremamente limitada e devido a inexistência de registros de eventos em poços abandonados, também é difícil.

Assim, o que se propõe é uma metodologia mista, na qual utiliza-se a metodologia do IBR (Inspeção baseada em risco), mas, ao invés da determinação quantitativa da probabilidade (PoF) e consequência (Cof), avalia-se a maior ou menor probabilidade de falha e a maior ou menor severidade das consequências. A metodologia é detalhada adiante.

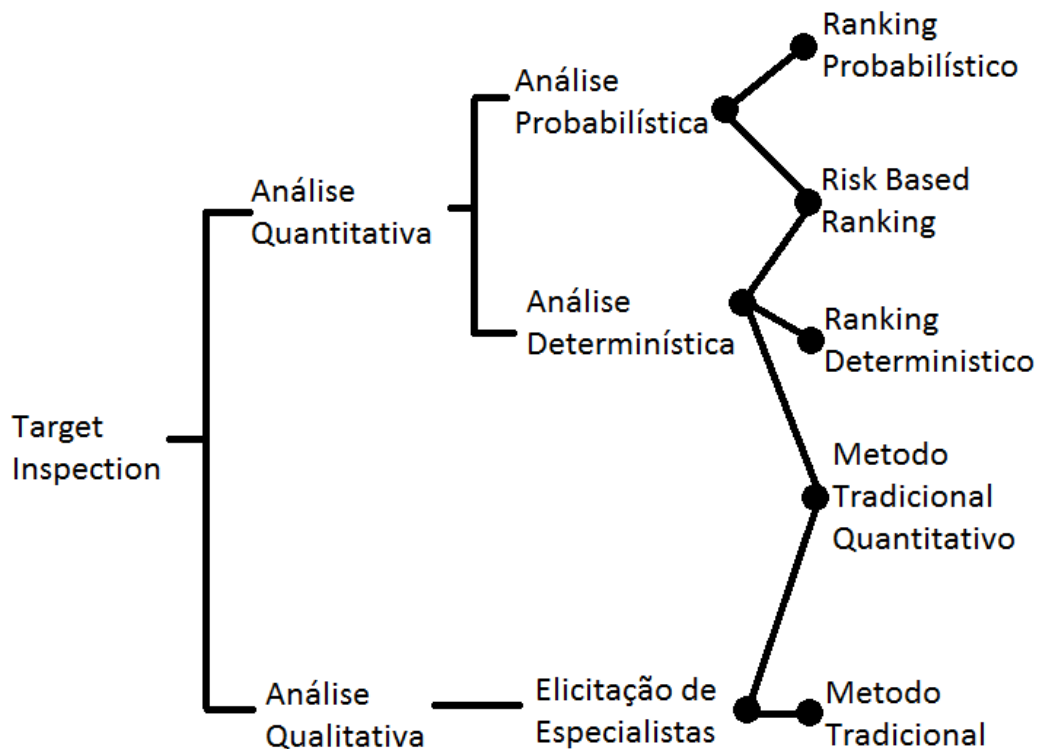


Figura 1- Classificação dos Métodos de Target Inspection (Apud [4])

### ***Inspeção Baseada em Risco (IBR)***

A Inspeção Baseada em Risco (IBR), baseada no Documento API 581 – Risk Based Inspection [5], tem como princípio a quantificação das consequências de uma falha estrutural que cause um vazamento, bem como o cálculo da probabilidade deste evento ocorrer. Como consequência de uma avaliação realizada com base nesta metodologia, são definidos programas de inspeção, que estabelecem prazos otimizados para sua aplicação.

A IBR se propõe a fornecer uma ótima combinação do método ou técnica de inspeção a sua frequência. Através desta combinação são concentrados esforços para cobrir os equipamentos de risco elevado e aplicar esforço apropriado nos equipamentos de baixo risco ([6], [7], [8], [9]). Para este trabalho somente a técnica de inspeção visual em poços de petróleo offshore é considerada, variando apenas a frequência desta inspeção de acordo com o nível de risco de cada poço.

O risco pode ser avaliado de forma qualitativa, quantitativa ou de forma combinada. A aplicação qualitativa requer menor quantidade de informações e a quantitativa fornece o risco para cada tipo de poço. Para este trabalho, devido a inexistência de dados específicos de falhas em poços em situação de abandono, optou-se pela aplicação qualitativa. A acurácia das previsões dos riscos deverá ser melhorada ao se constituir um banco de dados específicos para as frequências e consequências de falhas.

O aumento do custo de inspeção em poços de alto risco, por exigirem maior frequência de inspeção, pode ser compensado pela redução da inspeção em poços de baixo risco. O risco não pode ser reduzido a zero, pois fatores inesperados podem ocorrer, tais como erro humano, desastres naturais, eventos externos (colisões), limitação dos métodos de inspeção, erro de projeto e desconhecimento de mecanismos de deterioração podem atuar.

## CENÁRIOS DE POÇOS EM ABANDONO TEMPORÁRIO

Durante as etapas do ciclo de vida de um poço o mesmo pode ser colocado em situação de abandono temporário por várias razões, incluindo motivações técnicas, operacionais e de segurança. São considerados seis possíveis cenários para poços abandonados temporariamente:

1. Poços produtores (injetores) já equipados (completados), com ANM, que estejam aguardando o início da Produção (injeção);
2. Poços já em Produção que, por algum motivo, encontram-se fechados;
3. Poços com a fase de perfuração encerrada e aguardando completação;
  - 3.1. Completação molhada;
  - 3.2. Completação seca;
4. Poços que, por algum motivo, tiveram que parar a fase de perfuração e estão aguardando sonda para retorno da atividade;
  - 4.1. Completação molhada;
  - 4.2. Completação seca

## DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS QUE CONTRIBUEM PARA A PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE VAZAMENTO NO POÇO

Os parâmetros que podem contribuir de maneira significativa para o aumento da probabilidade de degradação da integridade do poço e consequentemente um vazamento para o ambiente externo estão listados abaixo e foram selecionados com base na experiência de profissionais da indústria e da observação de eventos passados.

### 1. Efetividade / integridade dos CSB's

O Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) é um conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis. Para o abandono de poços devem ser estabelecidos:

- No mínimo 2 (dois) CSBs, sejam separados ou combinados, para impedir o fluxo não intencional de fluidos para o meio externo; e
- No mínimo 1 (um) CSB para impedir o fluxo entre zonas distintas não conectadas naturalmente e que o fluxo entre elas seja inaceitável.

Em situações excepcionais, pode ser necessário abandonar temporariamente um poço com compartilhamento de elementos de CSB, caso no qual um elemento faz parte simultaneamente dos CSBs primário e secundário para um mesmo intervalo pertinente.

No abandono temporário de poços deverão ser levados em consideração os esforços que serão impostos aos elementos de CSB durante o período previsto para o abandono, de forma a permitir o retorno seguro para a continuidade futura das atividades no poço.

São exemplos de elementos de CSB temporário:

- Revestimento ou *liner*;
- Coluna de produção;
- Tampão mecânico de interior de coluna ou revestimento (plugues mecânicos, BPP, BPR, válvulas de subsuperfície, entre outros);
- Equipamentos instalados para prover vedação na cabeça de poço (ANM, ANC, BAP, entre outros);
- Barreira sólida mecânica de anular de coluna ou revestimento (*liner packer*, ECP, *packer* expansível, *packer* inchável, *packer* de produção, BMA, elemento de vedação da cabeça de poço, entre outros);
- Todos os elementos de CSB permanente (tampões de cimento, revestimentos cimentados, entre outros).

O regulamento estabelece que os CSBs devem ser instalados e verificados por meio de avaliação pós-instalação ou de observações registradas durante sua instalação. Os processos de verificação se dividem em duas categorias:

- **Teste Elemento do CSB:** verificação através de ensaio de pressão no sentido do fluxo, considerando pressão diferencial igual ou maior do que a máxima prevista.
- **Confirmação Elemento de CSB:** verificação através da avaliação dos dados recolhidos durante e/ou após a sua instalação.

Para o abandono temporário em um poço com 2 CSBs instalados, as seguintes configurações podem se apresentar:

1. *CSBs não verificados;*
2. *1 CSB verificado positivamente e 1 CSB falho;*
3. *1 CSB verificado positivamente e 1 CSB degradado;*
4. *2 CSBs combinados;*
5. *2 CSBs independentes.*

## **2. Surgência**

Um poço é considerado surgente quando a pressão de reservatório é suficiente para elevar os fluidos do reservatório até a superfície ou até o leito marinho.

Quando um poço é não surgente, o próprio fluido da formação exerce pressão hidrostática no poço e previne o fluxo não intencional de fluidos da formação para o ambiente externo, contribuindo com a redução da probabilidade de vazamento para o ambiente externo.

A não surgência pode ser verificada por um dos seguintes métodos:

- Através da pressão estática obtida na Árvore de Natal ou no interior do poço com o poço fechado;
- Informações e características dos poços do campo;
- Através das informações obtidas durante a produção do poço.

### Observações:

1. A condição de não surgência deve ser verificada periodicamente.
2. A avaliação de não surgência deve considerar a variação das características do reservatório prevista para o período de abandono.
3. A não surgência do poço deve ser avaliada desconsiderado qualquer método de elevação artificial.

Para o abandono temporário teremos, então:

1. *Poço surgente;*
2. *Poço não surgente.*

## **3. Monitoramento**

Como mencionado anteriormente, os abandonos temporários podem ser classificados em:

- *Abandono Temporário Monitorado:* Esta condição se aplica a poços abandonados temporariamente e que são periodicamente monitorados e/ou verificados. Não há limite de duração para esta condição de abandono;
- *Abandono Temporário Não Monitorado:* Esta condição se aplica a poços abandonados temporariamente e que não são periodicamente monitorados e verificados. Este tipo de abandono é limitado a 3 anos pelo regulamento.

A situação mais comum de poço em abandono temporário monitorado é o caso onde o mesmo se encontra conectado à unidade de produção, pois este cenário fornece condições apropriadas para o monitoramento, porém, existem outras situações onde pode ocorrer o monitoramento remotamente.

O fato do poço estar sendo monitorado contribui com a redução da probabilidade de vazamento, pois qualquer alteração das variáveis monitoradas (temperatura e pressão), que podem indicar uma possível perda de integridade do poço, podem ser precocemente detectadas e ações podem ser tomadas para a restauração da integridade.



Para este caso teremos, então:

1. *Poço monitorado;*
2. *Poço não monitorado.*

#### **4. Poços injetores atuando no reservatório**

A atuação de poços injetando fluidos no reservatório pode influenciar consideravelmente no aumento da probabilidade de vazamento, pois a injeção pode aumentar a pressão no reservatório e consequentemente a pressão no interior do poço abandonado, contribuindo para a degradação da integridade.

A condição de aumento de pressão devido a injeção deve ser considerada na fase de projeto do poço e todos os elementos devem ser dimensionados para suportar a pressão máxima prevista durante todo o ciclo de vida do poço. Quando a injeção estiver presente é recomendável o acompanhamento da pressão da pressão no interior do poço com maior frequência.

Para este caso teremos, então:

1. *Sem injeção;*
2. *Injeção de água;*
3. *Injeção de gás produzido ou CO<sub>2</sub>.*

#### **5. Profundidade do reservatório**

A profundidade do reservatório em relação ao leito marinho (*burial depth*) deve ser considerado como fator de aumento de risco de vazamento. Quanto menor esta profundidade, menor é a distância de isolamento possível entre o reservatório e o leito marinho. Também são maiores (embora pequenas) as possibilidades de que falhas geológicas sejam reativadas. As profundidades consideradas foram:

1. *Acima de 2.000 metros;*
2. *Entre 1.000 e 2.000 metros;*
3. *Abaixo de 1.000 metros.*

#### **6. H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>**

A presença de contaminantes do tipo H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> no fluido produzido pode contribuir para o aumento da degradação da integridade do poço através do processo de corrosão do cimento e elementos metálicos. Note-se que a presença destes contaminantes deve ser prevista na fase de projeto e todos os elementos do poço devem estar preparados para resistir à ação destes gases, entretanto o risco de falha é aumentado. A concentração de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> no fluido produzido influencia o processo de degradação, então, para este caso consideramos:

1. *Ausência;*
2. *Concentração baixa;*
3. *Concentração média;*
4. *Concentração alta;*

No caso da presença dos dois tipos de gases, a concentração considerada é sempre a mais alta.

#### **7. Classe de Pressão e Temperatura**

A pressão e a temperatura a que o poço estará submetido durante o seu ciclo de vida deve ser considerada, pois quanto maior esta classe mais severas serão as condições impostas aos elementos de integridade do poço. O projeto do poço deverá considerar classe de pressão e temperatura e adotamos que o poço foi dimensionado para suportar esta condição. Consideramos:

1. *Até 5.000 psi;*

2. Até 10.000 psi;
3. Até 15.000 psi;
4. Acima de 15.000 psi.

## 8. RGO

Quanto maior a razão gás óleo, menor é a densidade do petróleo e maior é a mobilidade do fluido. Em poços com alta RGO o gás tende a sair de solução e o poço passa a se comportar como um poço de gás, onde as velocidades de fluxo são maiores e as exigências para estanqueidade também o são. Foram consideradas 3 faixas de RGO:

1. Até 100 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
2. Até 500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
3. Acima de 500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

## 9. Fluido da formação

O fluido produzido possui influência, ainda que em menor escala, no processo de degradação dos elementos de integridade do poço, assim consideramos:

1. Água;
2. Óleo;
3. Gás.

### *Distribuição dos pesos de cada parâmetro na contribuição da probabilidade de vazamento*

A cada parâmetro foi atribuído um peso que corresponde ao máximo de sua contribuição em relação a probabilidade de vazamento de um poço em situação de abandono temporário. O valor deste peso foi alcançado com base na elicitación de especialistas da indústria e na observação de eventos passados. A acurácia das previsões dos riscos pode ser melhorada se existir um banco de dados específicos para as frequências de falhas.

*Tabela 1- Peso dos parâmetros que contribuem para a probabilidade de vazamento*

Grupo	Parâmetro	Peso Máximo (%)
1	Efetividade / integridade dos CSB's	33
2	Surgência	17
	Monitoramento	17
3	Poços injetores atuando no reservatório	10
	Profundidade do reservatório	7
	H <sub>2</sub> S e CO <sub>2</sub>	7
4	Classe de Pressão e Temperatura	3
	RGO	3
	Fluido da formação	3
Total:		100

Os parâmetros foram separados em 4 grupos com base no grau de contribuição de cada parâmetro, como mostrado na **Tabela 1**. Os grupos 1 e 2 são responsáveis por 67% da probabilidade e, por isso, devem ser bem avaliados para atribuição de sua nota. O grupo 4 possui menor impacto pois foi considerado que o poço foi dimensionado para atendimento a estas solicitações.

### *Distribuição das notas para cada parâmetro*

Cada parâmetro pode contribuir com uma porcentagem (Nota) de seu Peso Máximo listado na tabela acima, a depender da condição que se encontra. Como resultado obteremos seu Peso Final, que é o produto de Peso



Máximo x Nota. A soma dos Pesos Finais de cada parâmetro nos fornece comparativamente a Probabilidade de Vazamento para o poço analisado.

Na **Tabela 2** estão listadas as possíveis situações para cada parâmetro e suas respectivas notas e Peso Final.

A probabilidade de vazamento pode variar de 8,3 (melhor caso) a 100 (pior caso). A probabilidade nunca poderá ser zero, pois o risco é inerente às atividades da indústria do petróleo.

*Tabela 2- Peso e nota dos parâmetros que contribuem para a probabilidade de vazamento*

Grupo	Parâmetro	Peso Máximo(%)	Condição	Nota	Peso final - Peso x Nota (%)
1	Efetividade / integridade dos CSB's	33	CSBs não verificados;	1	33
			1 CSB verificado positivamente e 1 CSB falho;	0,7	23,1
			1 CSB verificado positivamente e 1 CSB degradado;	0,5	16,5
			2 CSBs combinados;	0,3	9,9
			2 CSBs independentes.	0,1	3,3
2	Surgência	17	Poço não surgente;	0,1	1,7
	Monitoramento	17	Poço surgente.	1	17
			Poço monitorado;	0,1	1,7
			Poço não monitorado.	1	17
3	Poços injetores atuando no reservatório	10	Sem injeção;	0	0
			Injeção de água;	0,5	5
			Injeção de gás produzido ou CO <sub>2</sub> .	1	10
	Profundidade do reservatório	7	Acima de 2.000 metros;	0,1	0,7
			Entre 1.000 e 2.000 metros;	0,5	3,5
			Abaixo de 1.000 metros.	1	7
	H <sub>2</sub> S e CO <sub>2</sub>	7	Ausência;	0	0
			Concentração baixa;	0,7	4,9
			Concentração média;	0,5	3,5
			Concentração alta	1	7
4	Classe de Pressão e Temperatura	3	Até 5.000 psi;	0,1	0,3
			Até 10.000 psi;	0,5	1,5
			Até 15.000 psi;	0,7	2,1
			Acima de 15.000 psi.	1	3
	RGO	3	Até 100 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0,1	0,3
			Até 500 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0,5	1,5
			Acima de 500 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1	3
	Fluido da formação	3	Água;	0,1	0,3
			Óleo;	0,7	2,1
			Gás.	1	3

## DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS QUE AFETAM A CONSEQUÊNCIA DE UM POSSÍVEL VAZAMENTO

Selecionamos os parâmetros considerados mais críticos para o aumento da consequência de um possível vazamento para o meio externo.

### 1. Vazão para o fundo do mar

Um poço surgente possui energia suficiente para elevar os fluidos do reservatório até a superfície ou até o leito marinho. Em caso de degradação da integridade do poço, o fluido do reservatório fluirá para o ambiente externo na proporção de sua surgência, ou seja, sua vazão para o fundo do mar. É importante ressaltar que a vazão aqui considerada é a vazão desconsiderando qualquer método de elevação artificial. Quanto maior a vazão para o fundo do mar, maior será o impacto causado por um possível vazamento., desta forma consideramos:

1. Vazão menor que 500 bdp;
2. Vazão entre 500 e 2.500 bpd;
3. Vazão superior a 2.500 bpd.

## **2. Localização**

O critério aqui considerado é a localização em relação a zonas ambientalmente sensíveis. Um possível vazamento de fluido para o ambiente externo é mais severo se ocorre em uma área sensível, por causar danos muitas vezes irreversíveis.

1. *Áreas com menor impacto ambiental;*
2. *Áreas ambientalmente sensíveis;*

## **3. H<sub>2</sub>S**

Consideramos a presença de H<sub>2</sub>S no fluido produzido pois a presença deste contaminante no fluido, em um possível de vazamento para o meio externo, aumentam o impacto causado ao meio ambiente. Devido as propriedades extremamente danosas, não levamos em conta a concentração neste caso, pois entendemos que mesmo uma concentração baixa no fluido produzido irá causar grandes danos.

1. *Ausência de H<sub>2</sub>S;*
2. *Presença de H<sub>2</sub>S.*

## **4. Fluido da formação**

O tipo de fluido que irá alcançar o meio externo influencia o impacto do vazamento ao meio ambiente. Há três possibilidades:

1. *Água;*
2. *Gás;*
3. *Óleo.*

## **5. ANM instalada**

A presença de ANM no poço é considerada pois a ANM facilita a intervenção no poço em caso de necessidade após um possível vazamento, diminuindo o tempo de vazamento e consequentemente o impacto ao meio ambiente.

1. *ANM instalada;*
2. *Sem ANM.*

## **6. Lâmina de água**

A lâmina d'água, apesar de pouco contribuir para a diminuição do impacto, foi considerada como sendo atenuante ao impacto na proporção inversa de sua profundidade.

1. *Acima de 2.000 m;*
2. *Até 2.000 m;*
3. *Até 1.000 m;*
4. *Até 400 m.*

## ***Distribuição dos pesos de cada parâmetro na contribuição da consequência***

A cada parâmetro foi atribuído um peso que corresponde ao máximo de sua contribuição em relação a consequência de vazamento em um poço em situação de abandono temporário. O valor deste peso foi alcançado com base na elicitação de especialistas da indústria e na observação de eventos passados.

Os parâmetros foram separados em 3 grupos com base no grau de contribuição de cada parâmetro, como mostrado na **Tabela 3**. O grupo 1 é responsável por 66% da consequência e, por isso, deve ser bem avaliado para atribuição de sua nota.

*Tabela 3- Peso dos parâmetros que contribuem para a severidade de um vazamento*

Grupo	Parâmetro	Peso (%)
1	Vazão para o fundo do mar	43
	Localização	23
2	H <sub>2</sub> S	13
	Fluido da formação	13
3	ANM instalada	4
	Lâmina d'água	4
Total:		100

### ***Distribuição das notas para cada parâmetro***

Cada parâmetro pode contribuir com uma porcentagem (Nota) de seu Peso Máximo listada na tabela acima, a depender da condição que se encontra. Como resultado obteremos sua Peso Final, que é o produto de Peso Máximo x Nota. A soma das Pesos Finais de cada parâmetro nos fornece a Consequência de Vazamento para o poço analisado.

Na **Tabela 4** estão listadas as possíveis situações para cada parâmetro e suas respectivas Notas e Peso Final.

*Tabela 4- Peso e nota dos parâmetros que contribuem para a severidade de um vazamento*

Grupo	Parâmetro	Peso Máximo(%)	Condição	Nota	Peso final - Peso x Nota (%)
1	Vazão para o fundo do mar	43	Vazão menor que 500 bdp	0,5	21,5
			Vazão entre 500 e 2.500 bpd	0,7	30,1
			Vazão superior a 2.500 bpd	1	43
	Localização	23	Áreas com menor impacto ambiental	0,5	11,5
			Áreas ambientalmente sensíveis	1	23
2	H <sub>2</sub> S	13	Ausência de H <sub>2</sub> S	0	0
			Presença de H <sub>2</sub> S	1	13
	Fluido da formação	13	Água	0,1	1,3
			Gás	0,5	6,5
			Óleo	1	13
3	ANM instalada	4	ANM instalada	0,1	0,4
			Sem ANM	1	4
	Lâmina d'água	4	Acima de 2.000 m	0,1	0,4
			Até 2.000 m	0,3	1,2
			Até 1.000 m	0,5	2
			Até 400 m	1	4

A consequência de vazamento pode variar de 35,1 (melhor caso) a 100 (pior caso).

## **RESULTADOS OBTIDOS**

Para cada poço analisado, iremos obter um peso final relativo a probabilidade da ocorrência de um vazamento, cujo o valor deverá ser encontrado nos respectivos intervalos de “Probabilidade”, e um peso final relativo a consequência deste possível vazamento, cujo o valor deverá ser encontrado nos respectivos intervalos de

“Consequência”. Uma vez definidos os valores destes pesos, a Tabela 5 nos indicará a frequência sugerida para a realização de inspeções visuais periódicas na cabeça (ou Árvore de Natal) e em seu entorno.

*Tabela 5- Frequência de Inspeção Sugerida*

Frequencia de Inspeção						
Probabilidade	82 - 100	18 meses	12 meses	12 meses	6 meses	6 meses
	64 - 82	24 meses	18 meses	12 meses	12 meses	6 meses
	46 - 64	24 meses	24 meses	18 meses	12 meses	12 meses
	27 - 46	36 meses	24 meses	24 meses	18 meses	12 meses
	08 a 27	36 meses	36 meses	24 meses	24 meses	18 meses
		35 - 48	48 - 61	61 - 74	74 - 87	87 - 100
	Consequência					

## APLICAÇÃO PRÁTICA

Consideremos um poço temporariamente abandonado conforme mostrado na **Figura 2**. Esquematicamente, os Conjuntos Solidários de Barreira, podem ser representados como na **Figura 3**.

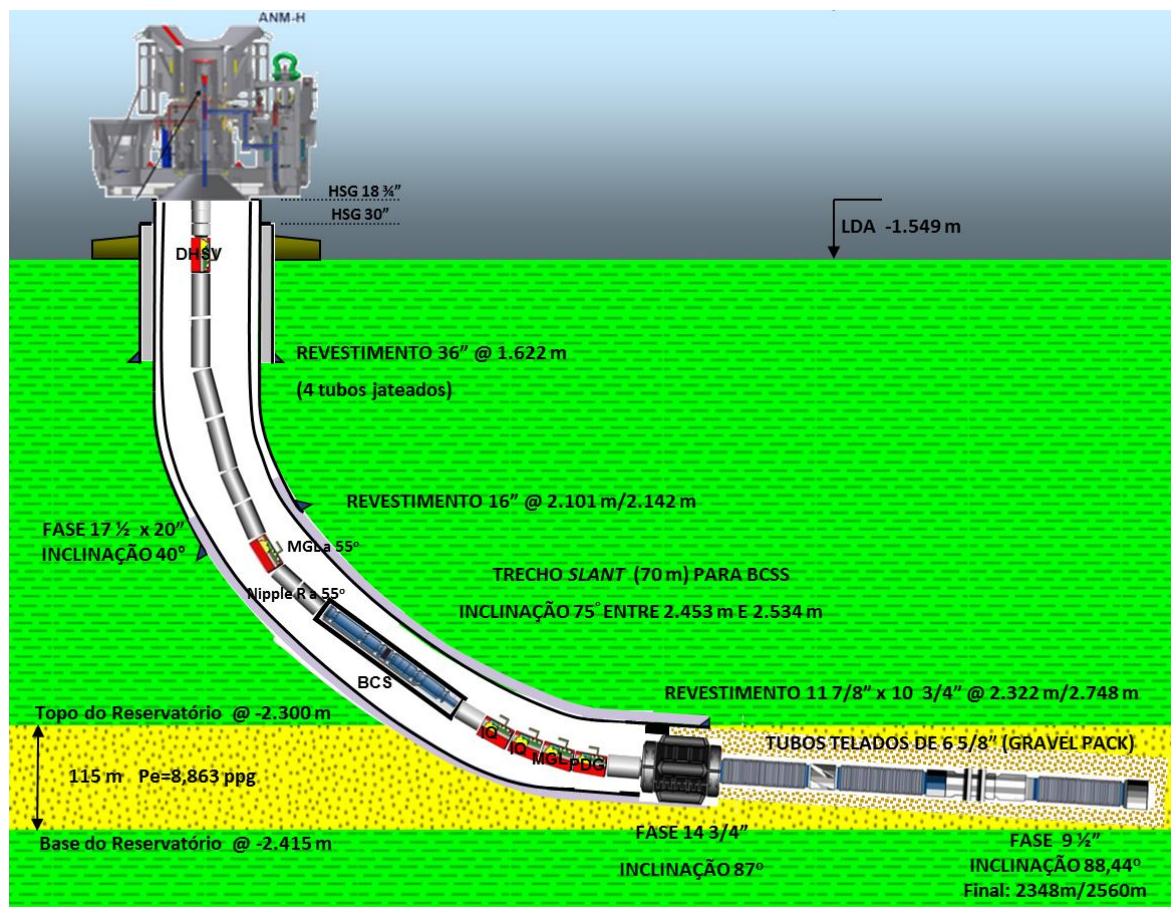


Figura 2 - Exemplo de poço abandonado temporariamente

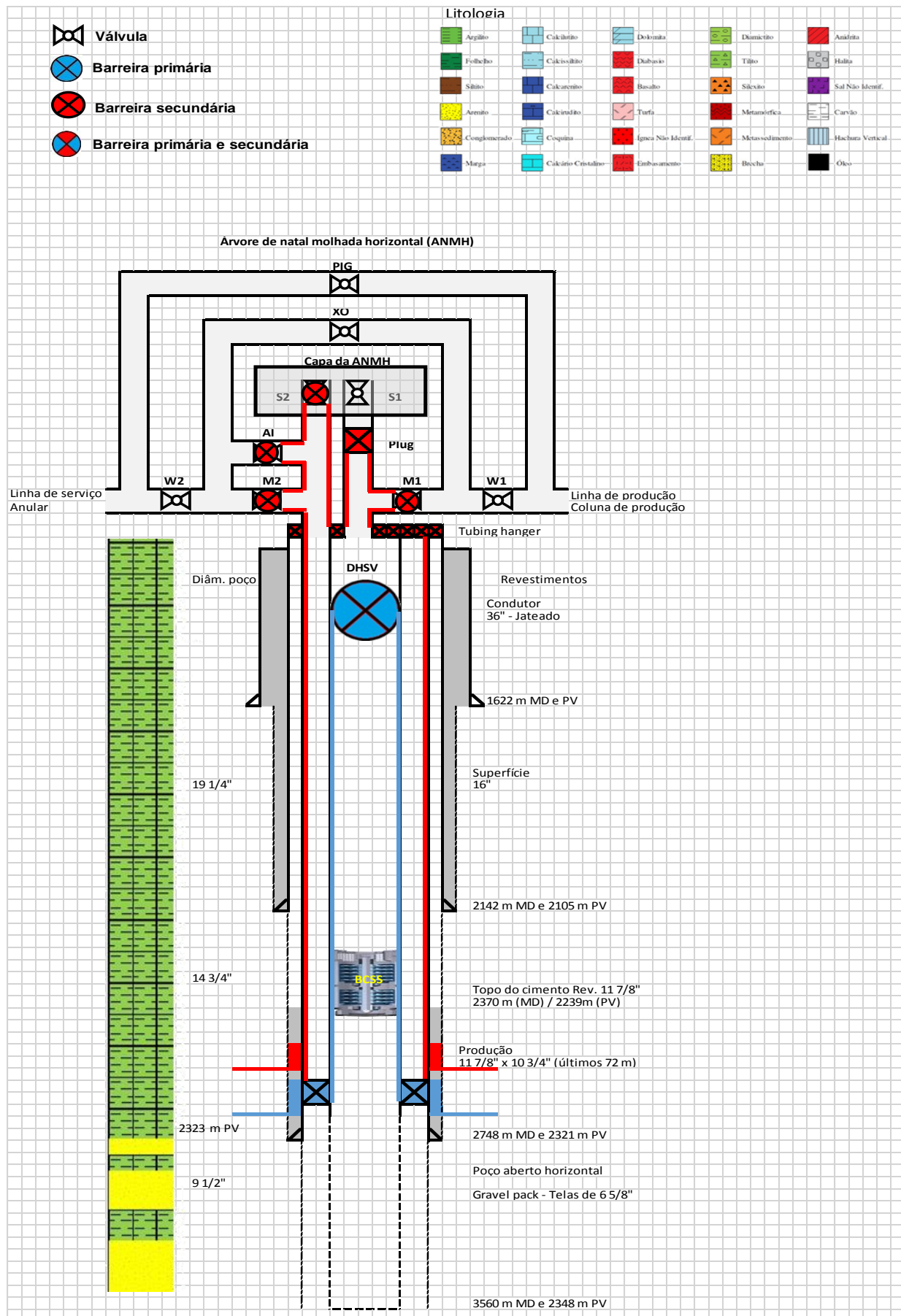


Figura 3- Desenho esquemático representando um poço abandonado temporariamente

Aplicando-se os critérios para o poço em questão, teríamos as seguintes avaliações, mostradas na **Tabela 6 e 7**:

*Tabela 6- Exemplo de análise de Probabilidade da ocorrência de um vazamento em um poço genérico abandonado temporariamente*

Grupo	Parâmetro	Peso Máximo(%)	Condição	Nota	Peso final - Peso x Nota (%)
1	Efetividade / integridade dos CSB's	33	2 CSBs independentes.	0,1	3,3
2	Surgência	17	Poço surgente.	1	17
	Monitoramento	17	Poço não monitorado;	1	17
3	Poços injetores atuando no reservatório	10	Sem injeção;	0	0
	Profundidade do reservatório	7	Abaixo de 1.000 metros.	1	7
	H <sub>2</sub> S e CO <sub>2</sub>	7	Ausência;	0	0
4	Classe de Pressão e Temperatura	3	Até 5.000 psi;	0,1	0,3
	RGO	3	Até 100 m3/m3	0,1	0,3
	Fluido da Formação	3	Óleo;	0,7	2,1
Probabilidade					47

*Tabela 7- Exemplo de análise de Consequência da ocorrência de um vazamento em um poço genérico abandonado temporariamente*

Grupo	Parâmetro	Peso Máximo(%)	Condição	Nota	Peso final - Peso x Nota (%)
1	Vazão para o fundo do mar	43	Vazão menor que 500 bdp	0,5	21,5
	Localização	23	Áreas com menor impacto ambiental	0,5	11,5
2	H <sub>2</sub> S	13	Ausência de H <sub>2</sub> S	0	0
	Fluido da formação	13	Óleo	1	13
3	ANM Instalada	4	Com ANM	0,1	0,4
	Lâmina d'água	4	Até 2.000 m	0,3	1,2
Consequência					47,6

Com estas duas coordenadas determina-se a frequência de inspeção (monitoramento) deste tipo de poço, como pode ser observado na **Tabela 8**.

*Tabela 8- Exemplo de criticidade de poços abandonados.*

Frequencia de Inspeção						
Probabilidade	82 - 100	18 meses	12 meses	12 meses	6 meses	6 meses
	64 - 82	24 meses	18 meses	12 meses	12 meses	6 meses
	46 - 64	24 meses	4 meses	18 meses	12 meses	12 meses
	27 - 46	36 meses	24 meses	24 meses	18 meses	12 meses
	08 a 27	36 meses	36 meses	24 meses	24 meses	18 meses
	35 - 48	48 - 61	61 - 74	74 - 87	87 - 100	
	Consequência					

Para o poço analisado em questão, a sugestão é de realização de inspeção visual com frequência de 24 meses. Caso a frequência encontrada fosse inferior a 12 meses, seria necessário um plano de ação específico, baseado em análises de riscos.



## CONCLUSÕES

Em um cenário de redução de custos e aumento da exigência dos órgãos reguladores em relação a segurança operacional, este trabalho apresenta uma solução para a otimização dos custos de inspeção submarina de poços em abandono temporário, sem negligenciar a segurança operacional.

A metodologia apresentada permite a empresa Operadora a redução de custos ao concentrar os esforços e custos com inspeção nos poços com maior risco de vazamento.

A acurácia das previsões dos riscos pode ser melhorada se existir um banco de dados específicos para as frequências e consequências de falhas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Resolução nº 46/16 da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), em novembro de 2016;
- [2] George E. King (Apache Corporation) | Daniel E. King (WG Consulting Group). Environmental Risk Arising From Well-Construction Failure--Differences Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations, and Well Age. DOI <https://doi.org/10.2118/166142-PA> , SPE-166142-PA, Novembro 2013;
- [3] Wintle, J.B and Kenzie, B.W. (TWI), G J Amphlett and S Smalley (Royal and SunAlliance Engineering), Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management, UK, 2001;
- [4] B. Descamps, and K. Woolley, SPE, Quest Consulting Ltd., and M.J. Baker, and G.G. Corbett, University of Aberdeen. SPE 030403 Methods and Tools for Cost Effective Subsea Inspection Planning. Aberdeen, Scotland, 5-8 September 1995;
- [5] Risk-Based Inspection Technology, API RECOMMENDED PRACTICE 581, Second Edition, September 2008.
- [6] Subsea Equipment Risk Based Inspection – OilfieldWiki – Visitado em Agosto de 2017;
- [7] Branden Stucky - Which RBI Inspection Planning Method Do YOU Use? LinkedIn Discussion, Publicado em 8 de Junho de 2017;
- [8] J. T. Selvik, Skarf, An Extended Methodology For Risk Based Inspection Planning, University of Stavanger\* and IRIS (International Research Institute of Stavanger) IRIS Energy - Risk Management, Stavanger, Norway;
- [9] Yong Bai, Zhejiang University, China, Risk Based Inspection (Rbi) For Subsea Equipments Proceedings of the ASME 2010 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE2010, June 6-11, 2010, Shanghai, China;