

Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Terrestre (SGIT): Uma ferramenta de segurança de processo fundamentada em risco

Larissa Faria Nery¹, Juliana Adriano da Maia Santos², Adailton da Silva Nunes³, Alberto Rodamilans Freire de Carvalho⁴

RESUMO

A indústria brasileira do petróleo tem ampliado cada vez mais seu escopo de atividades, e com a produção de óleo e gás nos campos terrestres brasileiros não tem sido diferente, sendo o programa de desinvestimento dos ativos terrestres da Petrobras um impulsionador para a entrada, ou ampliação da atuação, das empresas de pequeno e médio porte. Mas, as novas oportunidades vêm acompanhadas de muitos desafios, dentre eles, a complexidade da Regulamentação de Segurança de Operacional e Meio Ambiente.

É perceptível a desarmonia do ambiente regulatório no que tange a Segurança Operacional frente ao padrão de negócios do novo modelo de E&P terrestre. A consequência disso são altos custos, tempo e mão de obra alocados que, algumas vezes, não apresentam resultado significativo em termos de aumento dos níveis de segurança operacional.

Se parece uma proposta arrojada para um mercado tão novo em suas configurações atuais, essa tem se provado cada vez mais necessária para viabilização deste negócio. Entendendo essa necessidade da indústria e com o objetivo de contribuir para a consolidação dos sistemas de gestão de segurança operacional desse setor, é proposto a criação do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Terrestre, SGIT, a partir de uma análise crítica dos Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis já existentes tendo como base referências internacionais e nacionais.

Com uma avaliação fundamentada nos riscos, a proposta regulatória desenvolvida busca, sobretudo, avaliar os níveis de risco reais associados à poços e instalações de produção terrestres. Esse direcionamento pode garantir que a implementação, ou não, de quaisquer requisitos seja fundamentada em estudos que garantam a manutenção da segurança operacional destes ativos de forma coerente. Desta forma, garante-se que a vida humana, o meio ambiente, o patrimônio e as atividades econômicas do agente regulado e de terceiros estejam protegidos contra riscos inerentes as operações deste mercado.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho, tem como objetivo geral contribuir para um controle regulatório baseado em riscos, acreditando que este é um fator determinante para a viabilização de novos negócios. Com um mercado de novas possibilidades para empresas de pequeno e médio porte com interesse em desenvolver operações terrestres no mercado de óleo e gás brasileiro, se faz necessário que este seja estruturado de forma flexível e simplificada, sem se tornar um gargalo para o desenvolvimento destes negócios.

Esta proposta foi realizada tendo como ponto de partida os seguintes documentos: Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO) e Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI), além de normas nacionais e internacionais, nas melhores práticas da indústria, orientando o foco para a melhoria contínua do sistema de gerenciamento da integridade terrestre de instalações e poços de petróleo e gás natural. entre outros.

Diferentes fatores interdependentes e complementares motivaram a realização deste trabalho: análise do mercado, necessidade de adequações na regulação para subsidiar a atuação das empresas de pequeno e médio porte no contexto da produção terrestre de petróleo e gás brasileira (pautadas em pesquisa realizada com dezessete representantes de operadores), contribuição para o campo de pesquisa na área produção de petróleo e gás nos campos terrestres, uma vez que existe uma lacuna de produção acadêmica sobre esta ótica e, por fim,

1 MS, Engenheiro Mecânico - PetroRecôncavo

2 PhD, Engenheiro Elétrico - PetroRecôncavo

3 PhD, Engenheiro Elétrico - Potiguar E&P

4 MS, Engenheiro Mecânico - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

motivar novos investimentos nos campos, gerando incremento na economia local, com a geração de novos empregos.

O ambiente regulatório da indústria de Petróleo e Gás brasileira é regido majoritariamente pelas resoluções e portarias da Agência Nacional do Petróleo. Por vezes estes regulamentos priorizam, não só a regulação no cenário offshore, mas também medidas aplicáveis a empresas de grande porte que refletiam a realidade da Petrobras, fazendo com que estes se tornem incompatíveis com a abertura de mercado.

Atualmente, é perceptível a desarmonia do ambiente regulatório frente ao modelo de negócios do onshore brasileiro. Por essa razão, são geradas demandas regulatórias que implicam em altos custos, tempo e mão de obra alocados que, algumas vezes, não apresentam resultado significativo na promoção de atividades mais seguras nas concessões terrestres.

Com isso, parte do capital do qual dispõem as empresas deste ramo, que por muitas vezes dependem de uma aplicação estratégica de recursos para se manterem, acaba sendo consumido para atender a requisitos que não agregam valor à Segurança das operações e impedem maiores investimentos para desenvolvimento da produção e consolidação dos conhecimentos associados às suas atividades. Surge assim a necessidade de propor alterações regulatórias que reflitam fielmente as demandas terrestres e acompanhem a expansão deste setor.

O Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP, desde sua publicação, se tornou um dos principais obstáculos para adequação dos sistemas de gestão de segurança operacional das empresas do ambiente onshore. Repleto de requisitos pensados para poços de altíssima produção, operando em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT), que podem apresentar consequências catastróficas em caso de incidentes, este regulamento possui diversas oportunidades de flexibilização para campos terrestres, sem prejuízo à segurança operacional, que foram propostos no SGIT, tornando-o mais aderente às práticas destes operadores. Adicionalmente, a adequação a este regulamento gerou uma série de custos de adequação para as novas operadoras que, por muitas vezes, não refletiram em melhoria significativa do gerenciamento da segurança operacional em seus poços.

Por fim, destaca-se aqui a necessidade de tornar os regulamentos mais simples e de fácil entendimento das novas atuantes deste mercado. A implementação dos sistemas de gestão propostos deve ser, mais do que nunca, democrática para que qualquer operadora, independente do tempo de experiência, do porte ou da produção, esteja devidamente apta para atender às práticas de gestão sugeridas. Os principais regulamentos da ANP voltados para gestão da segurança operacional em campos e poços terrestres (RTSGI e SGIP) não se mostram de fácil entendimento em todos os seus requisitos. Muitos deles são dúbios e geram a incerteza por parte dos operadores quanto ao seu pleno atendimento.

Dito isto, espera-se que a proposta de Regulamento, fruto deste trabalho, configure-se como relevante e viável na contribuição para a flexibilização e simplificação regulatória de poços e instalações terrestres, bem como amplie a competitividade e impacte em melhorias para o ambiente de negócios nas atividades terrestres.

Na busca de facilitar a exequibilidade da simplificação regulatória, optou-se por avaliar sempre os níveis de risco reais associados à poços e instalações de produção terrestres. Esse direcionamento, além de reduzir o quantitativo de práticas de gestão de 35 para 24, foi tomado com o objetivo de garantir que a implementação, ou não, de quaisquer requisitos seja fundamentada em estudos que garantam a manutenção da integridade e da segurança operacional destes ativos.

Adicionalmente, dada a necessidade de se contemplar o novo cenário de cessão de contratos nos regulamentos, optou-se por propor que minimamente as práticas de gestão diretamente associadas ao gerenciamento do risco sejam auditadas previamente à cessão de contratos e que se gere planos de ação para tratamento corretivo, preventivo e abrangente para as não conformidades identificadas. Dessa forma, pode-se presumir uma transição mais estruturada, garantindo que todas as práticas que impactem diretamente na segurança operacional sejam implementadas e que, por abrangência, as demais práticas sejam também implementadas pelo novo operador.

2. DESCRIÇÃO

Para atender ao seu propósito, o primeiro e importante passo para que a Resolução se fundamente em risco é entender os diferentes cenários aos quais a mesma será aplicada. É importante o entendimento de que, embora a adequação regulatória seja importante para todos, empresas de diferentes tamanhos terão recursos e risco

heterogêneos e o maior desafio consiste em parametrizar essas atividades se tornar um obstáculo ao seguimento.

De forma a segmentar os campos do ambiente onshore com base nos volumes de produção de cada campo, foram inseridos na Minuta de Resolução as definições de Campos de Pequena Produção, Campos de Média Produção e Campos de Grande Produção. Estas classificações foram feitas com base nos dados de produção de todos os campos onshore em 2019:

- a) Campo de Pequena Produção: Campo com produção de óleo inferior a 50 m³/dia e produção de gás natural inferior a 5.000 m³/dia.
- b) Campos de Média Produção: Campos com produção inferior a 100 m³/dia e produção de gás natural inferior a 100.000 m³/dia.
- c) Campos de Grande Produção: Campos com produção de óleo superior a 100 m³/dia ou produção de gás natural superior a 100.000 m³/dia.

Com base nos volumes definidos, dos 284 campos que produziram em 2019, 196 campos foram enquadrados como campos de pequena produção representando 69% da produção, 42 campos foram enquadrados como campos de média produção representando 15% da produção e 46 campos foram enquadradas como campos de grande produção representando 16% da produção. Como representado na Figura 1 a seguir:

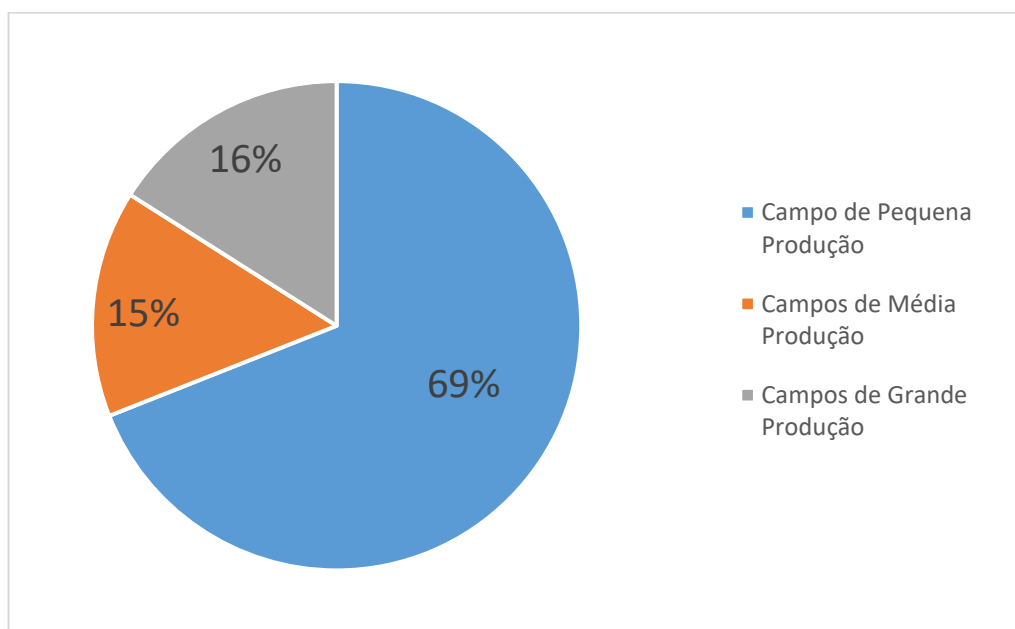


Fig.1 – Classificação de campos onshore conforme produção

Compreendendo que esta classificação irá fundamentar a aplicação da Resolução, que visa direcionar de maneira assertiva as atividades aplicadas a poços e instalações, no conteúdo a seguir será observada a influência desta segmentação.

2.1 Disposições Gerais

Para simplificação, como já explicado anteriormente, não basta reduzir a quantidade de práticas de Gestão, mas também tornar os conceitos e aplicações mais claros e democráticos. A Resolução ANP nº 46/2016 não traz uma definição clara para Elementos Críticos de Segurança Operacional. Objetivando a criação de uma definição unificada de elemento crítico para instalações e poços, foi adotado o conceito base do RT-SGI, instituído pela Resolução ANP nº 02/2010, com adequações na descrição para que poços também sejam contemplados.

De forma a garantir adequação regulatória para campos em diferentes condições, foram estabelecidas exceções de atendimento a este regulamento técnico. O primeiro caso, originário da Resolução ANP 46/2016 traz as práticas de gestão que estão dispensadas para poços cujo fator de risco é consideravelmente baixo, devido ao caráter exploratório, à ausência de injeção e à não urgência.

Foram sugeridas também dispensas para Campos de Pequena Produção cujas facilidades contemplem exclusivamente processos de armazenamento e transferência de petróleo. Nesses casos, uma vez que a produção destes campos é relativamente baixa e as atividades associadas às suas instalações são apenas as mais simples em termos operacionais, entende-se também que o fator de risco associado a elas é muito baixo, portanto, nem todas as práticas de gestão necessitam ser aplicadas.

Por fim, de forma a garantir que o operador terá também a flexibilidade de definir seus níveis aceitáveis de risco, foi dada a possibilidade de dispensa de práticas deste regulamento, desde que devidamente justificadas por análises de risco que atendam aos requisitos supracitados. Entende-se que com isso cada operadora terá mais autonomia para definir o próprio sistema de gestão de segurança operacional. Estas exceções podem ser observadas à seguir:

- a) Instalações e poços marítimos de quaisquer naturezas;
- b) Dutos;
- c) Operador do Contrato que somente possui poços exploratórios terrestres não surgentes em campos não influenciados por injetores. Nestes casos, estão dispensados os seguintes requisitos:
Prática de Gestão nº 2;
Prática de Gestão nº 3;
Prática de Gestão nº 4;
Prática de Gestão nº 5;
Prática de Gestão nº 6;
Prática de Gestão nº 7;
Prática de Gestão nº 9;
Prática de Gestão nº 22;
Prática de Gestão nº 23.
- d) Instalações de Campos de Pequena Produção cujas facilidades contemplem exclusivamente processos de armazenamento e transferência de petróleo. Nestes casos, estão dispensados os seguintes requisitos:
Prática de Gestão nº 2;
Prática de Gestão nº 3;
Prática de Gestão nº 4;
Prática de Gestão nº 5;
Prática de Gestão nº 6;
Prática de Gestão nº 7;
Prática de Gestão nº 11, exceto 11.13;
Prática de Gestão nº 22;
Prática de Gestão nº 23.
- e) Campos com produção de óleo inferior a 150 m³/dia ou produção de gás natural inferior a 20.000 m³/dia estão dispensados do envio da Documentação de Segurança Operacional.
- f) Quaisquer práticas deste regulamento, cuja Análise de Risco e Procedimentos Críticos justifique a não implementação desde que atenda aos seguintes critérios:
 - i. Esteja em conformidade com a Prática de Gestão nº 19 deste regulamento;
 - ii. Seja realizada com base em metodologias reconhecidas de análise de riscos;
 - iii. Seja realizada por equipe multidisciplinar, de forma a contemplar, no mínimo, representantes de todas as disciplinas afetas a este regulamento;
 - iv. Seja realizada por pessoal capacitado e qualificado;
 - v. Considere matriz de risco baseada em normas;
 - vi. Todas as recomendações tenham sido devidamente implementadas.

2.2 Estabelecer as metas de Segurança Operacional, quando aplicável.

O conceito definido no Guia de Seleção de Indicadores Proativos e Reativos do CCPS [1], compreende-se um indicador reativo como:

“Um conjunto retrospectivo de indicadores com base em acidentes ocorridos e que atendem a um limite estabelecido de gravidade.”

Dito isto, considerando as boas práticas associadas a segurança de processos, entende-se que os efeitos de definir uma meta para ocorrência de acidentes pode não gerar resultados positivos associados à cultura de segurança operacional, bem como podem gerar mal entendimento e sugerir a omissão de informações. Portanto, o requisito em questão, herdado da Resolução ANP nº 46/2016, foi reescrito de maneira a trazer esta liberdade ao Operador do Contrato para definição de metas.

Foi estabelecido um ciclo de auditorias um pouco mais longo que aquele pré-definido na Resolução ANP nº 46/2016. Tendo em vista que esta proposta de regulamento passou a considerar instalações e poços terrestres, entende-se como mais coerente aumentar este ciclo, com uma previsão de 3 anos podendo ser prorrogado com aprovação da agência para prazos de até 5 anos.

Utilizando como referência o SGSO (Resolução ANP nº 43/2007), foram estipulados critérios para as primeiras auditorias de novas instalações. Considerando a importância das práticas “nº 10: projeto, construção, instalação” e “nº 18: elementos críticos de segurança operacional” no que tange o conhecimento das instalações e a garantia da segurança operacional, estas práticas passam a ter obrigatoriedade de auditoria antes do início da operação de uma nova instalação.

2.3 Documentação de Entrega de Poço

A Documentação de Entrega de Poço foi reescrita tendo como base o item 8.4 da Resolução ANP nº 46/2016. Foram feitas algumas alterações, para tornar o Well Handover um documento de elaboração mais simples, com uma estrutura objetiva e concisa.

Neste ponto, entendeu-se que a “Vida útil prevista” do Poço é uma informação dispensável à documentação de entrega de poço para a realidade onshore, pois tem pouca aderência a realidade das produtoras independentes terrestres, uma vez que a maior parte dos poços operados por elas foi construído há mais de uma década e muitas vezes não conta com um acervo documental que permita estimar uma previsão para suas operações.

Adicionalmente, considerando que haverá a gestão dos equipamentos e condições operacionais e, consequentemente da integridade dos poços, que será avaliada com base nos dados de fornecedores, testes, monitoramento/inspeção, verificações e procedimentos internos, o operador teria uma fundamentação empírica consolidada para tomada de decisão que representaria um controle assertivo dos seus ativos.

Entende-se que a informação de vida útil seria um dado efêmero a ser considerado, que demandaria dos operadores, que já contam com um quadro enxuto de colaboradores, uma ferramenta de gestão que muitas vezes pode superar o orçamento e acarretar um direcionamento de recursos que representam baixo ganho empresarial.

Além disso, considerando os processos associados à cessão de campos onshore para novas atuantes no mercado, na possibilidade de passagem para um novo concessionário, este dado também não representaria uma ferramenta de decisão, uma vez que o novo operador teria que validar todos os dados fornecidos internamente e não possuindo uma metodologia de definição pelo regulamento se torna uma variável subjetiva, que pode não possuir as mesmas variáveis para um novo operador.

A obrigatoriedade de contemplar a descrição e a função dos elementos de CSB também foi suprimida desde requisito. Visto que o Well Handover é um documento construído com base em referências e por profissional devidamente qualificado, este deve estar em posse destas informações e deve ter pleno conhecimento da descrição e da função dos elementos. Adicionalmente, a Força de Trabalho envolvida no gerenciamento da integridade de poços também deve ter conhecimento amplo dos CSBs dos poços em que trabalham. Desta forma, entende-se que esta informação não gera ganhos significativos quando inserida no documento.

2.4 Garantia da Integridade no Ciclo de Vida do Poço

A produção de petróleo onshore é significativamente menor, em volume e risco, quando comparada a produção offshore, dito isto, a obrigatoriedade de definir um representante para gerenciar exclusivamente as atividades relacionadas ao Gerenciamento da Integridade de Poços na locação seria incompatível.

Esta alteração foi sugerida de forma a contemplar as operações realizadas por produtoras independentes, com baixo contingente operacional. Para empresas de pequeno e médio porte pode ser um desafio ter um profissional exclusivo para gerenciar a integridade de poços, sendo possível, independente do porte da

empresa, que um profissional possa gerenciar a integridade de poços de forma não exclusiva, deste que esteja apto tecnicamente.

Também foi proposto que o requisito que prevê a análise de programado e realizado acontecerá ao longo do ciclo de vida do poço, no entanto, sem que o período específico para tal fosse estipulado. Entende-se que essa avaliação pode ocorrer após o término da operação se tornando um item externo as reuniões diárias. Adicionalmente, a depender do volume de atividades da companhia e da complexidade das suas atividades, as avaliações podem ser realizadas por agrupamento de poços, de forma a enriquecer as discussões.

Não menos importante, foi proposto um texto mais prescritivo para definição dos principais parâmetros monitoráveis, foram definidos objetivamente que pressões de cabeça e anulares são os de maior impacto no gerenciamento da integridade de poços em operação.

2.5 Práticas Operacionais

Algumas práticas operacionais foram revisadas, como a definição do diverter como elemento crítico de poço, apresentado na Resolução ANP nº 46/2016. Uma vez que este equipamento é projetado para impedir o influxo não desejado durante a perfuração offshore, não se aplicaria ao contexto onshore, que na maioria das vezes, esta função é desempenhada pelo BOP e o seu esquema de gavetas que, no geral tem seu arranjo, definido à luz da API RP 53 de acordo com a classe de pressão de trabalho.

Bem como era definida a instalação da DHSV em todos os poços surgentes. Este item não é compatível com o ambiente terrestre, uma vez que para algumas completações de poço que apresentam surgência, seria tecnicamente inviável.

Para os poços que operam com métodos de elevação que têm em sua composição hastes (BCP e BM), a válvula não teria seu pleno funcionamento, já que deverá ser instalada dentro da coluna de produção e para o seu fechamento é necessário que não haja elementos dentro da coluna que impeçam a flapper, entende-se este caso como uma exceção à necessidade de instalação.

Para completações de Bombeio Centrífugo Submerso, embora não haja uma barreira no interior da coluna que impeça o pleno funcionamento da DHSV, quando não equipado com packer, não é formado um envoltório CSB primário, descaracterizando sua função. Em caso de um sinistro, o fluido não teria uma barreira pelo anular A até a cabeça de produção e demais itens do CSB secundário. É importante salientar que completação com packer, consiste em uma decisão técnica que poderia afetar diretamente a produção e o monitoramento das condições de reservatório como operações de sonolog, por exemplo. Sendo assim, esta também é considerada uma exceção à necessidade de instalação.

Para poços produtores de gás com vazão abaixo de 25,5 m³/h, critério de aceitabilidade definido para a taxa de vazamento da DHSV em teste, segundo API RP 14B, a instalação da válvula não seria suficiente para garantir que não haverá vazamento deste poço. Desta forma, por ser uma condição técnica do equipamento, considerando a baixa vazão de gás e o risco operacional neste caso, não se justifica a instalação da válvula.

Para os demais produtores e injetores a instalação deverá feita mediante análise de risco, e caso não seja instalada DHSV deverá ser seguido procedimentos aplicados para tornar o risco ALARP.

3. DISCUSSÕES

É importante entender que a abertura de mercado somente se sustenta em um ambiente que permita que empresas possuam resoluções que estejam em conformidade com o seu desenvolvimento. Isso significa não abrir mão da importante relação entre o controle dos riscos e o gerenciamento econômico.

Como visto ao longo deste trabalho, é significativo para um mercado tão jovem e promissor que todos seus recursos, por vezes limitados, sejam empregados de forma inteligente, sendo tão importante quanto a aplicação os resultados obtidos.

4. CONCLUSÃO

Atualmente as resoluções que orientam essa indústria são estruturadas em normas internacionais, que por sua vez credibilizam o bom trabalho feito pelos órgãos reguladores, mas para o novo cenário que se forma é importante entender que o próximo passo precisa ser dado.

Entender quais os riscos associados as operações e tratar deste ambiente de forma específica, permite que a indústria administre seus risco e governe seus gastos de forma assertiva, oportunizando o investimento em sua produção.

5. REFERENCIAS:

- [1] Guia de Seleção de Indicadores Proativos e Reativos, Version 3.1 – Center for Chemical Process Safety (CCPS).
- [2] PRÊMIO CARO (BA) (ed.). Biblioteca Virtual do CARO. In: Biblioteca Virtual CARO. [S. l.], 14 ago. 2020. Disponível em: <https://cutt.ly/Zd2G1XT>. Acesso em: 29 set. 2021.