

GESTÃO DE INTEGRIDADE E MANUTENÇÃO EM TRANSIÇÃO DE ATIVOS MADUROS

Pablo U. Bartholo¹, Sara F. Lima², Adelci A. de M. Junior³, Antonio P. C. Sant'Anna⁴, Jorge R. de P. Siqueira⁵

SINOPSE

O mercado offshore no setor de óleo gás tem se destacado em projetos para águas profundas e ultra profundas, nas regiões de pré-sal. No entanto, este mercado ainda é composto em sua grande maioria por ativos com mais de 25 anos de produção. Após um determinado tempo de vida operacional, campos maduros passam a não ser mais tão lucrativos para grandes operadoras, dando início a um processo conhecido como desinvestimento. Mediante a um processo de transição de ativos, pequenas operadoras tornam-se proprietárias destes campos, onde é possível operar com custos otimizados e investimentos em produção. Este trabalho apresenta algumas diretrizes para que o processo de transição seja realizado garantindo-se a continuidade operacional através da gestão de integridade e manutenção.

1. INTRODUÇÃO

O mercado de produção de petróleo *offshore* no Brasil, nos últimos dez anos, tem acompanhado um processo de desinvestimento de algumas instalações localizadas em campos maduros, por grandes operadoras. Essas operadoras optam por processos de desinvestimento devido à redução de produção do campo, investimentos em energias renováveis, redução das emissões de dióxido de carbono e exploração de regiões com perfil de produção mais elevado. Um exemplo, é a região do pré-sal, com altas taxas de produção diária. Mesmo com fortes investimentos nessa região, no cenário brasileiro ainda há predominância de campos maduros, com mais de 25 anos de operação, correspondendo a 56% do *mercado offshore* (1-3).

Campos maduros, ao longo do tempo, apresentam uma significativa queda de produção. Por outro lado, os custos operacionais se tornam maiores. Mediante a esta progressão, é atingido um ponto não há mais viabilidade econômica de produção para operadoras de grande porte. No entanto, para operadoras de pequeno porte com custos de operação mais reduzidos e estruturas mais compactas, tais campos maduros são muito atrativos. O desinvestimento de campos maduros, apesar de já ser uma realidade, ainda desafia as partes interessadas no processo em diferentes esferas. Os recentes casos mostram que o processo de transição de ativos é desafiador, abrangendo um enorme escopo de requisitos a serem atendidos no ponto de vista regulatório, e de segurança operacional, em um curto espaço de tempo (4).

Durante as primeiras rodadas no processo de desinvestimento de ativos, as operadoras interessadas possuem um acesso limitado às condições atuais das unidades, assim como seu histórico. Somente após uma operadora ganhar o processo de licitação, são identificados problemas ou características não previstas inicialmente no plano de investimento. Tais condições precisam ser antecipadas, e um plano de metas precisa ser definido para garantir a continuidade da segurança operacional desses ativos após a transição, tratando-se em paralelo todo o passivo herdado neste processo (4).

1 M.Sc. Engenheiro de Materiais – ORIGEM ENERGIA

2 Engenheira Química – TRIDENT ENERGY

3 Engenheiro Ambiental e Segurança do Trabalho – ORIGEM ENERGIA

4 Engenheiro Ambiental e Segurança do Trabalho – SBM OFFSHORE

5 Engenheiro de Petróleo – WELL INTEGRITY BRAZIL

2. HISTÓRICO DAS OPERAÇÕES OFFSHORE NO BRASIL

O primeiro poço de petróleo do Brasil foi perfurado em 1897, por Eugenio Ferreira Camargo, no município de Bofete, estado de São Paulo. O poço atingiu a profundidade final de 488 metros e, relatos da época, dão conta que foi produzido cerca de 0,5 m³.

Em 1938, já sob a Jurisdição do recém-criado Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), inicia-se a perfuração do poço DNPM-163, Lobato, BA, que viria a ser descobridor de petróleo no Brasil, no dia 2 de janeiro de 1939. O poço foi perfurado com uma sonda rotativa e foi encontrado petróleo a uma profundidade de 210 metros. Apesar de ter sido considerado antieconômico, os resultados do poço foram de importância fundamental para o desenvolvimento das atividades petrolíferas.

Em 1953, o Presidente Getúlio Vargas transformou em lei o plano governamental para a exploração do petróleo, com a assinatura da Lei 2.004, instituindo o monopólio do petróleo e estabelecendo as bases da política petrolífera no Brasil. Foi criada, então, a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras. Desde então foram iniciadas as explorações de petróleo, e em 1969 foi realizada a primeira descoberta de petróleo no mar. Em 1997, com a quebra do monopólio e a Criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por meio da Lei 9.478 (Lei do petróleo), o mercado brasileiro abriu suas portas para o capital estrangeiro e muitas empresas se instalaram no país em busca de petróleo.

3. REQUISITOS REGULATÓRIOS

Em 2007, a ANP criou instrumento específico para fiscalização da segurança em plataformas de exploração e produção de petróleo no Brasil, a Portaria 43/07 que instituiu as 17 práticas do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, conhecido como SGSO (1-3).

A base deste regulamento está voltada para a segurança de processo com foco na gestão das operações. Mais recentemente outros dois regulamentos foram criados, o SGIP (Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços) e SGSS (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos) aumentando-se ainda mais o número de requisitos a serem cumpridos pelas empresas de petróleo que operam no Brasil. Implementar um sistema de gestão de Segurança, Saúde e Meio Ambiente (SSMA) em campos de petróleo não se resume apenas aos requisitos exigidos pela ANP, como mostra a Figura 1 (1-3).

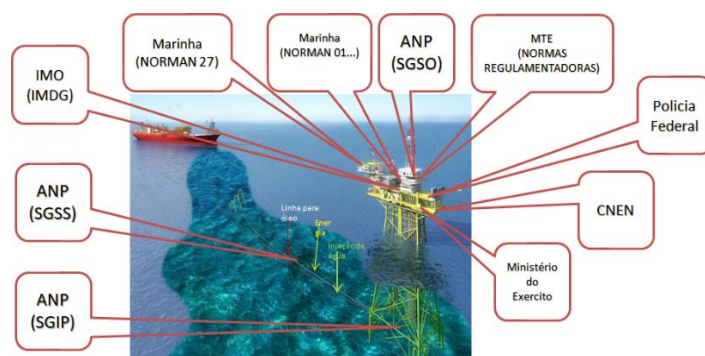


Figura 1: Instrumentos e órgão fiscalizadores das atividades *offshore*.

4. MUDANÇA DE CULTURA

A cultura de segurança é caracterizada pela mentalidade, postura e comportamento de todos os funcionários em relação à segurança no local de trabalho e tem como objetivo fazer com que todos os colaboradores adotem práticas seguras e preventivas. Em ativos em fase de transição, ocorre também a transferência de boa parte da força de trabalho que já se encontra na plataforma. Em geral, apenas alguns membros da liderança da unidade não costumam seguir na operação. Independente da parcela de pessoas mantidas em suas posições durante a transferência de ativos, é notório o impacto da troca da nova empresa operadora na manutenção e desenvolvimento da cultura de segurança em uma plataforma (5).

Esse choque entre culturas de segurança se dá pelos mais variados motivos: troca de um operador nacional por um operador estrangeiro; troca de liderança nacional por liderança estrangeira na plataforma (e vice-versa); empresa entrante se encontra num estágio de cultura diferente da empresa cedente; entre outros motivos. Em geral, durante o processo de aquisição de um campo maduro, as empresas concorrentes centralizam seus esforços em entender a viabilidade econômica do ativo, não se empenham o suficiente para entender o nível de maturidade da cultura de segurança, bem como as condições dos sistemas de segurança (5).

Fica evidente que a força de trabalho tende a se manter na rotina da antiga contratante, agindo em “modo automático”. Independente do grau de maturidade da cultura da nova operadora, esta deve empregar esforços para comunicar seu sistema de gestão e fortalecer a capacidade técnica em segurança operacional de sua força de trabalho (5).

A seguir são necessárias algumas ações para auxiliar na transição / melhoria contínua da empresa:

- i. Estabelecer um plano para transferir imediatamente sua filosofia de segurança ao primeiro momento de acesso a instalação;
- ii. Manter um grupo de trabalho de transição para atuar na implementação, desenvolvimento das políticas de segurança, sendo este grupo composto de integrantes da área de SSMA, Recursos Humanos, Comunicação, Integridade, Operações e Manutenção;
- iii. Estabelecer um programa de engajamento de funcionários para que estes possam sentir-se como uma parte ativa na construção e manutenção da política de segurança da empresa.

É necessário que a força de trabalho esteja envolvida nas auditorias internas, investigações de acidentes e revisão de documentos. Soma-se a este um programa de premiação para reconhecer os funcionários mais engajados.

Fazer com que os funcionários mais antigos da unidade assimilem o novo sistema de gestão, permitirá cortar a ligação com as práticas antigas. Cabe ressaltar que mesmo com todo o aparato e dedicação para a implantação das medidas previamente apresentadas, estabelecer uma cultura de segurança requer tempo e trabalho contínuo. Contudo, é de fundamental importância para a manutenção da segurança operacional da empresa.

5. GESTÃO DE INTEGRIDADE E MANUTENÇÃO

Ativos maduros foram expostos a longos períodos de operação apresentando um elevado grau de desgaste de equipamentos e estruturas. Intempéries, vida útil em estágio final e rotinas de manutenção/inspeção ineficientes podem levar a condições críticas de integridade (6).

De uma maneira geral, as condições de integridade encontradas nessas unidades *offshore* podem ser consideradas como ponto crítico para extensão de vida útil do campo. Equipamentos e estruturas apresentam processos de corrosão externa generalizadas, exigindo campanhas de tratamento e pintura. Rotinas de manutenção são consideradas muitas vezes como grandes passivos, e a antiga operadora suspende as atividades por conta da transição, deixando a responsabilidade da sua execução para a nova operadora (6).

O desafio inicial encontrado consiste em mapear a árvore de equipamentos e suas respectivas rotinas de manutenção. As diferentes operadoras podem possuir o mesmo sistema de *CMMS*, tornando a transição mais simples. Neste caso, o mapeamento supracitado pode ser combinado as ordens de serviço de inspeções e testes. Entretanto, caso os sistemas sejam diferentes, a migração de dados será mais lenta e sujeita a falhas. A presença de suporte do setor de tecnologia de informação (TI) é fundamental nesta fase visando garantir um processo eficiente (6).

O volume de informação a ser absorvido pela nova operadora pode ser maciço e demanda tempo dos profissionais envolvidos nas rotinas de integridade e manutenção para familiarização com o sistema *CMMS*. Para o início da operação, recomenda-se manter os planos vigentes e iniciar o processo de implementação da nova filosofia de acordo paulatinamente (6).

Outro desafio são possíveis diferenças de cultura de manutenção. A nova operadora pode não estar familiarizada com os requisitos regulatórios em vigência no país. Os colaboradores podem ser expatriados e desconhecem os sistemas de gestão de integridade e manutenção desenvolvidos para atendimento ao SGSO e Normas Regulamentadoras (NRs), por exemplo. A nova operadora deverá definir sua filosofia de gestão de integridade e manutenção de equipamentos e deverá desenvolver um sistema de gestão visando atender suas demandas e requisitos regulatórios, otimizando atividades de operação. O sistema de gestão deve ser desenvolvido para um cenário de ativo maduro e deve atender os seguintes requisitos (6):

- Estabelecer os programas de gestão de integridade e manutenção;
- Definir e apresentar processos de gestão de integridade e manutenção alinhados com as boas práticas da indústria, as diretrizes da empresa e as exigências legais;
- Garantir o registro e controle das informações de projeto e engenharia;
- Planejar e desenvolver as atividades e processos de integridade e manutenção;
- Estabelecer diretrizes para a implantação de atividades de inspeções, testes e calibrações;
- Melhorar na gestão das atividades e dos recursos necessários para operar a unidade, mantendo-se a integridade e alta eficiência dos sistemas.

Dentro dos objetivos apresentados, a Figura 2 apresenta como o sistema de gestão deverá priorizar suas atividades rotineiras.

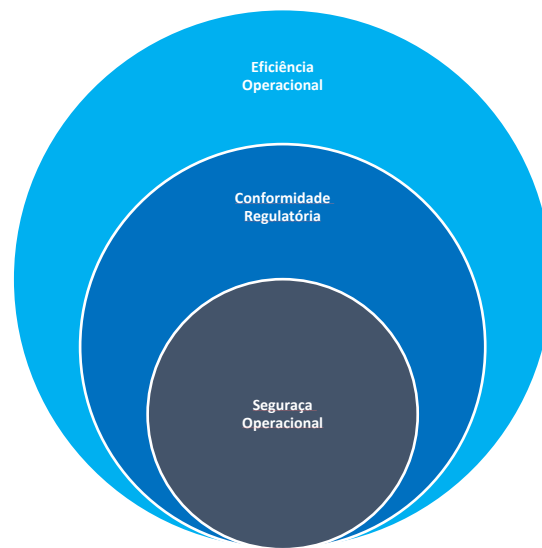


Figura 2: Prioridades do sistema de gestão de integridade e manutenção.

Para o bom funcionamento do sistema de gestão, é indispensável que as disciplinas trabalhem de forma sistemática e integrada, com a participação de todos os colaboradores. A nova operadora deve garantir o relacionamento entre as disciplinas envolvidas nas suas operações por meio da sua estrutura organizacional, a qual arquiteta a maneira como as responsabilidades e atribuições são designadas. Essa estrutura consiste em uma rede de pessoas, definida de acordo com a hierarquia vertical funcional.

O manual do sistema de gestão consiste em um processo sistêmico, constituído pela combinação de padrões e práticas utilizados na nova operadora para implementar suas políticas de gestão nos que compõem as suas unidades de negócio, a fim de garantir a eficiência, eficácia e segurança nas operações, como também a redução dos custos, impactos operacionais e atendimentos aos requerimentos regulatórios. O manual é um sistema que está integrado com os demais sistemas de gestão da empresa, tais como Operações, de SMS, de Produção, dentre outras.

Visando garantir a eficiência do sistema de gestão, devem ser criados programas de inspeção, de acordo com a natureza das suas respectivas disciplinas:

- Guindastes / Sistema de Elevação (*Lifting Gear*);
- Equipamentos Pneumáticos / Equipamentos Hidráulicos;
- Equipamentos Rotativos;
- Supervisório / ICSS;
- Calibração de Instrumentos;
- NR-10 / Serviços Elétricos;
- NR-13 / SPIE;
- Marinha e Estruturas;
- DROPS;
- Monitoramento da Corrosão Interna e Externa;
- Construção e Montagem
- Campanha de Pintura e Preservação.

Os métodos e técnicas definidos no manual visam possibilitar a gestão de integridade e manutenção. Este gerenciamento é realizado de forma alinhada com as políticas da nova operadora e apresenta uma sequência de evolução de técnicas com focos específicos, ou seja, efetividade, eficiência, avaliação e melhoria (ciclo PDCA), como mostra a Figura 3.

As rotinas realizadas dentro de cada programa deverão fornecer, quando aplicável, um relatório com laudo das condições do equipamento ou estrutura. Observações, preocupações, melhorias e ações corretivas podem ser geradas, mesmo com o laudo atestando as condições aptas para operação. Esse conjunto de informações adicionais ao laudo de inspeção são chamadas de Recomendações Técnicas de Inspeção - RTIs.

As criticalidades, assim como os seus respectivos prazos de atendimento, devem ser definidas com base na matriz de risco utilizada pela nova operadora. É importante estabelecer um procedimento para a gestão de recomendações de inspeção, apresentando seu fluxo do processo, desde a sua emissão até o fechamento de uma RTI.

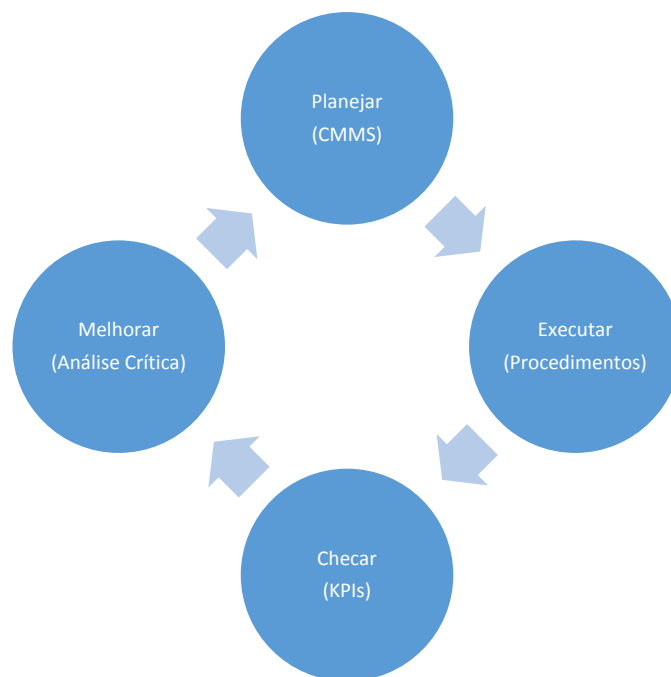


Figura 3: Ciclo PDCA da gestão de integridade e manutenção.

Os indicadores de desempenho do sistema de gestão deverão apontar mensalmente o desempenho de processos considerados como chaves. A seleção dos KPIs é feita anualmente, visando mensurar a contemplação das metas do sistema de gestão e o respeito ao sistema de gestão da nova operadora.

Na implementação do sistema PDCA, a análise crítica consiste no processo de avaliação do sistema de gestão. Os seus resultados devem ser discutidos em reuniões trimestrais. A última reunião trimestral de análise crítica tem como objetivo avaliar o desempenho da gestão no ano em curso. Com base nos resultados desta avaliação serão definidos os objetivos, as metas e os indicadores do ano que se inicia.

A análise de desempenho em gestão é feita com base nas seguintes informações resultantes do ano anterior:

- Resultados de desempenho quanto ao cumprimento dos objetivos, metas e programas de gestão;
- Avaliação dos resultados de auditorias internas e externas;
- Avaliação das contratadas;
- Avaliação da implantação dos planos de ação para o tratamento das não conformidades identificadas, incluindo o acompanhamento de eventuais reclamações e apelações junto a Organismos de Certificação;
- Recomendações visando à melhoria contínua.

Com base nos resultados de desempenho obtidos, deverão ser definidos:

- Objetivos;
- Indicadores de desempenho (KPIs);
- Metas de desempenho para o ano que se inicia;
- Contratadas aprovadas.

Os resultados e ações provenientes das reuniões trimestrais de análise crítica deverão ser registrados em ata de reunião e deverão ser divulgados nos resultados para toda força de trabalho. Ao fim do ano, na última reunião trimestral de análise crítica, o gerente de cada contrato deverá realizar a avaliação de desempenho das empresas contratadas.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os processos de cessão de direitos e obrigações protocolados pelas operadoras na ANP, em síntese, demandam uma análise mais apurada dos processos que implicam em mudança de operadora. Particularmente, ao tratar-se de um novo entrante em um campo na etapa de produção, com instalações em operação.

Nestes casos, a nova operadora deve iniciar ações com um sistema de gestão de segurança operacional consolidado. Devendo ter recebido do cedente, uma série de informações concernentes ao histórico operacional do campo (e das instalações) que estiver assumindo, para que possa dar prosseguimento à gestão do ativo com segurança.

A Tabela 1 apresenta uma listagem de alguns exemplos dos últimos processos de mudança de operador no cenário de óleo e gás, no setor offshore no Brasil.

Tabela 1: Processos de cessão de direitos que implicaram em mudança de operador de contratos.

Contratos	Ambiente	Ano	Cedente	Cessionária
Campo de Frade	Mar	2019	Chevron	PetroRio
Maromba	Mar	2019	Petrobras	<i>BW Energy</i>
Polo Pargo	Mar	2019	Petrobras	Perenco
Polo Pampo e Enchova	Mar	2020	Petrobras	<i>Trident Energy</i>
Campo de Tuburão Martelo	Mar	2020	Dommo	PetroRio

Durante a auditoria realizada por agentes reguladores no Polo Pargo, situações de risco grave e iminente à integridade física e saúde dos trabalhadores foram detectadas, apresentando os seguintes aspectos:

- Desconhecimento por parte do novo operador da criticidade das recomendações de segurança em aberto, provenientes das inspeções de equipamentos realizadas pelo antigo operador;
- Deterioração do sistema de combate a incêndio;
- Ausência de relatório de inspeção de instalações elétricas em áreas classificadas;
- Ausência de plano de manutenção em equipamentos críticos de segurança.

Na ocasião, a ANP identificou as não conformidades impeditivas ao retorno da produção a seguir:

- Falta de identificação, elaboração, controle e treinamento das equipes em procedimentos críticos;
- Falha no controle de disponibilidade e contingenciamento de elementos críticos, mais especificamente falhas no registro de testes em válvulas de shutdown (SDVs) e de blowdown (BDVs);
- Ausência de gestão do novo operador em relação às gestões de mudança criadas pelo antigo operador e que permaneciam em aberto;
- Falha em procedimento de inibição de instrumentos críticos;
- Ausência de relatório de inspeção de proteção passiva contra incêndio e evidência de diversos pontos nos quais a proteção passiva se encontrava degradada e sem contingência implementada;
- Evidências de degradação do sistema de combate a incêndio sem que medidas de controle tenham sido implementadas, tais como: hidrantes desativados e flanges com corrosão acentuada;
- Não foi apresentada medida de controle para válvulas de dilúvio (ADVs) degradadas;
- Foram evidenciados problemas no sistema de drenagem e não foi apresentado qualquer sistemática de teste dos demais pontos;
- Evidências de superaquecimento em bomba de combate a incêndio;
- Evidenciados diversos elementos estruturais com degradação visível, sem que houvesse qualquer relatório estrutural ou medidas contingenciais.

Foi emitida medida cautelar impedindo o retorno às operações, até que a Perenco demonstrasse atendimento às condicionantes estabelecidas pela ANP. Este caso evidenciou a necessidade de acompanhamento mais estreito e antecipado dos processos de cessão de direitos com mudança de operador. Dessa forma, os procedimentos e estratégia de fiscalização passaram a incluir, sempre que necessário, auditorias de segurança operacional durante a fase de transição. Esta medida propicia uma identificação antecipada de situações potencialmente impeditivas à continuidade segura das operações, após a passagem para a nova operadora.

Por conta desse estudo de caso, as agências reguladoras têm exigido a apresentação de evidências da efetiva transferência de informações de segurança operacional, da cedente para o novo operador.

Em geral, os processos de cessão com mudança de operador revelaram necessidade de preparação da gestão de segurança operacional para garantir a continuidade das operações, pelas empresas adquirentes.

7. CONCLUSÕES

Conforme o conteúdo discutido ao decorrer deste trabalho, foi possível destacar alguns pontos de suma importância para novos operadores a serem gerenciados na fase de transição de ativos, tais como:

- Garantia da disponibilidade e a confiabilidade dos elementos críticos de segurança operacional durante todo o processo de transição. É importante garantir que o papel e a função de segurança destes elementos sejam bem compreendidos e que os critérios de garantia de seu desempenho estejam atendidos;
- Criação de meios de gerenciar adequadamente as informações e a documentação relacionada a segurança;
- Comprometimento para fortalecer a capacidade técnica em segurança operacional de sua força de trabalho.

8. REFERÊNCIAS

- [1] [ANP. RESOLUÇÃO ANP Nº 43, DE 6.12.2007](#). Agência **Nacional** de Petróleo (ANP), Rio de Janeiro (2007).
- [2] [ANP. RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL ANP – 2019](#).
- [3] [ANP. Nota técnica. 004/SSM/2016](#).
- [4] ALCIATORE, M., EASTON, P., SPEAR, N. Accounting for the impairment of long-lived assets: Evidence from the petroleum industry. **Journal of Accounting and Economics**. V. 29 (2), 151-172 (2000).
- [5] COX, S. J., CHEYNE, A.J.T. Assessing safety culture in offshore environments. **Safety Science**. V. 34 (1–3), 111-129 (2000).
- [6] Pablo U. Bartholo, Sara F. Lima, Adelci A. de M. Junior, Antonio P. C. Sant’Anna, Gestão da Integridade na Transição de Ativos Offshore, CONAEND (2021).