

Revista Técnica da UNIVERSIDADE PETROBRAS

v. 1, n. 3, jul. 2016

ISSN: 2359-134X



PETROBRAS

EDITORIAL

Os tempos mudam e com eles os desafios a serem enfrentados. E ao mesmo tempo em que as mudanças trazem oportunidades de crescimento, Albert Einstein nos ensina que fazendo a mesma coisa dia após dia, não há que se esperar resultados diferentes.

Daí a importância da criatividade e da constante inovação. Assim, o esforço de recuperação de valor empreendido pela Companhia demandará dos empregados e, em especial, das lideranças o desenvolvimento de conhecimentos, habilidades e atitudes necessárias para atuar em ambientes de elevada complexidade e diversidade, e em constante evolução.

Nesse cenário, a proposta da Revista Técnica da Universidade Petrobras é a de servir de instrumento para o registro e a divulgação do estado da arte das áreas do conhecimento que permeiam as atividades de todo o Sistema Petrobras.

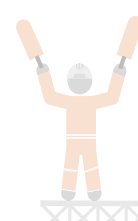
Com isso, queremos estimular a participação dos empregados neste veículo de divulgação das melhores práticas nos diversos segmentos técnicos e de negócios que compõem a indústria do petróleo, de forma a contribuir para a ampla disseminação de competências necessárias ao alcance das metas de sustentabilidade da Companhia.

A RTUP encontra-se disponível em meio digital no Portal Petrobras. Esta edição de número 3 traz seis artigos com relatos de casos de sucesso, melhorias de processos e inovações em algumas de nossas principais áreas de atuação.

Boa Leitura!



Hugo Repsold Júnior
Diretor da Área de Recursos Humanos, SMS e Serviços



Recursos Humanos **Universidade Petrobras**

Gerente
José Alberto Bucheb

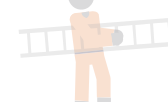


Recursos Educacionais

Gerente Setorial
Rodrigo de Souza Granja

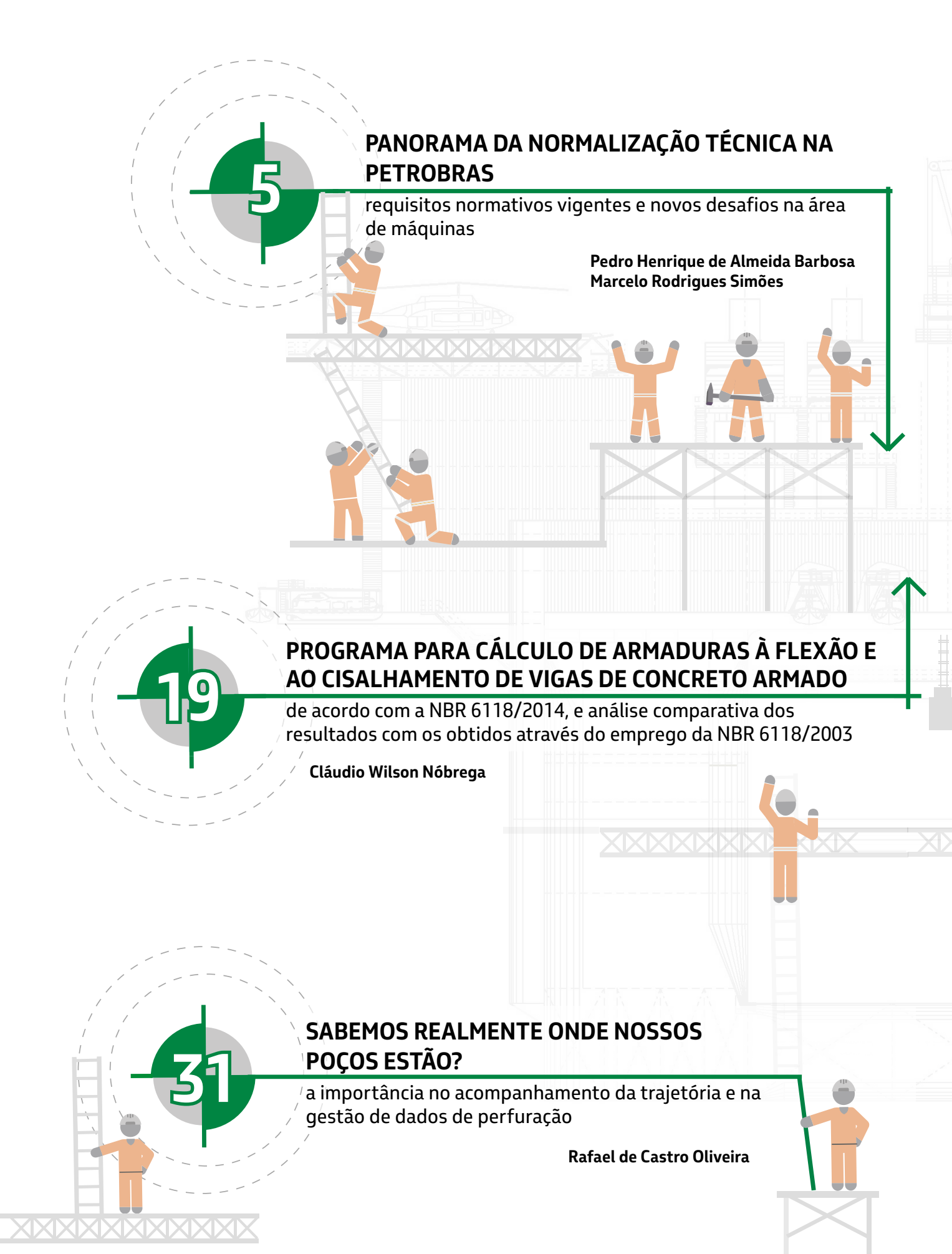
Provimentos de Recursos Técnicos

Coordenador
Thiago Araujo Vale da Silva



Coordenação Editorial / Editora Responsável: Anna Paula Tavares de Araujo. **Editor Assistente/Projeto Gráfico e Editorial:** Claudio Souto Baptista – Hope. **Diagramação e Infografia:** Claudio Souto Baptista – Hope e Fabio Carlos Gomes. **Estagiários:** Alina Rani Costa Soares (Design), Karina Pedroza da Matta (Publicidade), Lorena Bordallo da Rocha Ferreira (Letras), Mariana da Silveira Machado Pereira (Biblioteconomia), Raphael Gomes Peres Cruz (Design).





5

PANORAMA DA NORMALIZAÇÃO TÉCNICA NA PETROBRAS

requisitos normativos vigentes e novos desafios na área de máquinas

Pedro Henrique de Almeida Barbosa
Marcelo Rodrigues Simões

19

PROGRAMA PARA CÁLCULO DE ARMADURAS À FLEXÃO E AO CISALHAMENTO DE VIGAS DE CONCRETO ARMADO

de acordo com a NBR 6118/2014, e análise comparativa dos resultados com os obtidos através do emprego da NBR 6118/2003

Cláudio Wilson Nóbrega

31

SABEMOS REALMENTE ONDE NOSSOS POÇOS ESTÃO?

a importância no acompanhamento da trajetória e na gestão de dados de perfuração

Rafael de Castro Oliveira

SUMÁRIO

A SEGURANÇA CONTRA EXPLOSÕES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS

Estellito Rangel Junior

41

SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROLE DE CORROSÃO EM TOPO DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA

petróleos do pré-sal

Thiago Giovanni Zanoncine
Guilherme Pimentel de Maria da Silva

53

VISITAS INTERNAS

em busca da melhoria contínua

Ricardo Gomes de Castro Junior

69

PANORAMA DA NORMALIZAÇÃO TÉCNICA NA PETROBRAS: requisitos normativos vigentes e novos desafios na área de máquinas

Pedro Henrique de Almeida Barbosa

Marcelo Rodrigues Simões

RESUMO

O presente artigo tem por objetivo apresentar as principais modificações ocorridas nas normas externas adotadas pela área de máquinas da Petrobras, desde a realização do 9º Fórum de Turbomáquinas da Petrobras, ocorrido em agosto de 2013. Dentre outros aspectos, serão abordados os principais avanços tecnológicos, pontos de melhoria, simplificações e inclusões constantes das normas recém publicadas pelo API em relação às suas edições anteriores. Ênfase também será dada pelos autores aos desafios enfrentados pela Petrobras para atualização das suas normas de especificação complementares, critérios de projeto e demais documentos técnicos aplicáveis aos novos projetos.

Palavras-chaves: Normalização. Normas. Máquinas.

The background of the page is a dark blue, abstract composition. It features several overlapping, semi-transparent geometric shapes, primarily triangles and quadrilaterals, which create a sense of depth and movement. Interspersed among these shapes are various numbers, including '16', '13', '12', and '6', rendered in a lighter blue, slightly blurred font. The overall effect is a high-tech, modern aesthetic with a monochromatic color palette.

ABSTRACT

The purpose of this study is to present the main changes occurred in the international standards on rotating equipment adopted by Petrobras, since the completion of the 9th Fórum de Turbomáquinas da Petrobras, held in August 2013. Major technological advancements, improvements, simplifications and additions contained in the last API standards in relation to their previous editions will be addressed. Emphasis will also be given by the authors to the challenges faced by Petrobras during the efforts of keeping updated their own overlay standards, design criteria and other technical documents applicable to new projects.

Keywords: Standardization. Standards. Machinery.

1 INTRODUÇÃO

Por possibilitarem a padronização de componentes, a redução dos custos de produção, a garantia de um nível mínimo da qualidade dos processos fabris e a racionalização da variedade de sobressalentes e procedimentos, as normas de especificação de equipamentos rotativos são de grande importância para a indústria do petróleo, petroquímica e gás natural (BARBOSA; SIMÕES, 2013). Elas também ditam requisitos voltados à segurança e confiabilidade operacional de tais equipamentos, além de regularem o relacionamento técnico entre usuários finais, fornecedores e projetistas, desde as fases do fornecimento anteriores à colocação da compra (tais como nas etapas de elaboração, análise e equalização de propostas técnicas), até as fases mais adiantadas do fornecimento. Os benefícios da sua utilização, contudo, dependem da atualização constante dos seus requisitos frente ao estado-da-arte do que é de fato considerado como prática consagrada e amplamente aceita pela indústria.

Assim, impulsionadas por um ambiente de competitividade acirrada, projetos desafiadores e inovações tecnológicas recorrentes, as normas da área de máquinas são rapidamente levadas à obsolescência quando não submetidas a um processo de revisão sistemática de seus requisitos. Neste sentido, este artigo visa apresentar as principais alterações ocorridas nas normas da área de máquinas utilizadas pela Petrobras nos últimos dois anos. Além de reportar as modificações ocorridas durante este período nas normas das demais entidades externas correlatas ao tema *International Organization for Standardization* (ISO), *National Fire Protection Association* (NFPA) e Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), especial consideração será dada pelos autores às alterações ocorridas nas últimas edições das normas *American Petroleum Institute* (API), particularmente nas normas API-617, API-612 e API-682, dada a grande relevância destas normas para a comunidade de máquinas da companhia.

Os relatos das modificações normativas na área de máquinas anteriores ao período supracitado poderão ser obtidos em consulta ao primeiro artigo publicado pelos autores (BARBOSA; SIMÕES, 2013) da série 'Panorama da normalização técnica na Petrobras', referenciado ao final do artigo.

2 PRINCIPAIS MODIFICAÇÕES NAS NORMAS API

As normas do API são, indubitavelmente, as mais utilizadas por usuários, projetistas e fornecedores ao redor do mundo para a especificação dos equipamentos rotativos aplicados na indústria de óleo e gás. Face à enorme tradição e ao amplo uso de suas normas junto às companhias operadoras e fornecedores, o API é também uma das entidades de normalização de maior importância para a Petrobras.

Dentre as normas externas adotadas pela Petrobras, o acervo de normas do subcomitê em equipamentos mecânicos do API revela-se de grande utilidade para a Subcomissão de Máquinas da Comissão de Normalização Técnica da Petrobras (Contec), particularmente, por permitir que o usuário decida sobre aqueles pontos intencionalmente deixados em aberto nas normas API (os chamados *bullets*). Tais pontos, por não terem uma natureza geral de aplicação, requerem um posicionamento particular do usuário ou informações específicas para o serviço em questão. Neste sentido, é importante ressaltar que o API encoraja os usuários a emitirem as suas próprias normas complementares (*overlay specs*), pois considera que os requisitos constantes das normas API estabelecem, tão somente, um nível mínimo de qualidade e padronização para equipamentos e processos da indústria de óleo e gás.

2.1 API-617 8ª EDIÇÃO - COMPRESSORES CENTRÍFUGOS, AXIAIS E COMPRESSORES-EXPANSORES

Apesar da estrutura básica da norma ter sido preservada com seções distintas para tratar das peculiaridades de cada tipo de compressor, os antigos capítulos da 7ª edição agora são chamados de partes na 8ª edição, seguindo a mesma nomenclatura adotada nas normas ISO.

2.1.1 PARTE 1 - REQUISITOS GERAIS

Dentre algumas pequenas alterações ocorridas nas primeiras duas seções desta parte da norma, destaca-se a introdução de um novo *bullet* sobre a hierarquia dos documentos de compra, que agora deve ser especificada pelo Comprador. Já a seção 3 – *Terms, Definitions, and Abbreviations* foi amplamente revisada. Dentre outras novidades (tal como a criação de uma nova seção com o significado de todas as abreviações utilizadas ao longo do texto da norma), foram inseridas definições para os seguintes termos: *certified point*, *structure/support stiffness and damping*, *moment simulator*, *mounting plate(s)*, *overload*, *slow roll*, *special purpose application* e *supplier*, além da revisão da definição do termo *unit responsibility*. Para compressores centrífugos de múltiplos estágios com partição radial de carcaça, também foram incluídas novas definições para esclarecer as diferenças de significado entre os termos *inner barrel assembly* e *cartridge bundle assembly*.

A seção 4 – *Basic Design* trouxe inúmeras alterações em relação à 7ª edição, dentre as quais se destacam:

- além do ponto de operação normal, a norma agora deixa claro que o Comprador deve especificar todas as demais condições *off-design* que o equipamento será demandado a operar, incluindo-se aí, por exemplo, condições especiais de operação para a realização de testes no campo durante a fase de comissionamento e regeneração de catalisadores da planta;
- criado novo requisito para garantir que cada seção do compressor será capaz de operar em uma condição de sobrecarga (*overload condition*), equivalente a, no mínimo, 115% da condição nominal (*rated condition*);
- na nova revisão da norma não há mais o critério de projeto que exigia vida útil mínima de 20 anos e, ao menos, 5 anos de operação ininterrupta para o equipamento e seus auxiliares. Agora o Comprador deve especificar tais informações, da forma que melhor lhe convier;
- criado novo item que exige que o equipamento seja projetado para operar simultaneamente na condição de pressão máxima de trabalho admissível (PMTA) e *trip speed* sem sofrer danos, independentemente da potência do acionador;
- nesta nova edição, os flanges das conexões principais e auxiliares do compressor podem seguir tanto as normas aplicáveis da *American Society of Mechanical Engineers* (ASME) quanto a norma ISO 7005;
- a norma tornou mandatória a realização de uma análise lateral de todo o conjunto (*train lateral analysis*) para máquinas que empregam acoplamentos rígidos;
- o *Unbalance Rotor Response Verification Test* (URT) agora é requerido pela norma apenas para os casos onde a primeira crítica for menor que 127% da rotação máxima contínua ou, para os demais casos, se especificado pelo Comprador. Além disso, caso não sejam observados picos bem definidos de resposta ao desbalanceamento durante o URT,

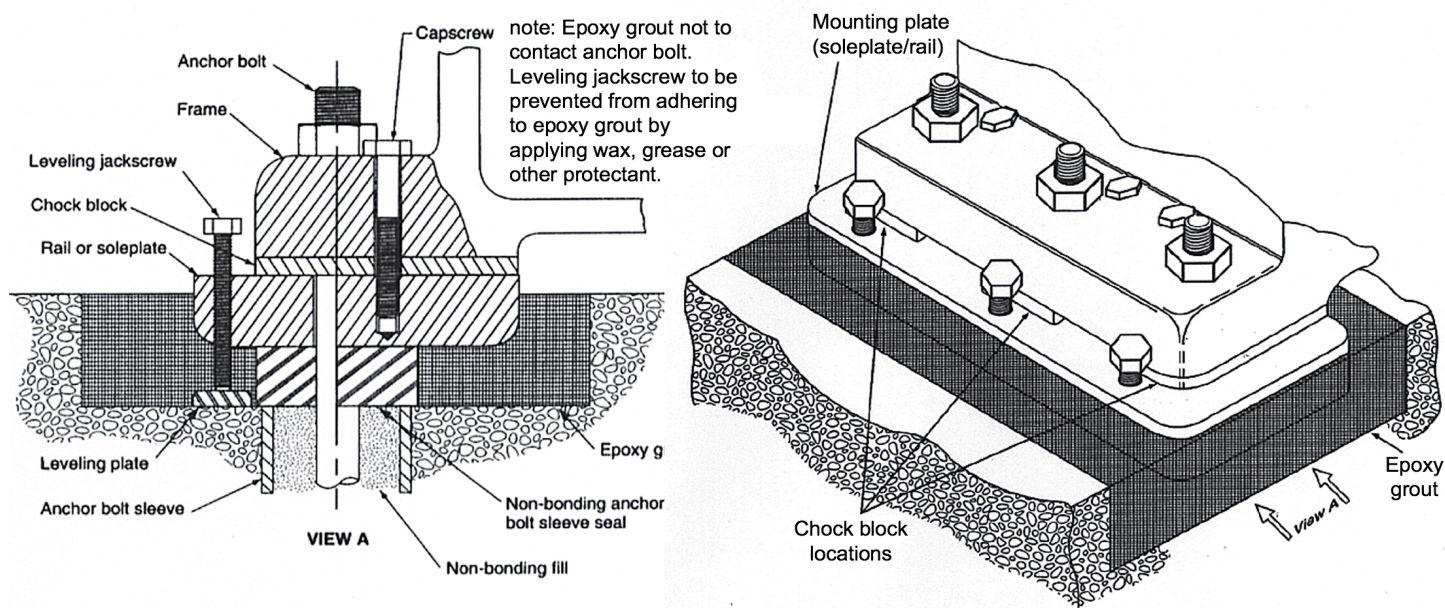
as velocidades críticas deverão ser identificadas como sendo as obtidas do relatório de análise lateral;

- na seção de análise torcional, foram criados novos itens que endereçam requisitos específicos adicionais para a análise de conjuntos de máquinas dotados de acionamento de velocidade variável (*variable frequency drive* -VFD) e para a análise transiente de curto circuito de conjuntos de máquinas dotadas de geradores (ou motores) elétricos;
- uma nova subseção foi criada para agrupar todos os itens referentes ao procedimento de execução do balanceamento na rotação de trabalho, quando este tipo de balanceamento for especificado pelo Comprador;
- na subseção de selos a gás, novos itens foram criados, destacando-se a exigência para que o Fornecedor informe os limites de rotação que deverão ser observados durante a operação (giro lento, desaceleração da máquina, sobrevelocidade, etc.), a fim de evitar danos aos selos.

Dentre as revisões apresentadas na seção 5, destacam-se:

- criado novo item para que o Comprador especifique, se assim desejar, uma calha de coleta de drenagem em todo o perímetro da base metálica do compressor;
- o Comprador deve agora especificar o fabricante e o tipo específico de *graute epóxi* a ser utilizado no campo, para que o Fornecedor aplique um *primer* compatível na base metálica da máquina. Os detalhes do *primer* utilizado deverão ser informados pelo Fornecedor;
- a norma agora exige que as bases metálicas das máquinas a serem grauteadas no campo sejam fornecidas com furos de acesso para enchimento com *graute* e com furos de *vent*;
- os detalhes típicos de montagem do compressor na sua base civil são apresentados agora de forma mais clara, em uma única figura que ilustra tridimensionalmente a configuração de equipamentos montados em *soleplate* (Figura 1). Contudo, não há na nova edição da norma figura equivalente para equipamentos montados em *baseplate*;
- o Comprador agora deve especificar se os

Figura 1 – Arranjo típico de montagem de um compressor em soleplate.



Fonte: AMERICAN, 2014b, p. 71.

controles e instrumentos locais deverão ser projetados para instalação coberta ou ao tempo;

- criado novo item para que o Comprador informe quais normas deverão ser aplicadas aos controles da máquina;
- criados dois novos itens opcionais a serem incluídos no escopo do Fornecedor, se especificado: válvula *anti-surge* e os resultados da simulação da resposta transiente do sistema *anti-surge*.

Nas demais seções desta parte da norma, destacam-se as seguintes alterações:

- agora, salvo se acordado o contrário, o testemunho dos testes de performance e de funcionamento mecânico na fábrica demandam uma confirmação por escrito do Fornecedor de que a máquina já foi testada preliminarmente com sucesso;
- o Fornecedor deve agora manter por, no mínimo, 20 anos os dados da máquina (certificados e especificações de compra de materiais, dados de testes, registros dos tratamentos térmicos, resultados de inspeções de controle de qualidade, reparos, etc.). Antes, a norma requeria 5 anos;
- criado novo item para correção da viscosidade do óleo da bancada durante o *Mechanical Running Test*, caso o Fornecedor não disponha na fábrica do óleo especificado para a máquina;
- na subseção de testes opcionais, novos itens foram criados caso o Comprador decida pela realização de um teste de performance do compressor no campo;
- o item que requer que o Fornecedor informe o vazamento pelo tambor de balanceamento agora se tornou um item opcional na norma;
- foram criados dois novos anexos normativos contendo os requisitos mínimos que devem ser obedecidos para a elaboração dos relatórios das análises lateral, de estabilidade e torcional;

- criado novo anexo com requisitos complementares para máquinas com mancais magnéticos;
- criados ainda três novos anexos informativos, a saber: recomendações para sistemas *anti-surge*, padrão típico para tabulação de propostas técnicas de compressores e discussões sobre os testes dinâmicos opcionais disponíveis para compressores centrífugos.

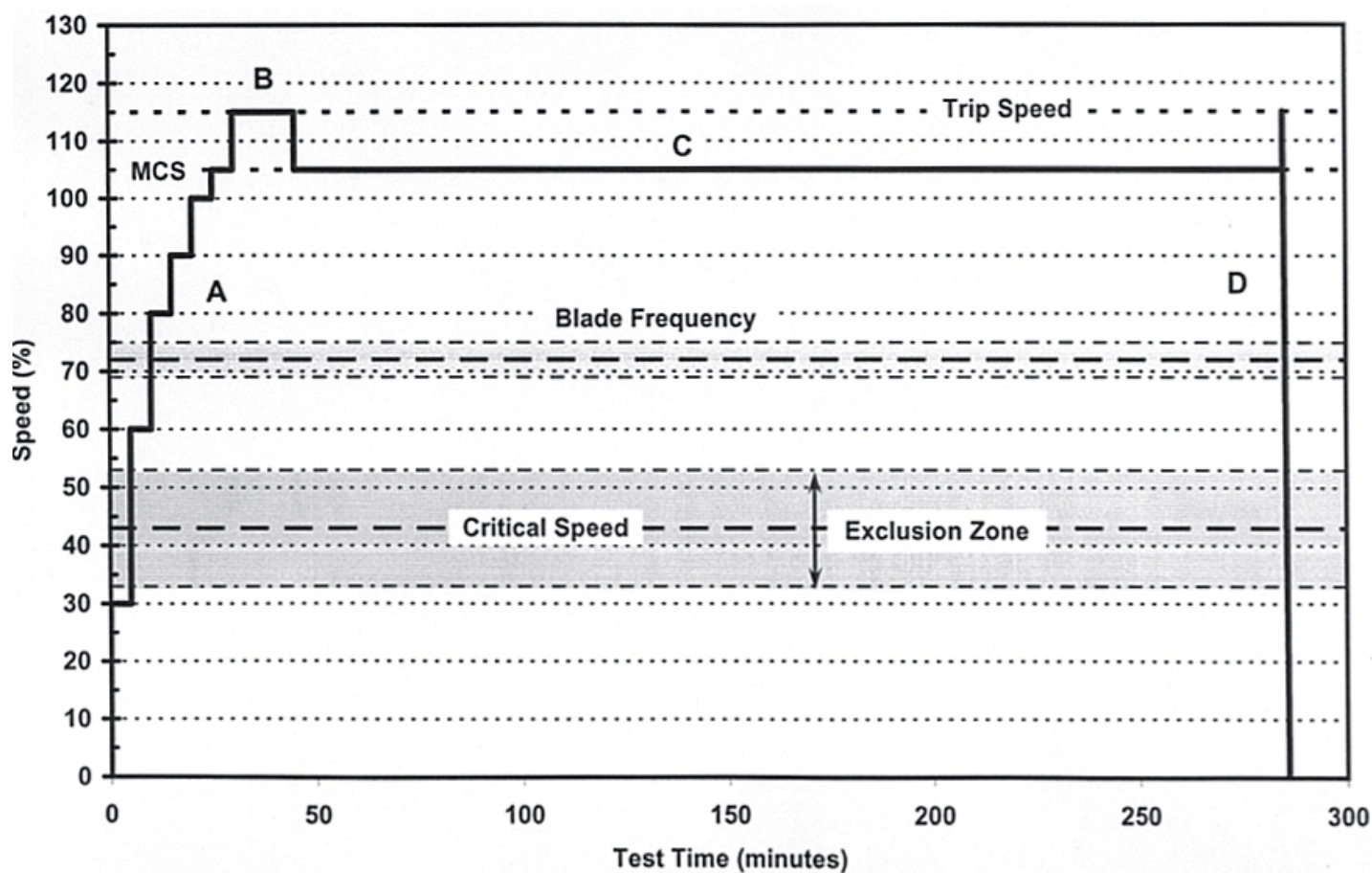
2.1.2 PARTE 2 - COMPRESSORES CENTRÍFUGOS E AXIAIS DO TIPO 'NON-INTEGRALLY GEARED'

Dentre as poucas alterações ocorridas nesta parte da API-617, destacam-se:

- muitos requisitos que figuravam nesta parte da norma foram agora movidos para a Parte 1, estendendo sua abrangência para os demais tipos de compressores cobertos pela API-617;
- são mandatórios agora os itens que demandam purga externa e sistema de controle com posicionador e indicador local da posição, para compressores dotados de pás-guia ajustáveis de entrada (AIGVs);
- incluída variação de carga como parâmetro adicional a ser considerado no dimensionamento de mancais de escora hidrodinâmicos;
- salvo especificação contrária do Comprador, os mancais de escora hidrodinâmicos agora devem ter lubrificação direta;
- na seção de inspeções e testes, criado novo item opcional para que, durante o movimento retilíneo de rotação (*mechanical running test* - MRT), os valores de pressão e temperatura do óleo sejam variados ao longo de suas faixas permitidas de operação;

- incluída nova figura na norma para ilustrar as variações de rotação da máquina ao longo de todo o MRT (conforme Figura 2);
- criado novo item que requer que, durante o MRT, o rotor reserva de compressores axiais seja testado com o conjunto reserva de pás-guia do estator, sempre que este conjunto sobressalente for fornecido juntamente com a máquina;

Figura 2 – Ilustração gráfica do MRT de um compressor centrífugo ou axial.



Fonte: AMERICAN, 2014b, p. 174.

- criado novo item opcional para levantamento da linha de surge ou de linhas de rotação adicionais durante o teste de performance de compressores com rotação variável;
- criado novo item opcional para que os selos secos a gás sejam removidos do compressor antes do embarque, se assim for especificado pelo Comprador.

2.1.3 PARTE 3 – COMPRESSORES CENTRÍFUGOS DO TIPO 'INTEGRALLY GEARED'

Similarmente à Parte 2, poucas alterações ocorreram nesta parte da API-617. Destaque para:

- criado novo item nesta parte da norma que permite o uso de óleo lubrificante ISO VG 46, caso seja aprovado pelo Comprador;
- criados dois novos itens que evocam requisitos da Parte 1 da norma para reparos na carcaça e inspeção de materiais de partes pressurizadas;
- agora, o Fornecedor é demandado a informar as forças e momentos admissíveis apenas dos bocais principais de processo da máquina interligados às conexões do usuário. Caso o Fornecedor não informe as cargas nos bocais, estas não deverão ser menores que os valores constantes da norma NEMA SM 23;
- inserido novo item que demanda a análise lateral para cada eixo do compressor. Para o *bull gear*, tal análise consiste apenas na realização do mapa de velocidades críticas não amortecidas;
- retirado o item que exigia que os mancais fossem projetados de forma a impedir a sua instalação incorreta (sentido reverso, por exemplo);
- retirado da norma o requisito opcional que exigia que os mancais radiais do tipo *tilting pads* fossem providos de insertos em aço endurecido, caso assim fosse especificado pelo Comprador;
- a variação de carga foi incluída como um parâmetro adicional a ser considerado no dimensionamento de mancais de escora hidrodinâmicos, nos mesmos moldes que a API-617;
- criado novo item para que o Comprador especifique o tipo de selo a ser fornecido e todas as suas condições de operação aplicáveis.

2.1.4 PARTE 4 – COMPRESSORES – EXPANSORES

- incluído novo item na norma que demanda que o tratamento dos impelidores de alumínio por anodização (ou outros métodos aprovados), caso o Comprador indique a presença de traços de mercúrio no gás;
- incluído novo item na norma para recaia sobre o Comprador a responsabilidade por garantir que as válvulas de alívio fornecidas sejam compatíveis com a PMTA da carcaça, caso estas sejam de fornecimento de terceiros;
- agora, durante o teste de excitação do impelidor (*Wheel Shaker Test*), a frequência natural medida deve desviar em, no máximo, $\pm 5\%$ da frequência prevista durante a análise;
- incluído novo anexo com a especificação dos materiais típicos para os principais componentes.

2.2. API-612 7ª EDIÇÃO – TURBINAS A VAPOR DE USO ESPECIAL

Dentre as várias modificações incorporadas na 7ª edição da norma API-612 em relação à 6ª edição, destacam-se os seguintes pontos:

- agora não há mais o critério de projeto que exigia vida útil mínima de 20 anos e, ao menos, 5 anos de operação ininterrupta para o equipamento e seus auxiliares. O Comprador deve especificar tais informações;
- criado novo requisito que demanda a previsão de olhais (ou pontos) de içamento para todos os itens de manutenção da turbina com massa igual ou superior a 20kg. Olhais roscados só são permitidos para tampas das caixas de mancal e componentes internos, onde a adoção de outro dispositivo de elevação for impraticável;

- agora são estabelecidos critérios adicionais para o cálculo de dimensionamento da carcaça, destacando-se que no projeto das partes pressurizadas pode ser utilizado o método de elementos finitos, desde que respeitados os limites de tensão da Div. 2 do ASME Seção VIII;
- a norma agora requer que seja instalada na tubulação de exausto uma válvula de alívio entre cada conexão e a válvula de bloqueio do exausto, visando prevenir sobrepressão e possível ruptura da carcaça. Ela ainda estabelece que as válvulas de alívio devam ser fornecidas pelo Fornecedor da turbina;
- a nova edição estabelece que o exausto de turbinas condensantes deva ser capaz de operar em um curto período a 150°C;
- agora não é mais permitida a utilização de conexões rosqueadas na carcaça;
- na nova edição são previstas, se especificado, conexões com válvulas na carcaça para injeção de gás inerte, para preservação em longos períodos de parada;
- criado novo item para que a carcaça do exausto de turbinas condensantes seja projetada com aberturas para inspeção das palhetas e acesso para manutenção na região do exausto;
- criado novo item para que os componentes no trajeto do vapor (bocais de injeção, palhetas, diafragmas, etc.) de turbinas que operam com vapor saturado sejam fabricados em materiais resistentes à erosão ou com revestimentos apropriados;
- há agora uma nova subseção na norma com requisitos de inspeção de materiais das partes pressurizadas, definindo os critérios a serem seguidos para cada tipo de inspeção/reparo e estabelecendo que o Comprador deva ser notificado antes da execução de um reparo relevante nas regiões pressurizadas;
- a norma agora estabelece que os conjuntos rotativos devam ser do tipo integral, fabricados a partir de uma peça forjada. Rotores montados no eixo podem ser utilizados para velocidades da extremidade da palheta menores do que 250m/s ou se a temperatura de entrada do vapor no estágio for inferior a 440°C, desde que aprovado pelo Comprador (antes a aprovação do Comprador era requerida apenas quando a velocidade de extremidade de palheta fosse maior que 250m/s, ou a quando a temperatura de entrada de vapor no estágio fosse superior a 440°C);
- a norma agora requer que o conjunto rotativo seja projetado com um anel defletor integral entre o mancal e a selagem, de modo a prevenir a entrada de umidade no mancal;
- a norma agora requer que o fabricante da turbina, juntamente com o Fornecedor do equipamento acionado, estabeleça o valor máximo de torque transiente no eixo durante a partida, operação normal e quando em condição de falha. Todos os componentes (acoplamentos, elementos de montagem do cubo, etc.) devem ser adequados para, no mínimo, 115% deste valor;
- na subseção da norma referente às palhetas, além da introdução de novos itens que tratam de aspectos construtivos, foi criado um novo item que demanda que o projeto das palhetas considere uma margem de separação mínima de 10% entre seus modos naturais de vibração e as frequências de excitação;
- a nova revisão da API-612 tornou mandatória a realização de uma análise lateral de todo o conjunto (*Train Lateral Analysis*) para máquinas que empregam acoplamentos rígidos;
- agora, caso não sejam observados picos bem definidos de resposta ao desbalanceamento durante o *Unbalance Rotor Response Verification Test* (URT), as velocidades críticas deverão ser identificadas como sendo as mesmas obtidas do relatório de análise lateral;
- uma nova subseção foi criada para agrupar todos os itens referentes ao procedimento de execução do balanceamento na rotação de trabalho, quando este tipo de balanceamento for especificado pelo Comprador;
- introduzido novo item opcional na norma que faculta ao Comprador a especificação de mancais magnéticos. Neste caso, o projeto dos mancais magnéticos deve ser acordado entre o Fornecedor da turbina e o Comprador;
- criado novo item que demanda que o projeto dos mancais radiais e de escora considere a operação da máquina na rotação de trabalho

do *turning gear* e em curtos períodos de rotação reversa, sem danos ao metal patente;

- a norma agora permite que as selagens externas e interestágios da turbina sejam feitas por labirintos substituíveis, selos tipo escova, ou a combinação de ambos. Na 6ª edição, apenas labirintos substituíveis eram permitidos;
- foram acrescentados novos alarmes para falhas no governador e para falha no engate do dispositivo de giro lento durante a parada da máquina;
- de acordo com a nova edição da API-612, qualquer falha do governador que possa resultar em um controle de velocidade instável ou operação insegura deve iniciar uma parada da turbina;
- agora, a norma requer que a tubulação auxiliar da máquina seja fornecida com *spools* e conexões flangeadas que permitam a manutenção e a retirada de toda a turbina. Além disso, a norma agora requer o *by-pass* dos mancais e, quando aplicável, da selagem durante execução do *flushing* do sistema de óleo;
- retirado o item da norma que exigia que as caixas de engrenagens fossem fornecidas conforme API-613;
- na 7ª edição foram feitas alterações em diversos requisitos relativos aos aspectos construtivos das bases de montagem como, por exemplo, no item que agora estabelece que vazamentos dos componentes da turbina montados sobre a base devam ser contidos no *baseplate* e removidos através de conexões de drenagem a serem instaladas em seus pontos baixos;
- criada uma nova seção na norma com requisitos para o fornecimento opcional de um enclausuramento que atenda às exigências de proteção acústica, intempéries ou segurança contra incêndio do Comprador;
- os ensaios de radiografia, ultrassom, partículas magnéticas e líquido penetrante seguem agora os procedimentos da *American Society for Testing and Materials* (ASTM) ao invés do código ASME, anteriormente adotado na 6ª edição;

- agora, durante a realização do MRT da turbina, a temperatura do óleo de controle e de lubrificação deve ser mantida por, no mínimo, 30 minutos, em um valor correspondente à viscosidade mínima admissível do óleo e por, no mínimo, 30 minutos, em um valor correspondente à viscosidade máxima admissível do óleo. Sob ambas as condições, deve ser medida a vibração do eixo, verificando principalmente eventuais instabilidades no filme de óleo;
- a 7ª edição acrescenta mais alguns itens a serem tratados na reunião de início do fornecimento, como: escopo e detalhes da análise de vibração e critérios de aceitação para inspeção e testes;
- a 7ª edição requer que a proposta técnica inclua desenhos detalhados dos pontos de içamento (com dimensões e carga). Além disso, a norma agora obriga o Fornecedor a informar os pesos e dimensões que reflitam o real equipamento proposto, caso sejam entregues documentos típicos (como desenhos, diagramas e listas) em sua proposta;
- a norma agora requer que o Fornecedor apresente na proposta uma lista das peças com os preços dos itens sobressalentes capitais, assim como dos sobressalentes recomendados para a partida e manutenção durante a operação;
- a 7ª edição estabelece que a proposta técnica deva apresentar claramente os desvios às especificações do Comprador;
- retirado da norma o anexo que tratava dos arranjos típicos dos sistemas de alarme e desarme, sendo agora remetido o assunto ao API-670;
- por fim, foram criados ainda três novos anexos na norma contendo, respectivamente, um procedimento normativo para cálculo da velocidade alcançada pelo rotor em desarme por sobrevelocidade, os diversos arranjos típicos de montagem da base metálica e os materiais tipicamente usados para os diversos componentes de uma turbina de uso especial.

2.3 API-682 4ª EDIÇÃO – SISTEMAS DE SELAGEM PARA BOMBAS CENTRÍFUGAS E ROTATIVAS

A 4ª edição da norma API 682 trouxe inúmeras modificações em relação à sua edição anterior. A seguir, segue um breve extrato dos principais pontos de alteração da norma:

- muitos dos requisitos normativos de projeto constantes da 3ª edição foram considerados excessivamente restritivos, minimizando o uso de outras soluções consagradas de projeto igualmente satisfatórias (HUEBNER; BUCK; AZIBERT, 2014). Tais requisitos foram convertidos em requisitos *default*, reconhecendo assim a possibilidade de adoção de outras opções disponíveis no mercado;
- na 3ª edição, a construção dos selos Tipos A e Tipo B definia que seus elementos flexíveis eram montados na sede rotativa, enquanto que os elementos flexíveis dos selos Tipo C eram montados na sede estacionária. Agora, não há mais esta distinção na norma;
- a norma agora permite que o Fornecedor ofereça uma solução de projeto que combine, em um mesmo cartucho, dois tipos distintos de selo;
- criada nova tabela com as folgas mínimas entre os componentes rotativos e estacionários do selo;
- agora, a 4ª edição da norma estabelece que, independentemente da categoria do selo, o material de uma das faces de selagem deverá ser em carbetto de silício, cabendo ao Comprador/Fornecedor do selo apenas a decisão pelo método de fabricação empregado (SSSiC ou RBSiC). Já o material da outra face de selagem deverá ser em carbono de alta qualidade, com tratamento contra corrosão química e redução de desgaste, exceto para aqueles serviços abrasivos, viscosos ou em altas pressões, nos quais pode ser necessário

o uso de materiais duros nas duas faces de selagem (carbetto de silício versus carbetto de silício ou outra combinação aprovada pelo Comprador);

- na nova revisão da norma, os requisitos que tratam das características de projeto dos selos conforme Categoria 3 foram incorporados à Categoria 2, restando agora como diferenças entre eles apenas aspectos relacionados aos testes, qualificação dos selos e documentação requerida;
- a norma agora estabelece requisitos de autonomia mínima de 28 dias para os acumuladores de bexiga, ao definir volumes mínimos para estes componentes em função do diâmetro do eixo;
- a codificação dos selos foi amplamente revista, contendo agora elementos da antiga codificação de cinco dígitos utilizada pelo API-610, conforme apresentado na Tabela 1.
- a nova edição da norma propõe agora uma metodologia que direciona a seleção do plano de selagem também em função da toxicidade do fluido bombeado e não somente de suas propriedades físicas;
- o Plano 65 para coleta de líquido oriundo do vazamento de selos agora possui volume mínimo e opção para medição periódica de vazamento;
- além de abolir o uso de chaves e indicadores nos planos de selagem existentes (sendo agora especificados transmissores), a 4ª edição apresenta também os novos planos de selagem 03, 55, 65A, 65B, 66A, 66B e 99, atendendo assim a demanda dos usuários.

3 REVISÕES RECENTES EM OUTRAS NORMAS EXTERNAS APLICÁVEIS

A norma API-673, que trata sobre ventiladores centrífugos aplicados à indústria de óleo e gás, foi recentemente revisada, passando a vigorar a sua 3ª edição desde dezembro de 2014. Em linhas gerais, além de ampliar o seu escopo para

ventiladores com diferenciais de pressão para até 130 polegadas de coluna de água equivalente (anteriormente, o seu escopo cobria diferenciais de pressão até 100 polegadas), a norma API-673 apresenta agora um *bullet* para que o Comprador indique se o ventilador em questão é um equipamento de uso geral ou especial. Assim, caso o Comprador indique que a especificação de um ventilador de uso especial, os requisitos complementares para este tipo de equipamento, localizados ao final de cada seção da norma, tornam-se aplicáveis. Merece breve menção também a revisão recente da norma API-670, que trata dos sistemas de proteção e monitoramento de máquinas. Sua 5ª edição está em vigor desde novembro de 2014.

Já no âmbito da ISO, destaque deve ser dado à recém-publicada norma ISO/ASME 14414, que trata da avaliação energética de sistemas de bombeio. Dentre as novidades trazidas com a publicação desta norma, destaca-se a introdução do conceito de potência destrutiva (ou potência parasítica, conforme assim mencionado em seu Anexo G), conceito este que foi primeiramente desenvolvido por especialistas da Petrobras tomando por base a interação observada entre a energia aportada e o nível global de vibração de algumas bombas de nossas refinarias dotadas de dispositivos de variação de rotação.

Dentre as normas da associação norte-americana de proteção contra incêndio, as normas NFPA 20 e NFPA 37 que tratam dos requisitos aplicáveis, respectivamente, às bombas de combate a incêndio e aos seus acionadores (motores de combustão e turbinas a gás), também sofreram revisão recente. A NFPA 20 foi revisada em 2013 enquanto que a NFPA 37 foi revisada em 2015.

Por fim, no âmbito da ABNT, cabe ressaltar o recente trabalho desenvolvido pela Comissão de Estudos em Sistemas e Equipamentos de Processo (CB-50/CE6) no sentido de se promover a elaboração de uma norma brasileira sobre instalação e comissionamento de máquinas. Tomando por base o texto da norma Petrobras que versava sobre o assunto, a ABNT convocou os especialistas da indústria a participar da elaboração da norma NBR 16315, tendo sua primeira edição publicada ao final de 2014.

4 NOVOS DESAFIOS E PRÓXIMOS PASSOS

Com a entrada em vigor das normas acima, a Subcomissão de Normalização Técnica em Máquinas (SC-11) planejou a reativação de diversos grupos de trabalho para atualização do acervo de normas da Petrobras. É o caso, por exemplo, do GT-11-10, responsável pela revisão da N-2626,

Tabela 1 – Exemplo da nova codificação API para selos mecânicos.

SEAL			DESIGN OPTIONS			SIZE	PLANS
Category	Arrangement	Type	Containment device	Gasket material	Face material	Shaft Size mm	Piping Plan
1	1	A	P	F	O	050	11

Fonte: AMERICAN, 2014e, p. 142.

norma esta que complementa a norma API-617. O mesmo ocorre com o GT-11-12, responsável pela revisão da norma N-2627, complementar à API-612. Já para o caso da API-682, a SC-11 decidiu por criar uma nova norma de procedimento técnico (na companhia chamada de Norma Técnica Petrobras - NTP) sobre o assunto, visto que são cada vez mais recorrentes os casos onde a falta de uma padronização complementar aos requisitos previstos na norma API-682 tem trazido consequências danosas para os novos projetos. Antecipando-se à publicação da nova edição da API-614 (que deve ocorrer no segundo semestre de 2016), a SC-11 também autorizou recentemente a criação do GT-11-20, responsável pela elaboração de uma nova NTP que versará sobre o assunto.

Paralelamente aos esforços de atualização do acervo de normas da Contec, os critérios de projeto de máquinas adotados para as unidades do Abastecimento e demais instalações *on-shore* da Petrobras (intitulados de *Machinery Design Criteria*) também estão passando atualmente por um grande processo de revisão, dado o atual estágio de obsolescência de vários de seus requisitos, redigidos originalmente em 2005.

Importante registrar ainda iniciativa em curso pela Companhia que visa aumentar o nível de padronização em fornecimentos futuros de compressores centrífugos. Neste artigo, estão sendo analisados os desvios típicos dos fornecedores cadastrados às normas Petrobras e externas aplicáveis, a fim de se padronizar o posicionamento técnico da Petrobras para estes desvios.

5 CONCLUSÃO

Na indústria de óleo e gás, o investimento em atividades de normalização técnica deve ser encarado como um meio eficaz na busca pela redução dos custos de produção, mantendo ainda um nível mínimo de qualidade requerida do produto final e de seus processos associados. Neste sentido, a participação ativa do corpo técnico da Petrobras nos diversos fóruns externos de normalização tem se mostrado de grande valia aos interesses estratégicos da companhia, visto que tem sido cada vez mais recorrente a busca por padrões internacionais de especificação em nossos projetos (BARBOSA; SIMÕES, 2013).

Este artigo apresentou as principais alterações ocorridas nas normas da área de máquinas utilizadas pela Petrobras nos últimos dois anos. Muitas destas modificações decorrem das contribuições técnicas de nossos representantes em entidades de normalização renomadas, como o API, a ISO e a ABNT, e são fundamentadas no conteúdo das normas do acervo da Contec. Tal fato decorre do amplo conhecimento do valor agregado de nossas normas complementares pelas demais empresas usuárias, projetistas e fornecedores destes equipamentos.

A fim de se consolidar a maturidade técnica da nossa companhia na área de máquinas e de se perenizar a disseminação deste conhecimento para as gerações futuras, é importante ressaltar a necessidade de buscarmos a posição de protagonista no cenário internacional de normalização, através do maior envolvimento e da atuação sistemática do nosso corpo técnico nos *task forces* revisores das normas e nos encontros periódicos de normalização do API, assim como nos demais fóruns externos de discussão sob o tema.

6 REFERÊNCIAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API Standard 612**: petroleum, petrochemical, and natural gas industries: steam turbines: special-purpose applications. 7th. ed. Washington, D.C., 2014a.

_____. **API Standard 617**: axial and centrifugal compressors and expander-compressors. 8th. ed. Washington, D.C., 2014b.

_____. **API Standard 670**: machinery protection systems. 5th. ed. Washington, D.C., 2014c.

_____. **API Standard 673**: centrifugal fans for petroleum, chemical, and gas industry services. 3rd. Ed. Washington, D.C., 2014d.

_____. **API Standard 682**: pumps: shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps. 4th. ed. Washington, D.C., 2014e.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16315**: instalação e comissionamento de máquinas. Rio de Janeiro, 2014.

BARBOSA, P. H. A.; SIMÕES, M. R. Panorama da normalização técnica na Petrobras: um relato das atividades, normas vigentes e atuações externas na área de máquinas. In: Fórum de TURBOMÁQUINAS DA PETROBRAS, 9., 2013, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Petrobras, 2013.

HUEBNER, M. B.; BUCK, G. S.; AZIBERT, H. V. Advancements in mechanical sealing: API 682. In: Turbomachinery, 43., Pump Users Symposia, 30., 2014, Houston. **Proceedings...** 4th. ed. Houston, 2014.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER. **ISO/ASME 14414:2015**: pump system energy assessment. Genebra: ISO, 2015.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. **NFPA 20**: standard for the installation of stationary pumps for fire protection. Quincy, 2013.

_____. **NFPA 37**: standard for the installation and use of stationary combustion engines and gas turbines. Quincy, 2015.



Pedro Henrique de Almeida Barbosa

Graduação (1998) em Engenharia Mecânica pela UFRJ. Licenciatura (2000) em Matemática pela UCB. Mestrado (2000) em Engenharia Mecânica pela COPPE/UFRJ. Petrobras. ENG-RLE/PROJEN/EEQT – Rio de Janeiro, RJ – E-mail: pedrohenrique@petrobras.com.br



Marcelo Rodrigues Simões

Graduação (1999) em Engenharia Mecânica pela UERJ. Mestrado (2009) em Engenharia Mecânica pela COPPE/UFRJ. Petrobras. CENPES/EB-AB-G&E/AEDC – Rio de Janeiro, RJ – E-mail: mrsimoes@petrobras.com.br

PROGRAMA PARA CÁLCULO DE ARMADURAS À FLEXÃO E AO CISALHAMENTO DE VIGAS DE CONCRETO

ARMADO: de acordo com a NBR 6118/2014, e análise comparativa dos resultados com os obtidos através do emprego da NBR 6118/2003

Cláudio Wilson Nóbrega



RESUMO

Este trabalho consiste na elaboração de um programa de dimensionamento, em Excel, que calcula as armaduras de tração e de compressão na flexão, e a armadura de cisalhamento, em vigas de seção retangular de concreto armado, de acordo com a recente Norma NBR 6118/2014. É realizada uma análise comparativa dos resultados com os obtidos através do emprego da NBR 6118/2003. O trabalho também analisa os impactos gerados nos cálculos pelos procedimentos prescritos na nova Norma, no que se refere ao dimensionamento de vigas e lajes. Sabe-se que os grandes programas comerciais calculam integralmente a estrutura de uma edificação, não sendo, porém, de uso prático para uma verificação expedita de uma viga, laje ou de parte de estrutura. A situação é semelhante para o caso de dimensionamento de peças isoladas ou de pequenas estruturas ou, ainda, para o caso de fiscalização de projetos. Estas atividades são comuns na Petrobras e na indústria em geral. O trabalho está calcado na experiência pessoal e corporativa do autor, na área de projetos estruturais em concreto armado, e na sua atividade acadêmica, internamente e externamente à Petrobras. O programa de cálculo pode ser disponibilizado, livremente, pelo autor.

Palavras-chaves: Programa. Armaduras. Vigas. Concreto. NBR 6118/2014.

ABSTRACT

This article consists of the development of a sizing program in Excel, which calculates the tension and compression reinforcement in bending and shear reinforcement, in beams of rectangular section of reinforced concrete, according to recent NBR 6118 / 2014. It performed a comparative analysis of results with those obtained through the use of NBR 6118/2003. This work also analyzes the impacts generated by the calculation procedures prescribed by the new standard, related to the beams and slabs sizing. It is known that large commercial programs integrally calculate the structure of a building, but it is not, however, practical use for a prompt verification of a beam, slab or structure part. This calculation includes cases of isolated elements, small structures or the activities involving projects inspection. These activities are common in Petrobras and industry in general. This article was based in corporate and personal experience of the author in structural projects in reinforced concrete, and in his academic activity, both internally and externally to Petrobras. The calculation program can be provided freely by the author.

Keywords: Program. Reinforcement. Beams. Concrete. NBR 6118/2014.

1 INTRODUÇÃO

A elaboração do presente programa envolveu um trabalho de pesquisa da NBR 6118/2014 e de bibliografia de concreto armado, em especial Santos (2014) e Carvalho (2013). O principal objetivo era a criação de um programa de dimensionamento abrangente e prático, porém com uma interface bastante amigável. A sua utilização é muito simples e não requer o domínio do software Excel.

A elaboração do trabalho implicou em um longo período de testes e contemplou variadas condições de uso e limitrofes, fato que propiciou um aperfeiçoamento continuado do programa.

Uma versão do programa foi elaborada com base na Norma anterior, a NBR 6118/2003, de modo a propiciar uma comparação entre os resultados obtidos com o emprego daquela e da atual Norma, para concretos com $f_{ck} \leq 50$ MPa. Esta análise restringe-se ao dimensionamento das armaduras de flexão, já que os conceitos para o dimensionamento ao cisalhamento mantiveram-se inalterados na Norma de 2014.

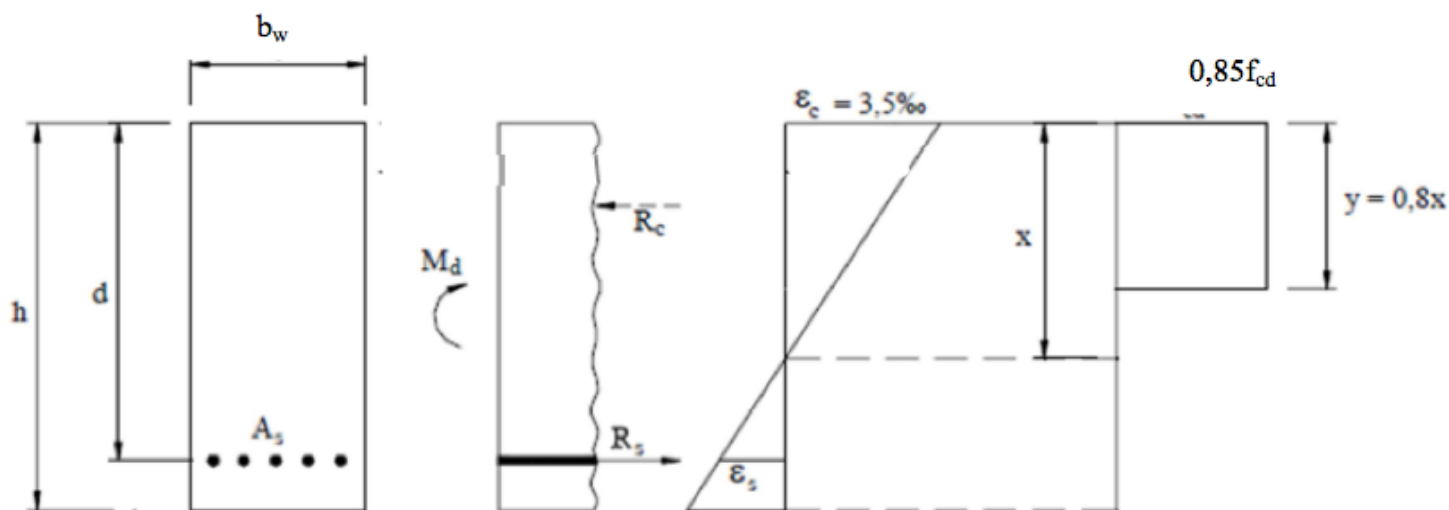
No caso de concretos com $f_{ck} > 50$ MPa, destaca-se a variabilidade de alguns parâmetros, em função do f_{ck} , a ser observada no dimensionamento à flexão, comparativamente ao procedimento anterior.

2 DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA

2.1 FLEXÃO SIMPLES NORMAL

Considerando a seção transversal da viga representada na Figura 1, submetida ao esforço de flexão simples normal, são apresentadas, a seguir, as principais formulações utilizadas no programa.

Figura 1 – Viga submetida à flexão simples normal.



Fonte: PINHEIRO, 2007.

2.1.1 FÓRMULAS ADIMENSIONAIS

Por serem mais convenientes, as fórmulas adimensionais foram as usadas no programa.

- equação de M_d

$$\frac{M_d}{b_w \cdot d^2 \cdot f_{cd}} = 0,68 \cdot \frac{x}{d} - 0,272 \cdot \frac{x^2}{d^2} \quad (1)$$

Denominando $\frac{M_d}{b_w \cdot d^2 \cdot f_{cd}} = K_{md}$ e $\frac{x}{d} = K_x$,

a equação anterior torna-se:

$$K_{md} = 0,68 \cdot K_x - 0,272 \cdot K_x^2 \quad (2)$$

- expressão do braço de alavanca z

$$\frac{z}{d} = \frac{d - 0,4 \cdot x}{d} = 1 - 0,4 \cdot \frac{x}{d} \quad (3)$$

Chamando $z/d = K_z$ e sendo $K_x = x/d$, obtém-se:

$$K_z = 1 - 0,4 \cdot K_x \quad (4)$$

- cálculo da área necessária de armadura (A_s)

$$A_s = \frac{M_d}{K_z \cdot d \cdot f_{yd}} \quad (5)$$

- verificação do domínio de trabalho da peça

$$K_x = \frac{\epsilon_c}{\epsilon_c + \epsilon_s} \quad (6)$$

Para o aço CA-50, tem-se:

- para $K_x < 0,259 \rightarrow$ domínio 2
- para $0,259 < K_x < 0,628 \rightarrow$ domínio 3

2.1.2 CÁLCULO DE SEÇÕES COM ARMADURA DUPLA

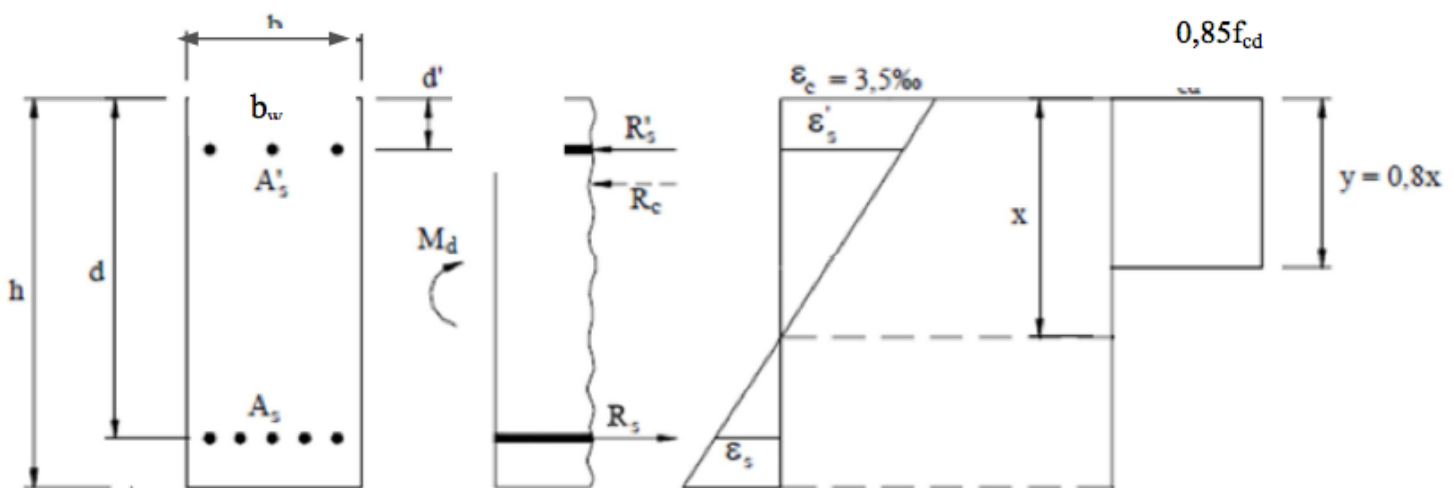
Considerando a figura 2, obtém-se:

- equação de A_s

$$A_s = \frac{M_{dL}}{K_{zL} \cdot d \cdot f_{yd}} + \frac{M_{d1}}{(d - d') \cdot f_{yd}} \quad (7)$$

sendo $M_d = M_{dL} + M_{d1}$

Figura 2 – Viga submetida à flexão simples normal com armadura dupla.



Fonte: PINHEIRO, 2007.

- equação de A'_s

$$A'_s = \frac{M_{d1}}{(d - d') \cdot f'_s} \quad (8)$$

- determinação de f'_s (tensão de escoamento no aço comprimido)

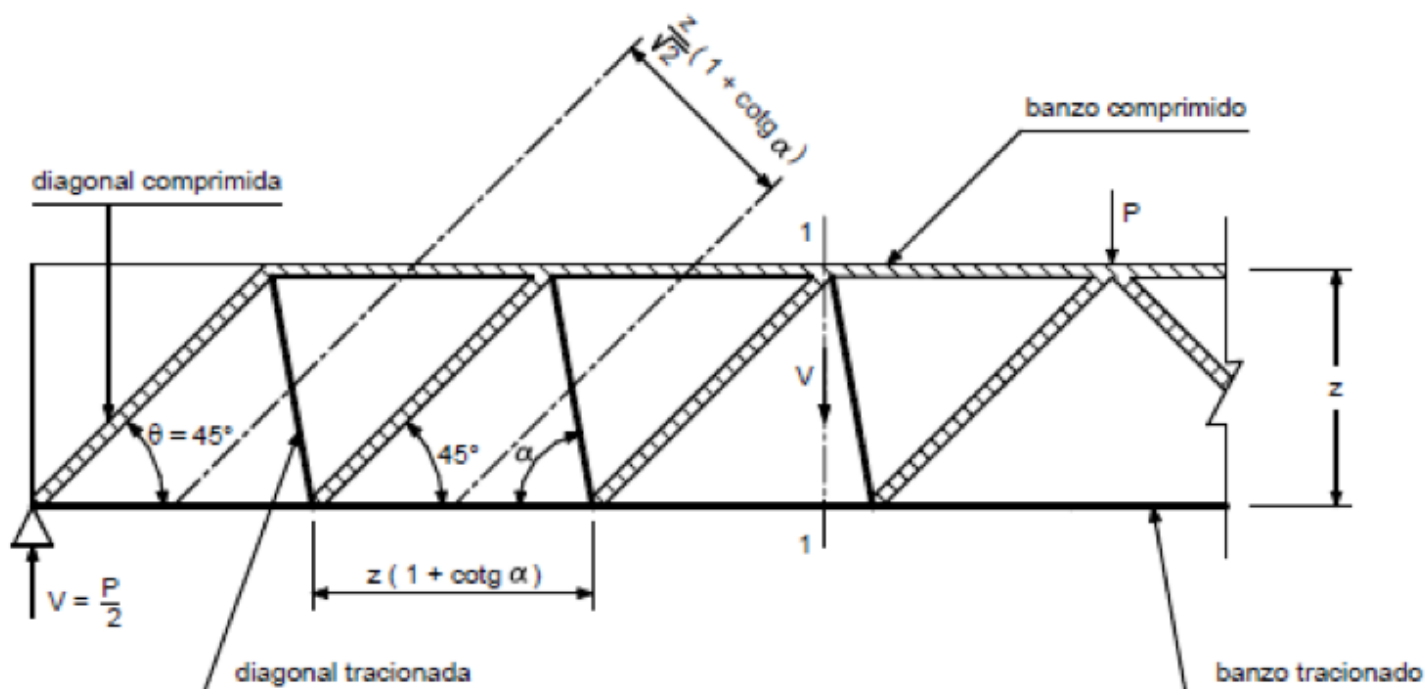
$$\text{sendo } \epsilon'_s = \frac{0,0035 (x_L - d'_c)}{x_L}, \quad (9)$$

Determina-se f'_s no diagrama $\sigma \times \epsilon$ do aço. Para o aço CA-50, $\epsilon'_{yd} = 0,00207$.

2.2 CISALHAMENTO

Para o cisalhamento, foi adotado o modelo I de cálculo, prescrito pela NBR 6118/2014 e esquematizado na Figura 3. Neste modelo, é adotada a denominada treliça clássica, com ângulo de inclinação das diagonais comprimidas (θ) fixo em 45° , associada a uma força cortante adicional V_c , proporcionada por mecanismos complementares ao de treliça.

Figura 3 - Treliça clássica de Mörsch com diagonais comprimidas a 45° .



Fonte: BASTOS, 2008.

A seguir, é apresentada a formulação empregada no programa.

2.2.1 VERIFICAÇÃO DA COMPRESSÃO NA BIELA

$$V_{Sd} \leq V_{Rd2}, \quad (10)$$

sendo $V_{Sd} = 1,4 V$

$$V_{Rd2} = 0,27 \cdot \alpha_v \cdot f_{cd} \cdot b_w \cdot d \quad (11)$$

$$\alpha_v = (1 - f_{ck} / 250) \quad (12)$$

b_w e d são a base e a altura útil da seção, respectivamente, tomando-se $d = z/0,9$.

2.2.2 CÁLCULO DA ARMADURA TRANSVERSAL COM ESTRIBOS VERTICAIS

$$V_{Sd} \leq V_{Rd3} = V_c + V_{sw} \quad (13)$$

$$V_{Rd3} = V_{Sd} \quad (14)$$

$$f_{ctd} = 0,15 \cdot f_{ck}^{2/3} \quad (15)$$

$$V_c = 0,6 \cdot f_{ctd} \cdot b_w \cdot d \quad (16)$$

$$V_{sw} = V_{Rd3} - V_c \quad (17)$$

$$A_{sw} = V_{sw} / 0,9 \cdot f_{yd} \cdot d \quad (18)$$

3 UTILIZAÇÃO DO PROGRAMA

Ao final deste trabalho, apresentam-se as três páginas que compõem o programa (a página de utilização é somente a primeira), mostrando um exemplo de cálculo com o emprego de armadura dupla.

Na primeira página também são informados os parâmetros adotados, o modo de uso e as limitações a serem observadas na sua utilização.

Na Entrada de Dados devem ser fornecidos os esforços solicitantes de cálculo, atuantes na seção em estudo da viga (momento fletor M_{Sd} e força cortante V_{Sd}), a resistência adotada para o concreto (para as classes C15 a C50), a seção transversal adotada inicialmente para a viga (b_w e h), e os valores iniciais das distâncias do centro de gravidade das armaduras às respectivas bordas (d'_t e d'_c). O aço adotado para as armaduras é o CA-50, que é o mais empregado no Brasil.

Com os dados preenchidos, o programa calcula e informa, nos Resultados, a área necessária da armadura de tração e da armadura de compressão, se requerida, devidas à flexão, e a área necessária da armadura de estribos, devida ao cisalhamento, para vigas de seção retangular de concreto armado.

Além disso, são indicadas as quantidades equivalentes de barras, para as diferentes bitolas. Para o cisalhamento, são indicados as bitolas de estribos e os espaçamentos equivalentes.

O programa também informa o domínio de deformação da seção da viga (2 ou 3).

Após a obtenção das armaduras para a primeira seção transversal adotada, pode-se refinar e otimizar o cálculo, introduzindo novas seções transversais, o que é útil inclusive nos trabalhos de análise e fiscalização de projetos.

O programa também checa a observância e adota as prescrições da NBR 6118/2014 quanto ao detalhamento de vigas.

Destacam-se os seguintes avisos de inconformidade e de condição inadequada para a execução, que são mostrados nos Resultados, quando aplicáveis:

- $A_s + A'_s \approx 4\% A_c$;
- biela não passa;
- espaçamento de estribos < 5 cm;
- verificar adoção de estribos múltiplos;
- $b_w \geq 5d$;
- $b_w < 10$ cm;
- $f_{ck} > 50$ MPa;
- $x_{lim} \leq d'$.

4 ANÁLISE COMPARATIVA COM A NBR 6118/2003

Através de uma versão anterior do programa, baseada na NBR 6118/2003, pôde-se realizar análises comparativas entre aquela Norma e a atual. Foi possível observar, tomando como exemplo o aço CA-50, que para valores de $K_x = x/d$ entre 0,450 e 0,628 (parte final do domínio 3), ocorre, em relação à Norma anterior, uma redução na armadura de tração ao mesmo tempo em que surge a necessidade de armadura de compressão. Verifica-se que tal se deve ao maior braço de alavanca (aço-aço) com o qual parte do momento solicitante é equilibrado (comparativamente ao braço de alavanca único concreto-aço, do cálculo à armadura simples segundo a Norma anterior). A armadura total passa a ser um pouco maior do que no cálculo antigo, o que é justificado pela maior ductilidade conferida à viga na rotura.

Depreende-se, dessa nova situação, uma possível tendência no sentido de um dimensionamento com emprego de pequena armadura de compressão,

em geral com um valor mínimo para A'_s próximo a 2 ferros de 6,3 mm (menor bitola atual para o CA-50), de modo a tirar proveito da armadura normalmente utilizada como porta-estribo. Desse modo, estar-se-ia quebrando o paradigma de se procurar adotar, ao menos inicialmente, a armadura simples, com a consequente seção maior de concreto, passando a obter-se vigas com menores seções e, portanto, mais leves. Observa-se que a NBR 6118/14 não limita inferiormente o diâmetro da armadura de compressão em vigas.

Outro aspecto a ressaltar, nessa análise comparativa, refere-se ao fato de os novos valores-limite para $K_x = x/d$ (0,450 para $f_{ck} \leq 50$ MPa e 0,350 para $f_{ck} > 50$ MPa), para vigas e lajes, a partir dos quais passa a ser indicada a adoção de armadura de compressão são, como esperado, menores que os valores-limite entre os domínios 3 e 4 para todos os tipos de aço (CA-25, CA-50 e CA-60), conforme se transcreve a seguir:

- CA-25: $K_{x34} = 0,771$;
- CA-50: $K_{x34} = 0,628$;
- CA-60: $K_{x34} = 0,585$.

Constata-se, como consequência desse fato, uma simplificação na construção das tabelas e programas de dimensionamento.

No caso de concretos com $f_{ck} > 50$ MPa, destacam-se os novos valores para os parâmetros α_c e λ , relativos ao efeito Rüschi e à profundidade do diagrama retangular de tensões, respectivamente, a serem utilizados no dimensionamento à flexão, em função do f_{ck} .

Finalmente, menciona-se a sensível redução nos valores da armadura mínima de tração na flexão, proporcionada por uma revisão no método de cálculo, para concretos com f_{ck} entre 30 e 50 MPa, com percentuais variando de 13 até 28%, respectivamente.

5 CONCLUSÕES

A versatilidade inerente aos programas em Excel favorece um estudo comparativo entre seções estudadas e, conseqüentemente, uma maior otimização dos cálculos, de forma a se obter um dimensionamento econômico. As aplicações incluem cálculos parciais de verificação, envolvendo vigas de uma edificação existente, assim como trabalhos de análise e fiscalização de projetos, dimensionamento de pequenas estruturas ou reforço de vigas.

Além de calcular a área necessária das armaduras de tração e de compressão na flexão, são indicadas as quantidades equivalentes de barras, para as diferentes bitolas comercializadas.

Para o cisalhamento, é calculada a área necessária da armadura de estribos e indicados as bitolas e espaçamentos equivalentes.

Comparativamente com a versão anterior da Norma, observa-se que o dimensionamento à flexão não se torna significativamente antieconômico, pois ocorre uma redução na armadura de tração na parte final do domínio 3, ao passo em que se torna necessária, porém, a armadura de compressão. A armadura total passa a ser um pouco maior do que no cálculo antigo.

Este procedimento é justificável, por propiciar vigas mais dúcteis, e por poder proporcionar vigas com menores alturas e, portanto, com menores pesos próprios.

Constata-se, também, uma simplificação nas tabelas e programas de dimensionamento à flexão de vigas e lajes, propiciada pelo novo procedimento de dimensionamento, em que os limites para a adoção de armadura simples passam a ser independentes do tipo de aço empregado.

Menciona-se, por fim, a redução considerável nos valores da armadura mínima de tração na flexão, para concretos com f_{ck} entre 30 e 50 MPa, com percentuais variando de 13 até 28%, respectivamente.

APÊNDICE

Figura 1 – AV3 – Programa para cálculo de armaduras.

AV3 - PROGRAMA PARA CÁLCULO DE ARMADURAS, À FLEXÃO SIMPLES NORMAL E AO CISALHAMENTO, DE VIGAS RETANGULARES DE CONCRETO ARMADO, DE ACORDO COM A NBR 6118 / 2014			
Cláudio Wilson Nóbrega Prof. Engº Civil Estrutural, M.Sc.			
Os valores adotados, interpretações dos resultados, conclusões obtidas ou alterações efetuadas são de inteira responsabilidade dos usuários do programa disponibilizado. Ao autor não cabe nenhum dever legal, responsabilidade, compromisso ou garantia pelo seu uso.			
Parâmetros Adotados: Aço CA 50; bitolas de 6,3 a 25 mm; concretos de C15 a C50; $\gamma_c = 1,4$; $\gamma_s = 1,15$; $x/d \leq 0,45$; modelo I para cálculo ao cisalhamento, com emprego apenas de estribos verticais; bitola máxima e espaçamento máximo de estribos e seus ramos, armadura mínima de tração e armadura máxima total, segundo a NBR 6118/2014. Atentar para as condições-limite da Norma, que diferem as vigas das lajes e das vigas-parede, de acordo com o vão. Nos Resultados, as bitolas das barras e estribos são dadas em mm e os espaçamentos em cm; na escolha das bitolas, verificar o espaçamento mínimo entre as barras das armaduras, o cobrimento nominal e o limite para a concentração das armaduras em seu centro de gravidade, de acordo com a NBR 6118/2014.			
ENTRADA DE DADOS		RESULTADOS	
VIGA Nº	V02		
M_{sd}	25,00 tf.m	250,00 KN.m	
V_{sd}	20,00 tf	200,00 KN	
f_{ok}	30,00 MPa		
Aço CA	50		
b_w	16,00 cm		
h	45,00 cm		
d'_t (ref. a A_s)	7,70 cm		
d'_o (ref. a $A's$)	5,10 cm		
Seção Transversal Ilustrativa			
		A_s 18,31 cm² Domínio 3 Barras Equivalentes	
		4	Φ 25
		5	Φ 22
		6	Φ 20
		9	Φ 16
		15	Φ 12,5
		23	Φ 10
		36	Φ 8
		59	Φ 6,3
		$A's$ 9,30 cm² Barras Equivalentes	
		2	Φ 25
		3	Φ 20
		5	Φ 16
		8	Φ 12,5
		12	Φ 10
		19	Φ 8
		30	Φ 6,3
		A_{sw} 10,15 cm²/m Estribos Equivalentes de 2 Ramos	
		Φ 6,3	c 6,0
		Φ 8	c 9,5
		Φ 10	c 15,5

SUBROTINA																																								
fck	300,00	Kgf/cm²	bw	0,160 m																																				
Msd	25,00	tf.m	h	0,450 m																																				
fcd	2142,86	tf/cm²	d't	0,077 m																																				
fyd	4,35	tf/cm²	d'c	0,051 m																																				
d	0,373	m																																						
Kmd	0,524		fctk,sup	3,77 MPa																																				
Kx	#NÚM!		Md,min	1,63 tf.m																																				
Kz	#NÚM!		Kmd,min	0,034																																				
x	#NÚM!	m	Kx,mim	0,051																																				
z	#NÚM!	m	Kz,mim	0,980																																				
			As,min,i	1,02 cm²																																				
			As,min	1,08 cm²																																				
Msd L	11,97	tf.m																																						
Msd1 = Msd-Msd L	13,03	tf.m																																						
kmd L	0,251																																							
εc1	3,5 ‰	0,0035																																						
eyd	2,07 ‰	0,00207																																						
Es	2.100,00	tf/cm²																																						
Kx L	0,450																																							
Kz L	0,820																																							
x L	0,168	m																																						
z L	0,306	m																																						
ε's	0,0024366																																							
σ'sd	4,35	tf/cm²																																						
A'si	9,30	cm²																																						
Asi	18,31	cm²																																						
A's	9,30	cm²																																						
As	18,31	cm²	As+A's	3,84 % Ac																																				
<table><tr><td>0,5</td><td>93,410</td><td>5</td><td>93</td></tr><tr><td>0,63</td><td>58,681</td><td>6,3</td><td>59</td></tr><tr><td>0,8</td><td>36,398</td><td>8</td><td>36</td></tr><tr><td>1</td><td>23,323</td><td>10</td><td>23</td></tr><tr><td>1,25</td><td>14,921</td><td>12,5</td><td>15</td></tr><tr><td>1,6</td><td>9,104</td><td>16</td><td>9</td></tr><tr><td>2</td><td>5,827</td><td>20</td><td>6</td></tr><tr><td>2,2</td><td>4,817</td><td>22</td><td>5</td></tr><tr><td>2,5</td><td>3,730</td><td>25</td><td>4</td></tr></table>				0,5	93,410	5	93	0,63	58,681	6,3	59	0,8	36,398	8	36	1	23,323	10	23	1,25	14,921	12,5	15	1,6	9,104	16	9	2	5,827	20	6	2,2	4,817	22	5	2,5	3,730	25	4	quant As
0,5	93,410	5	93																																					
0,63	58,681	6,3	59																																					
0,8	36,398	8	36																																					
1	23,323	10	23																																					
1,25	14,921	12,5	15																																					
1,6	9,104	16	9																																					
2	5,827	20	6																																					
2,2	4,817	22	5																																					
2,5	3,730	25	4																																					
<table><tr><td>93</td><td>5</td></tr><tr><td>59</td><td>6,3</td></tr><tr><td>36</td><td>8</td></tr><tr><td>23</td><td>10</td></tr><tr><td>15</td><td>12,5</td></tr><tr><td>9</td><td>16</td></tr><tr><td>6</td><td>20</td></tr><tr><td>5</td><td>22</td></tr><tr><td>4</td><td>25</td></tr></table>				93	5	59	6,3	36	8	23	10	15	12,5	9	16	6	20	5	22	4	25	quant As																		
93	5																																							
59	6,3																																							
36	8																																							
23	10																																							
15	12,5																																							
9	16																																							
6	20																																							
5	22																																							
4	25																																							

47	5			quant A's
30	6,3			
19	8			
12	10			
8	12,5			
5	16			
3	20			
3	22			
2	25			
0,63	Φ 6,3 Φ 8 Φ 10 Φ 12,5			espaç Asw
0,63		6,000	0,63	
0,8		9,500	0,8	
1,0		15,500	1,0	
1,25		24,000	1,25	
47,47432861	47			quant A's
29,82361669	30			
18,49894316	19			
11,85346294	12			
7,583511335	8			
4,627035509	5			
2,961479442	3			
2,448031678	3			
1,895491629	2			
$\alpha_v = (1 - f_{ck}/250)$				
$V_{rd2} = 0,27 \cdot \alpha_v \cdot f_{cd} \cdot b_w \cdot d$				
α_v	0,88			
V_{rd2}	303,86 KN			
$V_c = 0,6 \cdot f_{ctd} \cdot b_w \cdot d$				
$V_{sw} = V_{rd3} - V_c$				
$V_{rd3} = V_{sd}$	200,00 KN	V_{sd}	0,66 V_{rd2}	
$f_{ct,m}$	2,90 MPa			
f_{ctd}	1,45 MPa			
V_c	51,86 KN			
V_{sw}	148,14 KN			
$A_{swi} = V_{sw}/0,9 \cdot f_{yd} \cdot d$				
A_{swi}	10,15 cm²/m			
$\rho_{sw,min} = 0,2 \cdot f_{ctm}/f_{ywk}$				
$A_{sw,min} = \rho_{sw,min} \cdot b_w \cdot s$				
$\rho_{sw,min}$	0,001159			
$A_{sw,min}$	1,85 cm²/m			
A_{sw}	10,15 cm²/m			
$b_w - 2c - \Phi_t$	9,37 cm			

Fonte: O AUTOR, 2015.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.

ABNT NBR 6118: projeto de estruturas de concreto: procedimento. Rio de Janeiro, 2014.

SANTOS, Sergio Hampshire de Carvalho. **A revisão 2014 da NBR 6118.** Rio de Janeiro, 2014. Apresentação.

CARVALHO, Roberto Chust; FIGUEIREDO FILHO, Jasson. **Cálculo e detalhamento de estruturas usuais de concreto armado.** São Carlos: EDUFS-CAR, 2013.

SÜSSEKIND, José Carlos. **Curso de concreto,** 1. Porto Alegre: Globo, 1980.

FUSCO, P. B. **Estruturas de concreto:** solicitações normais. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1981.

ROCHA, Aderson Moreira da. **Novo curso prático de concreto armado,** 1. Rio de Janeiro: Científica, 1976.

PINHEIRO, Libânio M. **Fundamentos do concreto e projeto de edifícios.** São Carlos, 2007. Notas de Aula.

BASTOS, Paulo Sergio dos Santos. **Estruturas de concreto.** Bauru, 2008. Notas de Aula.



Cláudio Wilson Nóbrega

Graduação (1979) em Engenharia Civil, ênfase em Estruturas, pela UVA. Mestrado (1987) em Engenharia Civil, área de Estruturas, pela UFF. Petrobras. RH/UP/EETM – Rio de Janeiro, RJ – E-mail: cnobrega@petrobras.com.br

SABEMOS REALMENTE ONDE NOSSOS POÇOS ESTÃO?: a importância no acompanhamento da trajetória e na gestão de dados de perfuração

Rafael de Castro Oliveira



RESUMO

Durante a perfuração de um poço são coletados dados de sua trajetória através de equipamentos especiais instalados na coluna de perfuração ou descidos à cabo. Esses dados consistem basicamente na profundidade do poço, Inclinação e Direção (azimute) e, a partir deles, a trajetória é definida. No entanto, há uma série de erros intrínsecos à coleta de dados – seja por imprecisão dos equipamentos ou interferências externas, ou erros na nossa gestão de dados e cadastro nos Bancos de Dados. Nesse artigo são relatados dois exemplos de como nem sempre a trajetória do poço é apenas uma linha contínua com posição espacial bem definida. Em um desses casos, por erro na Base de Dados, ocorreu colisão entre dois poços, que acarretou em dez dias perdidos com anormalidades. A definição precisa da trajetória do poço é de grande importância nos aspectos técnicos, legais, e de garantia de uma boa produção futura, pois caso o alvo não seja atingido com precisão, o poço perderá eficiência na drenagem dos hidrocarbonetos do reservatório.

Palavras-chaves: Perfuração direcional. Colisão entre poços. Banco de dados de perfuração.

ABSTRACT

During the well drilling are collected data about its trajectory through special equipment connected on the drillstring or pulled down by wireline. These data basically consist of Measurement depth, Inclination and Direction (azimuth) and, from them, the trajectory is defined. However, there many of inherent errors from data collect – either for equipment's inaccuracy and external interferences, or data management and errors on Database registers. On this article are related two examples of how not always the trajectory of well is just a continuous line with a well-defined spatial. In one of these cases, for error on Data Base, took place collision between two wells, which resulted in ten days of anomaly. The accuracy on the well trajectory is very important in the technical and legal aspects, and to a good future production. In case of the target don't be reached with precision, the reservoir hydrocarbon won't be efficiently drained.

Keywords: Directional Drilling. Collision. Drilling Data base.

1 INTRODUÇÃO

O mapeamento da trajetória de um poço deve ser realizado durante a fase de perfuração, para que sirva de base para as fases subsequentes de completação e produção ou injeção, durante toda a vida comercial do poço. Um mapeamento severo da trajetória tem sido cada vez mais necessário, por diversos motivos, a listar:

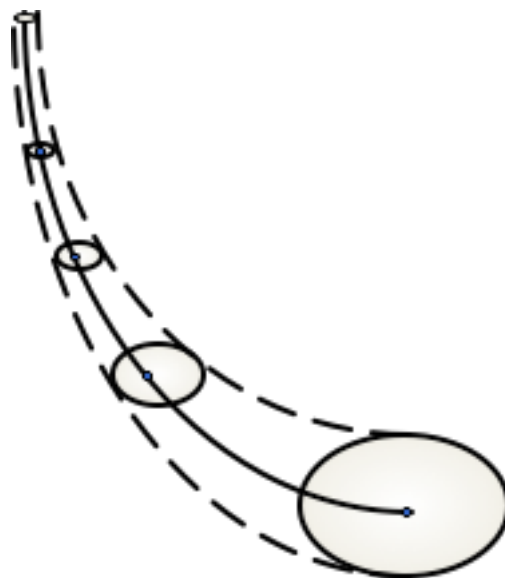
- adensamento da malha de poços, aumentando o risco de colisão;
- posicionamento do poço em reservatórios cada vez mais delgados e sob influência da drenagem/injeção de poços adjacentes;
- para interceptação de um poço em *blowout*, através de poços de alívio;
- informações precisas para o *staff* de geociências e para órgãos governamentais (delimitação de áreas de desenvolvimento, *ring fence*);
- otimizar e maximizar a produção, agregando reserva para o Campo.

No entanto, existem alguns limitantes técnicos e operacionais para que a trajetória medida seja a mais próxima possível da realidade: (1) erros de medida das estações ou “fotos” (*surveys*) – devido à imprecisão dos equipamentos, fatores externos como interferências magnéticas ou erro humano; (2) *surveys* escassos para se ganhar tempo na perfuração ou leituras realizadas com equipamentos de baixa precisão em poços antigos e (3) dados incompletos ou errados cadastrados nos nossos bancos de dados.

Devido aos limitantes supracitados, alguns intrínsecos à atividade e outros gerenciáveis, o mais correto seria definir a trajetória do poço não como uma simples linha, mas como uma elipse de incerteza em torno de um valor médio central (Figura 1). Tal elipse aumenta de tamanho com a profundidade e o erro é cumulativo, ou seja, depende do tamanho da elipse anterior. O próprio ponto inicial, ou seja, a cabeça do poço, está suscetível a erro e imprecisão na medida, já que é realizada por equipamentos eletrônicos que

utilizam o sistema de posicionamento global (GPS) e por batimetria, no mar.

Figura 1 – Elipse de incerteza na trajetória de um poço



Fonte: O AUTOR, 2015.

Os equipamentos que fazem a medida podem ter atuação gravitacional ou magnética, sendo este último suscetível às interferências magnéticas do campo magnético terrestre e do próprio aço da coluna de perfuração ou de revestimento de poços vizinhos (ROCHA et al., 2007). O fato desses equipamentos apresentarem maior imprecisão na determinação da direção do que na da inclinação, explica porque temos uma elipse de incerteza e não um “círculo” de incerteza.

Outro limitante, desta vez mais comum em projetos de baixo orçamento, é a economia de *surveys* para se ganhar tempo na perfuração. Observa-se isso principalmente em poços antigos, em que a metragem perfurada diária tinha uma grande importância e não havia meios nem interesse em se mensurar a qualidade final do poço entregue à

produção. Exige-se um tempo para a ferramenta fazer a leitura, que pode demorar entre 5 minutos e 1 hora, a depender da tecnologia aplicada. Quanto menos medidas forem realizadas, mais pobre será o mapeamento do seu poço, já que haverá um vazio grande entre as estações, impossibilitando a detecção de pontos de maior desvio do poço (*dog legs*) e de tortuosidade – que juntos podem levar às quebras prematuras de tubos, hastes e bombas responsáveis pela produção do poço.

A questão de qualidade de informações é de grande importância na área de poços, vide o exemplo do *blow out* de Enchova, causado em parte por desconhecimento da existência de um equipamento instalado no poço. Durante a perfuração do poço direcional, os *surveys* são registrados pelo responsável técnico direcional da companhia contratada na planilha chamada Acompanhamento Diário da Perfuração Direcional (ADPD). Essas fotos devem ser cadastradas no banco de dados – no caso o *OpenWells*, pelo fiscal do poço ou técnico direcional da Petrobras. No entanto, em poços antigos em terra, antes da adoção do *OpenWells*, a informação de trajetórias eram inseridas no Banco de Dados do Sistema de Engenharia de Poços (SEP) por uma equipe de digitadores sem domínio técnico. Devido a esse *workflow*, por vezes ocorriam erros no cadastro final da trajetória, principalmente em poços antigos.

Outra informação que é fonte propagadora de erro é a referência das fotos, que deve ser a Mesa Rotativa da sonda que primeiro interveio no poço. Como alguns poços são perfurados por mais de uma sonda, e ocorrem divergências sobre a espessura de lâmina d'água nos bancos, os *surveys* sofrem um pequeno *shift* que pode alterar significativamente profundidades importantes, como sapatas de revestimento e os alvos a serem atingidos.

2 OBJETIVOS

Este artigo consta de dois casos envolvendo a qualidade da informação da trajetória direcional. O primeiro deles é bem didático, demonstrando a diferença na precisão de ferramentas com tecnologia avançada em relações às usuais que utilizamos. Muitas vezes optamos pelas ferramentas mais baratas que nos trazem informações menos precisas, porém devemos lembrar que pequenas diferenças de medida podem gerar graves consequências técnicas e/ou financeiras. Felizmente não foi o caso, por tratar-se de um projeto simples e sem riscos.

O segundo caso trata de um evento de colisão entre poços ocorrido em 2014, no Campo de Pilar (AL), que levou a uma anomalia de dez dias onde ocorreu perda de circulação no poço, seguido por *kick* (influxo) severo de gás com queima de chama de 5 m. Esse caso é icônico, pois mostra que um erro gerado no cadastro do Banco de dados pode levar a resultados catastróficos.



3 APRESENTAÇÃO DE CASO 1: MAPEAMENTO DE POÇO COM FERRAMENTA CONVENCIONAL VS. ESPECIAL

A ferramenta mais utilizada para mapeamento da trajetória direcional é o *Measurement While Drilling* (MWD), por ser bastante versátil e de custo mediano. O MWD (Figura 2) possui acelerômetros e magnetômetros embutidos para determinar a inclinação e azimute do poço baseado no campo magnético terrestre. Para não sofrer interferência, o MWD é instalado no interior de um tubo não

magnético (K-MONEL). O envio de dados se dá por telemetria de pulsos de lama – através do fluido de perfuração dentro do poço, onde o pulso mecânico é decodificado na superfície para o *survey* definitivo.

O poço direcional terrestre 4-SERU-2D-SE, da Bacia de Sergipe-Alagoas, foi perfurado com a ferramenta de MWD para mapeamento de sua trajetória. Dias após o término da perfuração, antes que outra sonda reentrasse no poço para os trabalhos de equipagem e início da produção, foi descido no poço à cabo (*wireline*), uma ferramenta especial da companhia. Gyrodata chamada *Micro Guide*, para fazer o mapeamento do poço já construído e comparar o resultado com os dados obtidos pelo MWD, de modo a validar a nova ferramenta e mostrar seus benefícios.

Figura 2 – Conjunto de MWD (*Measurement While Drilling*).

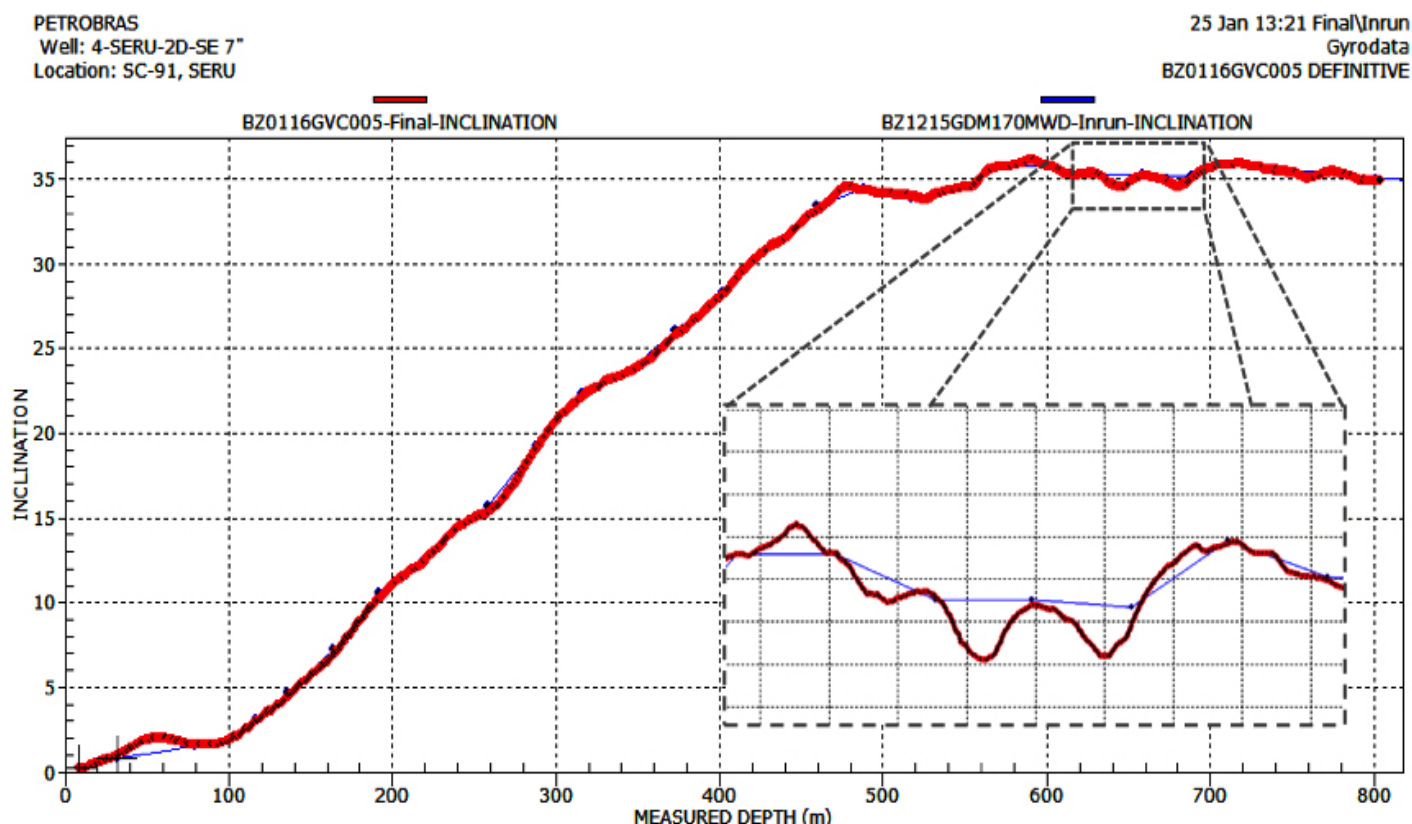


Fonte: O AUTOR, 2015.

A ferramenta é do tipo giroscópica, isto é, obtém os dados de inclinação e direção através do eixo de rotação da terra e do vetor gravitacional. Como não depende do campo magnético, foi possível mapear o poço já revestido sem sofrer interferências. O grande diferencial da ferramenta é o mapeamento do poço em intervalos mínimos de 30 cm, aproximadamente. Com esse pequeno intervalo entre as estações, é possível verificar de forma bem mais detalhada a tortuosidade do poço, bem como pontos de forte desvio da trajetória, os chamados *micro dog-legs*, cuja unidade é graus/30 metros (ver Figura 3).

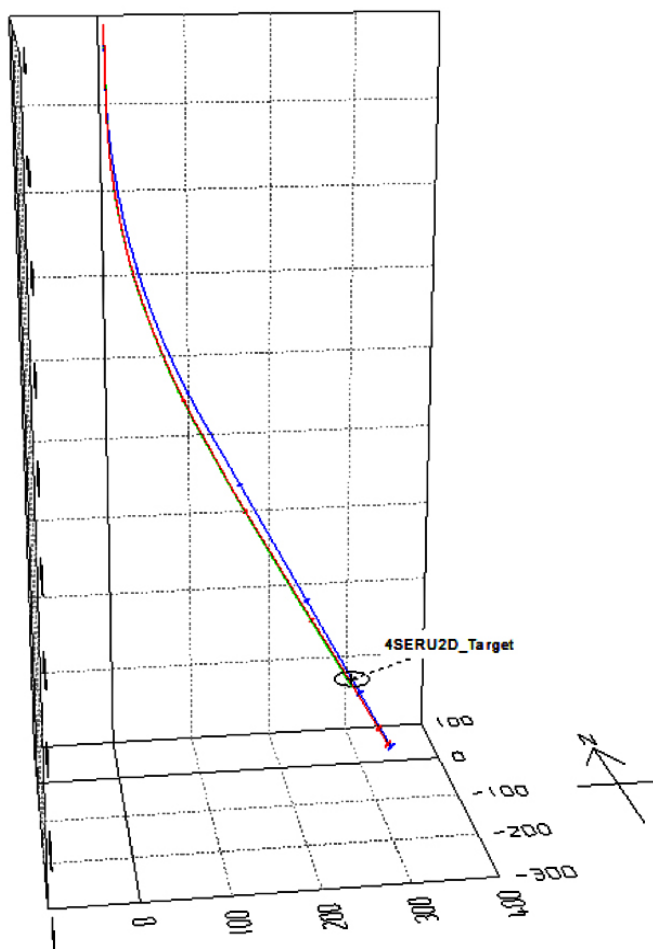
Esse detalhamento da trajetória é importante para verificar potenciais pontos para ocorrência de quebra de equipamentos (tubos, hastes e bombas) ao longo da vida produtiva do poço, bem como auxiliar nos parâmetros de descida de ferramentas e prover subsídios para instalar as bombas de elevação artificial em pontos com trajetórias mais suaves, para aumentar a vida útil no poço e aumentar a produção acumulada do reservatório. Por esse motivo, os dados da trajetória do poço mapeado com esse equipamento, foram repassados para a equipe Petrobras de Completação e Elevação e Escoamento.

Figura 3 – Detalhe da variação de inclinação (MWD Vs. *Micro guide*) entre as profundidades de 620 m e 700 m.



Fonte: GYRODATA, 2016, p. 15.

Figura 4 – Comparação entre as trajetórias.



Fonte: O AUTOR, 2016.

A Figura 4 exibe a trajetória planejada do poço (em azul), a trajetória mapeada com MWD (em vermelho) e a mapeada com o *Micro Guide* da Gyrodata (em verde). Note que não houve problema em seguir a trajetória proposta e que os *surveys* de MWD e do Gyro foram bem próximos – como era de se esperar, devido à baixa profundidade do poço e ausência de problemas de poço ou interferência durante a execução.

Próximo ao final do poço a 803 m – cuja profundidade medida final foi de 880 m, a distância entre as curvas executadas pelo MWD e pelo GYRO foi de apenas 1,28 m, sendo que a curva do GYRO estava mais distante da curva projetada no programa de perfuração original (7,2 m), contra

5,2 m da curva do MWD. Por incrível que pareça, essa diferença de apenas 2,0 m em relação à trajetória proposta pela geologia, pode ser crucial em reservatórios delgados ou lenticulares, podendo fazer a diferença entre um poço comercial e seco.

A ferramenta com giroscópio é mais precisa que as magnéticas, gerando, no poço em estudo uma elipse de incerteza com eixos menores (1,47 m e 1,13 m, contra 10,13 m e 2,85 m do MWD) e portanto uma trajetória mais confiável, possibilitando um *well placement* otimizado no alvo, além de ser imprescindível numa análise mais crítica para evitar colisão entre poços já revestidos.

No caso desse poço, não era necessária uma análise de Anticolisão nem de confirmação dos dados direcionais do MWD. A ferramenta foi cedida pela companhia de serviço apenas para teste e validação da tecnologia, abrindo sua comercialização para cenários futuros.

4 APRESENTAÇÃO DE CASO 2: COLISÃO ENTRE POÇOS DEVIDO MÁ QUALIDADE NA GESTÃO DE DADOS

Eventos de colisão entre poços são raros, porém as consequências podem ser catastróficas. Os registros são de difícil acesso, até porque em geral as empresas não têm interesse em registrar e muito menos em divulgar a ocorrência, que segundo eles pode prejudicar sua imagem perante o mercado.

A indústria de petróleo segue vários padrões e normas para a questão de Anticolisão, sendo a maior parte desenvolvida pelo *Industry Steering Committee for Wellbore Survey Accuracy* (ISCWSA) (DE WARDT, 2013). Os profissionais da Petrobras na área de perfuração direcional acompanham

essas diretrizes internacionais, além do regimento interno compostos de vários padrões, entre eles o padrão PE-1E1-00267-0 – Procedimentos de Anticolisão.

O caso apresentado ocorreu entre dois poços de desenvolvimento no Campo de Pilar (AL). Durante a perfuração do poço 7-PIR-275D-AL a 885 m, ocorreu perda de circulação total que foi contornada através da injeção de tampões de fluido com calcário fino (calcita). No entanto, em uma conexão posterior enquanto se registrava um *survey*, houve ganho de volume nos tanques de lama, indicando um *kick*. O *blow out preventer* (BOP) foi fechado e o influxo direcionado para o *choke manifold*, em seguida para o queimador onde foi observada chama de 5 m de altura.

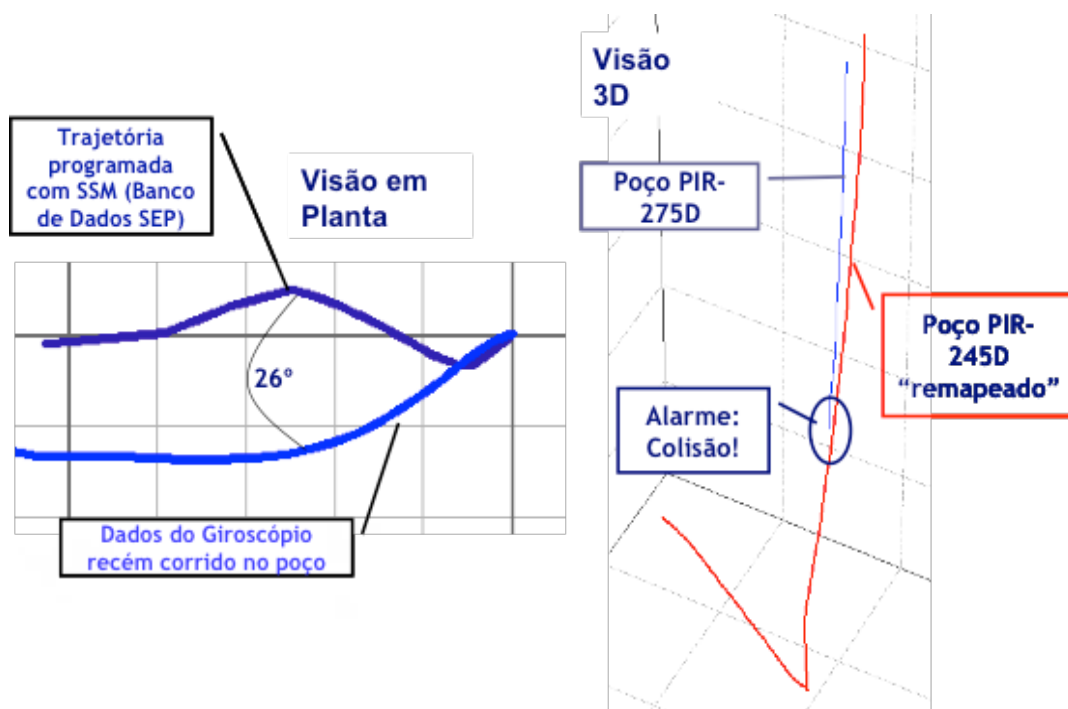
O projeto indicava risco de colisão com outros três poços da mesma base, mas segundo os registros direcionais do poço sendo perfurado e dos demais, naquele ponto não haveria aproximação com risco alto. Várias hipóteses foram levantadas, sendo a mais forte a de colisão, e uma comissão de

investigação incluindo a gerência de Construção de Poços Terrestres (CPT), Engenharia de poços (UO-SEAL/ENGP/EP) e o Reservatório (UO-SEAL/ATP-AL/RES) foi formada às pressas para avaliar a ocorrência e as próximas etapas para retomar a normalidade.

A colisão, ou ao menos a aproximação com outro poço da mesma base, o 7-PIR-245D-AL, foi confirmada através de teste de injeção e comunicação hidráulica entre os poços. Para confirmar as trajetórias dos poços envolvidos na colisão, foram descidos à cabo nos poços a ferramenta de giroscópio, que apresenta maior precisão que as magnéticas e não sofre interferência com as tubulações dos poços.

No poço em perfuração, o giroscópio comprovou os *surveys* do MWD. No entanto, no poço de correlação, houve grande divergência com as fotos originais, indicando que houve colisão quando as fotos foram comparadas no aplicativo de perfuração direcional COMPASS, utilizado na Petrobras (Figura 5). O poço 7-PIR-245D-AL,

Figura 5 – Aplicativo COMPASS indicando a colisão.



WFonte: O AUTOR, 2014.

perfurado em 2012, tinha sua trajetória montada parte com *Single Shot* Magnético (SSM) – uma ferramenta magnética de baixa precisão, e parte com MWD. O trecho com SSM que parecia divergir e apresentar problema.

Depois de consultar a planilha direcional (ADPD) original do trecho de SSM, constatou-se que houve falha humana ao passar essas fotos para uma nova planilha com as fotos do MWD para compor a trajetória completa. Não se sabe o motivo do engano, mas o quadrante correto era Sudoeste (SW) ao invés de Noroeste (NW) como cadastrado no sistema. Portanto, o Banco de Dados da Petrobras consultado (Sistema de Engenharia de Poços, SEP) estava com a informação errada da trajetória. Essa falha levou a considerar o poço indo para outra direção que não a direção da colisão, induzindo o programador e a execução ao erro.

A anormalidade foi finalizada após dez dias, gerando aproximadamente um prejuízo de U\$ 800.000,00. Foram realizados tampões de cimento para isolamento hidráulico entre os poços e tampão de desvio, onde uma nova trajetória foi programada levando em conta os *surveys* corrigidos do poço correlato. Por sorte, a produção do poço atingido não foi prejudicada, visto que o suposto contato se deu no seu revestimento intermediário não cimentado.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

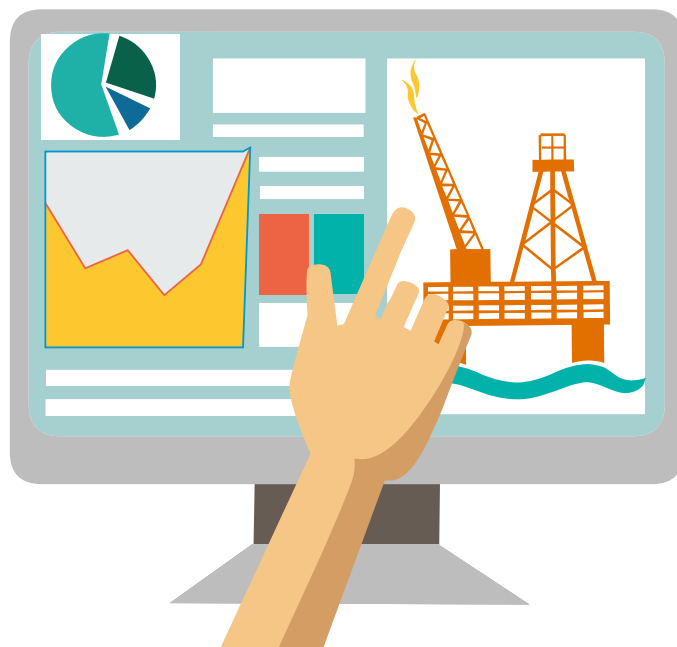
Neste artigo foram demonstrados dois casos práticos enaltecendo a importância da confiabilidade de dados da trajetória dos poços, seja para análise de anticolisão, ou para atingir objetivos geológicos delimitados e agregar reserva para a empresa.

Os órgãos ambientais e governamentais estão cada vez mais rigorosos em relação à qualidade da informação fornecida pela empresa. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis (ANP) recebe vários relatórios da Petrobras com informações sobre a perfuração e a questão do

posicionamento da cabeça e trajetória do poço vem sendo bastante visada, visto que com isto pode-se determinar se a empresa está respeitando seu *ring fence* legal.

Após o acidente de Macondo em 2010, no Golfo do México, que foi um divisor de águas para a indústria petrolífera, a legislação mundial ficou mais rígida em relação às atividades de controle de poço. A forma mais eficaz de combater o *blowout* de um poço é por meio da injeção de fluidos pesados e pasta de cimento diretamente no combustível do *blowout*, ou seja, o reservatório. Para isso devem ser construídos às pressas pelo menos dois poços de alívio para essa finalidade. Nesse caso, tanto os dados direcionais do poço em *blowout* quanto os *surveys* do poço de alívio devem ser os mais confiáveis possíveis para reduzir o tempo de interceptação e o impacto ambiental.

A administração da coleta e cadastro dos dados direcionais no banco de dados da empresa é problema gerencial, e não apenas técnico. Otimizar o fluxo de trabalho e estar atendo aos pontos mais sensíveis do procedimento é questão primordial para garantir operações com menores riscos envolvidos.



REFERÊNCIAS

DE WARDT, J. P et al. **Well bore collision avoidance and Interceptions**: state of the art. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Paper 163411. Amsterdam, 2013.

GYRODATA. **Relatório final de operação**. Número do Trabalho BZ1215GDC170. Macaé, 2016.

ROCHA, L. A. et al. **Perfuração direcional**. Rio de Janeiro: Interciência, 2007.

GLOSSÁRIO

Blow out – influxo descontrolado de fluidos do reservatório para o poço.

Gyro – Giroscópio, ferramenta direcional para *surveys*.

Kick – entrada de fluidos do reservatório para o poço.

MWD – *Measurement While Drilling*, ferramenta direcional para *surveys*.

OpenWells – *Software* da empresa *Landmark (Halliburton)* para cadastro de intervenções em poços.

Poço de alívio – poço perfurado para interceptar outro poço em *blowout*.

Ring fence – área de interesse legal para desenvolvimento das atividades de Exploração e Produção

SSM – *Single Shot Magnético*, ferramenta direcional para *surveys*.

Surveys – “fotos”, registros de inclinação e direção do poço.



Rafael de Castro Oliveira

Graduação (2003) em Engenharia Civil pela UFC (Universidade Federal do Ceará). Mestrado (2005) em Ciências e Engenharia de Petróleo na UNICAMP. Doutorando (2016) do curso de Ciências e Engenharia de Materiais (UFS). UO-SEAL/ENGP/EP. Aracaju, SE – E-mail: rcastro.oliveira@petrobras.com.br

A SEGURANÇA CONTRA EXPLOSÕES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS

Estellito Rangel Junior



Simulado na Refinaria Presidente Vargas.
Fonte: Felipe Golfman.



RESUMO

Este artigo apresenta os principais tópicos que devem integrar um sistema de gestão de segurança contra explosões aplicado ao segmento petróleo e gás. Tal sistema tem como base a análise de risco dos processos na indústria do petróleo que utilizam substâncias inflamáveis a altas pressões e vazões. Apesar dos elevados requisitos construtivos para as instalações e a adoção de procedimentos de segurança, o alto número de ocorrências de explosões e incêndios chama a atenção não só pelo número de vítimas, como pelos prejuízos materiais e danos ao meio ambiente.

Palavras-chaves: Explosão. Plataforma. Refinaria. Segurança. Área classificada. Inspeção.

ABSTRACT

This article presents the main topics of an explosion safety management system for the oil and gas industry. It is based on risk analysis of the plant processes that use flammable substances at high pressures and flow rates. Despite the high construction requirements for erection of installations as well as adoption of safety procedures in the oil and gas industry, the high number of occurrences of explosions and fires draws attention not only by the number of victims, but also for the property losses and damages to the environment.

Keywords: Explosion. Platform. Refinery. Safety. Hazardous locations. Inspection.

1 INTRODUÇÃO

Apesar dos elevados requisitos para construção dos equipamentos destinados ao segmento petróleo e gás, o alto número de ocorrências de explosões e incêndios chama a atenção não só pelo número de vítimas, como pelos elevados prejuízos materiais e danos ao meio-ambiente (KLETZ, 1985).

Desta forma, a implantação de um sistema de Gestão de Segurança contra Explosões (GSCE) nas empresas que processam inflamáveis é fundamental para a sobrevivência do negócio. A implantação da GSCE deve ser feita de forma devidamente documentada, customizada para os processos específicos da unidade industrial e com ampla divulgação para todos os colaboradores.

2 A NECESSIDADE

É importante conhecer alguns dos valores das perdas devido a incêndios e explosões na indústria do petróleo. Estes valores envolvem não só os prejuízos materiais pela perda de equipamentos,

como também indenizações às vítimas, multas pagas a entidades governamentais, lucros cessantes e recomposição de danos ambientais.

Dados do organismo federal americano *Bureau of Safety and Environment Enforcement* mostram que de 2006 a 2010 houve 640 eventos de incêndios e explosões em plataformas de diversas companhias petrolíferas operando no Golfo do México, resultando em 2 mortos e 12 feridos graves.

A análise de acidentes mostra que não há uma única causa; geralmente são detectadas várias falhas no processo de gerenciamento de segurança, que já haviam causado perdas menores antes do evento crítico ter ocorrido (INTERNATIONAL, 2010). Alguns dos maiores acidentes ocorridos no setor de petróleo e gás, suas causas e prejuízos inicialmente estimados estão listados no Quadro 1.

Os prejuízos mostrados no Quadro 1 foram estimados antes da conclusão dos processos judiciais e na verdade podem ter chegado a cifras

Quadro 1 – Alguns eventos de incêndios e explosões no setor petróleo e gás. (continua)

LOCAL E DATA	EVENTO	PREJUÍZO
05/05/1988 Louisiana, EUA	Uma explosão na New Orleans Refinery Company (Norco), da Shell provocou a evacuação de 4.500 pessoas das vizinhanças e deixou um saldo de 7 mortos e 42 feridos. A investigação apontou falhas no sistema de manutenção e inspeção periódica dos equipamentos.	US\$ 706 milhões
06/07/1988 Mar do Norte, Inglaterra	Uma explosão na plataforma Piper Alpha, operada pela Occidental Petroleum matou 167 tripulantes. Considerado o maior desastre offshore, tanto pelo número de vítimas quanto pelo impacto na indústria. A Occidental Petroleum foi declarada culpada, dentre outras razões, por ter procedimentos de manutenção inadequados.	US\$ 3,4 bilhões
20/03/2001 Bacia de Campos, Brasil	Após três explosões, a plataforma P-36, então considerada a maior do mundo, afundou matando 11 trabalhadores. Por razões de segurança, plataformas de produção possuem tanques emergenciais para armazenamento de fluidos que eventualmente fiquem sob pressão excessiva nas tubulações (EDT). Os EDT geralmente estão localizados no convés inferior, mas na P-36 eles foram instalados no interior de uma coluna de sustentação (perna), para economizar espaço e dinheiro. Uma falha no sistema causou vazamento de gás inflamável que em contato com uma fonte de ignição, explodiu, comprometendo irremediavelmente a flutuabilidade da plataforma.	US\$ 1,5 bilhão

Fonte: INTERNATIONAL, 2010.

Quadro 1 – Alguns eventos de incêndios e explosões no setor petróleo e gás. (conclusão)

LOCAL E DATA	EVENTO	PREJUÍZO
23/03/2005 Texas, EUA	Uma explosão na terceira maior refinaria americana, a Texas City, que processava 433.000 barris de petróleo/dia, pertencente à BP, resultou na morte de 15 pessoas e ferimentos em mais de 100. O relatório identificou falhas nos processos de gestão de riscos, de gestão de pessoal, de manutenção e de inspeção.	US\$ 4,0 bilhões
11/12/2005 Hemel Hempstead, Inglaterra	Explosão no depósito de combustíveis de Buncefield, operado pela Total e Texaco, provocou a destruição de diversos prédios do condomínio industrial da cidade e felizmente não resultou em fatalidades. A cultura pela continuidade operacional acima de tudo, sem prover os recursos ou a prioridade para a segurança, foi apontada como uma das causas da tragédia.	US\$ 1,2 bilhão
20/04/2010 Golfo do México, EUA	A plataforma de exploração em águas profundas Deepwater Horizon, operada pela BP, construída em 2001 e que operava a cerca de 70 km da costa do estado da Louisiana, explodiu e afundou, matando 11 pessoas e causando o maior vazamento de petróleo da história americana. A investigação apontou que a BP e seus parceiros haviam tomado uma série de decisões para redução de custos e que não havia um efetivo sistema de segurança para os poços.	US\$ 2,0 bilhões

Fonte: INTERNATIONAL, 2010.

bem maiores. Como exemplo, em abril de 2016 foi homologado o acordo entre a *British Petroleum* (BP), o Departamento de Justiça americano e cinco estados do Golfo do México afetados pelo acidente da plataforma *Deepwater Horizon* (Louisiana, Texas, Mississippi, Alabama e Flórida).

A BP havia sido condenada em 2014 a pagar US\$ 7,8 bilhões de indenizações e recorreu da sentença. No acordo, o juiz Carl Barbier determinou que a BP pagasse uma multa (*Clean Water Act*) de US\$ 5,5 bilhões, mais US\$ 8,1 bilhões por danos ambientais e US\$ 700 milhões por outros custos. Todas as parcelas, acrescidas de juros, chegarão a US\$ 20 bilhões e serão pagas em até dezesseis anos (CANFIELD, 2016).

Deste modo, a GSCE não deve ser considerada um “modismo”, uma vez que a proteção ao patrimônio é fundamental e as ocorrências de incêndios e

explosões nas unidades do setor petróleo e gás impõem pesados prejuízos não só às empresas como também à comunidade vizinha. Ressalte-se que este segmento industrial tem como característica contribuir consideravelmente para a economia da região onde se instala.

3 A IMPLANTAÇÃO

A implantação da GSCE deve começar já no projeto de uma nova unidade, ou seja, antes da unidade operar já é recomendado elaborar as análises de risco de explosão e verificar possíveis aperfeiçoamentos no projeto (NATIONAL, 2014).

Dentro deste contexto, os projetos das instalações elétricas destas indústrias precisam identificar as regiões com presença dos produtos inflamáveis

previstos nos processos, de forma a especificar equipamentos elétricos especiais que contribuirão para a segurança da instalação (ASSOCIAÇÃO, 2009a). Portanto, os equipamentos elétricos e eletrônicos destinados às funções de comando, iluminação, controle, monitoração e força e que estejam instalados em locais com possibilidade de formação de uma mistura explosiva, devem ser especificados e instalados de forma correta, pois um equipamento elétrico inadequado poderá ser capaz de causar uma explosão (ASSOCIAÇÃO, 2009b).

A GSCE em instalações que se encontram em operação é reforçada através de treinamento e recomendações de segurança específicas para a planta em questão.

4 OS BENEFÍCIOS

A implantação da GSCE promove ganhos para a empresa em diversas dimensões, como por exemplo, nas relacionadas a seguir.

4.1 MORAL DOS EMPREGADOS

A GSCE promove o engajamento dos empregados na conscientização voltada para a segurança da planta e das pessoas, uma vez que demonstra a seriedade da alta direção da empresa para o compromisso com um ambiente de trabalho seguro.

4.2 CONFORMIDADE LEGAL

A conformidade legal vem recebendo uma atenção cada vez maior das empresas, não só porque ela evita eventuais multas aplicadas nas inspeções realizadas pelas autoridades governamentais, como também traz diversos outros benefícios, como: melhoria da imagem da companhia junto aos consumidores e obtenção de menores valores

de prêmios, uma vez que as seguradoras estão estabelecendo requisitos mais rigorosos para efetuar seguros de indústrias que processam produtos inflamáveis.

A GSCE está alinhada ao Decreto 4.085, de 15/01/2002 (BRASIL, 2002), a partir do qual o Brasil passou a assumir compromisso internacional para com o tema “Acidentes ampliados”, iniciado em 28 de junho de 2001, quando foi aprovado o texto da Convenção 174 da OIT pelo Decreto Legislativo 246/2001.

Ressalta-se que um dos aspectos que acelerou a ratificação da Convenção 174 no Brasil foram os inúmeros acidentes químicos, onde apenas no estado de São Paulo, foram registrados no período de 1978 a 1985, noventa episódios desta natureza (HYDE, 2005).

Os seguintes órgãos públicos encontram-se envolvidos na operacionalização do programa brasileiro de prevenção de acidentes ampliados: Ministério do Meio Ambiente, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), Ministério do Trabalho e Emprego, Ministério da Saúde, Fundação Jorge Duprat e Figueiredo (Fundacentro), Fundação Oswaldo Cruz, Ministério da Agricultura, Ministério das Relações Exteriores e Ministério dos Transportes. Além destes órgãos oficiais, representações de empregadores, como a Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim), e de trabalhadores, representados pela Central Única dos Trabalhadores (CUT), têm participado das atividades do Fórum de discussão do tema.

Sobre as Normas Regulamentadoras, cabe destacar os dispositivos legais estabelecidos na NR-02 (BRASIL, 1978a), que instituiu a obrigatoriedade da obtenção do Certificado de Aprovação das Instalações (CAI), previamente ao início de operação de qualquer atividade regulamentada, assim como sua revisão em caso de modificações significativas em instalações existentes. Também é oportuna a inclusão da NR 10, que trata das instalações e serviços em eletricidade (BRASIL, 2004), tendo em vista que significativo número de

ocorrências relacionadas a eventos como incêndio e explosões em instalações químicas, tem por causa a liberação de alguma modalidade de energia elétrica (MARSH, 2012).

4.3 DOCUMENTAÇÃO ATUALIZADA

O empregador é o responsável por assegurar que todos os riscos no local de trabalho são compreendidos, devendo conduzir o processo de implantação de forma eficaz, treinando os empregados a compreender e aplicar o programa de segurança e os procedimentos associados. Os empregados são responsáveis pelo sucesso da implementação do programa, controles e procedimentos, daí a necessidade do envolvimento dedicado dos mesmos.

A GSCE deve garantir que os procedimentos forneçam orientações claras e requisitos documentados, baseados nas políticas e práticas da empresa (RANGEL JÚNIOR, 2007a). Dentre os dados que deverão estar documentados, temos:

4.3.1 AS CARACTERÍSTICAS DE EXPLOSIVIDADE DAS SUBSTÂNCIAS

Deverão ser conhecidas a localização e a quantidade de substâncias passíveis de conduzir a uma explosão na instalação, bem como as características de explosividade das mesmas. Dentre os parâmetros relevantes estão: inflamabilidade, limites de explosividade, ponto de fulgor, pressão de vapor, densidade, energia mínima de ignição e a temperatura de autoignição.

4.3.2 A METODOLOGIA DE ANÁLISE DE RISCOS DE EXPLOÇÃO

Devem ser documentadas a metodologia de análise de riscos de explosão, a relação das ações de mitigação de riscos de explosão e sua priorização na implantação. Dentro dos procedimentos para apuração de eventuais acidentes, deve ser estabelecido que a investigação levante também a existência de incidentes porventura não notificados, pois eles podem colaborar grandemente na pesquisa das causas do evento maior, visando o estabelecimento de garantias contra sua repetição (COMAH, 2011).

4.3.3 O PROGRAMA DE TREINAMENTO DOS COLABORADORES

Deve ser elaborado o programa de treinamento dos funcionários contemplando os requisitos técnicos e legais para a operação segura da instalação, detalhando-se o cronograma e a carga horária (FUNDACENTRO, 2002).

4.3.4 O GERENCIAMENTO DAS MUDANÇAS

O objetivo deste gerenciamento é analisar antecipadamente os impactos de futuras modificações na instalação, visando identificar possíveis riscos de explosão e se necessário, estabelecer medidas preventivas e mitigadoras (BP, 2010).

4.3.5 A SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA

Uma parcela considerável de trabalhadores no segmento petróleo e gás é terceirizada, com significativo *turnover*. Isto traz à tona a necessidade de um sistema de sinalização que alerte para os riscos de explosão.

Atendendo à diretriz legal de alertar os funcionários para os riscos existentes no local de trabalho (BRASIL, 1978b), bem como às exigências instituídas pela NR-10, a GSCE deve implantar uma campanha de sinalização das áreas sujeitas a atmosferas potencialmente explosivas.

Um exemplo de sinalização para áreas classificadas padronizada na Petrobras (PETROBRAS, 2012) e que tem sido adotado por várias empresas brasileiras é mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Placa de sinalização de área classificada.



Fonte: PETROBRAS, 2012.

Esta placa está harmonizada com as recomendações de sinalização de segurança da *International Organization for Standardization* (ISO), tendo o mesmo símbolo de áreas

classificadas adotado na Europa (triângulo de fundo amarelo com os dizeres “Ex”), sem textos, o que permite pronta identificação inclusive por trabalhadores estrangeiros, e conta com informações adicionais importantes, como o tipo de zona, o grupo de gás e a classe de temperatura dos equipamentos elétricos que podem ser utilizados com segurança no local. Também é informada a numeração padronizada conforme a N-1710 (PETROBRAS, 2010) do desenho de classificação de área daquela região, o que permite pronta consulta quanto aos equipamentos elétricos e eletrônicos adequados para evitarmos explosões.

Deve ser ressaltado que a placa não substitui o treinamento necessário para os trabalhadores designados a executar serviços em áreas classificadas. Da mesma forma que a sinalização de trânsito deve ser conhecida previamente pelos motoristas, a sinalização Ex e os requisitos para trabalhos em áreas classificadas devem ser apresentados antes que se dirijam à área, conforme exigido pelo item 10.8.8.4 da NR 10.

5 A ESTRUTURA DO SISTEMAS

O propósito e o alcance da GSCE devem ser amplamente divulgados. Deverão estar descritas as responsabilidades dos supervisores, funcionários, contratados e visitantes, e um destaque especial deve ser dado à questão da capacitação dos colaboradores, o que pode incluir uma avaliação periódica quanto ao entendimento e o cumprimento efetivo dos procedimentos para cada tarefa (JONES, 2006).

Dentre as ferramentas que poderão ser adotadas para monitorar o bom funcionamento do GSCE, temos a auditoria. Um programa de auditorias periódicas deve acompanhar a aderência às diretrizes adotadas pela empresa (RANGEL JÚNIOR, 2003b). A periodicidade dependerá do tamanho e complexidade da estrutura de cada empresa. Em muitos casos, uma auditoria interna anual e auditorias externas a cada três anos, fornece bons resultados.

6 OS GANHOS

6.1 ÁREA FINANCEIRA

Prevenir os riscos de explosão envolve ações que resultam em um local de trabalho mais seguro e promovem a minimização dos custos de seguros, de reparação e substituição de equipamentos, bem como os de perda de produção. Resultados divulgados por empresas americanas (AEIKER; CROW; JAMIL, 2008) apontam que os dólares gastos na implantação de uma eficaz GSCE podem chegar a até 400% de retorno sobre o investimento.

6.2 ÁREA DE MANUTENÇÃO

Nas empresas com processos que utilizam combustíveis e/ou inflamáveis temos áreas classificadas onde os equipamentos elétricos e eletrônicos devem ser especiais. Desta forma, apenas podem integrar o corpo de compradores e especificadores, profissionais capacitados para garantir que apenas equipamentos técnica e legalmente adequados (conhecidos como equipamentos “Ex”) sejam adquiridos.

A compra correta é o primeiro passo, mas as etapas subsequentes de instalação e manutenção, se não executadas por profissionais devidamente treinados, conforme exigência legal da NR 10 em seu item 10.8.8.4, pode vir a colocar a segurança da unidade em risco de explosão (RANGEL JÚNIOR, 2007d). A falta de manutenção pode ensejar riscos de explosão que ameacem não só o patrimônio, como a sobrevivência da empresa.

É necessário que o equipamento seja instalado corretamente e que a manutenção preventiva seja executada periodicamente de forma a garantir que ele preservará as condições originais de segurança ao longo da vida útil.

Todo este cuidado é imprescindível, uma vez que o equipamento elétrico inadequado será uma fonte de risco que poderá promover a ignição de atmosferas explosivas que venham a se formar, resultando em uma explosão de consequências desastrosas para a planta e para a comunidade vizinha.

Cabe ressaltar que a NR 10 em seu item 10.2.2 – Proteção contra risco de incêndio e explosão – alerta que “todas as partes das instalações elétricas devem ser projetadas, executadas e conservadas de acordo com as prescrições do subitem 10.1.2, para prevenir os riscos de incêndio e explosão”. Além disso, conforme previsto na norma brasileira NBR IEC 60079-17 (ASSOCIAÇÃO, 2009c), todos os equipamentos elétricos e eletrônicos destinados a operar em atmosferas potencialmente explosivas deverão estar contemplados em um Plano de Inspeção que institua:

- uma inspeção inicial detalhada antes da planta entrar em operação, onde a montagem seja verificada frente às recomendações do fabricante;
- inspeções periódicas que emitam registros e acionem manutenções corretivas quando necessário.

O reparo em equipamentos elétricos ou eletrônicos “Ex” (os adequados para uso seguro em áreas classificadas), apenas pode ser realizado por executantes devidamente treinados, e em certos casos, apenas no representante autorizado do fabricante. Quando peças defeituosas tiverem que ser substituídas, a reposição com peças originais é prioritária.

Cada manutenção preventiva ou corretiva realizada em equipamento “Ex” deve ser registrada na respectiva ficha individual onde constam seus dados (modelo, fabricante, número de série, data de compra, data de instalação, etc.) (RANGEL JÚNIOR, 2003c). Este controle além de possibilitar a avaliação do desempenho do equipamento, permitirá uma rápida identificação dos mesmos em caso de eventual recall pelo fabricante.

7 CONCLUSÃO

Para prevenir explosões no setor de petróleo e gás é indispensável integrar as recomendações técnicas e procedimentos operacionais em um sistema de segurança corporativo, onde as diversas disciplinas fiquem com suas interdependências devidamente caracterizadas e os funcionários sejam devidamente conscientizados sobre os riscos inerentes à unidade industrial.

Os riscos de explosões no segmento de petróleo e gás devido às instalações elétricas podem ser minimizados com o devido investimento na manutenção da instalação, incluindo o treinamento de profissionais, conforme previsto na NR-10, porém as ações não se limitam a este tópico.

A GSCE promove um planejamento global estruturado que contempla a(s):

- características das substâncias processadas;
- regiões com risco de formação de atmosferas explosivas;
- seleção adequada dos equipamentos elétricos;
- implantação de um plano eficaz de manutenção e inspeção;
- elaboração dos procedimentos onde a segurança tenha prioridade sobre a produção;
- execução de auditorias;
- formação de profissionais conscientes e motivados;
- elaboração de planos para emergências e o controle das mudanças nos processos.

A prevenção de explosões pode ser tratada como um subsistema do processo de Gestão de Segurança corporativo da empresa, o qual engloba todos os tópicos de prevenção de acidentes, como serviços de eletricidade, trabalhos em altura e trabalhos em espaços confinados.

Para o monitoramento, deve ser estruturado um programa de auditorias periódicas, em cuja execução pode ser prevista a participação de uma empresa externa, com profissionais especializados em prevenção de explosões.

O resultado é a continuidade operacional com segurança para a planta, colaboradores e vizinhança, garantindo a permanência da empresa de forma rentável neste segmento altamente competitivo.



Simulação de exercício de segurança preventiva na Refinaria Duque de Caxias.

Fonte: Rogério Reis

8 REFERÊNCIAS

AEIKER, John; CROW, Daryl; JAMIL, Shahid. The importance and process of auditing an electrical safety program. In: PETROLEUM AND CHEMICAL INDUSTRY COMMITTEE, 56., 2008, Cincinnatti.

Anais do... Cincinnatti, 2008. CD-ROM.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 60079-10-1:** atmosferas explosivas: parte 10-1: classificação de áreas : atmosferas explosivas de gás. Rio de Janeiro, 2009a.

_____. **NBR IEC 60079-14:** atmosferas explosivas: parte 14: projeto, seleção e montagem de instalações elétricas. Rio de Janeiro, 2009b.

_____. **NBR IEC 60079-17:** Atmosferas explosivas: parte 17: inspeção e manutenção de instalações elétricas. Rio de Janeiro, 2009c.

BP EXPLORATION & PRODUCTION. **Deepwater horizon:** accident investigation report. London: BP, 2010. 192 p. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/issue-reports/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf>. Acesso em: 16 dez. 2014.

BRASIL. Decreto nº 4085, de 15 de janeiro de 2002. Promulga a convenção no 174 da OIT e a recomendação no 181 sobre a prevenção de acidentes industriais maiores. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 jan. 2002. Seção 1, p. 2-4. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2002/decreto-4085-15-janeiro-2002-434349-publicacaooriginal-1-pe.html>>. Acesso em: 14 dez. 2014.

_____. Ministério do Trabalho e Emprego. Norma regulamentadora 2: inspeção prévia. Portaria nº 3.214, 08 de junho de 1978. Aprova as normas reguladoras – NR – do capítulo V, título II, da consolidação das leis do trabalho relativas à segurança e medicina do trabalho. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 6 jul. 1978.

_____. Ministério do Trabalho e Emprego. Norma regulamentadora 26: sinalização de segurança. Portaria nº 3.214, de 8 de junho de 1978. Aprova as normas regulamentadoras – NR – do capítulo V, título II, da consolidação das leis do trabalho, relativas a segurança e medicina do trabalho. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 6 jul. 1978.

_____. Norma regulamentadora 10: segurança em instalações e serviços em eletricidade. Portaria nº 598 de 7 de dezembro de 2004. Altera a norma regulamentadora nº 10, que trata de instalações e serviços em eletricidade, aprovada pela Portaria nº 3.214, de 1978. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 8 dez. 2004. Seção 1.

CANFIELD, Sabrina. Judge OKs \$20 billion BP oil spill settlement. **Courthouse News Service**. Pasadena, CA, p. 20. 4 abr. 2016. Disponível em: <<http://www.courthousenews.com/2016/04/04/judge-oks-20-billion-bp-oil-spill-settlement.htm>>. Acesso em: 8 abr. 2016.

COMAH. **Buncefield:** why did it happen? London: Health and Safety Executive, 2011. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/comah/buncefield/buncefield-report.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2014.

FUNDACENTRO. **Prevenção de acidentes industriais maiores:** contribuição da OIT para o Programa Internacional de Segurança Química da PNUMA, OIT e OMS (IPCS). São Paulo, 2002. Tradução de: Prevention of major industrial accidents: an ILO code of practice. Disponível em: <http://www.oit.org.br/sites/default/files/topic/safework/pub/prevencao_de_acidentes_industriais_maiores_367.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2014.

HYDE, Elisabete Poiani Delboni; FERREIRA, Emerson Gomes; GLASMEYER, Sergio Paulo. **Acidentes químicos ampliados:** uma proposta para implementação de mecanismos de controles a partir de requisitos legais. 2005. 14 f. Dissertação (Mestrado em Sistema Integrado de Gestão)- Faculdade SENAC de Educação Ambiental, São Paulo, 2005.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Risk assessment data directory**: Report No. 434 – 17: March 2010. London: OGP, 2010.

JONES, Ray A.; JONES, Jane G. **Implementing the electrical safety program**. Sudbury: Jones & Bartlett Learning, 2006.

KLETZ, Trevor. **What went wrong**: case histories of process plant disasters. Burlingto: Gulf, 1985.

MARSH. **The 100 largest losses**: 1972–2001: large property damage losses in the hydrocarbon chemical industries. 22. ed. London, 2012. Disponível em: <https://usa.marsh.com/Portals/9/Documents/100_Largest_Losses2011.pdf>. Acesso em: 03 jan. 2015.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. **NFPA 69**: Standard on explosion prevention systems. 2014 ed. Quincy, MA: NFPA, 2014.

PETROBRAS. **N-1710**: codificação de documentos técnicos de engenharia. Rio de Janeiro: Contec, 2010. 278 p. Disponível em: <<http://nortec.engenharia.petrobras.com.br/frame.asp?cod=N-1710>>. Acesso em: 10 jan. 2015.

_____. **Sinalização**: áreas industriais no Brasil. Rio de Janeiro, jun. 2012. p. 48. Disponível em: <http://cv.universidade.petrobras.com.br/_arquivos/9372.pdf> Acesso em: 20 maio 2014.

RANGEL JÚNIOR., Estellito. Gestão de segurança em áreas classificadas. **Rev. Petro & Química**, São Paulo, v. 295, p. 110–112, maio 2007a.

_____. Inspeção planejada: minimizando os riscos de explosão nas indústrias e sua aplicação para a otimização dos investimentos e dos seguros. In: ENCONTRO NACIONAL SOBRE PREVENÇÃO DE EXPLOSÕES, 2., 2003, São Paulo. **Anais do...** São Paulo, Project-Explo, 2003b.

_____. Instalações elétricas em atmosferas explosivas : Inspeção e manutenção são fundamentais para a segurança. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA NA SEGURANÇA DO TRABALHO, 1., Guararema, SP, IEEE, 2003c. **Anais do...** 1 CD-ROM.

_____. Riscos devidos a práticas inadequadas de manutenção em áreas classificadas. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA NA SEGURANÇA DO TRABALHO, 3., 2007, Rio de Janeiro. **Anais do...** Rio de Janeiro: IEEE, 2007d. 1 CD-ROM.

_____. Instalações elétricas em atmosferas explosivas : Inspeção e manutenção são fundamentais para a segurança. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA NA SEGURANÇA DO TRABALHO, 1., Guararema, SP, IEEE, 2003e. **Anais do...** CD-ROM.



Estellito Rangel Junior

Graduação (1978) em Engenharia Elétrica pela AEVA.
Petrobras. E&P-CORP/SMSCL/SEG – Rio de Janeiro,
RJ – E-mail: estellito@petrobras.com.br

SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROLE DE CORROSÃO EM TOPO DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA: petróleos do pré-sal

Thiago Giovanni Zanoncine

Guilherme Pimentel de Maria da Silva



RESUMO

O processamento de petróleos do pré-sal trouxe diversos desafios para o parque de refino da Petrobras. Os petróleos do pré-sal contêm ácidos carboxílicos de cadeia curta, que reduzem o pH da água do sistema de topo da destilação, além disso, a maior dificuldade para dessalgar esses petróleos, leva a um aumento do teor de cloretos nos sistemas de topo, afetando substancialmente as taxas de corrosão. Por estes fatores, a substituição da neutralização do sistema de topo com água amoniacal por amina neutralizante, em conjunto com o acompanhamento automático de controle de corrosão do sistema de topo da destilação atmosférica, foi identificada como uma possível solução para reduzir a corrosão destes sistemas. O projeto de controle de corrosão em sistema de topo de destilação atmosférica foi realizado na Refinaria de Capuava através do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de Processamento de Petróleo do Pré-Sal no Refino. O equipamento de acompanhamento automático de controle de corrosão foi utilizado para medição contínua de pH, teor de ferro e teor de cloretos e controle, respectivamente, na vazão de amina neutralizante, amina fílmica e soda cáustica. Foi observado que, independentemente do controle automático e do petróleo processado, houve um aumento expressivo da corrosão por causa da injeção de amina neutralizante no sistema em substituição à água amoniacal. As instalações acessórias, como os bicos aspersores, as sondas de corrosão de resposta rápida e a vazão de água de lavagem, são parte fundamental para o sucesso do controle de corrosão do sistema de topo, principalmente para a utilização de aminas neutralizantes.

Palavras-chaves: Corrosão. Sistema de topo. Destilação atmosférica. Pré-sal.

ABSTRACT

Pre-salt oil processing brought many challenges for refineries in Petrobras. Pre-salt oil contains short chain carboxylic acids, which reduce the distillation overhead water pH, moreover there is a higher difficulty in desalting those oils, what makes chloride to increase in distillation tower overhead, affecting corrosion rates substantially. For these reasons, the replacement of ammoniacal water by amine as a neutralizer, in addition to the distillation tower overhead automatic corrosion control system was identified as a possible solution to reduce corrosion. The corrosion control project in distillation tower overhead system was conducted in Capuava Refinery through the research and development (R&D) project called Pre-Salt Petroleum Processing in Refining. The automatic tracking control equipment was used for online measurement of pH, iron and chloride and control of neutralizer, filmer and caustic flows, respectively. It was observed that, regardless of the automatic control and processed oil, there was a significant increase in corrosion because of neutralizing amine injection in the system. Items such as spray nozzles, quick-response corrosion probes and high wash water flowrate are critical to the success of the overhead corrosion control, especially when using amine as neutralizers.

Keywords: Corrosion. Overhead system. Crude distillation. Pre-salt.

1 INTRODUÇÃO

Desde o início do processamento de petróleos do pré-sal no parque de refino da Petrobras, foi observado um aumento do teor de cloretos no sistema de topo, mesmo com teores de sal típicos no petróleo. Foi identificada uma dificuldade maior para dessalgar os petróleos do pré-sal, reduzindo a eficiência de dessalgação. Além disso, em alguns petróleos do pré-sal há uma proporção maior de sais de cálcio e de magnésio em relação ao sódio, gerando mais ácido clorídrico por meio da hidrólise no forno. Além do maior teor de cloretos no topo, os petróleos do pré-sal contêm ácidos carboxílicos de cadeia curta, que reduzem o pH da água do sistema de topo, aumentando a corrosão.

O controle de corrosão do sistema de topo não é trivial, pois é preciso neutralizar o ácido clorídrico e é preciso lidar com os efeitos colaterais da formação de sal. Além da corrosão ácida e da corrosão sob depósito, outros fatores podem influenciar na corrosão do sistema de topo: presença de oxigênio e presença de outros compostos de caráter ácido como H_2S , CO_2 , ácidos orgânicos de cadeia curta, entre outros. Estes componentes podem estar presentes no sistema, mas geralmente têm menor impacto sobre a corrosão em relação ao HCl.

Por estes fatores, o acompanhamento automático de controle de corrosão do sistema de topo da destilação atmosférica foi identificado como uma possível solução para reduzir a corrosão destes sistemas, principalmente ao processar petróleos do pré-sal.

O projeto de controle de corrosão em sistema de topo de destilação atmosférica foi realizado por meio do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em Processamento de Petróleo do Pré-Sal no Refino. A Refinaria de Capuava (RECAP) foi escolhida como unidade operacional para realização do projeto em função de ser a unidade operacional do refino com maior teor de petróleos do pré-sal no seu elenco de petróleos.

O projeto contou com o acompanhamento e análise dos resultados pelos engenheiros de processamento e de inspeção de equipamentos da RECAP/OT, RECAP/Inspeção de Equipamentos (RECAP/IE), Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello/Engenharia Básica de Abastecimento-Gás e Energia (CENPES/EB-AB-G&E/CS), Abastecimento-Refino/Tecnologia de Refino e Petroquímica/Tecnologia de Processos Físicos (AB-RE/TR/TPF) e Abastecimento-Refino/Equipamentos e Serviços/Tecnologia de Inspeção de Equipamentos (AB-RE/ES/TIE).

2 OBJETIVO

Avaliar os fenômenos de corrosão no sistema de topo da destilação atmosférica substituindo-se a água amoniacal por amina neutralizante, utilizando-se um equipamento de análise contínua de pH, cloretos e ferro e controle automático de dosagem de produtos químicos, com o processamento de petróleos do pré-sal.

3 DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO AUTOMÁTICO DE CONTROLE DE CORROSÃO

O equipamento de acompanhamento automático de controle de corrosão foi desenvolvido para analisar e atuar nas variáveis de processo que afetam a corrosão ácida em sistemas de topo de destilação atmosférica, minimizando seu efeito e, assim, aumentando a confiabilidade e o tempo de vida útil das tubulações do sistema de topo.

A corrosão ácida ocorre quando há um desequilíbrio entre o ambiente (pH ácido), o eletrólito (excesso de cloretos) e o substrato (perda do filme protetor do metal).

A atuação do equipamento se baseia na hipótese de que 90% dos efeitos de corrosão ocorrem em

apenas 10% do tempo, justamente quando há um desequilíbrio entre essas variáveis no sistema. Esse fenômeno, também conhecido como “janela de corrosão”, pode ocorrer em momentos de mudança de tanque de cru, processamento de novos tipos de petróleo, descontrolado operacional nas dessalgadoras, entre outros. São curtos momentos, em que as amostragens e análises de rotina poderiam não ser realizadas, dificultando a possibilidade de detectar e corrigir a tempo os efeitos da corrosão.

Partindo desse princípio, o equipamento realiza em campo e monitora continuamente as análises de pH, teor de cloretos e teor de ferro na água ácida do vaso de topo da destilação atmosférica e controla a dosagem de amina neutralizante, soda cáustica e amina fílmica, respectivamente.

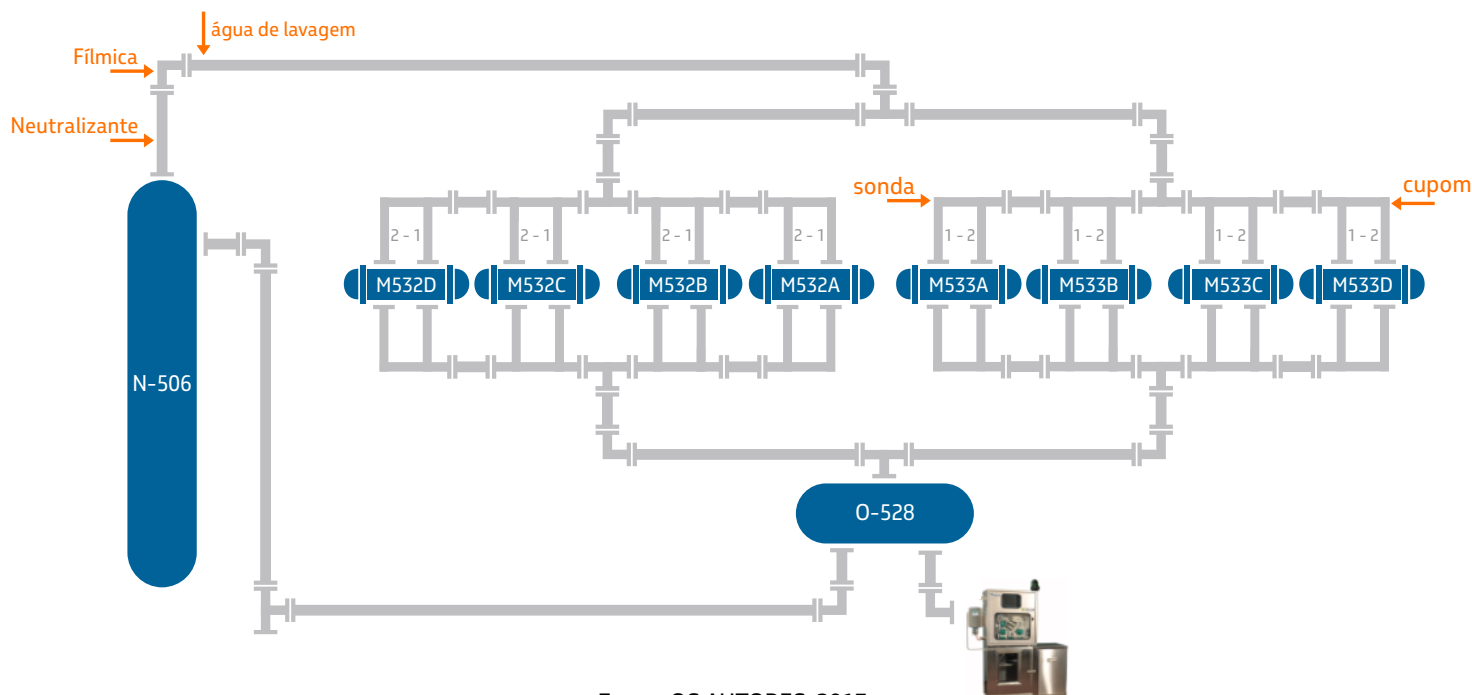
O equipamento fica instalado na unidade de destilação e recebe constantemente uma pequena vazão de água ácida do vaso de topo da destilação atmosférica, realizando a análise de pH a cada 10 minutos e as análises de cloretos e ferro a cada 1 hora. Dessa forma, são obtidas análises com maior

frequência, possibilitando um tempo de resposta mais rápido entre um período de descontrolado e a atuação correta na injeção de produtos químicos.

O sistema é instalado conforme demonstrado na Figura 1 e o sistema de controle de corrosão atua da seguinte forma:

- injeção de soda cáustica na saída de petróleo dessalgado, baseando-se nas análises do teor de cloretos na água ácida do vaso de topo da destilação atmosférica;
- injeção de amina neutralizante na linha de topo da destilação atmosférica, baseando-se nas análises de pH na água ácida do vaso de topo da destilação atmosférica;
- injeção de amina fílmica na linha de topo da torre de destilação atmosférica, baseando-se nas análises de ferro na água ácida do vaso de topo da torre.

Figura 1 – Esquema de sistema de topo e injeção de produtos químicos.



Fonte: OS AUTORES, 2013.

4 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES FÍSICAS NA RECAP

A torre de destilação atmosférica da RECAP conta com oito condensadores a ar em paralelo para resfriamento do sistema de topo (M-532A/B/C/D e M-533A/B/C/D). A linha de topo se divide em diversos ramais, de forma que cada condensador a ar recebe duas correntes em sua entrada. O controle de corrosão do sistema de topo é realizado utilizando-se a água amoniacal proveniente da unidade de craqueamento catalítico de resíduos atmosféricos (URFCC) como neutralizante e amina fólmica como inibidor de corrosão.

Para o projeto, foram instalados pontos para a injeção de amina neutralizante e para os fluidos de dispersão na linha de topo da torre atmosférica. O ponto de injeção de amina fólmica já estava instalado e, para a sua dispersão, foi utilizada nafta pesada, proveniente de um ramal da linha de refluxo de nafta pesada. Para a dispersão de amina neutralizante, instalou-se uma conexão para vapor.

Há também a injeção de água de lavagem, a jusante da injeção de amina fólmica, utilizada para remoção dos sais formados na neutralização das espécies ácidas pela amina neutralizante. A água utilizada para a lavagem da linha de topo é a própria água ácida, proveniente da bota do vaso de topo da destilação atmosférica.

Para monitoramento da taxa de corrosão, foram instalados no sistema de topo uma sonda de corrosão por resistência elétrica, instalada na linha de entrada do condensador M-532D, e um cupom de corrosão de perda de massa, instalado na linha de entrada do condensador M-533D.

Para o armazenamento e a injeção dos produtos químicos foram instalados em campo dois conjuntos:

- conjunto para injeção de soda cáustica contendo:
 - 2 bombas dosadoras, sendo uma delas reserva;
 - 1 tanque de soda de 1 m³;
- conjunto para injeção de aminas contendo:
 - 3 bombas dosadoras, sendo uma para amina neutralizante, uma para amina fólmica e uma reserva, utilizada para ambas as aminas;
 - 1 tanque base de 1 m³ para amina neutralizante;
 - 1 tanque base de 1 m³ para amina fólmica.

5 RESULTADOS

O procedimento de testes teve início em outubro de 2012 e terminou em novembro de 2013. Neste artigo são apresentados os quatro períodos mais representativos, iniciando-se com o caso base, com injeção de água amoniacal, e alterando-se gradualmente os produtos químicos e parâmetros para determinar sua correlação com a taxa de corrosão e seus efeitos no processo.

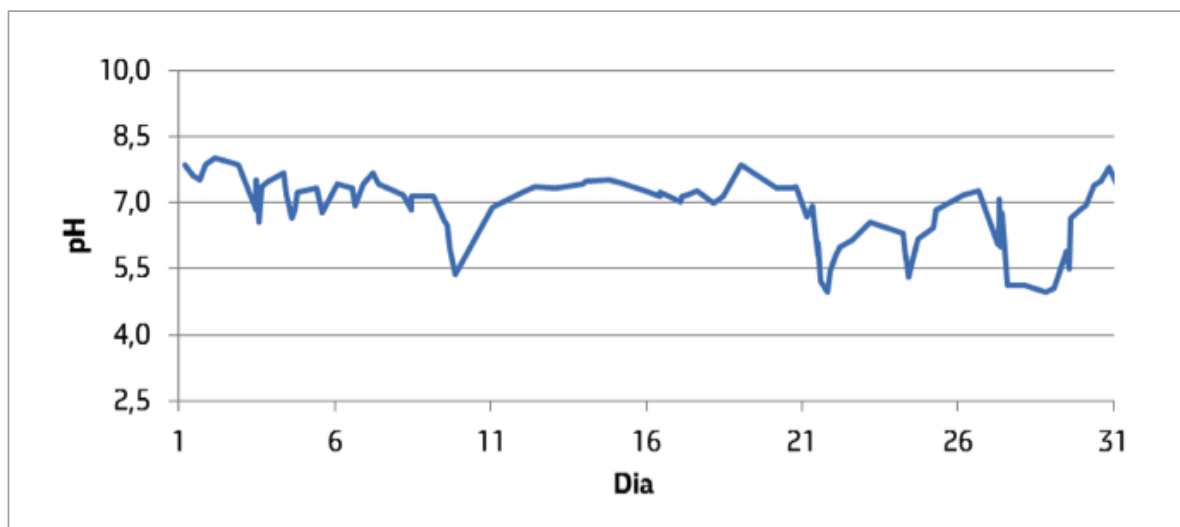
5.1 CASO BASE: ÁGUA AMONICAL

Durante o primeiro período, manteve-se a utilização de água amoniacal para neutralização do sistema de topo, enquanto eram realizadas as medições das variáveis pelo equipamento de acompanhamento automático de controle de corrosão. O objetivo desse período foi observar o

comportamento das variáveis sem que houvesse atuação automática de controle. As análises de pH do equipamento durante o período estão apresentadas no Gráfico 1.

Durante o período é possível perceber a grande variação no valor de pH, entre 5,1 a 8,3. Esta variação ocorre em função da vazão e da qualidade da amoniacal, sem a utilização de um sistema de controle de vazão de água amoniacal em malha fechada com o pH.

Gráfico 1 – Análise contínua de pH.

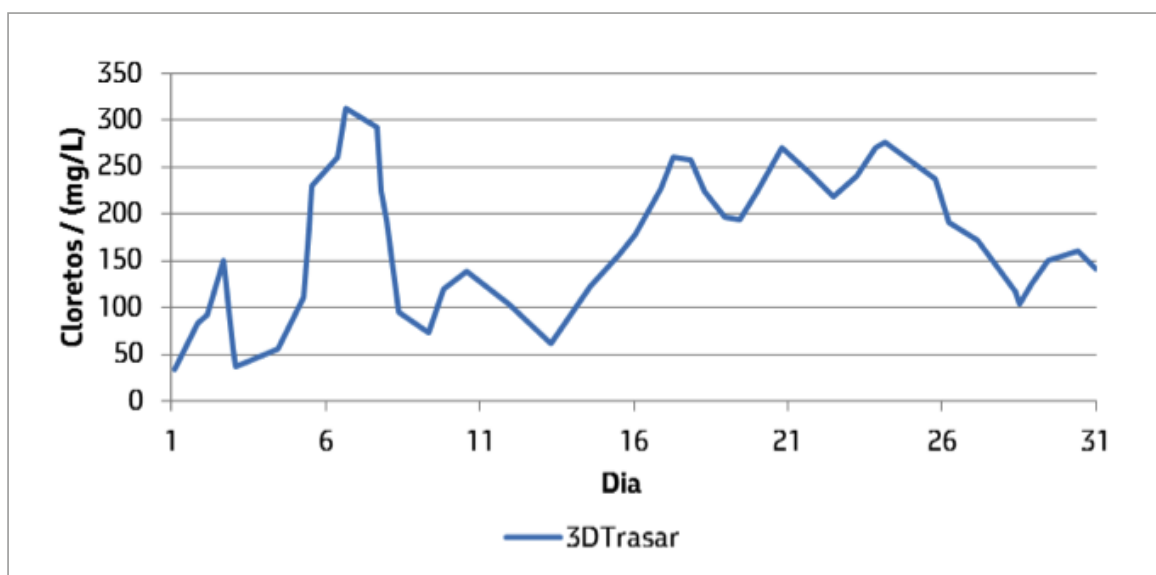


Fonte: OS AUTORES, 2016.

Os valores de cloretos na água do vaso de topo da destilação atmosférica apresentam grande variação ao longo do período, conforme apresentado no

Gráfico 2, em função da variação do elenco de petróleo processado e da remoção de sais na dessalgação.

Gráfico 2 – Análise contínua de cloretos.



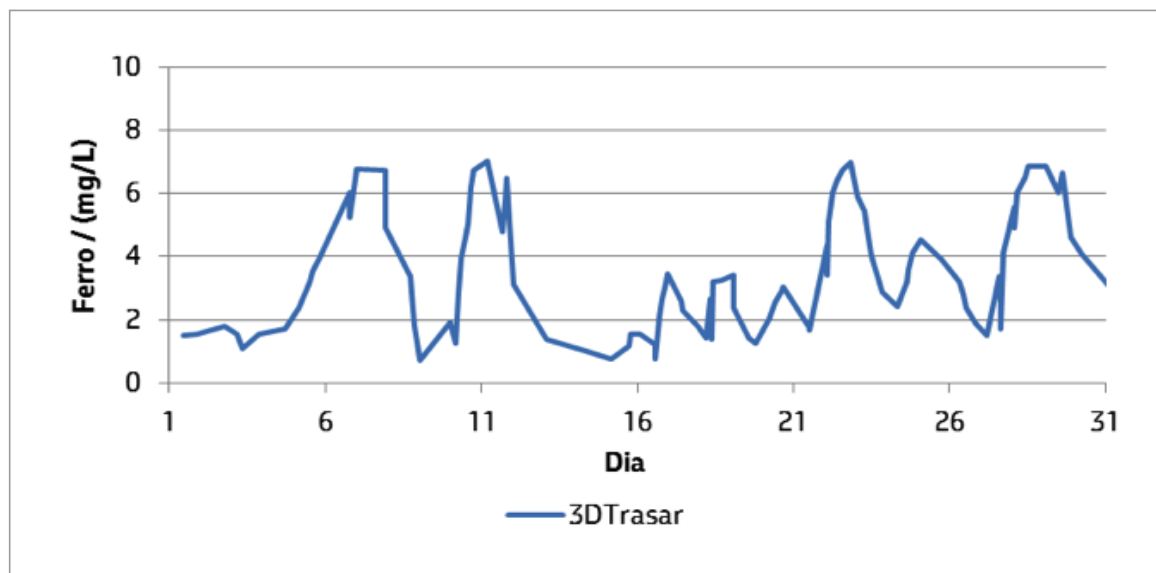
Fonte: OS AUTORES, 2016.

O teor de ferro também apresenta grande variação ao longo do período, conforme é observado no Gráfico 3.

esporádicos, a taxa de corrosão se encontra abaixo do limite de 0,125 mm/a na maior parte do tempo.

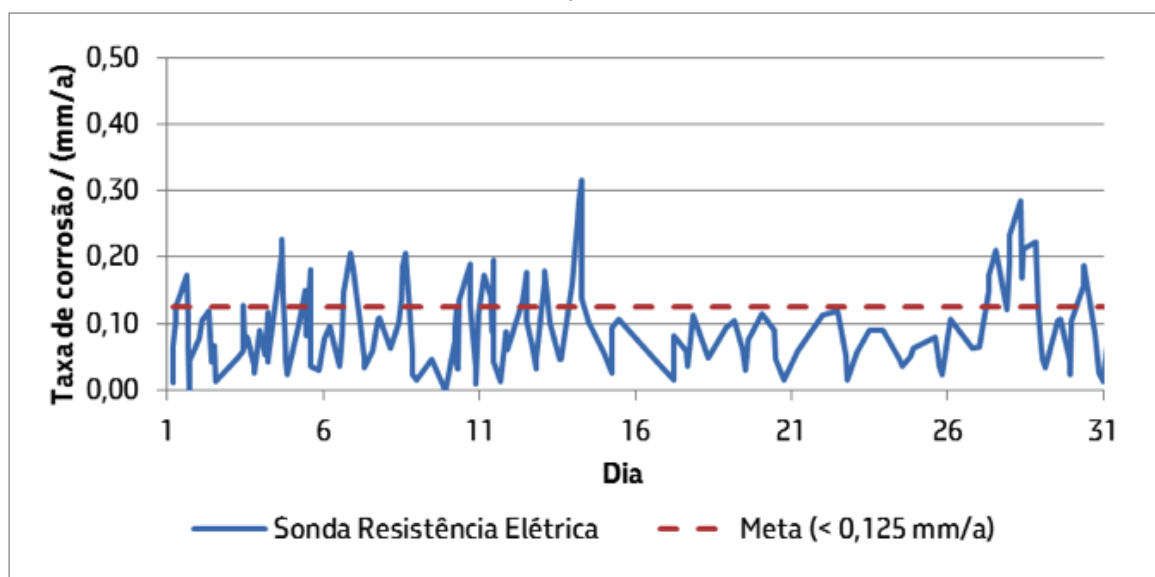
Observa-se no Gráfico 4 o comportamento da taxa de corrosão medida pela sonda de corrosão por resistência elétrica. Apesar de alguns picos

Gráfico 3 – Análise contínua de ferro.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

Gráfico 4 – Taxas de corrosão pela sonda de resistência elétrica.



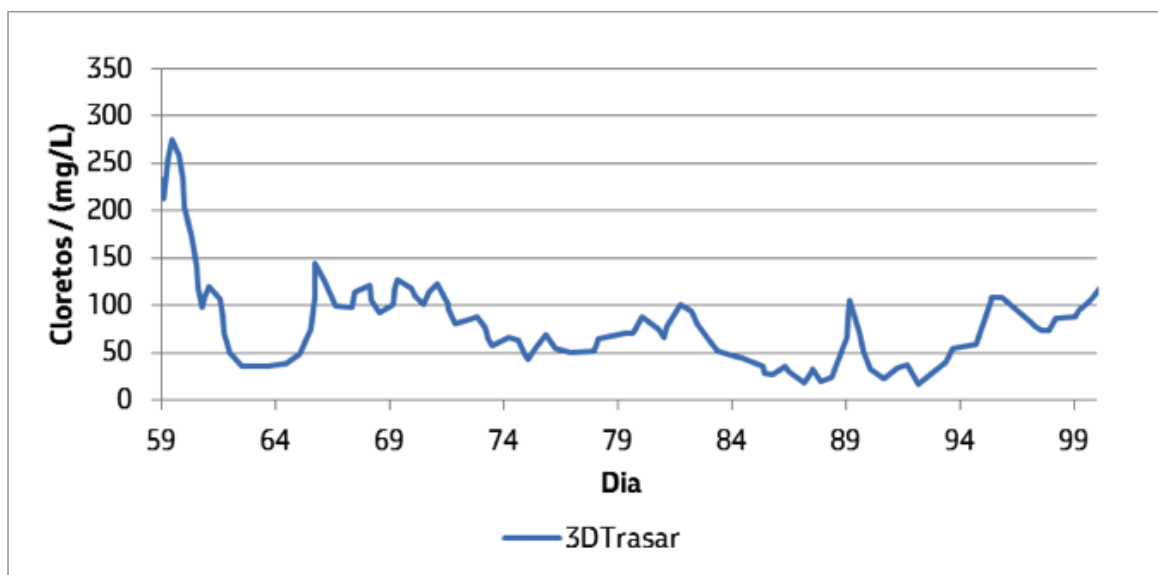
Fonte: OS AUTORES, 2016.

5.2 INJEÇÃO DE SODA CÁUSTICA E CONTROLE DO TEOR DE CLORETOS

O primeiro produto químico a ser injetado foi a soda cáustica. Conforme previsto, foi observada a redução de cloretos no período, como indicado no Gráfico 5.

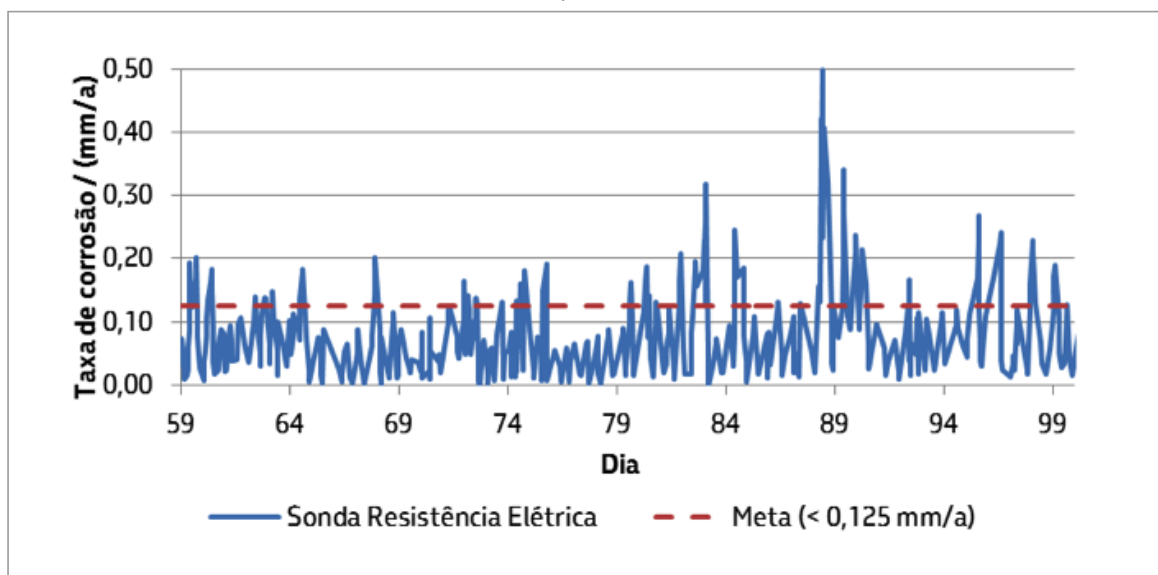
Mesmo com a redução do teor de cloretos no topo, não foi observada redução na taxa de corrosão, como apresentado no Gráfico 6. É importante ressaltar que ainda havia uma grande variabilidade do valor de pH, em função do controle manual de água amoniacal. Este fator pode ter contribuído para a taxa de corrosão ter se mantido nos mesmos patamares históricos.

Gráfico 5 – Análise contínua de cloretos.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

Gráfico 6 – Taxa de corrosão pela sonda de resistência elétrica.

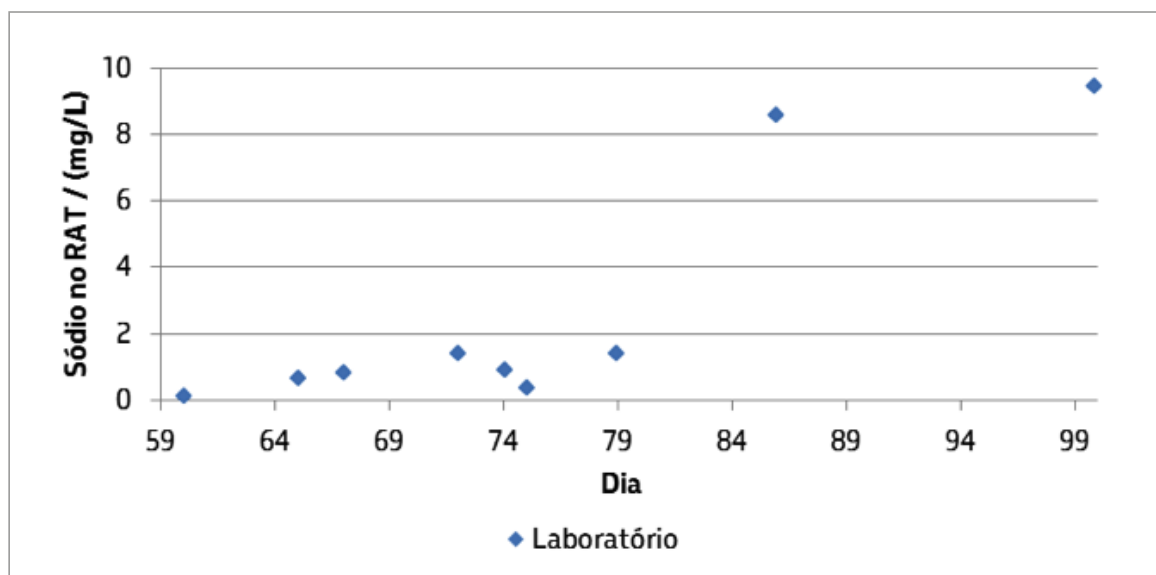


Fonte: OS AUTORES, 2016.

Manteve-se também atenção especial às análises de sódio no resíduo atmosférico (RAT), durante a injeção de soda cáustica. Era esperado um pequeno aumento no teor de sódio, no entanto, foram identificados valores muito acima do limite

de especificação para a URFCC de 3 mg/L, conforme observado no Gráfico 7. Historicamente, as análises de sódio no RAT sempre indicavam teores abaixo de 1 mg/L.

Gráfico 7 – Análises de teor de sódio no RAT, realizadas pelo laboratório da RECAP.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

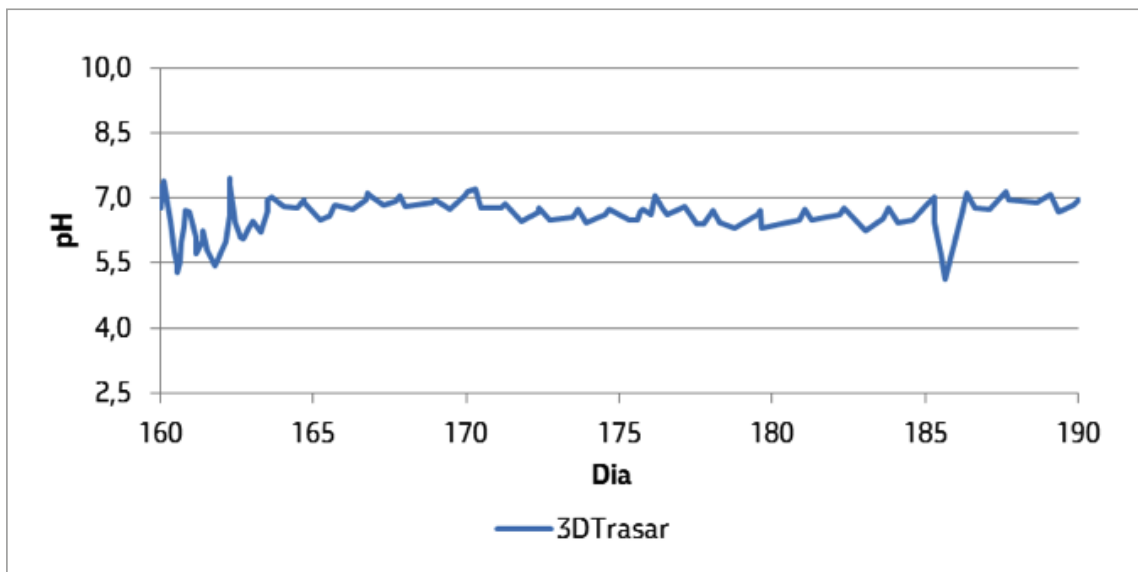
5.3 SUBSTITUIÇÃO DA NEUTRALIZAÇÃO COM ÁGUA AMONIAL POR AMINA NEUTRALIZANTE

Durante o terceiro período, a água amoniacal foi substituída por amina neutralizante e iniciado o controle automático de pH. Além disso, passou-se a controlar automaticamente a dosagem de amina fílmica, baseando-se no teor de ferro.

É observado no Gráfico 8 um melhor controle nos valores de pH, em função da dosagem em malha fechada de amina neutralizante.

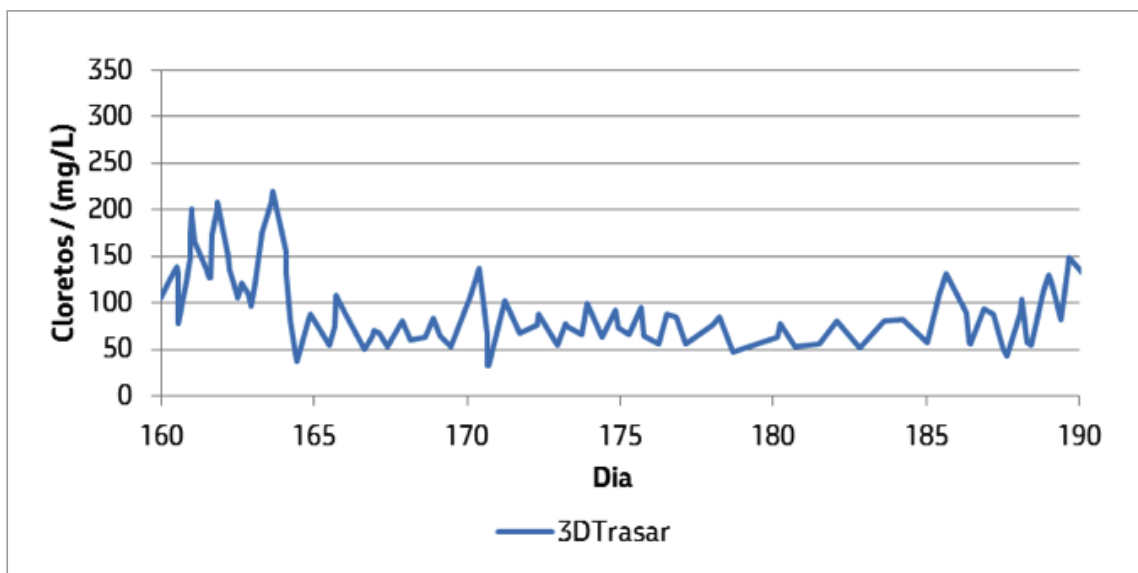
No Gráfico 9 mostra-se o controle de cloretos, pela dosagem automática de soda cáustica e no Gráfico 10 apresenta-se a redução no teor de ferro, em função da dosagem automática de amina fílmica.

Gráfico 8 – Análise contínua de pH.



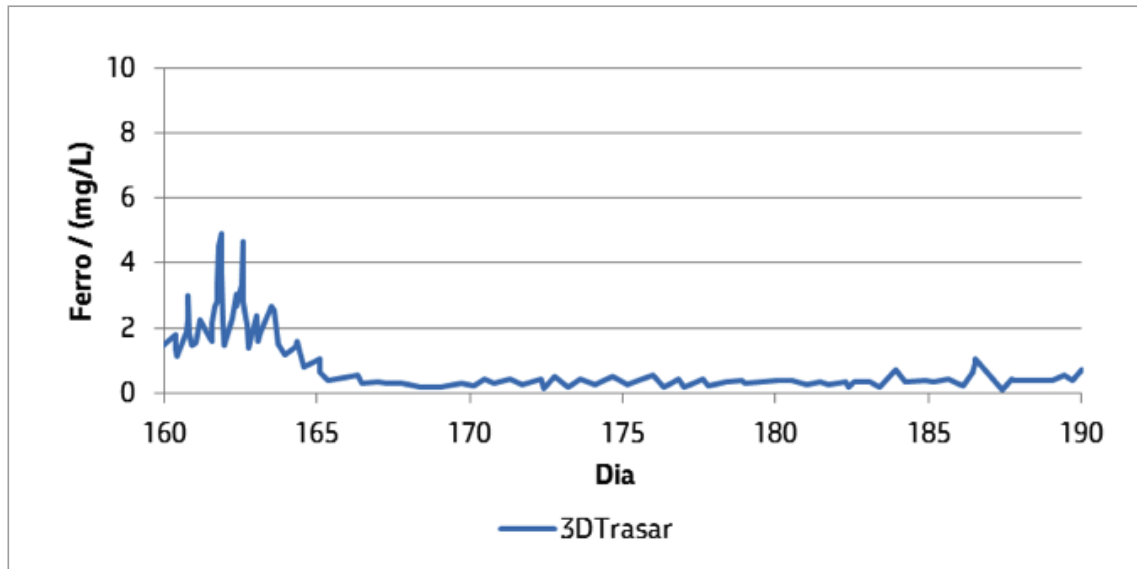
Fonte: OS AUTORES, 2016.

Gráfico 9 – Análise contínua de cloretos.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

Gráfico 10 – Análise contínua de ferro.

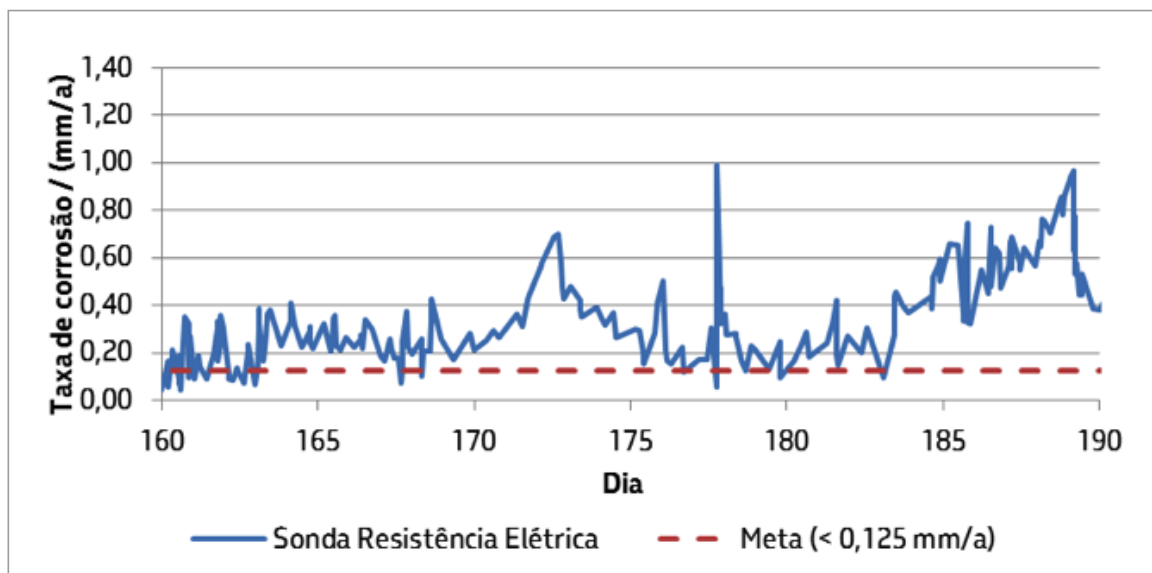


Fonte: OS AUTORES, 2016.

Neste período houve, entretanto, um aumento significativo da taxa de corrosão, conforme Gráfico 11. A taxa de corrosão subiu gradativamente, atingindo valores da ordem de 1,00 mm/a.

O aumento da taxa de corrosão e a redução do teor de ferro são aparentemente incoerentes, por isso, é importante entender exatamente as causas desse fato. A amina neutralizante tem uma capacidade de

Gráfico 11 – Taxa de corrosão pela sonda de resistência elétrica.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

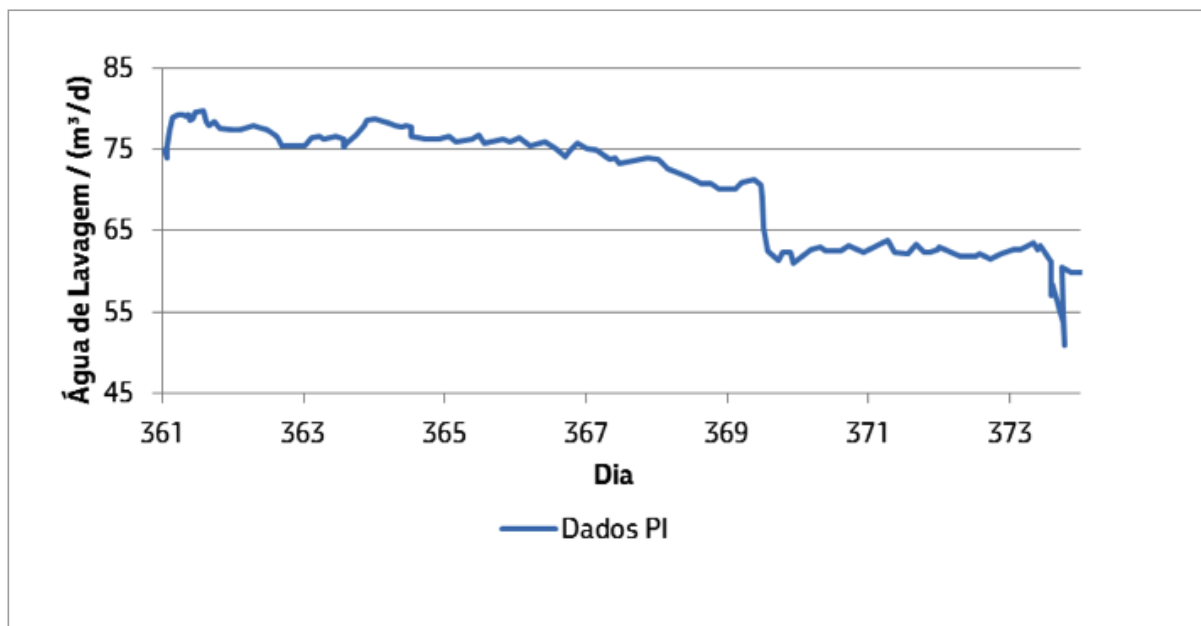
dispersão muito menor que a água amoniacal, pois sua volatilidade é muito menor. Dessa forma, os ramais mais externos do sistema de condensação são os ramais menos protegidos quando há a injeção de amina neutralizante, justamente onde está instalada a sonda de corrosão.

Entende-se, portanto, que a corrosão causada pela amina neutralizante sem a utilização de dispositivo para a correta dispersão é localizada próximo à entrada dos condensadores, principalmente nos ramais externos. Em contraponto, a corrosão causada pela água amoniacal, cuja dispersão é maior, seria uma corrosão generalizada no sistema de topo, gerando maiores teores de ferro, apesar de uma menor taxa de corrosão na região da sonda.

5.4 ÁGUA DE LAVAGEM

No último período de testes, foi observada a variação nas taxas de corrosão com outras duas variáveis do sistema: vazão de água de lavagem e pressão do vaso de topo. A vazão calculada de água de lavagem, necessária para arrastar os sais gerados no sistema de topo, foi de $72 \text{ m}^3/\text{h}$. A vazão obtida chegou a valores de até $79 \text{ m}^3/\text{h}$, no entanto, foi observada uma queda na sua vazão, conforme Gráfico 12. Em outras oportunidades ao longo do projeto, foi verificado o mesmo comportamento, causado provavelmente por acúmulo de ferro ou sais, pois a limpeza com vapor era suficiente para restaurar a sua vazão.

Gráfico 12 – Vazão de água de lavagem.

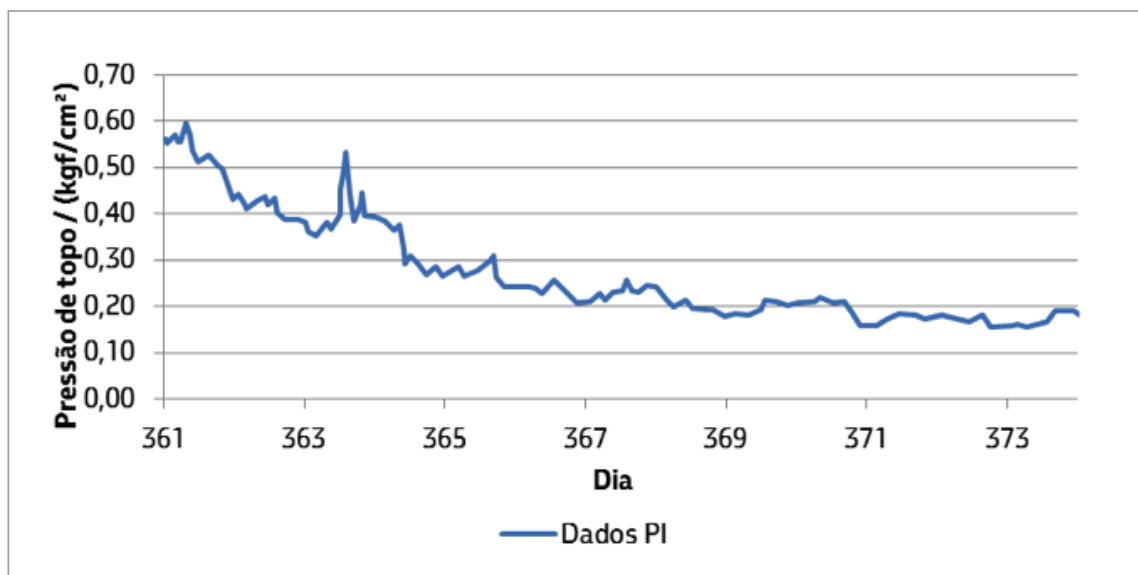


Fonte: OS AUTORES, 2016.

O vaso de topo da torre é interligado com a tocha, então, eventualmente, há oscilações na pressão. Conforme observado no Gráfico 13, a pressão de topo variou de 0,60 kgf/cm² para 0,15 kgf/cm² no período. Ressalta-se que o cálculo da vazão de água de lavagem é feito baseado no ponto de orvalho da água, o que é fortemente influenciado pela pressão de topo.

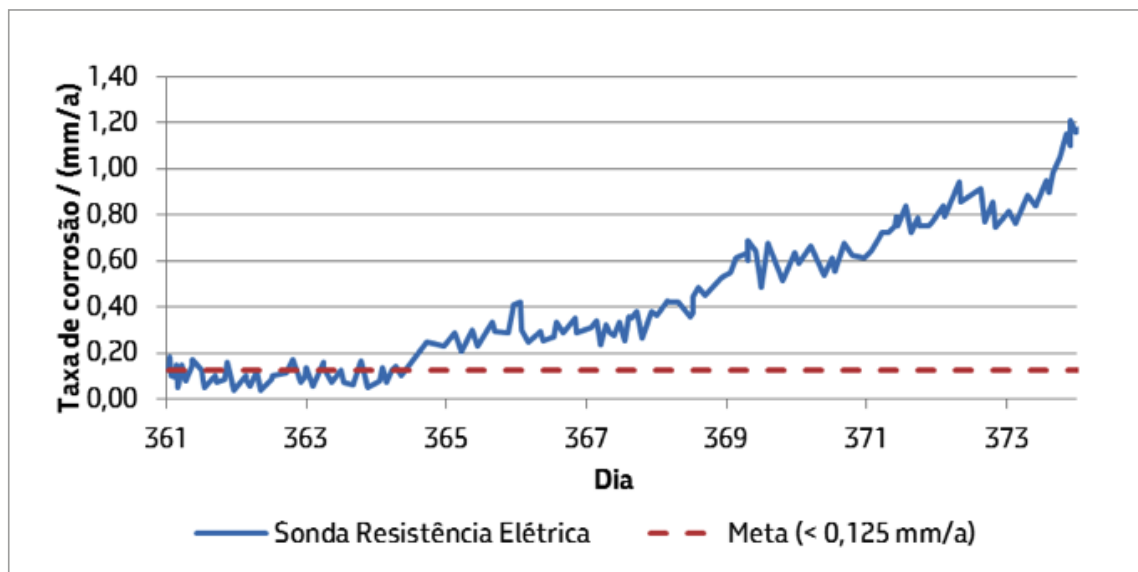
Dessa forma, é possível observar que no início do período as taxas de corrosão se mantiveram em patamares dentro da meta, porém a queda de vazão de água de lavagem, acompanhada da redução da pressão do vaso de topo, ocasionou o aumento das taxas de corrosão no sistema, conforme o Gráfico 14. As análises de pH, teor de cloretos e de ferro mantiveram-se estáveis nesse período.

Gráfico 13 – Pressão do vaso de topo da destilação atmosférica.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

Gráfico 14 – Taxa de corrosão pela sonda de resistência elétrica.



Fonte: OS AUTORES, 2016.

6 RECOMENDAÇÕES

Foi observado que, independentemente do controle automático, houve um aumento substancial da corrosão por causa da injeção de amina neutralizante no sistema em substituição à água amoniacal. Essa constatação foi possível por meio das informações da sonda de corrosão de resposta rápida. Ressalta-se que a corrosão pode estar ocorrendo em outras unidades da Petrobras que operam com injeção de amina neutralizante, mesmo que as variáveis controladas, como pH, ferro e cloretos no vaso de topo, estejam enquadradas.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA ADEQUAÇÃO DO SISTEMA DE TOPO

6.1.1 INSTALAÇÃO DE SONDAS DE CORROSÃO DE RESPOSTA RÁPIDA

As sondas de corrosão de resistência elétrica são itens importantes para o acompanhamento do processo e auxiliam os engenheiros de otimização de processos e de inspeção de equipamentos a identificar e atuar na correção dos problemas relacionados à corrosão.

A vantagem das sondas de corrosão de resposta rápida, frente aos cupons de corrosão, é a possibilidade de comparar os dados em tempo real com o processo e entender quais os principais fatores do processo são responsáveis pelo aumento da corrosão.

6.1.2 INSTALAÇÃO DE BICOS ASPERSORES PARA AMINA NEUTRALIZANTE E AMINA FÍLMICA

O bico aspersor é requisito mínimo e necessário para a instalação de sistemas de controle de corrosão, para evitar a má distribuição destes produtos. No caso da amina neutralizante, é desejado que a mesma vaporize ou, pelo menos, se encontre dispersa em pequenas gotas para garantir a neutralização do ácido clorídrico, que se encontra na fase vapor. No caso da amina fílmica, que não vaporiza, é importante que ela esteja bem distribuída para a formação do filme protetor.

6.1.3 CALCULAR VAZÃO MÍNIMA DE ÁGUA DE LAVAGEM

A água de lavagem é utilizada para remoção dos sais formados na neutralização das espécies ácidas pela amina neutralizante. Caso não se removam os sais, ocorre o processo de corrosão sob depósito, que ataca a linha de topo e os condensadores de topo.

O cálculo correto da vazão mínima de água de lavagem é importante para evitar a deposição de sais e deve ser realizado conforme recomendações da *National Association of Corrosion Engineers* (NACE), com base no critério de teor de água livre. Deve-se utilizar o menor valor para a pressão de topo, pois sua influência é relevante no cálculo da quantidade de água de lavagem.

6.2 RECOMENDAÇÕES PARA INSTALAÇÃO DE CONTROLE AUTOMÁTICO NO SISTEMA DE TOPO

6.2.1 COLETA DE DADOS HISTÓRICOS

O primeiro passo para instalação de um sistema de controle automático do sistema de topo é a avaliação da unidade. As condições operacionais como pressão e temperatura de topo, vazões e teor de cloretos devem ser avaliadas para o correto dimensionamento do sistema de controle.

Além das condições operacionais, é preciso avaliar a configuração física da unidade. É preciso identificar e avaliar a presença de bicos aspersores, diluentes, facilidades para injeção de novos produtos, vazão de água de lavagem disponível, presença de cupons e/ou sondas de corrosão.

Além da obtenção de dados do processo, é necessário coletar amostras de água de diluição e do sistema de topo, para investigar a presença de outros componentes como ácidos orgânicos ou mesmo aminas que podem vir de outras unidades de processo.

6.2.2 ESTIMATIVA DE CONSUMO DE AMINA NEUTRALIZANTE E FÍLMICA

Com base nos dados de cloretos, aminas, ácidos e outros componentes do sistema de topo, é preciso estimar o consumo de amina neutralizante e de amina fílmica. Não é recomendado que ocorra a neutralização dos ácidos orgânicos, pois são ácidos fracos que consomem neutralizante sem alterar o pH. Um simulador iônico deve ser utilizado para esta estimativa.

6.2.3 ESTIMATIVA DE DOSAGEM MÁXIMA DE SODA CÁUSTICA

Deve-se estimar a dosagem máxima de soda cáustica permitida, verificando limites de sódio no RAT para URFCC ou no resíduo de vácuo (RV) para unidades de coqueamento retardado (UCR). A utilização de soda gasta não é recomendada para este serviço, pois a carga de sódio no sistema será ainda maior.

7 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos ao longo do projeto, foi possível conhecer e avaliar de forma mais completa as variáveis que afetam as taxas de corrosão em sistemas de topo. Foi possível perceber que mesmo com todas as variáveis dentro das faixas de controle (pH, cloretos e ferro) existe a possibilidade de aumento severo nas taxas de corrosão utilizando-se a amina neutralizante. Esse fato evidenciou alguns motivos pelos quais existam outros sistemas de topo na Petrobras com as variáveis aparentemente em controle, porém com recorrentes eventos de deposição de sal e corrosão em linhas e condensadores do sistema de topo da destilação atmosférica.

As instalações acessórias, como os bicos aspersores, as sondas de corrosão de resposta rápida e a vazão correta de água de lavagem, são parte fundamental para o sucesso do controle de corrosão do sistema de topo, principalmente para a utilização de amina neutralizante.

É importante ressaltar que, com as lições aprendidas no projeto de P&D, há possibilidade de ganhos com a utilização de um equipamento de acompanhamento automático de controle de corrosão e, portanto, devem ser prospectadas novas soluções para o acompanhamento automático do controle de corrosão em sistemas de topo.

REFERÊNCIAS

CHAMBERS, B. et al. **Corrosion in crude distillation unit overhead operations**: a comprehensive review. [S.l.: s.n.], 2011.

FONSECA, E.; CUNHA, P.S.M.D.C; MARSIGLIA, M.E.P.L. **RT CS 015/2014**: testes com petróleo do pré-sal na unidade de destilação da Recap. Rio de Janeiro: Petrobras, 2014.

HILTON, N.P.; SCATTERGOOD, G.L. Mitigate corrosion in your crude unit: real time analyzers can provide improved monitoring of chloride levels and enable better corrosion control practices. **Hydrocarbon Processing**, [S.l.], set. 2010.

NACE. Technical Committee Report. **Crude distillation unit**: distillation tower overhead system corrosion. [S.l.: s.n.], 2009.

SILVA, G.P.M.; ZANONCINE, T.G. **RT CS 001/2014**: Acompanhamento automático de corrosão em sistema de topo de destilação atmosférica com equipamento 3DTrasar da Nalco. Rio de Janeiro: Petrobras, 2014.

GLOSSÁRIO

RAT: Resíduo Atmosférico – produto de fundo da destilação atmosférica.

RV: Resíduo de Vácuo – produto de fundo da destilação à vácuo.



Thiago Giovanni Zanoncine

Graduação (2009) em Engenharia Química pela UFPR. REPAR/OT/OP – Araucária, PR.

E-mail: thiagogz@petrobras.com.br



Guilherme Pimentel de Maria da Silva

Graduação (2006) em Engenharia Química pela UFRJ. CENPES/EB-AB-G&E/CS – Rio de Janeiro, RJ.

E-mail: guilhermepimentel@petrobras.com.br

VISITAS INTERNAS: em busca da melhoria contínua

Ricardo Gomes de Castro Junior





RESUMO

Segundo Silva (2008, p. 1), "auditoria é uma ferramenta social de excelência para aumentar a confiabilidade e a credibilidade das empresas comprometidas". Acreditando nessa premissa e entendendo que a excelência na prestação dos serviços exige um sistema de gestão interno tão excelente quanto, foi desenvolvido o "Projeto Visitas Internas". Além de garantir a integridade do Sistema de Gestão já existente, o projeto consiste na busca da excelência em Segurança e Meio Ambiente, ou seja, garantir que todas as exigências legais e estatutárias estejam implementadas. Os resultados superaram as expectativas. Além da melhoria contínua do processo de serviços de segurança e meio ambiente, a excelência foi observada com o resultado do Processo de Avaliação de Gestão em Segurança, Meio Ambiente e Saúde (PAG-SMS) 2014. As duas diretrizes com influência direta da gerência setorial de Segurança e Meio Ambiente (SMA), diretrizes 11 e 13, obtiveram nota máxima – 90% de aderência. Significa dizer que 100% dos itens avaliados estavam atendidos. Além das diretrizes específicas, no geral, a gerência de SMA atendeu 95% dos itens que lhe foram demandados. Assim como no PAG-SMS, o resultado obtido na Verificação de Requisitos Legais também foi excelente. Durante a verificação de 2014 nenhuma anomalia foi identificada.

Palavras-chaves: Auditoria interna. Sistema de gestão de SMS.

ABSTRACT

According to Silva (2008, p. 1), "Audit is a social tool of excellence to enhance the reliability and credibility of the affected companies." Believing that premise and understanding that excellence in service delivery requires such an excellent internal management system and was developed "Project Internal visits." In addition to ensuring the integrity of the existing management system, the project consists of the pursuit of excellence in Safety and Environment, which is to ensure that all legal and statutory requirements are implemented. The results exceeded expectations. In addition to the continuous improvement of the security services and the Environment, excellence was observed with the evaluation result of PAG-SMS 2014. The two Guidelines direct influence of sectoral management of SMA (Guidelines 11 and 13) got top marks - 90% adherence. This means that 100% of the items evaluated were met. In addition to specific guidelines, in general, SMA management met the 95% of the items that have been demanded. As in the PAG-SMS, the result obtained in the Legal Requirements Verification was also excellent. During verification 2014 no anomaly has been identified.

Keywords: Internal Audit. HSE Management System.

1 INTRODUÇÃO

Um grande desafio para as organizações é a busca da excelência tanto na prestação de serviços como nos seus processos de gestão internos. Para tanto, implementam sistemas de gestão normatizados, como a norma NBR ISO 9001, que define requisitos para um sistema de gestão da qualidade, além das normas NBR ISO 14001 e BSI OHSAS 18001, que tratam respectivamente da gestão ambiental e da gestão de segurança e saúde no trabalho.

Analisando o conteúdo destas normas, percebe-se que todas estão estruturadas no ciclo de *Deming*, ciclo de planejamento, desenvolvimento, controle e acompanhamento (PDCA) ou ciclo de melhoria contínua, que consiste em implementar um sistema de gestão em quatro etapas basicamente:

- planejamento;
- execução;
- verificação;
- análise crítica.

Observaremos exclusivamente a etapa de verificação do ciclo. Neste momento, teremos a análise e verificação dos dados coletados anteriormente. Nesta fase é onde serão detectados as possíveis falhas e erros que não estavam previstos no desenho do processo, ou seja, é a etapa onde se insere a auditoria.

Segundo Sá (1998 apud SILVA, 2008), o surgimento da auditoria remonta à era antes de Cristo, na antiga Suméria, e nas províncias Romanas, no primeiro século depois de Cristo. Na idade média, no Continente Europeu, surgiram as associações de profissionais que realizavam auditorias. A história do surgimento da auditoria na idade média teve como fato marcante a necessidade do Clero em dirigir os empreendimentos da Igreja Católica.

Figura 1 – Elementos do ciclo de melhoria contínua.



Fonte: AUTOR, 2013.

Segundo a NBR ISO 9000 (2015, p. 35), auditoria é um processo sistemático, independente e documentado para obter evidência objetiva e avaliá-la objetivamente para determinar a extensão na qual os critérios de auditoria são atendidos.

De maneira mais clara, pode-se dizer que auditoria é um exame das atividades desenvolvidas em determinada empresa ou setor, que tem o objetivo de averiguar se elas estão de acordo com as disposições planejadas e/ou estabelecidas previamente. É conferir se o que estava planejado foi executado.

Existem programas com o mesmo objetivo da auditoria, mas que possuem nomenclaturas distintas, como “avaliação”, “verificação” ou, como será apresentada neste trabalho, “visita”.

Por que utilizar o termo visita a auditoria? Na gerência dos Serviços Compartilhados, auditoria é um termo utilizado para avaliar o Sistema de Gestão Integrado (SGI), avaliação é utilizado pelo

Processo de Avaliação de Gestão em Segurança, Meio Ambiente e Saúde (PAG-SMS) e verificação é utilizado para avaliar a conformidade legal. Para evitar confusão com os programas já existentes, utilizou-se do termo visita.

Na prática, consiste em avaliar, verificar ou auditar o processo e as atividades executadas na gerência de Segurança e Meio Ambiente (SMA) para garantir o atendimento aos requisitos estabelecidos nos padrões, normas técnicas, legislação, entre outros.

Dessa forma, esse artigo abordará os termos auditoria, avaliação, verificação e visita de maneira sinônima.

Attie (1998) relaciona à origem da palavra auditoria com a finalidade de examinar, corrigir, ajustar e certificar as organizações.

Segundo Silva (2008, p. 3),
a auditoria é uma poderosa ferramenta para ser utilizada desde a construção até a consolidação da imagem da empresa no mercado. É com a auditoria que se torna possível cultivar uma comunicação integrada, que dê consistência e potencialize a empresa em todos os seus pontos de contato com o mercado.

Silva (2008, p. 3) ainda afirma que o auditor “é o profissional que tem como missão ajudar a empresa a seguir o caminho correto”.

Incontestavelmente é uma técnica benéfica a qualquer área, setor, atividade ou processo.

Outro aspecto interessante sobre auditoria é que seu objetivo não é punir e sim corrigir e melhorar o desempenho, aprimorando o caráter dos colaboradores.

Segundo Oliveira (2008), a auditoria beneficia tanto a organização como os indivíduos, identificando problemas potenciais e pontos fracos do sistema de gestão, não tendo relação com recriminação ou imputação de culpa.

Direcionando o assunto para a área de Segurança, meio Ambiente e Saúde (SMS), setor em que foi implementado o trabalho, Barreiros (2002 apud BENITE, 2004, p. 122) afirma que

a avaliação de SMS é uma etapa essencial para dar consistência ao ciclo de melhoria contínua e contribuir para a aprendizagem organizacional. A regularidade desse processo é decisiva para o aprimoramento das estratégias para assegurar a correção dessa rota.

Acreditando em sua importância e considerando a necessidade de internalizar sua existência à rotina das atividades, foi elaborado o Projeto Visitas Internas: em busca da melhoria contínua, uma iniciativa de caráter voluntário e inovador, uma vez que não está prevista em nenhum padrão, plano ou programa.

Implementado desde 2013, o projeto ganhou ainda mais força após a decisão estratégica dos Serviços Compartilhados em simplificar o Sistema de Gestão Integrada, descontinuando a certificação nas Normas ISO 14001 e OHSAS 18001 e constituindo uma gestão autodeclarada. Essa decisão exigiu maior monitoramento dos processos e atividades executadas por cada gerência das regionais.

Além de garantir a integridade do sistema de gestão já existente, o projeto consiste na busca da excelência em segurança e meio ambiente, ou seja, garantir que todas as exigências legais e estatutárias estejam atendidas.

Deve-se destacar que o processo de visitas internas por si só não garante a melhoria do desempenho da gerência. No entanto, subsidiará o gerente com informações valiosas para a definição de ações que, conseqüentemente, resultarão na melhoria do desempenho.

2 OBJETIVO

O objetivo principal deste artigo é demonstrar os resultados obtidos na implementação de sistemática de avaliação interna do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Também são considerados neste trabalho os seguintes objetivos secundários:

- ajudar a promover a conscientização da força de trabalho em relação à importância da melhoria contínua nas atividades;
- preparar a força de trabalho para avaliações, auditorias e verificações;
- facilitar a obtenção das evidências durante as avaliações;
- subsidiar a gerência, fornecendo diagnóstico com os aspectos positivos, negativos e principais gargalos.

3 DESENVOLVIMENTO

Em 2009, inicia-se a ideia de preparar a equipe da gerência setorial de SMA para as avaliações que estariam por vir. Neste ano, foram realizadas apresentações na véspera das avaliações para que a equipe soubesse quais itens seriam solicitados e que posturas deveriam adotar durante o evento. Essa sistemática foi utilizada até 2010 e sua contribuição principal foi a maturidade da equipe.

Em 2011, decide-se por simular as avaliações na véspera dos eventos. O objetivo era antecipar a identificação das anomalias e promover o tratamento até a realização da avaliação. A maior dificuldade era disponibilizar as equipes antes e durante todos os eventos, pois prejudicava a evolução de seus trabalhos. Em 2012, por exemplo, a gerência setorial de SMA participou ativamente de aproximadamente dez avaliações, ou seja, quase uma por mês. O tempo era curto para preparar e realizar os simulados.

Em 2013, o processo é novamente analisado e sua sistemática novamente alterada. O produto dessa análise foi o projeto “Visitas Internas: em busca da melhoria contínua”. A diferença para a sistemática anterior é que este projeto possui data

definida para sua realização e integra todos os itens de todas as avaliações que poderão ocorrer na gerência.

O projeto foi estruturado em quatro pilares:

- competências necessárias;
- definição do escopo;
- metodologia para conduzir o projeto;
- metodologia para monitorar as anomalias.

3.1 COMPETÊNCIAS NECESSÁRIAS

Para implantar o projeto foi necessário definir as competências mínimas da equipe avaliadora, conforme descrito abaixo:

- possuir treinamento de avaliador do PAG-SMS;
- possuir treinamento de auditor do SGI;
- ter participado em no mínimo uma avaliação do PAG-SMS;
- ter participado em no mínimo uma auditoria do SGI.

Figura 2 – Logomarca do projeto.



Fonte: AUTOR, 2013.

3.2 DEFINIÇÃO DO ESCOPO

A definição do escopo consistiu em três etapas: levantamento dos documentos legais e estatutários aplicáveis; análise desses documentos

Figura 3 – Logomarca do projeto.



Fonte: AUTOR, 2013.

e seleção dos itens; identificação das células responsáveis pelo atendimento a cada item. Para as duas primeiras etapas foram exploradas as bases de consulta relacionadas na Figura 3.

A terceira etapa foi a identificação das pessoas que responderiam cada item aplicável.

Na gerência de SMA a estrutura é formada por “células”, que consistem em aglomerar profissionais para cuidarem exclusivamente de

determinados assuntos, como contingência, leiaute ou investigação de acidentes, por exemplo. Sendo assim, cada “célula” (equipe) possui um nome característico.

3.3 METODOLOGIA PARA CONDUZIR E RELATAR OS RESULTADOS

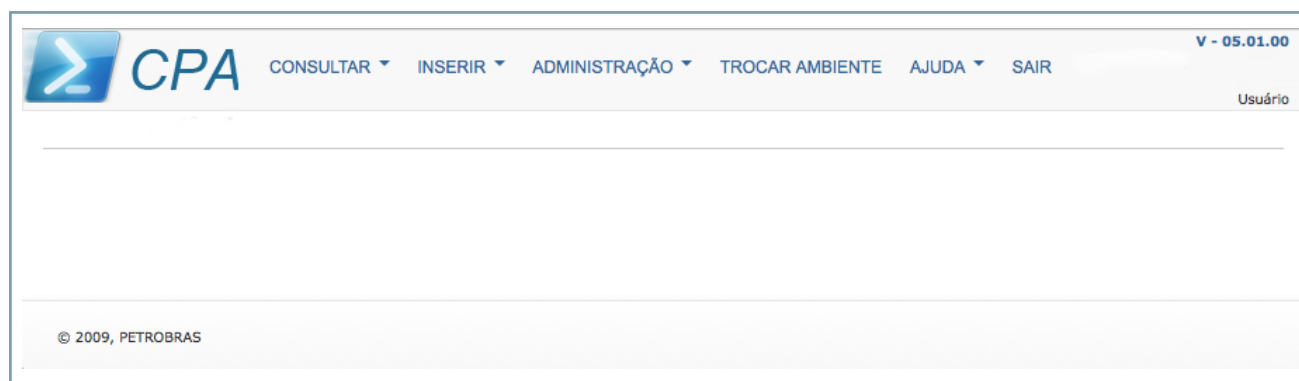
Uma ferramenta para a realização das visitas foi definida: lista de verificação (LV), popularmente conhecida como checklist.

Todos os itens foram transformados em perguntas e inseridos na ferramenta. Foram relacionados aproximadamente 580 itens. Somente para medirmos seu tamanho, se fosse impressa em meio físico a lista teria 75 páginas.

3.4 METODOLOGIA PARA MONITORAR AS ANOMALIAS

Entenda anomalia como qualquer não conformidade ou oportunidade de melhoria identificada em uma avaliação.

Figura 4 – Sistema CPA.



Fonte: PETROBRAS, 2016

A ferramenta utilizada para registrar e monitorar as anomalias identificadas foi o sistema Controle de Plano de Ação (CPA).

Após as visitas, planilhas com as constatações são alimentadas e enviadas às células para que preencham os seguintes dados:

- análise das causas;
- ação;
- etapas para executar a ação (como);
- responsável;
- prazo.

De posse das planilhas preenchidas o sistema é alimentado e cada responsável se responsabiliza por monitorar suas ações.

Após a definição da estrutura do projeto, sua aplicação se deu da seguinte maneira:

- identificação das equipes participantes;
- quantificação do tempo gasto em cada visita;
- preparação da agenda;
- comunicação da realização das visitas internas e envio da programação às partes interessadas;
- revisão da LV;
- realização das visitas;
- identificação das anomalias (não conformidades), observações/recomendações e pontos fortes;
- levantamento dos dados para alimentar o plano de ação (análise das causas; ação; etapas para executar a ação; responsável; prazo; status; observação);
- elaboração do Relatório final;
- alimentação do plano de ação no sistema CPA;
- análise do resultado com identificação dos desvios sistêmicos e reincidentes;
- apresentação do resultado em reunião de equipe;
- monitoramento mensal;
- realização da visita de monitoramento.

As visitas são realizadas no início do ano, com duração média de 350 horas distribuídas em quatro meses.

3.5 RESULTADOS

Este projeto tem contribuído significativamente na promoção e conscientização da força de trabalho em relação à importância da melhoria contínua dos nossos processos.

As auditorias, avaliações e verificações vêm apresentando resultados positivos, tanto qualitativamente quanto em relação à quantidade de anomalias identificadas.

Os resultados qualitativos são percebidos através dos comentários dos avaliadores, que rotineiramente registram durante a reunião de encerramento a maturidade da equipe, a facilidade na obtenção das evidências e o gerenciamento da equipe sobre as evidências.

Quantitativamente, percebe-se redução das anomalias em todas as auditorias, avaliações e verificações realizadas após a implementação do projeto, como o PAG-SMS e Verificação de Conformidade Legal.

3.5.1 RESULTADOS NO PAG-SMS

A avaliação que apresenta maior riqueza de informações, tanto pela sua importância quanto pela sua robustez é o PAG-SMS.

Importante salientar que a nota geral da avaliação (Indicador IAD-15) não seria um critério comparativo válido. Uma vez que pertence à Regional, seu resultado é influenciado por todas as gerências que participaram da avaliação.

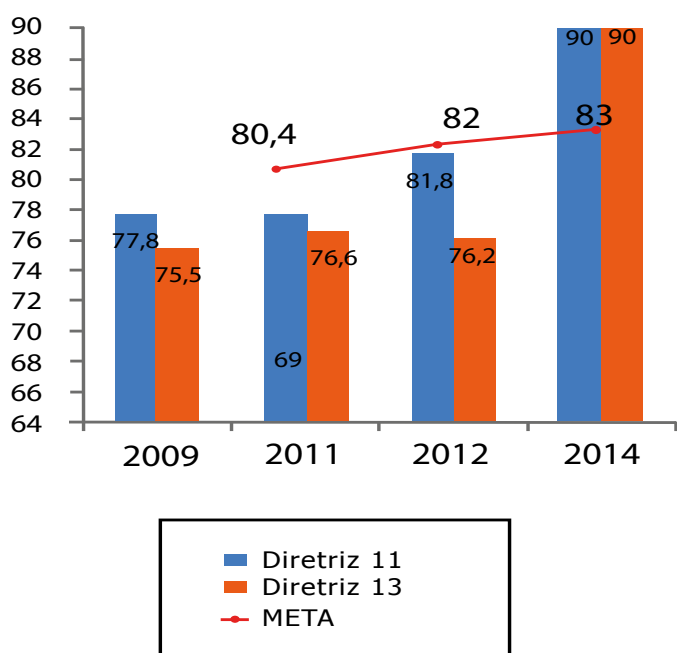
Sendo assim, foram utilizados dois critérios para avaliar a eficácia do Projeto de Visitas Internas com o resultado do PAG-SMS:

- resultado das diretrizes com influência majoritária da gerência setorial de SMA. São as Diretrizes avaliadas em mais de 50% na gerência, como por exemplo, as Diretrizes 11 (Contingência) e 13 (Análise de Acidentes e Incidentes).

- total de itens avaliados na gerência. Além das Diretrizes majoritárias, existem itens nas demais diretrizes que também foram avaliados na gerência setorial de SMA. O resultado serão apresentado através da relação dos itens conformes da gerência dividido pelos itens avaliados na gerência. Denominaremos esse indicador como TOTAL_SMA. Como a análise é proporcional, ela independe da quantidade de itens.

Em 2014, a gerência de SMA respondeu a 62 dos 211 itens de entrevista e documental previstos para a regional, equivalendo a aproximadamente 30% da avaliação.

Gráfico 1 – Resultado das Diretrizes 11 e 13 na avaliação de 2014.



Fonte: PETROBRAS, 2014.

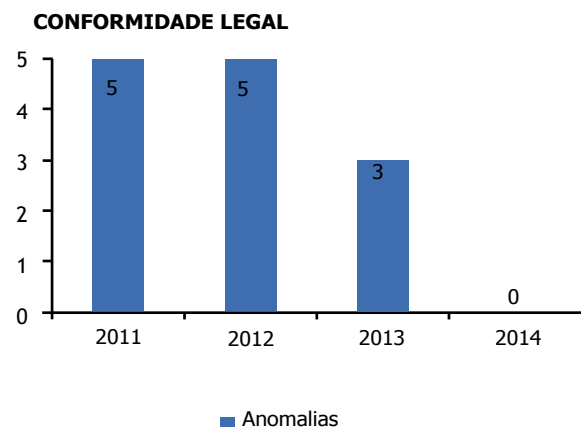
O resultado obtido encontra-se no Gráfico 1. No resultado geral (TOTAL_SMA) o resultado também surpreendeu. Dos 62 itens avaliados, 59 receberam a nota máxima, ou seja, 95% dos itens implementados.

Observação: o atendimento integral aos requisitos do PAG-SMS gera uma pontuação de 90%.

3.5.2 RESULTADOS NA VERIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE LEGAL (VCL)

Serão apresentados os resultados dos últimos 4 anos. Antes da implementação do projeto, a gerência apresentou uma média de 5 anomalias por avaliação.

Gráfico 2 – Anomalias identificadas na gerência setorial de SMA da RSUD durante a Verificação de Conformidade Legal.



Fonte: PETROBRAS, 2014.

Em 2013, primeiro ano do projeto, a gerência apresentou redução de 40% das anomalias em relação à média dos anos anteriores.

Em 2014, assim como no PAG-SMS de 2014, o resultado foi a excelência do sistema não apresentando anomalias.

4 CONCLUSÃO

Observando quantitativamente, os resultados comprovam a eficiência do projeto na redução das anomalias identificadas durante as auditorias na gerência setorial de SMA.

Analisando tanto o resultado do PAG-SMS quanto da VCL é possível afirmar que a gerência setorial de SMA impactou positivamente nas avaliações e consequentemente no sistema de gestão da unidade.

Além da análise quantitativa, qualitativamente percebe-se que o resultado influenciou na promoção da cultura de melhoria contínua para o alcance da excelência.

Hoje, toda a força de trabalho da gerência percebe a importância em manter o Sistema de Gestão da Unidade, e não existe mais a necessidade em prepará-la para as auditorias, pois suas atividades estão rotineiramente sendo avaliadas.

5 REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 9000**: sistemas de gestão da qualidade: fundamentos e vocabulário. Rio de Janeiro, 2015.

ATTIE, William. **Auditoria**: conceitos e aplicações. São Paulo: Atlas, 1998.

BENITE, Anderson Glauco. **Sistema de gestão de segurança e saúde no trabalho para empresas construtoras**. 2004. 236 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Escola politécnica, Departamento de Engenharia de construção civil, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004.

OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY ASSESSMENT SERVICES. **OHSAS 18001**: 2007: sistemas de gestão da segurança e saúde no trabalho. São Paulo: Risk Tecnologia, 2007.

OLIVEIRA, Maurício de Paula. **Um estudo de caso da gestão de segurança industrial de uma plataforma de petróleo offshore**. 2008. 110 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão)– Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2008.

PETROBRAS. **Sistema de controle de plano de ação (CPA)**. Sistema de acesso exclusivo interno. Rio de Janeiro, 2014.

_____. **Controle de plano de ação (CPA)**. Sistema de acesso exclusivo interno. Rio de Janeiro, 2016.

PICCHI, F. A. **Sistemas de qualidade**: uso em empresas de construção de edifícios. 1993. 2 v. Tese (Doutorado em Engenharia Civil)– Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1993.

SILVA, Andreza Regina Lopes da. Auditoria um recurso social. In: CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 4., 2008, Niterói. **Anais...** Disponível em: <<http://www.inovar-se.org/filebrowser/download/8906>> Acesso em: 22 set. 2014.



Ricardo Gomes de Castro Junior

Graduação (2010) em Engenharia Mecânica pela UGF. Pós-graduação (2015) em Engenharia de Segurança do Trabalho pela UFF. Petrobras. COMPARTILHADO/RSUD/SMS/SMA – Rio de Janeiro, RJ – E-mail: ricardo.castro@petrobras.com.br

ENVIO DE ARTIGOS

Os originais serão submetidos à aprovação de especialistas reconhecidos nos temas tratados. Os trabalhos serão enviados para avaliação sem identificação de autoria.

Excepcionalmente, serão aceitos trabalhos que já tenham sido publicados em periódicos estrangeiros. Nesse caso, serão sujeitos à mesma avaliação de originais inéditos.

O autor deverá apresentar autorização por escrito do editor da revista em que seu texto tenha sido originalmente publicado, acompanhado de cópia do artigo.

O conteúdo dos artigos é de responsabilidade exclusiva dos autores.

**O envio de artigos para submissão
deve ser feito para:**

**Email: revistatecnicaup@petrobras.com.br ou
Chave: u5js**

Somente é permitido citar parte dos artigos, sem prévia autorização, com a identificação correta da fonte.



Foto da capa:

Laboratório de Inovação em Gestão (LABGEST).

De pé: Alexandre da Silva Ramos e Simone Vilela Ferreira Marquezini.
Sentados: Fabio Carlos Gomes, Regina Célia Junqueira Bastos Smith,
Maria Cristina Dias dos Reis.

Fonte: Jaqueline da Silva Navarro - Personal

RECURSOS HUMANOS/UNIVERSIDADE PETROBRAS

R. Ulysses Guimarães, 565, Cidade Nova. - Rio de Janeiro – RJ
Av. Antônio Carlos Magalhães, 1113, Pituba. - Salvador – BA





Metodologias de Inovação

Action Learning

World Cafe

Design Thinking

Mapas Conceituais

Facilitação Gráfica

