



**FACULDADE DE TECNOLOGIA SENAI CIMATEC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GESTÃO
E TECNOLOGIA INDUSTRIAL**

JEANDERSON DE SOUZA MANÇÚ

**APLICAÇÃO DE FERRAMENTA E MÉTODO DE ANÁLISE DE FALHA NA
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE BOMBEIO CENTRÍFUGO
SUBMERSO (BCS)**

Salvador
2013

JEANDERSON DE SOUZA MANÇÚ

**APLICAÇÃO DE FERRAMENTA E MÉTODO DE ANÁLISE DE FALHA NA
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE BOMBEIO CENTRÍFUGO
SUBMERSO (BCS)**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial da Faculdade de Tecnologia SENAI Cimatec, como requisito final para a obtenção do título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial.

Orientação: Prof. Dr. Xisto Lucas Travassos Jr.

Co-orientação: Prof. Dr. Paulo Soares Figueiredo.

Salvador

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca da Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC

M268a

Mançú, Jeanderson de Souza

Aplicação de ferramenta e método de análise de falha na instalação dos equipamentos do sistema de bombeio centrífugo submerso (BCS) / Jeanderson de Souza Mançú - 2013.

123f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Xisto Lucas Travassos Jr.
Co-orientador: Prof. Dr. Paulo Soares Figueiredo

Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial) – Programa de Pós-Graduação, Faculdade de Tecnologia Senai - CIMATEC, Salvador, 2013.

1. Indústria – Petróleo. 2. Análise de falha - Ferramentas. 3. Bombeio centrífugo submerso. I. Travassos Jr., Xisto Lucas. II. Figueiredo, Paulo Soares. III. Faculdade de Tecnologia Senai-CIMATEC. IV. Título.

CDD: 658.408

JEANDERSON DE SOUZA MANÇÚ

**APLICAÇÃO DE FERRAMENTA E MÉTODO DE ANÁLISE DE FALHA NA
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE BOMBEIO CENTRÍFUGO
SUBMERSO (BCS)**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial da Faculdade de Tecnologia SENAI Cimatec, como requisito final para a obtenção do título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial.

Aprovado em 25 de janeiro de 2013.

Prof. Dr. Xisto Lucas Travassos Júnior
Coordenador do Colegiado do Curso de Mestrado
em Gestão e Tecnologia Industrial

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Xisto Lucas Travassos Júnior
SENAI – Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia

Prof. Dr. Paulo Soares Figueiredo
SENAI – Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia

Prof^a. Dr^a. Carla Dalmolin
SENAI – Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia

Prof. Dr. Stevan Grubisic
Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL)

Prof. Doutorando Luiz Eduardo Marques Bastos
Gerente Geral do Nordeste da Empresa Beta

25 de janeiro de 2013

Dedico este trabalho aos meus pais, Raymundo Jorge de S. Mançú e Maria José de S. Mançú, que sempre me motivaram e acreditaram no meu potencial. A minha irmã, Tatiane, e a minha noiva, Graciele, pela compreensão nos momentos de ausência familiar em prol da concretização da pesquisa.

AGRADECIMENTOS

São muitos a agradecer, porém, em primeiro lugar agradeço a **DEUS**.

Aos meus pais, irmã e noiva, por compreenderem a falta de atenção nos momentos de estudo.

A toda minha família, pelos incentivos a todo instante.

À Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC e aos funcionários pelos serviços e infra-estruturas de qualidade disponibilizada para o meu processo de aprendizagem.

À Coordenação, Professores e Funcionários do Curso de Mestrado em Gestão e Tecnologia do SENAI CIMATEC pela excelente gestão e busca contínua da qualidade nos serviços disponibilizados.

Ao orientador. Prof. Dr. Xisto Lucas Travassos Júnior, coordenador do Colegiado do Curso de Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial e ao co-orientador Prof. Dr. Paulo Soares Figueiredo pelo acompanhamento, ensinamentos e compreensão aplicada, durante toda esta trajetória.

Ao Gerente Geral do Nordeste, Luiz Eduardo Bastos, e ao Gerente de Operações e Contratos, Francisco Junior, da empresa Beta e aos amigos da empresa Delta pelos incentivos e autorização para realizar os estudos de caso na filial Bahia e aos demais colegas funcionários pela disponibilização de dados e informações dos processos internos para a conclusão da pesquisa.

E aos colegas e amigos, que de forma direta ou indireta, acompanharam-me, apoiaram-me, incentivaram-me e fizeram com que eu percebesse que tudo é possível, basta crer e ser perseverante.

A terra é um lugar difícil, onde aprendemos por meio das emoções e da dor e mostramos por meio das ações se de fato aprendemos nossas lições. Quanto mais obstáculos houver, mais oportunidades teremos para aprender. Uma vida com relacionamentos difíceis, repleta de desafios e perdas, oferece maiores oportunidades para o crescimento da alma. Se é isso o que acontece, pode ser que você tenha escolhido uma vida mais difícil, de modo a acelerar o seu progresso espiritual.

Brian Leslie Weiss

RESUMO

O Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um dos métodos de elevação artificial de petróleo mais utilizado tanto para produzir grandes volumes diários de fluidos (petróleo + água com alta salinidade) e outros componentes na emulsão, como gás e areia, quanto para bombear fluido de profundidades elevadas. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo pesquisar as ferramentas e métodos de análise de falhas aplicáveis na indústria do petróleo, além de propor aplicação de uma das ferramentas no processo de instalação dos equipamentos do sistema BCS das empresas Beta e Delta, em poço produtor de petróleo da Bahia. Portanto, esta pesquisa foi realizada a partir de estudos em referências bibliográficas para contextualizar essa indústria, conceituar o sistema BCS e tipos de ferramentas e métodos de análise de falhas mais utilizadas nela. Para identificar e investigar a aplicação de ferramentas de análise de falha no sistema BCS, foram realizados estudos de caso em duas empresas. A partir dos resultados da análise e discussão foi observado que tais empresas não aplicam ferramentas de análise de falhas potenciais e nem Lista de Verificação durante a execução das tarefas. Sendo assim, foi indicada a aplicação da Ferramenta de Análise de Falha (FMEA) na fase de instalação dos equipamentos do sistema BCS. Desta forma, foi proposta uma estrutura de procedimento documentado, definido um diagrama com o passo-a-passo para a utilização de FMEA e elaborada uma Lista de Verificação (LV) a partir das recomendações definidas nos formulários de FMEA, para ser utilizada pela equipe de técnicos na fase de instalação dos equipamentos do sistema BCS durante a intervenção com sonda de produção terrestre (SPT) em poço produtor de petróleo e assim eliminar as possíveis falhas potenciais nesta fase.

Palavras-chave: Indústria do petróleo. Bombeio centrífugo submerso. Ferramentas de análise de falha.

ABSTRACT

The submerged centrifugal pumping system (BCS) is one of the methods of artificial lift petroleum well further used to produce large daily volumes of fluids (oil water with high salt) and other components in the emulsion, such as gas and sand, as for pumping fluid high depths. In this context, this study aims to find the tools and methods of fault analysis applied in the petroleum industry, and propose application of the tools in the process of installation of system equipment BCS Beta and Delta companies in the producing well oil Bahia. Therefore, this study was conducted from studies in references to contextualize this industry, conceptualizing the BCS system and types of tools and analysis methods used more flaws in it. To identify and investigate the application of tools for failure analysis in the BCS system, case studies were conducted in two companies. From the results of the analysis and discussion it was noted that such companies do not apply analysis tools or potential failures and Checklist for the tasks. Thus, it was indicated that application of Tool Failure Analysis (FMEA) during installation of equipment BCS system. Thus, we propose a structure documented procedure, set a diagram with step-by-step instructions for using FMEA and prepared a checklist (LV) based on the recommendations set out in the FMEA forms to be used by staff technicians during installation of system equipment BCS during intervene with probe onshore production (SPT) in oil production well and thus eliminate possible potential failures at this stage.

Keywords: Petroleum industry. Submerge centrifugal pump. Failure analysis tools.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1:** Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS): equipamentos de superfície e subsuperfície.....p. 19
- Figura 2:** Centro da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás – Indústria Petroquímica.....p. 28
- Figura 3:** Equipamentos de superfície do sistema BCS.....p. 37
- Figura 4:** Tubos revestidos da coluna de produção da bomba BCS.....p. 39
- Figura 5:** Corrosão e furo na tubulação devido ao fluido corrosivo produzido pelo poço.....p. 60
- Figura 6:** Corrosão na camisa do motor da bomba BCS devido ao fluido corrosivo.....p. 60
- Figura 7 A e B:** Incrustação no eixo e na admissão da bomba BCS.....p. 61
- Figura 8:** Formulário da ferramenta e método APR da empresa Beta.....p. 73
- Figura 9:** Gráfico de Pareto das principais falhas e paradas do sistema BCS da empresa Beta.....p. 74
- Figura 10:** Gráfico de Pareto das principais falhas e paradas do sistema BCS da empresa Delta.....p. 75
- Figura 11:** Histograma de instalação e retirada do sistema BCS em poço da empresa Beta.....p. 76
- Figura 12:** Histograma de instalação e retirada do sistema BCS em poço da empresa Delta.....p. 76
- Figura 13:** Diagrama com o passo-a-passo de análise de falha – FMEA na instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS das empresas Beta e Delta.....p. 87

LISTA DE QUADROS

- Quadro 1:** Atividades e variáveis de controle no acompanhamento e instalação do sistema BCS no poço produtor de petróleo.....p. 65
- Quadro 2:** Atividades e frequência da instalação e acompanhamento do sistema BCS.....p. 66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- AAE** – Análise por Árvore de Eventos.
- AAF** – Análise por Árvore de Falhas.
- ABNT** – Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- AFO** – Análise de falhas ocorridas.
- AMFE** – Análise do Modo de Falha e Efeito.
- ANC** – Árvore de Natal Convencional.
- ANMH** – Árvore de Natal Molhada Horizontal.
- ANP** – Agência Nacional do Petróleo
- API** – *American Petroleum Institute*.
- API Spec Q1** – Norma de especificação.
- APP** – Análise Preliminar de Perigo.
- APR** – Análise Preliminar de Risco.
- BCP** – Bombas de Cavidades Progressivas.
- BCS** – Bombeio Centrífugo Submerso. Conjunto moto-bomba elétrico descido em poços para promover elevação de líquidos (petróleo). Bomba centrífuga de múltiplos estágios, os quais consistem de impelidores rotativos e difusores estacionários.
- BHP** – Potência requerida no eixo do motor.
- BM** – Bombeio Mecânico.
- BPD** – Barril Por Dia (vazão) ou Boletim Diário de Produção (formulário).
- Brainstorming** – Técnica para levantar ideias (tempestade de ideias).
- BSI** – Instituto Britânico de Padronização
- BSW** – (*Basic Sediments and Water*) - segundo definição da ANP, é a porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do fluido produzido.
- CB** – Comitê Brasileiro.
- CIMATEC** – Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia
- CNP** – Conselho Nacional do Petróleo.
- CO₂** – Gás Carbônico.
- DHSV** – (*Down Hole Safety Valve*) – dispositivo de segurança de subsuperfície fabricado pela Baker Hughes.
- DMAIC** – Definir, Medir, Analisar, Melhorar e Controlar.
- Downthrust** – se a vazão for menor que o limite inferior da faixa de operação da bomba, a compressão dar-se-á na parte inferior dos impelidores.
- DP** – *Drill Pipes* – tubos de perfuração.
- Dr** – Doutor.
- EC** – Emenda Complementar.
- E&P** – Exploração e Produção.
- Estator** – Parte de um motor ou gerador elétrico que se mantém fixo à carcaça e tem por função conduzir energia elétrica, nos motores para rotacionar e nos geradores para transformar a energia cinética do induzido.
- EMED** – Estação de Medição.
- EUA** – Estados Unidos da América.
- FAA** – *Federal Aviation Administration*.
- Flat Cable** – Componente da extremidade do cabo elétrico chato de conexão no motor do sistema BCS, pode ser tipo plug in ou tape in.
- FMEA** – *Failure Mode and Affect Analysis*.

FMECA – *Failure Mode and Affect Critically Analysis.*

GE – *General Electric.*

GL – Gás Lift.

GQT – Gestão da Qualidade Total.

HAZOP – Estudo de identificação de perigos e operabilidade.

Head – Capacidade de elevação nominal de uma bomba em unidade de comprimento (metro, pé etc).

H₂S – Gás Sulfídrico.

Hz – *Hertz – frequência da rede elétrica.*

Intake – dispositivo utilizado para conectar o protetor à bomba e permitir a entrada de fluido.

ICI – *Imperial Chemical Industries.*

IP – Índice de Produtividade.

ISO – Organização Internacional de Padronização.

LV – Lista de Verificação.

MAIC – Medir, Analisar, Melhorar e Controlar.

MASP – Método de Análise e Solução de Problemas.

Mandril eletrosub – acessório que permite a passagem de cabo elétrico do conjunto BCS pela ANC e pelo suspensor de coluna.

M/D³ – Metro cúbico por dia.

MIC – Isocianato de metila.

MQ – Manual da Qualidade.

MTE – Ministério do Trabalho e do Emprego.

6 M's – Material, meio ambiente, medição, mão-de-obra, método e máquina.

NBR – Norma Brasileira.

NPR – Número de Prioridades de Risco.

NR 10 – Norma Regulamentar de Eletricidade.

Offshore – campo produtor de petróleo marítimo

OHSAS – Sistema de Gestão da Segurança e da Saúde.

OIT – Organização Internacional do Trabalho.

Onshore – campo produtor de petróleo terrestre

ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo.

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

P -36 – Plataforma *Offshore* da Petrobras

P -50 – Plataforma *Offshore* da Petrobras

Packer – elemento vedante, vazado ou tamponado, utilizado em completação para isolar zonas com diferentes pressurizações. Também chamado obturador. Usado geralmente para promover vedação do anular entre coluna revestimento.

PDCA – Planejar, Executar, Checar e Analisar.

PE – Padrão de Execução.

Pig-tail – cabo, condutor ou fio flexível de conexão.

Plug in – Tipo de conexão de cabo elétrico do *flat cable* do motor da BCS para encaixe, tipo macho-fêmea.

Pot-head – conexão do cabo chato ao motor.

QSMS – Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

R – Amplitude.

Range – Escala, faixa de trabalho ou operação de um equipamento.

RAO – Razão Água/Óleo

RCFA – Análise de Causa Raiz da Falha.

RGL – Razão Gás/Líquido.

RGO – Razão Gás/Óleo

Riser – Denominação do trecho vertical, que se estende do ponto de toque no solo marinho (aliás, alguns metros antes deste ponto) até o conector de superfície, na plataforma de produção. É a parte dinâmica da linha de fluxo, sujeita à ação das resultantes ambientais (ventos, ondas e correntezas).

RN – Rio Grande do Norte.

RTSGI – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade.

S – Poço surgente.

Shroud – Também chamado de “camisa”, é um tubo cauda utilizado no BCS para que o fluido produzido atue como fluido de refrigeração.

Sonolog – registrador sônico utilizado para obtenção do nível de líquido no anular.

SO – Separador de Óleo.

SPC – Controle Estatístico de Processo.

SR – Série de Riscos.

SMS – Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial.

SPT – Sonda de Produção Terrestre.

Standing valve – Válvula de pé que permite o fluxo apenas no sentido ascendente.

Tandem – Instalação de equipamentos em série.

TAP – valores de tensão de saída.

Tape in – Tipo de conexão de cabo elétrico do *flat cable* do motor da BCS para emenda.

TFR – Teste de Formação Revestido. Consiste de um teste onde o intervalo a avaliar

está revestido por tubos (N-2253).

TLT – Treinamento no local de trabalho.

Tubing-mounted - Composição de coluna de BCS, onde o conjunto de bombeio fica instalado dentro de uma cápsula.

TSR – *Tubing Seal receptacle*.

Upthrust – Vazão de uma bomba com impelidores flutuantes maior do que o limite superior da faixa de operação da bomba.

UO-BA – Unidade Operacional da Bahia

VSD (*Variable Speed Drive*) – dispositivo eletrônico, capaz de receber a tensão alternada na frequência da rede, retificá-la e convertê-la para a nova frequência de operação.

What if – Ferramenta de análise de falha (E se).

5 Why's – Técnica de identificação da causa raiz de uma falha.

5W1H ou 5W2H – Plano de ação da qualidade.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	18
1.2	OBJETIVOS.....	19
1.2.1	Objetivo geral.....	19
1.2.2	Objetivos específicos.....	20
1.3	IMPORTÂNCIA DA PESQUISA.....	20
1.4	MOTIVAÇÃO.....	21
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
2.1	INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO MUNDO, NO BRASIL E NA BAHIA.....	24
2.1.1	Contextualização da indústria do petróleo no Mundo.....	24
2.1.2	Contextualização da indústria do petróleo no Brasil e na Bahia.....	25
2.2	CADEIA PRODUTIVA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	26
2.3	CAMPOS MADUROS PRODUTORES DE PETRÓLEO DA BAHIA.....	28
2.4	PRINCIPAIS MÉTODOS ARTIFICIAIS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS DA BAHIA.....	29
2.5	PRINCIPAIS ACIDENTES E FALHAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.....	31
2.5.1	Principais acidentes e falhas na indústria no Mundo.....	31
2.5.2	Principais acidentes e falhas na indústria de petróleo no Brasil.....	33
2.6	SISTEMA DE BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO (BCS).....	34
2.6.1	Um breve histórico sobre a bomba centrífuga.....	34
2.6.2	Principais equipamentos de superfície, subsuperfície do BCS e conceitos.....	35
2.6.3	Principais problemas operacionais do sistema BCS.....	40
2.7	COMPARAÇÃO DAS FERRAMENTAS E MÉTODOS DE ANÁLISE DE FALHAS POTENCIAIS E OCORRIDAS.....	42
3	METODOLOGIA.....	52
3.1	METODOLOGIA DE PESQUISA.....	52
3.2	INSTRUMENTOS DE COLETA DE DADOS E INFORMAÇÕES.....	52
3.3	UNIVERSO PESQUISADO.....	53
3.4	TRATAMENTO DOS DADOS.....	54
3.5	LIMITAÇÕES DO MÉTODO.....	54
3.6	PROTOCOLO DOS ESTUDOS DE CASO.....	54
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	55
4.1	CENÁRIOS DAS EMPRESAS DOS ESTUDOS DE CASO.....	55
4.1.1	Cenário da empresa Beta.....	55
4.1.2	Cenário da empresa Delta.....	55

4.2	PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE FERRAMENTA DE ANÁLISE DE FALHA NO SISTEMA BCS.....	55
4.2.1	Levantamento de informações dos poços de petróleo candidatos a instalação do BCS.....	57
4.2.2	Processo de aquisição, instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS.....	62
4.2.3	Principais falhas potenciais na instalação dos equipamentos, causas e recomendações de melhorias.....	68
4.2.4	Ferramentas de análise de falhas utilizadas pelas empresas Beta e Delta.....	73
4.2.5	Diagnostico e proposta de aplicação de ferramenta de análise de falha na fase de instalação do BCS.....	77
4.2.6	Proposta de procedimento documentado e diagrama de aplicação da ferramenta de análise de falha FMEA.....	86
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	89
5.1.	CONCLUSÕES.....	89
5.2.	CONTRIBUIÇÕES.....	91
5.3.	ATIVIDADES FUTURAS DE PESQUISA.....	92
	REFERÊNCIAS.....	93
	APÊNDICES.....	102
	Apêndice A: Roteiro de entrevista aplicada aos gerentes e técnicos das empresas Beta e Delta responsáveis pela instalação, acompanhamento e monitoração do BCS.....	102
	Apêndice B: Protocolo dos estudos de caso.....	104
	ANEXOS.....	106
	ANEXO A: Relatório de ação corretiva e preventiva (RACP) apresentado pela empresa Beta.....	106
	ANEXO B: Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS das empresas Beta.....	107
	ANEXO C: Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de superfície do sistema BCS das empresas Beta.....	110
	ANEXO D: Formulário da FMEA na fase dos serviços de instalação do sistema BCS das empresas Beta.....	112
	ANEXO E: Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS da empresa Delta.....	114
	ANEXO F: Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de superfície do sistema BCS das empresas Delta.....	117
	ANEXO G: Formulário da FMEA na fase dos serviços de instalação do sistema BCS das empresas Delta.....	119
	ANEXO H: Lista de Verificação (LV) de instalação dos componentes e equipamentos de subsuperfície, superfície e serviços do sistema BCS para as empresas Beta e Delta.....	121

1 INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo no mundo foi marcada por diversos acidentes causados por falhas em equipamentos ou ausência de programas de manutenção preditiva, preventiva e corretiva ou pela não utilização de ferramentas e métodos de análise de falhas dos processos, produtos e serviços das organizações.

Por conseguinte, as organizações concessionárias e/ou operadoras de campos produtores de petróleo e gás, fabricantes de equipamentos e prestadoras de serviços estão passando por um período de mudanças estruturais, investindo mais em planejamento e no comportamento dos colaboradores, com aplicação de ferramentas e métodos de análise de falhas, para adotar uma postura proativa nos sistemas produtivos, operando com segurança, sem falhas, com mais eficiência e eficácia para garantir a disponibilidade, confiabilidade e manutenibilidade dos equipamentos e dos processos produtivos (ARAÚJO, 2011).

No entanto, as atividades, os processos e os equipamentos dos campos de produtores de petróleo terrestre (*onshore*) e marítimo (*offshore*) são caracterizados como de alto potencial de falhas devido à produção de fluidos (óleo, água e gás com presença de outras substâncias agressivas), assim como exposição dos equipamentos às intempéries, com riscos para qualidade, segurança, meio ambiente, saúde (QSMS) e perdas de produção.

Consoante Thomas (2001), no Brasil, os campos terrestres (*onshore*) têm uma participação de 5% da produção de petróleo total, espalhados numa grande extensão territorial, compostos por poços produtores de petróleo e gás, equipados com métodos de elevação natural e artificial de petróleo, sendo os principais tipos: o poço Surgente (S); Gás *Lift* (GL); Bombeio Mecânico (BM); Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP) e Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), foco da pesquisa.

O método BCS necessita de cuidados especiais na operação dos equipamentos, devido aos riscos de contaminação do óleo lubrificante dielétrico, bomba com baixa eficiência, entupimento da admissão (*intake*), travamento/prisão ou quebra do eixo e dos impulsores da bomba centrífuga por decantação/deposição de areia, furo da tubulação ou da carcaça/camisa dos equipamentos do sistema BCS por corrosão e/ou incrustação, falha da vedação (orings - selo mecânico) do protetor e do motor, falhas nas emendas dos cabos elétricos trifásicos do motor,

baixa isolação e/ou aquecimento do motor e do cabo elétrico durante a operação, que podem impactar o desempenho da produção (OLIVEIRA, 2006; SLACK, 2007 e AFFONSO, 2006).

O sistema BCS é um método de elevação que envolve um alto custo de investimento na aquisição, utilizado em poços cuja percentagem de água e petróleo é muito alta e pode proporcionar uma produção de 100 a 30.000 barris por dia (Bpd) do fluido (VIEIRA, 2008).

Desta forma, este trabalho apresenta estudos de caso de empresas que atuam na indústria do petróleo, através de instalação de equipamentos do sistema BCS em poços produtores de fluido multifásico e é realizada uma comparação entre as ferramentas e métodos de análise de falhas e sua aplicabilidade nos casos das Empresas Beta e Delta visando o aprimoramento do uso dos equipamentos e da melhoria do desempenho do sistema BCS.

1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O petróleo se impôs como a principal fonte de energia no desenvolvimento das economias mundiais, devido à grande utilização dos seus derivados como os plásticos, borrachas sintéticas, tintas corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos, etc., além de produzir combustível, passando a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna (LIMA, H., 2008).

Desta forma, no campo produtor de petróleo a elevação/escoamento do óleo e gás do reservatório para os tanques de armazenamento na superfície depende de poços produtores equipados com métodos de elevação natural e artificial como: S, GL, BM, BCP e BCS, sendo o sistema BCS (Figura 1) o método mais utilizado devido às características para elevar grandes volumes de petróleo (LIMA, E., 2003).

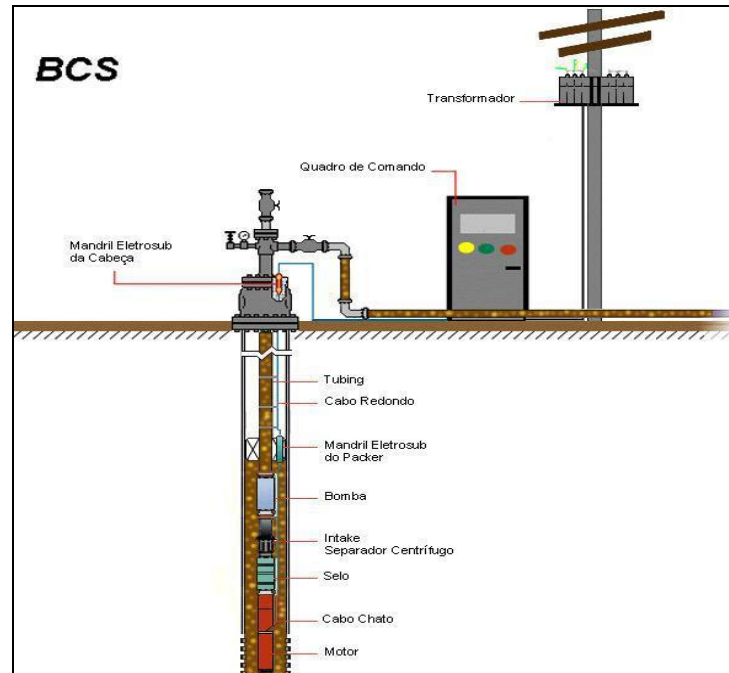


Figura 1: Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS): equipamentos de superfície e subsuperfície.
Fonte: Vieira, 2008.

Os campos produtores de petróleo terrestres considerados maduros no Brasil e especificamente na Bahia têm mais de 30 anos em operação. Já em estado avançado de produção, necessitam a cada dia produzir grandes volumes brutos (óleo+água), com salinidade elevada e teor de abrasivos (areia) presentes no fluido, para manter ou aumentar a produção.

Desta forma, este trabalho apresenta como problema: Quais as ferramentas e os métodos aplicáveis para identificar as falhas potenciais e propor melhorias na instalação dos equipamentos do sistema BCS em poços dos campos produtores de petróleo da Bahia utilizados pelas empresas Beta e Delta?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral pesquisar a utilização de ferramentas e métodos de análise de falhas potenciais na indústria do petróleo e propor aplicação

de uma das ferramentas no processo de instalação dos equipamentos do sistema BCS das empresas Beta e Delta, em poço produtor de petróleo da Bahia.

1.2.2 Objetivos específicos

- Comparar as ferramentas de análise de falha e sua aplicabilidade;
- Identificar e examinar as práticas de gestão, ferramentas e métodos de análise de falha utilizados na instalação do sistema de BCS das Empresas Beta e Delta e principais falhas potenciais, utilizando como base a revisão bibliográfica pesquisada;
- Diagnosticar e propor aplicação de uma ferramenta e método de análise de falha no processo de instalação do sistema de BCS das empresas Beta e Delta, a partir de uma das técnicas pesquisadas;
- Propor e elaborar uma Lista de Verificação (LV) com as principais ações definidas nos formulários da ferramenta de análise de falha potencial estudada; e
- Propor estrutura de procedimento documentado e elaborar diagrama com passo-a-passo de aplicação da ferramenta e método de análise de falha escolhida para aplicação nos estudos de caso.

1.3 IMPORTÂNCIA DA PESQUISA

Esta pesquisa torna-se relevante porque o petróleo é uma das principais fontes de energia da cadeia energética para o desenvolvimento econômico, um dos responsáveis pelo processo de criação de novas tecnologias e geração de empregos no Brasil, através dos investimentos das Unidades Operacionais da Petrobras, como é o caso da Unidade Operacional da Bahia (UO-BA), Polo Petroquímico de Camaçari, Refinaria de Mataripe e das diversas empresas parceiras de fornecimento de serviços e de equipamentos da indústria do petróleo, atuantes na prospecção, exploração, produção, refino, transporte, distribuição, abastecimento, pesquisa, gás e energia, entre outras.

Em razão disso, considerando os riscos das atividades da indústria do petróleo, as exigências legais das normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho e Empregos (MTE) e as resoluções dos órgãos reguladores e fiscalizadores como a Agência Nacional do Petróleo (ANP), assim como as novas exigências dos clientes, surge à obrigatoriedade de as empresas, atuantes nesta área, incorporarem na gestão global da organização, as melhores práticas nos seus processos, atividades e tarefas, para minimizar e ou eliminar as possíveis falhas dos sistemas, áreas, instalações, processos produtivos, produtos e serviços, e assim garantir a integridade física das instalações e confiabilidade dos equipamentos dos campos maduros produtores de petróleo e gás natural no Brasil.

O BCS é um dos métodos de elevação artificial de petróleo com maiores probabilidades de expansão no mundo, no Brasil e na Bahia, devido à necessidade de aumentar e/ou manter a produção/vazão bruta (petróleo+água) dos poços dos campos maduros produtores de petróleo. Na Bahia, há em média, 1500 poços produtores de petróleo operando com diversos métodos de elevação, sendo 200 poços equipados com BCS.

De acordo com Vieira (2008), este sistema de elevação artificial (BCS) tem um alto custo de aquisição, sendo os maiores destinados aos equipamentos de subsuperfície, cujo motor, em especial, chega a custar 35% do custo de todo o sistema, com valor médio igual a U\$ 200.000,00¹.

Torna-se, desse modo, relevante a pesquisa e os estudos de caso, para analisar a utilização de ferramentas e métodos de análise de falhas, diagnosticar e propor uma forma de aplicação de ferramentas e ações de melhorias para o sistema BCS, que possam contribuir na minimização das falhas, reduzir os acidentes, desperdícios, custos operacionais, perdas de produção, aumentar a confiabilidade dos serviços e equipamentos, assim como construir conhecimentos sobre o tema.

1.4 MOTIVAÇÃO

Para o pesquisador, que já atua na indústria de petróleo como Engenheiro de Produção e fornecedor de bens e serviços, o tema foi escolhido em função da

¹ 1 dólar comercial = 1,9877 reais, em 01/02/2013

experiência profissional no sistema BCS e pela importância e necessidade de aplicar modelo de gestão focado na utilização de ferramentas e métodos de análise de falhas potenciais em processos, produtos e serviços, para ampliar os conhecimentos.

Para o meio acadêmico e sociedade, os estudos e conhecimentos teóricos e práticos da gestão e dos processos internos disponibilizados dos casos pesquisados poderão ser utilizados como referência em futuras pesquisas, já que a pesquisa apresenta resultados sobre a indústria do petróleo, ferramentas e métodos de análise de falhas na indústria, com aplicação na instalação do sistema BCS.

Para as empresas concessionárias e ou operadoras dos campos produtores de petróleo e gás natural e/ou empresas fornecedoras de bens e serviços, a pesquisa irá disponibilizar conhecimentos dos principais tipos, benefícios e dificuldades de aplicação de ferramentas e métodos de análise de falhas dos sistemas, áreas, instalações, processos produtivos, produtos e serviços utilizados na organização, e ainda terão acesso a uma proposta de aplicação de uma das “ferramentas e métodos de análise de falha” através de Lista de Verificação (LV) mais adequada para a realidade da empresa.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica com a contextualização da indústria do petróleo no Mundo, no Brasil e na Bahia – estado em que se investigam as etapas da cadeia produtiva desse setor; conceito, principais campos maduros produtores de petróleo e métodos artificiais de elevação e escoamento de petróleo aplicado na produção dos campos maduros. Os principais acidentes e falhas na indústria de petróleo no Brasil e no Mundo também são considerados. Trata também do histórico, conceito, composição, problemas operacionais, análise de falha e outras características do sistema de bombeio centrífugo submersa (BCS) aplicado na indústria do petróleo e específico em poços produtores de petróleo. Compara as ferramentas e métodos de análise de falhas potenciais e ocorridas a serem aplicadas nos estudos de caso.

O capítulo 3 apresenta a metodologia da pesquisa, os instrumentos de coleta de dados, universo da pesquisa, tratamento dos dados, limitações do método e o protocolo dos estudos de casos.

O capítulo 4 apresenta os resultados do roteiro de entrevista aplicados junto aos gerentes, engenheiros e técnicos de nível médio envolvidos na fase do processo de instalação do sistema BCS das empresas Beta e Delta, filial Bahia, quanto à utilização de ferramentas e métodos de análise de falhas, identificação da causa-raiz e ações de melhoria contínua. Também traz um diagnóstico da empresa e uma proposta de ferramenta e método de análise de falha específica para aplicação na instalação do sistema de BCS, a partir das ferramentas e métodos estudados na fundamentação teórica e com base nos resultados da pesquisa nos caso das empresas Beta e Delta.

O capítulo 5 expõe as considerações finais do trabalho em relação aos objetivos propostos, as quais discutem os resultados obtidos, as propostas de melhorias na utilização das ferramentas de análise de falhas, as contribuições obtidas com o trabalho, além de recomendar estudos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO MUNDO, NO BRASIL E NA BAHIA

2.1.1 Contextualização da indústria do petróleo no Mundo

Os Estados Unidos iniciaram a exploração comercial do petróleo em 1859, quando o Cel. Drake perfurou um poço de 21 m de profundidade, através de um sistema de perfuração de percussão (sistema de bate-estaca) movido a vapor, que produziu 2 m³/dia de óleo na Pensilvânia. No Texas, em 1900, o americano Anthony Lucas perfurou um poço com 354 m de profundidade, utilizando um sistema de perfuração rotativo, que culminou na substituição do sistema de perfuração a percussão, sendo também o início do desenvolvimento do processo de perfuração para maiores profundidades a partir dos avanços tecnológicos (ALBERINI, 2011; LIMA, H., 2008; MORAIS, 2009; SCHAFFEL, 2002).

A partir de 1960 foi criada a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) pela Arábia Saudita, Kuwait, Irã, Iraque e Venezuela, os quais se uniram contra as multinacionais anglo-americanas (as "Sete Irmãs" – maiores companhias de petróleo transnacionais) formadas pelas empresas Standard oil of New Jersey, Exxon, Standard Oil of California, Chevron, Gulf Oil, Mobil, Texaco, British Petroleum e a Shell, sendo cinco companhias americanas, uma inglesa e outra anglo-holandesa, que controlavam os preços e os volumes de produção iraniano na década de 50. A partir de 1972 o Iraque recuperou o controle da sua indústria petrolífera e nacionalizou-a. Desta forma, os países ocidentais passaram a se associar à produção local do petróleo e a comercializar uma parte da produção da jazida (ALBERINI, 2011; LIMA, H., 2008).

A década de 70 foi marcada por conflitos entre nações produtoras de petróleo do Oriente Médio: diversos países criaram estatais do petróleo e anularam as concessões outorgadas, com o enfraquecimento do cartel das "Sete Irmãs", quando foi verificado que o poder político anglo-americano encontrava-se em decadência, sendo substituído pela regulação da OPEP.

Como a demanda mundial de petróleo ultrapassava a oferta após 20 anos de excedentes, a OPEP elevou o preço do barril do petróleo em 70%, de U\$ 3 para U\$

5,11 e limitou a sua produção, caracterizando assim a 1ª crise mundial do petróleo em 1973, e a 2ª crise em 1979 com aumento do preço do petróleo próximo dos U\$ 40, assim como, atuou como um cartel no controle dos preços em parcerias com grandes companhias produtoras de petróleo estatais e outras independentes no mercado petrolífero mundial (ALBERINI, 2011; LIMA, H., 2008). Neste período, a economia mundial ficou marcada pelas incertezas do mercado quanto ao suprimento e preço do petróleo, iniciado assim no Brasil através da Petrobras investimentos nas áreas de exploração e produção para descobrir novas reservas provadas de petróleo e gás natural, aumentar a produção e assim atender a demanda do mercado interno.

2.1.2 Contextualização da indústria do petróleo no Brasil e na Bahia

No Brasil, em 1939, foi descoberto o primeiro poço a produzir petróleo, não-comercial, em Lobato, Salvador-Bahia (ALBERINI, 2011; LIMA, H., 2008). Durante o primeiro Governo Vargas (1930-1945), iniciou-se o movimento de constituição do aparelho estatal do petróleo, sendo criado em 1938, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP).

Após a segunda guerra mundial, iniciou-se no país um grande movimento em prol da nacionalização da produção petrolífera. O Brasil, naquela época, tinha pequenas reservas de petróleo e era um grande importador de petróleo. Em 1948, foi articulado o Centro de Estudo e Defesa do Petróleo pelo Clube Militar, representado pelo General Horta Barbosa, para centralizar a campanha “O Petróleo é Nosso”, com apoio de diversos movimentos sociais e setores organizados da sociedade civil o governo federal foi pressionado a criar uma empresa estatal do petróleo. Neste contexto, o presidente Getúlio Vargas enviou ao Congresso o projeto de Lei nº 1.516/51, propondo criar a sociedade por ações “Petróleo Brasileiro S.A.” Petrobras (ALBERINI, 2011; CAMPOS, 2007).

Nesse âmbito, o primeiro campo produtor de petróleo comercial foi descoberto somente em 1941, no município de Candeias-Bahia, após o CNP promover a perfuração de 52 poços, dos quais 32 foram perfurados na Bahia. Em 1953, após o grande movimento popular em prol da nacionalização da produção de petróleo no segundo governo Vargas, foi instituída a criação da Petrobras, através da Lei 2.004 de 3 de outubro de 1953, a qual também garantia ao Estado o monopólio da

extração de petróleo do subsolo, que foi incorporado como artigo da Constituição de 1967 (Carta Política de 1967) através da Emenda nº 1, de 1969, iniciando a partida decisiva nas pesquisas do petróleo brasileiro (ALBERINI, 2011; LIMA, H., 2008; THOMAS, 2001).

Após as crises mundiais do petróleo na década de 70, a Petrobras iniciou investimentos na exploração e produção com objetivo de aumentar as suas reservas provadas de petróleo e gás natural, vindo a descobrir petróleo na Bacia de Campos, em Macaé, no Rio de Janeiro, em 1974, com perfuração do primeiro poço comercial *offshore* em 1976, tornando-se a principal região petrolífera brasileira (CAMPOS, 2007; LIMA, H., 2008).

O monopólio da União foi quebrado em 1995, com a EC 9/1995 que modificou o Art. 177 da Constituição Federal. Em 1997 foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP) com o objetivo de administrar todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural pertencente à União e exercer as funções de órgão regulador e fiscalizador das atividades integrantes do monopólio (CAMPOS, 2007; LIMA, H., 2008).

Em 2007, a Petrobras anunciou a descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, com a perfuração de um poço a mais de 6000 m de profundidade, caracterizando a descoberta de uma grande jazida de petróleo abaixo da camada de sal, que vai da costa do estado do Espírito Santo até a costa de Santa Catarina (ALBERINI, 2011). No entanto, não só para perfurar um poço produtor, como também elevar e escoar o petróleo até uma refinaria, torna-se necessário desenvolver e estruturar uma cadeia produtiva com a especificação de equipamentos, para vencer as profundidades das jazidas de petróleo, favorecendo a elevação do petróleo (fundo do poço até a superfície) bem como as distâncias de escoamento (cabeça do poço até os tanques de produção), com atividades interdependentes na área de exploração e produção.

2.2 CADEIA PRODUTIVA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Convencionalmente, a indústria do petróleo é dividida em dois segmentos: *upstream* ou montante e *downstream* ou jusante. O primeiro inclui as fases de exploração, desenvolvimento e produção; o segundo compreende transporte, refino

e distribuição (PIQUET, 2010). Desta forma, a cadeia produtiva da indústria do petróleo da Petrobras é formada pelos processos de: exploração, perfuração, produção, transporte, refino e distribuição (ALBERINI, 2011; PRESTRELO, 2006; THOMAS, 2001), como é detalhado a seguir:

- Exploração – é um processo que consegue mapear as rochas reservatórios (jazidas) com possíveis acumulações de petróleo, propício para a perfuração de poços produtores.
- Perfuração – a perfuração de um poço é um processo que utiliza uma sonda de perfuração e pela ação da rotação de uma coluna de perfuração, com o objetivo de perfurar as jazidas de petróleo.
- Produção – a produção de petróleo envolve os processos de elevação e escoamento de fluido multifásico composto de óleo, água e gás, coleta, tratamento e transferência de óleo e de injeção de água produzida.
- Transporte de óleo – o óleo, após passar pelos parques de armazenamento para reaquecimento, eliminar-se e/ou minimizar-se nele a presença de água, é transferido/transportado para a refinaria por oleodutos e por navios (petroleiro).
- Refino – é um processo que transforma o petróleo bruto em um grande número de derivados, como a gasolina, nafta, lubrificante e outros, classificados como produtos leves, destilados médios e produtos pesados.
- Distribuição – é um processo que abrange as operações de estocagem, de transporte, de acondicionamento, de comercialização e de entrega ao consumidor dos múltiplos produtos de refino.

Segundo Alberini (2011) o centro da cadeia produtiva de petróleo e gás até o processo de transformação na indústria petroquímica está apresentado na Figura 2, através da qual são demonstrados todos os elos de ligação até o mercado final. No entanto, a pesquisa irá se restringir a pesquisa e análise do elo de Exploração e Produção com aplicação e operação do método BCS em campos maduros.

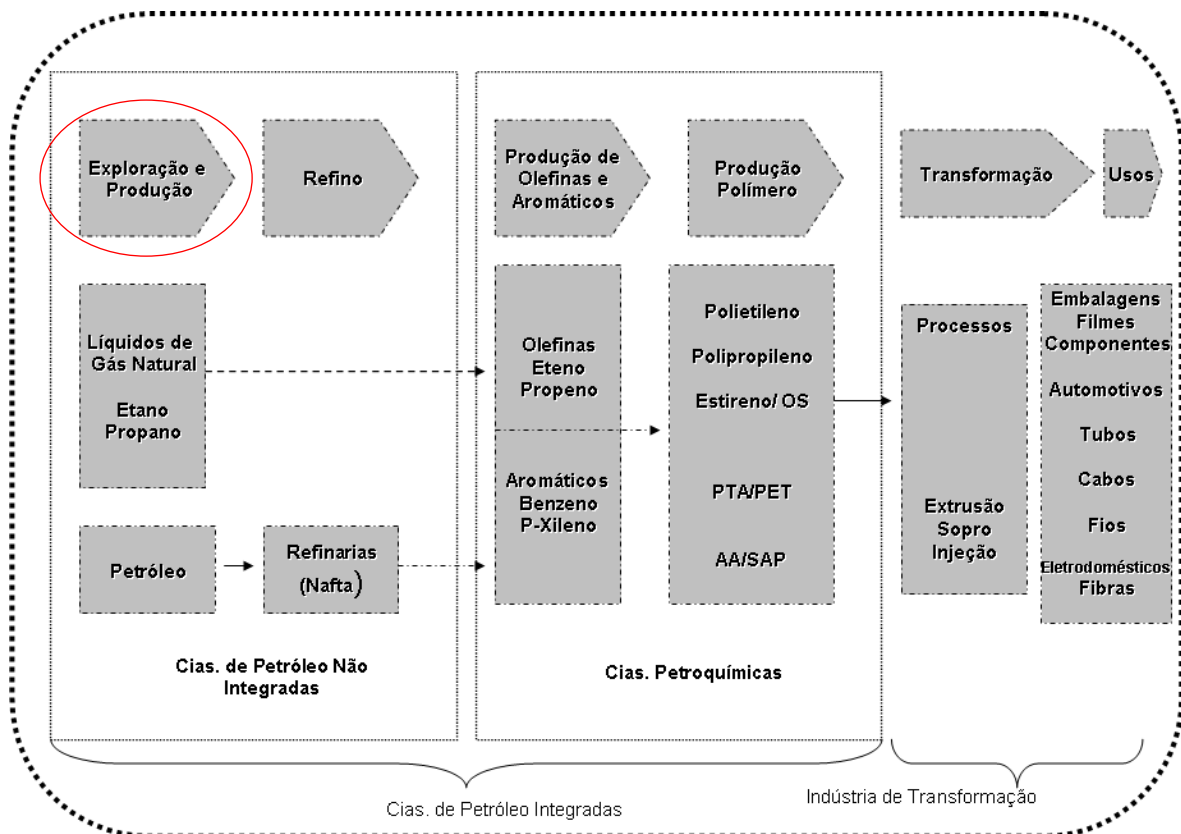


Figura 2: Centro da cadeia produtiva de petróleo e gás – indústria petroquímica
 Fonte: Alberini, 2011, a partir de dados da Petrobras (1989).

2.3 CAMPOS MADUROS PRODUTORES DE PETRÓLEO DA BAHIA

A indústria do petróleo brasileiro recebeu grandes investimentos para a descoberta de petróleo em subsolos terrestre (*onshore*) durante o governo de Getúlio Vargas para o desenvolvimento econômico do Brasil, na busca de novas descobertas de petróleo na Bahia e em outros estados. A partir da descoberta do campo de Candeias - BA e até a do campo de Mossoró - RN em 1979 foram revelados diversos campos produtores de petróleo, estes produzindo a mais de três décadas (CAMPOS, 2007; LIMA, H., 2008).

Desta forma, na indústria de petróleo brasileira, os campos produtores de petróleo e gás natural com mais de 30 anos em produção, com declínio de produção e já em estado avançado de exploração por injeção de água, gás natural, gás carbônico, nitrogênio e outros (métodos estes conhecidos como recuperação secundária, com objetivo de manter a pressão de reservatório e assim aumentar a

produção de óleo, através da utilização dos métodos artificiais de elevação de petróleo como o GL, o BM, o BCP e o BCS), são caracterizados campos maduros.

Para Schiozer (2002), campo maduro é um “campo situado em terra (*onshore*) ou em águas rasas (lâmina d’água de no máximo 50 m) com volume tecnicamente recuperável e que já venha produzindo há pelo menos à 10 anos”.

Os campos maduros brasileiros com maior tempo de produção e exploração por recuperação secundária (injeção de água produzida), para a manutenção ou aumento da produção de óleo estão localizados na Bahia, sendo os principais: o campo de Candeias, Taquipe, Miranga, Água Grande, Cassarongongo, Buracica, Araçás e Fazenda Bálsamo. Estes atualmente estão produzindo fluido multifásico (óleo+gás+água produzida), com alto BSW (presença de água na emulsão), com areia, incrustação, corrosão, bloqueio de gás nos sistemas de bombeio (bombas artificiais de petróleo), parafina e outros, devido às reações entre os fluidos presentes no reservatório, a qualidade da água produzida e dos gases injetados na recuperação secundária, que contribuem para as falhas e redução do ciclo de vida dos equipamentos (HUA, 2012 e PRESTRELO, 2006).

2.4 PRINCIPAIS MÉTODOS ARTIFICIAIS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS DA BAHIA

O método artificial de elevação e escoamento é um processo que utiliza um sistema de bombeio composto por equipamentos de subsuperfície e de superfície, que aplica energia ao fluido multifásico (óleo, gás e água produzida), para elevar/escoar do fundo do poço (subsuperfície) até a árvore de natal na superfície (conhecido como escoamento vertical), e da árvore de natal até os processos de separação gás-líquido, tratadores de óleo, coleta e medição em tanques, conhecidas como facilidades (instalações) de produção chamada de estação coletora (DURAN 2003; GAMBOA, 2009; HUA, 2012 e THOMAS, 2001).

A escolha do melhor método artificial de elevação a ser aplicado nos campos maduros depende do tipo de perfuração: vertical, direcional ou horizontal, das características do poço e dos fluidos a serem produzidos, da profundidade, pressão estática do reservatório, vazão desejada (m^3/dia), do teor de óleo, gás e areia presente, assim como do grau de incrustação e corrosão do fluido a ser produzido.

Prestrelo (2006), Thomas (2001) e outros, definem como os principais sistemas de elevação artificial e escoamento para produzir petróleo de campos maduros:

- Gas Lift (GL) – é um sistema pneumático que utiliza um conjunto de equipamentos, a pressão de gás oriunda de uma estação de compressores, para impulsionar o fluido do fundo do poço até as instalações de superfície.
- Bombeio Mecânico (BM) – é um sistema formado por uma unidade de bombeio (chamado de cavalo mecânico), motor elétrico e quadro de comando/inversor de frequência na superfície, cujos movimentos alternativos do conjunto: hastes metálicas ligadas a uma bomba de fundo de poço, composta, por sua vez, de camisa, pistão, válvula de pé e de passeio metálicos, tem a função de bombear o fluido do fundo do poço até as instalações de superfície.
- Bombeio de Cavidade Progressiva (BCP) – é um sistema de bombeio, formado por um cabeçote de BCP, motor elétrico e quadro de comando/inversor de frequência na superfície cujos movimentos rotativos do conjunto de hastes metálicas ligadas a uma bomba de fundo de poço, composta de camisa metálica com elastômero e rotor cromado, tem a função de bombear o fluido do fundo do poço até as instalações de superfície (ALMEIDA, REBOUÇAS e RODEIRO, 2005).
- Bombeio centrífugo Submerso (BCS) – é um sistema de bombeio equipado na superfície: uma árvore de natal, cabo elétrico, caixa de ventilação e quadro de comando/inversor de frequência. Na subsuperfície (fundo do poço) o sistema é composto por: motor e bomba centrífuga de múltiplos estágios, formados por difusor e impulsor, um separador de gás ou *intake*, um protetor do motor, motor elétrico e cabo elétrico do motor (GOMES, 1999; NEDDEN, 2010 e OLIVEIRA, 2006).

Para fazer frente aos riscos de acidentes e falhas de atividades e tarefas da indústria do petróleo nas fases da exploração e produção, as empresas concessionárias e/ou operadoras de campos produtores, fornecedoras de produtos e serviços buscam adotar as melhores práticas de gestão, através de investimento em

treinamentos, educação e capacitação dos colaboradores, incorporando novas tecnologias e automação. Porém ressalta-se ainda que aconteceram diversos acidentes de graves proporções na indústria do petróleo no mundo e no Brasil.

2.5 PRINCIPAIS ACIDENTES E FALHAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Na indústria do petróleo, desde a década de 90 até os dias atuais, aconteceram diversos acidentes de graves proporções deixando evidentes os riscos inerentes às atividades desse setor produtivo e dos seus produtos (óleo, gás, pressão, temperatura e outros) a que estão expostos os trabalhadores, mesmo adotando modelos de gestão, políticas de prevenção e de melhoria das condições de trabalho, aconteceram falhas na segurança, nos sistemas automatizados, equipamentos e nos serviços de manutenção e de operação. Atualmente, pequenos acidentes nas unidades operacionais fazem parte do dia a dia dos trabalhadores, que pode caracterizar-se em acidentes graves e com fatalidades, se não forem adotadas posturas proativas e preventivas para melhoria das condições de trabalho, da segurança e saúde dos trabalhadores.

2.5.1 Principais acidentes e falhas na indústria no Mundo

A organização Internacional do Trabalho (OIT) definiu o dia 28 de abril como o “Dia Mundial da Segurança e Saúde no Trabalho”. Porém, de acordo com a OIT, com base nos dados estatísticos anualmente ocorrem cerca de 330 milhões de acidentes de trabalho em todo o mundo, aproximadamente 160 milhões resultam em casos de doenças ocupacionais e 2 milhões representam mortes.

A tragédia na planta de Bhopal (Índia) de propriedade da *Union Carbide* e de uma companhia local, ainda é considerado o pior desastre industrial, ocorrido em 3 de dezembro de 1984, com vazamento de gases tóxicos de um tanque como o isocianato de metila (MIC) e o hidrocianeto, devido a falhas de funcionamento de seis medidas de segurança por ineficiências ou por estarem desligadas, caracterizando mais de 3.000 mortes diretas. Além disso, estima-se que mais de 10.000 ocorreram devido a doenças relacionadas à inalação do gás.

Em 26 de abril de 1986, na Usina Nuclear Chernobyl, na Ucrânia, ocorreu um acidente com liberação de 400 vezes mais contaminação do que a bomba lançada em Hiroshima e Nagasaki, Japão durante a Segunda Guerra Mundial, sendo considerado como um dos maiores acidentes nucleares. A partir desses acidentes, Junior, Costa e Godini (2006); Mello, (2010) e Pereira (2010) afirmam que outras ocorrências aconteceram na indústria do petróleo, sendo estas:

- Em 13 de novembro de 2002, o Navio *Prestige*, das *Bahamas* naufragou na costa da Espanha, despejando 11 milhões de litros de óleo no litoral da Galícia. O óleo afetou 700 praias e matou mais de 20 mil aves.
- Em 03 de março de 2005, explosão na BP AMOCO, 3ª maior refinaria dos Estados Unidos e maior unidade fabril da BP. Acredita-se que a explosão foi devido à emissão de Benzeno e Heptano de uma unidade de isomerização, que veio formar uma nuvem de vapor não confinado e durante a partida da planta que estava parada à duas semanas houve a explosão, com 100 feridos e 15 mortos.
- Em 11 de dezembro de 2005, 13 tanques de armazenamento de petróleo e instalações do terminal de *Buncefield*, em *Hemel Hempstead*, a 40 km de Londres, Inglaterra, explodiram e incendiaram-se, resultando em 45 pessoas acidentadas, duas em estado grave, não sendo contabilizada fatalidade. Esse incêndio foi considerado como o maior da Europa. A explosão inicial foi devido a formação de nuvem de vapor que se formou na área de armazenamento de combustível. O sistema de prevenção de transbordamento não emitiu sinal de alarme para a sala de controle.
- Em 7 de fevereiro de 2010, uma explosão atingiu a termelétrica Kleen Energy de propriedade da Write Rock Holdings, que fica em Middletown, Connecticut (EUA) uma planta de 620 megawatts que estava em construção, com início de operação prevista para junho de 2010. A explosão por vazamento de gás durante testes deixou diversas

vítimas e cinco mortes. Erro de projeto e erro humano foram as causas investigadas como primárias.

- No Golfo do México, em 20 de abril de 2010, uma explosão na plataforma de petróleo da BP provocou a morte de 11 pessoas após a explosão da plataforma *Deep Water Horizon*, além de jogar no mar mais de 4 milhões de barris de óleo, este pode se tornar o maior desastre ambiental do país e o mais caro serviço de limpeza desde o Exxon Valdez, em 1989.
- De 11 a 14 de março de 2011, ocorreram três explosões na planta de geração de energia da Usina Nuclear Fukushima Daiichi no Japão, com liberação de material radioativo, danos à saúde de milhares de pessoas e óbitos de trabalhadores e de membros da comunidade, após um forte terremoto que atingiu o país, classificado de nível 4 na Escala Internacional de Eventos Nucleares. Os acidentados das primeiras explosões foram militares e 15 funcionários, além de expor 190 pessoas à radiação.

2.5.2 Principais acidentes e falhas na indústria de petróleo no Brasil

As últimas informações do Ministério do Trabalho brasileiro para a OIT sobre o número de trabalhadores em atividade datam do ano de 2007, quando o Brasil ocupava (até consulta em 2011) o 7º lugar no mundo entre os países com mais de 50 mil trabalhadores. O número de mortes por acidentes data do ano 2000, época em que o Brasil ocupa o 4º lugar quanto ao número de mortes por acidente de trabalho na indústria, perdendo apenas China (14924), Estados Unidos (5840) e Rússia (2550). No Brasil, anualmente, os 1,3 milhões de casos, 2503 óbitos conforme publicados no Relatório do Anuário Brasileiro de Proteção – ABP (Tabela 1, p.104, 2011), têm, como principais causas, o descumprimento de normas básicas de proteção dos trabalhadores, falta de manutenção preditiva e preventiva dos processos e de equipamentos, falta de treinamento, capacitação e péssimas condições de trabalho, que contribuiram para acidentes e falhas em processos, produtos e serviços.

Contudo, Junior, Costa e Godini (2006); Mello, (2010) e Pereira (2012) relacionam alguns acidentes ocorridos no Brasil:

- Em 18 de janeiro de 2000, no Rio de Janeiro, Brasil, a maior estatal brasileira, a Petrobras, foi responsável pelo derramamento de mais de 1 milhão de litros de óleo na baía de Guanabara.
- Em julho do mesmo ano, na Refinaria de Araucária (PR) aconteceu mais um acidente, com vazamento de 4 milhões de litros de óleo cru, com graves impactos ambientais e prejuízos de ordem social e econômica a população local.
- Dia 15 de março de 2001, duas explosões na P-36 culminariam com a morte de 11 petroleiros e o afundamento, cinco dias depois, da maior plataforma submersível do mundo.
- Em 10 de novembro de 2011, a plataforma da CHEVRON Brasil durante as atividades de perfuração identificou um vazamento de óleo ao redor do poço do campo Frade, na Bacia de Campos, a 120 km do litoral de Campos no Rio de Janeiro. Segundo a empresa, isso ocorreu provavelmente por falha geológica, porém existem as hipóteses de falha de cálculo de engenharia e do plano de contingência.

2.6 SISTEMA DE BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO (BCS)

2.6.1 Um breve histórico sobre a bomba centrífuga

Consoante Lima (2003), não há registros precisos que identifiquem o inventor da bomba centrífuga e do sistema de acionamento, sendo que no século XV, o grande sábio Leonardo da Vinci sugeriu em seus desenhos a utilização da força centrífuga para elevar água a certa altura, girando-a num canal circular. No entanto, há quem considere o francês Johann Jordan como o inventor da bomba centrífuga porque nos seus documentos foram encontrados desenhos rudimentares de bombas centrífugas elaboradas por volta de 1680.

Porém, o físico francês Denis Papin conseguiu concretizar as ideias de Leonardo da Vinci e Jordan, construindo a primeira bomba centrífuga da história, que não passava de um brinquedo. A rigor, a primeira bomba centrífuga utilizada na prática para bombear água na superfície foi construída pelo francês De Lamour, em 1732. No entanto, em 1818, o engenheiro americano Andrews desenvolveu a estrutura de uma bomba centrífuga de um estágio e em 1846, aperfeiçoou-a, projetando uma bomba centrífuga de multiestágios.

Desta forma, quanto à evolução do sistema de bombeio centrífugo submerso para operar em poço, de acordo com Oliveira (2006), iniciou-se com o desenvolvimento do motor elétrico para operação submersa em poço, desenvolvido em 1911, por Armais Arutunoff, na Rússia. Em 1916, ele aplicou o motor em conjunto com uma bomba centrífuga para operações submersas em água. Em 1923, Arutunoff emigrou para os EUA em busca de financiamento para os seus projetos. A *Phillips Petroleum* sustentou o desenvolvimento de um sistema de BCS para ser testado em seus poços. Em 1927, foi instalado o primeiro sistema, em El Eldorado, Kansas.

Atualmente, o método de elevação artificial do sistema BCS com seus equipamentos de superfície e subsuperfície está sendo muito utilizado no mundo e no Brasil para bombear grandes volumes de fluidos (óleo+água) em campos terrestres produtores de petróleo (*onshore*) e marítimo (*offshore*), devido à flexibilidade de instalação, operação e dos avanços tecnológicos desse método, para operar em poços de petróleo verticais, direcionais (inclinados) e horizontais.

2.6.2 Principais equipamentos de superfície, subsuperfície do BCS e conceitos

De acordo com Batista (2009), Gomes (1999), Oliveira (2006) e Thomas (2001) os componentes de um sistema BCS, podem-se dividir em equipamentos de superfície e equipamentos de subsuperfície, sendo os principais delineados a seguir.

2.6.2.1 Principais equipamentos de superfície

- a) Quadro de comando ou painel de controle

O quadro de comando é um equipamento de proteção e controle para o acionamento e armazenamento das variáveis elétricas do BCS.

b) Variador de velocidade / frequência (*Variable Speed Drive* – VSD)

O variador de velocidade ou frequência é o equipamento capaz de variar a frequência da tensão do sistema de alimentação do motor, para aumentar ou reduzir a rotação por minuto (rpm). No sistema BCS atual, o VSD é o mais utilizado porque acumula diversas funções: altera a velocidade de operação do motor/bomba, funciona como quadro de comando, controla a partida e parada do sistema e acumula as informações do comportamento das variações elétricas ocorridas.

c) Transformador de tensão

O transformador de tensão é um dispositivo capaz de abaixar ou elevar as voltagens de uma rede de energia elétrica.

d) Cabo elétrico de superfície

O cabo elétrico alimenta o motor do conjunto de fundo da BCS a partir do transformador. Ele é trifásico, de perfil circular e possui as mesmas características do cabo redondo utilizado dentro do poço.

e) Árvore de natal seca

A árvore de natal é o equipamento de segurança do poço instalado na cabeça do poço na superfície, (cf. Figura 3), equipado com diversas válvulas de controle responsável pelo direcionamento do fluxo (produção). Possui classe de pressão de 2.000 psi a 5.000 psi.



Figura 3: Equipamentos de Superfície do sistema BCS
Fonte: Empresa Beta

f) Sistema de monitoramento e controle

Consiste no sistema ou nos equipamentos de controle instalados no inversor de frequência nas salas de controle da automação dos processos industriais responsáveis pelos registros e armazenamentos das informações monitoradas, como corrente elétrica e pressão, e outras variáveis.

2.6.4.2. Equipamentos de subsuperfície

a) Cabo elétrico do motor do sistema de BCS

Os cabos elétricos utilizados para acionar o sistema BCS são constituídos por três fases (trifásicos), na forma arredondada, é conhecido como cabo redondo ou na forma achatada, é conhecido como cabo chato.

b) Motor elétrico

O cabo elétrico redondo e cabo chato fazem parte do sistema elétrico, que alimenta os motores elétricos trifásicos. Estes possuem enrolamentos separados, um em cada fase, distribuído uniformemente por meio da circunferência interna do estator. As correntes desses enrolamentos alternam-

se progressivamente e continuamente, a fim de produzir um campo magnético girante uniforme de tal modo que arraste o rotor.

c) Protetor ou selo

O protetor, também chamado de selo é instalado entre o motor e a admissão da bomba, ligando o eixo do motor ao eixo da bomba por meio de duas luvas de acoplamento e do próprio eixo do protetor. As principais funções do protetor do motor da BCS ou selos são:

- Conectar as carcaças e os eixos da bomba e do motor;
- Suportar o esforço axial da bomba;
- Evitar a entrada de fluido do poço para o interior do motor;
- Equalizar a pressão interna do motor com a pressão externa do interior do poço;
- Prover a quantidade de fluido dielétrico suficiente no interior do motor.

d) Bomba

A bomba centrífuga é um equipamento/dispositivo capaz de converter energia mecânica em energia potencial hidráulica, para a elevação de fluidos. A energia mecânica se encontra sob a forma de velocidade e é convertida para energia hidráulica sob a forma de pressão.

A bomba utilizada no sistema de BCS é uma bomba centrífuga de múltiplos estágios, na qual cada estágio consiste de um impulsor - girante e um difusor – estacionário (GOMES, 1999; OLIVEIRA, 2006 e THOMAS, 2001).

e) *Intake* / separador de gás

Para pequenas quantidades de gás livre na sucção bomba, ou sem a possibilidade ou necessidade de separação de gás, a admissão do fluido é feita através do *intake*, conectado na parte inferior da bomba e tem como objetivo abastecer o primeiro estágio da bomba centrífuga submersa.

Havendo quantidade de gás livre na sucção da bomba acima do tolerável e havendo a possibilidade de separação, pode-se utilizar um separador de gás. Em função da quantidade de gás a ser separada, um separador de gás pode ser destes dois tipos (BATISTA, 2009; BRUNINGS, 1998; GOMES, 1999; THOMAS, 2001 e OLIVEIRA, 2006):

- Separador estacionário – a separação de gás do líquido se dá mediante a simples mudança brusca do fluxo de fluidos ao entrar na bomba.
- Separador centrífugo – o gás é separado do líquido devido às diferentes forças centrífugas a que são submetidos esses fluidos quando admitidos no separador. O líquido é dirigido para o primeiro estágio da bomba, enquanto o gás, que apresenta menor densidade, mantém-se próximo ao eixo do separador, onde é canalizado para o espaço anular. Em relação ao separador estacionário, o centrífugo tem uma eficiência maior de separação que os fabricantes estimam poder ultrapassar a 90%.

f) Colunas de produção

As composições de coluna de tubos, (cf. tipo ilustrado nas Figuras 4 A e B) têm por objetivo escoar a produção de petróleo e gás associado e os principais diâmetros instalados no sistema BCS em poço são de 2 3/8", 2 7/8" e 3 1/2" revestidos com fibra de vidro.



Figura 4 A e B: Tubos revestidos da coluna de produção da bomba BCS
Fonte: Empresa Beta

2.6.3 Principais problemas operacionais do sistema BCS

Os ambientes dos poços produtores de petróleo apresentam diversos problemas operacionais para os equipamentos dos métodos de elevação de petróleo natural e/ou artificial que propiciam a falha ou redução do seu ciclo de vida. Em geral, porque na produção de petróleo os fluidos são abrasivos devido a contaminação por areia, ácidos e corrosivos, com precipitação de incrustação, caracterizando falha das tubulações e equipamentos de superfície e subsuperfície, além de cavitação por presença de gás na admissão da bomba (GOMES, 1999, THOMAS, 2001 e OLIVEIRA, 2006), detalhados a seguir:

a) Influência de gás na bomba

Quando possível, deve-se evitar a admissão de gás pela bomba, pois percentuais de gás livre elevado deterioram a curva de recalque (de líquido) da bomba. Segundo Herl (2009), o gás pode manifestar-se de várias formas. No entanto, o percentual de gás livre que pode ser manuseado pelas bombas depende da sua capacidade de vazão. Bombas de fluxo misto podem manusear mais gás do que as bombas de fluxo radial. Quando o percentual de gás livre na admissão da bomba puder ultrapassar a 10%, recomenda-se o uso do separador de gás ou, alternativamente, aprofundar a bomba ou reduzir a vazão.

b) Incrustação

A incrustação, quando ocorre em torno do motor, tende a piorar a sua refrigeração, pois impede o contato do fluido com a carcaça do motor, podendo levar à sua queima. Quando isso acontece na bomba tende a provocar a sua obstrução. É possível fazer a injeção de anti-incrustante quando se usa um cabo elétrico especial, composto por um pequeno tubo para injeção.

c) Parafina

A parafina leva a problemas similares à incrustação, podendo piorar a refrigeração do motor e provocar obstrução na bomba. É possível, também, nesse caso, injetar produtos que venham a remover a parafina.

d) Gases corrosivos

Os gases corrosivos provocam a corrosão dos componentes da bomba e do conjunto BCS como um todo. Pode-se especificar equipamentos especiais contra corrosão. Neste caso, os equipamentos são tratados para resistirem aos gases corrosivos, o que encarece muito os equipamentos.

e) Areia

A areia é um material que, de modo geral, encontra-se mesmo sob a forma de traços em todo fluido produzido. Quando a quantidade de areia é sentida pela bomba ou acumulada sobre ela em eventuais desligamentos do conjunto BCS, corre-se o risco de travamento da bomba. Admite-se que o teor de areia máximo para operar com BCS é de 0,005%. No entanto, esse valor é difícil de ser medido. Tem ocorrido travamento de bombas em poços com teores de areia inferiores a este. Além disso, as características da areia produzida, como granulometria, geometria, solubilidade em ácido e quantidade de quartzo, também são importantes.

Portanto, como o sistema de BCS é um método de elevação artificial de petróleo que exige cuidados especiais na fase de instalação, para alcançar a eficiência e eficácia desejada operando em ambientes agressivos de poços de petróleo, para produzir fluidos (óleo + água) incrustantes, corrosivos, com presença de abrasivos e ainda ficar exposto/submerso a este tipo de fluido no fundo do poço, torna-se necessário identificar ferramentas e métodos de análise de falha e de identificação de causa raiz utilizados na indústria, em especial através da APR, HAZOP, FMEA, *What If* e outras.

2.7 COMPARAÇÃO DAS FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE FALHAS POTENCIAIS E OCORRIDAS

Na gestão de uma organização, o processo de melhoria contínua de processos, produtos e serviços requer levantamento, análise e fundamentação em cima de fatos e dados, em todos os níveis operacionais e este processo se materializa através do planejamento, controle, identificação de possíveis falhas e da implementação de ações para eliminar a causa raiz e os problemas críticos, com padronização das atividades, tarefas, para assim atingir os melhores resultados.

A busca da competitividade é uma das principais estratégias de uma empresa nos tempos atuais, a fim de aumentar a sua participação no mercado e garantir a sustentabilidade do negócio. Por isso, é essencial que os produtos e serviços tenham alta confiabilidade, tornando-se assim crucial adotar políticas e ações para minimizar e/ou eliminar a probabilidade de falhas, aplicar ferramentas e métodos de análise de falhas dos sistemas, processos, produtos e serviços, bem como aprender com os resultados alcançados. Ressalte-se, pois, no entanto, a importância de manter-se ciente que falhas ocorrerão mesmo se tomadas ações preventivas, o que não justifica serem elas ignoradas.

Affonso (2006) caracteriza a falha de um componente de um equipamento quando ele não é mais capaz de executar a sua função de segurança. Já uma falha prematura é aplicável se o defeito ocorrer dentro do período de vida útil do componente a qual deve ser definida como critério de projeto e associada a um modo de falha específico, como uma fadiga superficial de um rolamento, desgaste da sede de selo mecânico, entre outros. A análise dessas falhas deve determinar os fatores que impediram que todas as fases da vida do equipamento fossem cumpridas com sucesso.

Os métodos ou técnicas de análise de aspectos/perigos, impactos/riscos e falhas dos projetos, sistemas, processos, produtos e serviços de uma organização, caracteriza-se pela sua divisão em fases, para estudo detalhado, com objetivo de identificar, analisar e avaliar os efeitos associados e definir ações mitigadoras. A identificação, análise e avaliação das falhas, perigos e riscos requerem a utilização de algumas ferramentas específicas, como: APR, FMEA, HAZOP, WHAT IF e outras.

A Análise Preliminar de Riscos (APR) é uma técnica aplicada para análise de um projeto, sistema, área, instalação, processo, atividade ou procedimento, com objetivo de identificar perigos e analisar riscos, mapear eventos perigosos ou indesejáveis, causas e consequências, além de estabelecer medidas de controle. Foi desenvolvida por uma equipe multidisciplinar, com conhecimento e experiência. Essa técnica é chamada de preliminar porque é utilizada como primeira abordagem do objeto de estudo. A APR também é conhecida como Análise Preliminar de Perigos (APP). (CARDELLA, 1999).

Para realizar a APR ou APP, a equipe de trabalho deve descrever o objeto da análise, subdividir em fases, definir as funções para análise detalhada de cada fase, levantar os eventos indesejados ou perigosos de cada fase, identificar as causas, consequências e definir medidas de controle de riscos e de emergências. Este método deve ser aplicado a todas as fases do objeto de análise, para mapear todos os riscos e recomendar as ações de melhorias.

Na APR, para analisar as causas e consequências com profundidade recomenda-se utilizar algumas técnicas auxiliares: Análise por Árvore de Falha (AFA) e por Árvore de Eventos (AAE), ambas qualitativas, uma Lista de Verificação (LV) para identificar agentes agressivos e alvos, Inspeção Planejada (IP) para identificar perigos de uma instalação ou atividade, Registros e Análise de Ocorrências Anormais para identificar perigos semelhantes aos que se manifestaram no passado.

O método de análise de falhas AMFE ou FMEA ou FMECA é aplicado na melhoria de produtos e de processo de fabricação e para novos processos ou produtos, usado para recomendar ações de melhorias, corretivas ou preventivas, para minimizar ou eliminar a chance de ocorrência de uma falha (CARPINETTI, 2010; FILHO, 2011; KAVIANIAN, 1998 e MCDERMOTT, 2009). Desta forma, com incorporação do sistema de gestão da qualidade na gestão global das organizações automobilística, a partir da década de 80, foi incluída a aplicação do FMEA para processo e produto como requisito de gestão da qualidade.

Para Cardella (1999) e Filho (2011), AMFE ou FMEA é uma “técnica de análise de riscos que consiste em identificar os modos de falhas dos componentes de um sistema, os efeitos dessas falhas para o sistema, para o meio ambiente e para o próprio componente”. Tem como objeto os sistemas e foco nos componentes e suas

falhas. No entanto, essa técnica busca identificar as falhas potenciais e suas causas, para tomar ações preventivas e evitar problemas futuros com insatisfação de clientes, aumento dos custos, impactos na imagem e prejuízos. Conforme Shahin (2004), “FMEA é uma das técnicas mais eficazes, utilizada para identificar problemas potenciais “antes do evento” e para determinar quais as ações podem ser tomadas para evitá-los”.

No processo, o FMEA focaliza como o equipamento é mantido e operado, e no sistema, tal técnica se preocupa com as falhas potenciais e gargalos no processo global, como uma linha de produção (KARDEC e NASCIF, 2009). O FMEA é fundamentalmente a medição do risco da falha.

É um processo formal que utiliza especialistas da área para identificar as falhas potenciais e definir ações de solução que quando aplicado no projeto, busca eliminar as causas de falhas durante o projeto de equipamento, levando em conta todos os aspectos da manutenibilidade até a segurança (FILHO, 2011). A composição da equipe de especialistas para o FMEA deve ser multidisciplinar para complementação de conhecimentos e pelas vantagens de decisões colaborativas, formadas por engenheiros e técnicos de manutenção e de operação, engenheiros de projeto, processo, produto e supervisores, quanto mais especialistas estiverem envolvidas na definição da taxa de risco, mais preciso será o resultado (KARDEC e NASCIF, 2009). A técnica FMEA está estruturada para identificar:

- Possíveis modos de falhas;
- Efeitos de cada modo de falha;
- Causas dos modos de falhas;
- A severidade/gravidade do efeito;
- A ocorrência da falha (frequência);
- A ocorrência da falha;
- O índice de risco;
- Recomendações para elaborar o plano de ação.

Sendo assim, segundo Slack (2007) e Filho (2011), o FMEA tem como objetivo identificar as características do produto ou serviço para vários tipos de falha. É um

meio de identificar falhas antes que aconteçam, por meio de um procedimento de “lista de verificação” (*check list*), construída em torno de três perguntas-chaves, para cada causa possível de falha:

- Qual é a probabilidade de a falha ocorrer?
- Qual seria a consequência (severidade) da falha? e
- Com qual probabilidade essa falha é detectada antes que afete o cliente?

A partir da avaliação quantitativa das três perguntas, calcula-se um Número de Prioridades de Riscos (NPR) para cada causa potencial de falha, multiplicando as três avaliações. NPR é igual à multiplicação da pontuação de probabilidade de ocorrência pela pontuação da severidade da falha e pela probabilidade de detecção, seguindo classificação e pesos (FILHO, 2011 e PILLAY, 2002).

Carpinetti (2010) divide o método FMEA em três etapas sendo obrigatório o uso de um formulário padrão para registros e acompanhamento da análise de FMEA delineados a seguir:

- Etapa I: quando são identificadas as falhas, as possíveis causas e os meios existentes de detecção da falha. A partir da análise, são definidas as notas para a severidade (gravidade), ocorrência e detecção para em seguida definir as falhas de solução prioritária, com base no indicador do Número de Prioridade de Risco (RPN);
- Etapa II: tendo em vista a ordem de prioridade de resolução das falhas deve-se definir planos de ação para a eliminação ou minimização das falhas prioritárias. Para implementação e acompanhamento de ações de melhorias, é comum utilizar a ferramenta da qualidade 5W2H – plano de ação;
- Etapa III: após a implementação das ações propostas, a equipe de FMEA deve reanalisar as falhas, ocorrências e detecção, para avaliar se as ações propostas eliminaram ou minimizaram a ocorrência das causas das falhas, conforme resultado das ações e índices melhorados dos modelos de formulários de FMEA.

Desta forma, segundo Cardella (1999) e Filho (2011), o método AMFE ou FMEA deve ser desenvolvido iniciando com a:

- Seleção de um sistema (exemplo: sistema elétrico de um chuveiro);
- Em seguida, dividir o sistema em componentes (exemplos: fios, disjuntor, fusível, resistência);
- Descrever as funções dos componentes (exemplos: conduzir corrente, interromper circuito, aquecer água);
- Aplicar as listas de modos de falhas aos componentes, verificando as falhas possíveis (exemplo: falha temporal do disjuntor não interrompendo a tempo o circuito);
- Verificar os efeitos das falhas para o sistema, o ambiente e o próprio componente (exemplo: se o disjuntor não abrir, haverá queima do fusível e risco de queima de todo o circuito se ele também falhar);
- Verificar se há meios de tomar conhecimento de que a falha está ocorrendo ou tenha ocorrido (exemplo: constatação do fusível queimado e do disjuntor na condição fechado);
- Estabelecer medidas de controle de risco e de controle de emergências (exemplo: especificar disjuntor adequado e de marca confiável, ter fusíveis de reserva e colocar alerta para não religar todas as cargas).

Para Carpinetti (2010) e Filho (2011), o principal benefício da adoção do FMEA é o estabelecimento de uma sistemática de análise de falhas reais e potenciais, das causas e dos meios empregados para evitar ou detectar essas falhas, além de estabelecer um critério objetivo de priorização de ações de melhoria conhecido como RPN (Número de prioridade de risco).

Desta forma, segundo Carpinetti (2010), na aplicação do FMEA as organizações encontram as seguintes dificuldades:

- Eficácia dependente do conhecimento, experiência e qualidade do trabalho;
- Dedicção da equipe de análise;
- Exigência de preenchimento de um grande número de tabelas/formulários;

- Possibilidade de a equipe de análise fugir da burocracia e de criar resistência em preencher as tabelas, quando pressionada pelo tempo;
- Possibilidade de comprometimento dos benefícios de documentação do FMEA pela falta de cuidado no preenchimento das informações; e
- Possibilidade de distorções na definição de priorização das ações devido à subjetividade das notas de severidade, ocorrência e detecção.

Kavianian (1998) e Brown (1993) demonstram algumas desvantagens da técnica FMEA, pois o estudo concentra-se em componentes do sistema, e não em ligações do sistema que muitas vezes representam falhas e nem considera o erro humano.

A técnica “*Hazop*” disseminada no meio industrial da Europa e Estados Unidos na década de 60, vem da junção de duas palavras de origem inglesa: “*Hazard*” cujo significado é “perigo” e “*Operability*” significa “operabilidade”. Para Cardella (1999) e Kavianian (1998), “*Hazop*” é uma técnica de identificação de perigos e operabilidade que consiste em detectar desvios de variáveis de processo em relação a valores estabelecidos como normais, tem como objeto de estudo o sistema e foco nos desvios das variáveis de processos como: vazão, pressão, temperatura, viscosidade, composição e componentes.

Consoante Sampaio (2002), a técnica “*Hazop*” avalia em detalhes a instalação por meio de análise exaustiva dos fluxogramas de engenharia, o qual mostra onde e como está armazenado um dado produto, onde é processado, em que condições (de pressão, temperatura), a natureza construtiva de suas linhas (tubulações) e equipamentos, válvulas (manuais e de controle), instrumentação de controle, entre outros dados.

A equipe de análise de riscos e reuniões deve ser composta por profissionais que atuam na área: supervisor ou encarregado de produção, engenheiro de processo, engenheiro de manutenção e/ou engenheiro químico, técnicos de manutenção e de operação e outras funções que estejam envolvidas nesses processos produtivos e um líder de estudo de riscos com experiência industrial, com habilidades interpessoais e capacidade para construir ambiente de participação dos integrantes da equipe.

Cardella (1999) recomenda a aplicação do *Hazop* por uma equipe cujo número de participantes não seja superior a sete para não prejudicar a produtividade. As reuniões de análise são realizadas diversas vezes por semana a depender da extensão do processo e do prazo, costumam durar 8 h/dia (no mínimo 2 horas por vez). Portanto, segundo Sampaio (2002), deve-se adotar reuniões mais curtas e espaçadas, para evitar o cansaço mental. Com frequência, são estabelecidas em duas vezes por semana e 2 horas por vez para permitir uma participação mais ativa dos membros da equipe, adotando no mínimo os seguintes passos, iniciativas e palavras-guia, para minimizar ou eliminar os riscos:

- Identificar os riscos, de forma contínua, estabelecendo medidas preventivas, corretivas e de controles;
- Treinar continuamente a organização não só na prática de reconhecer os riscos, como também de adotar comportamentos seguros de forma consistente e continuados;
- Inovar tecnicamente as instalações e processos de forma a inserir métodos operacionais intrinsecamente mais seguros;
- Criar e manter uma memória empresarial que mantenha sempre presente as lições aprendidas com os eventos do passado e de forma que nos permita evitar a repetição deles.

Portanto, toda análise segue uma sequência predefinida de “palavras-guia”, as quais disparam identificações de desvios operacionais, que podem comprometer aspectos de segurança, meio ambiente e saúde (SMS), como aqueles de natureza puramente operacional (produtividade, qualidade). Cardella (1999) elenca as seis palavras-guia utilizadas pelo *Hazop*, que estimulariam a criatividade para detectar desvios, são elas: nenhum, reverso, mais, menos, componentes a mais, mudança na composição e outra condição operacional (partidas, paradas e final de campanha etc.).

Segundo Cardella (1999), “*What If*” ou “E se” é a técnica de identificação de perigos e análise de riscos que consiste em detectar perigos utilizando questionamento aberto promovido pela pergunta E se...?. Esta técnica pode ser

aplicada em sistema, processo, equipamento ou evento e o foco é “tudo que pode sair errado”. Como este método de questionamento é mais livre torna-se mais amplo que outras técnicas de análise de riscos, sendo um verdadeiro *brainstorming*. Este é registrado em formulário simplificado, composto por uma coluna com o evento que pode dar errado, outra com o perigo/consequência e outra com as medidas de controle de risco e de emergência, realizado por uma equipe multidisciplinar.

Para Kardec e Nascif (2009), a “RCFA é um método ordenado de buscar as causas dos problemas e determinar as ações apropriadas para evitar sua reincidência.” Este método necessita de equipe multidisciplinar, emprego de muitos homens/hora, caracteriza-se como um exercício bastante rigoroso de investigação e é de fácil aplicação.

A RCFA é um método originado da técnica dos 5 porquês, ou seja, baseia-se no questionamento do porquê, quantas vezes seja necessário até chegar na causa raiz do problema. Ele deve ser documentado via formulário para registro, em meio papel ou eletrônico, para apoiar a decisão de implementação de melhorias e modificações e servir de referência futura para memória ou revisão da situação (KARDEC e NASCIF, 2009).

Os métodos de análise de falhas FMEA e RCFA trabalham com a prevenção de falhas que ainda não ocorreram. Na indústria aeroespacial costuma-se adotar o FMEA em aeronaves novas antes de sair do chão para identificar falhas potenciais, ambas as técnicas necessitam emprego de muitos homens/hora e podem ser adaptadas para analisar falhas ocorridas.

A Análise por Árvore de Falhas (AAF) é uma técnica de identificação de perigos e análise de riscos que parte de Evento Topo escolhido para estudo, a partir de resultados de análises de técnicas auxiliares como a APR, HAZOP ou *What If* e utiliza a Análise por Árvore de Eventos e Análise de Consequências da ocorrência do Evento Topo. A AAF estabelece combinações de falhas e condições que poderiam causar a ocorrência desse evento, trata-se de uma técnica dedutiva, pode ser qualitativa ou quantitativa, tem como objeto os sistemas e como foco o evento topo e as sequências de eventos que o produzem (CARDELLA, 1999).

Para Slack (2007), a Análise de Árvore de Falha (AAF) é um procedimento lógico que começa com uma falha ou uma falha potencial e trabalha “para trás”, com a finalidade de identificar todas as possíveis causas e, portanto, as origens dessa

falha. As ramificações da árvore de falha são conectadas por dois tipos de nós: “E” e “OU”. Portanto, de acordo com Sampaio (2002), a Árvore de Falhas é uma representação gráfica que mostra quais fatores/situações/causas determinaram o acidente a ocorrer ou para analisar as causas de um acidente já ocorrido.

A Árvore de Eventos é uma técnica de identificação de perigos e análise de riscos que identifica sequências de eventos que podem suceder um evento iniciador, também chamado de Série de Riscos (SR), o qual pode ser qualitativo ou quantitativo, tem como objeto de análise as áreas e sistemas de controle de emergência nela contidos e foco nos eventos iniciadores e as séries de eventos decorrentes. Os eventos de resultados de APR, *Hazop*, *What If* e o Evento Topo da Análise de Árvore de Falhas (AAF) é o Evento Iniciador da Análise de Árvore de Eventos (AAE). Enquanto o AAF é dedutivo o AAE é indutivo e tem formulário com simbologia própria para construção de diagramas (CARDELLA, 1999).

Slack (2007) entende a Árvore dos 5 porquês como uma técnica simples, mas efetiva, para ajudar a entender as razões da ocorrência de problemas. A técnica inicia o estabelecimento do problema e a pergunta: porque o problema ocorreu? À medida que surgem as respostas, novas perguntas porquês, surgem até que seja suficiente para a identificação da causa principal/fundamental.

A Lista de Verificação (LV) ou *Checklist* é uma técnica de abordar uma área, sistema, instalação, processo, equipamento, produto e ou serviço, verificando a conformidade de seus atributos com os padrões, pode ser subdividida por especialidade de trabalho ou outra que julgar conveniente, tem como foco identificar desvios em relação ao padrão da LV, é utilizada para controlar riscos identificados e avaliados por outras técnicas, como APR, *Hazop* e AAF (CARDELLA, 1999).

Desta forma, a LV também é um instrumento utilizado nas organizações para garantir que os colaboradores cumpram os procedimentos de execução de tarefas de parada e partida de processos críticos de segurança, meio ambiente e saúde, pois estes mesmos devem preencher as LV's durante a execução e assinar. No formulário, constam a descrição dos itens a serem verificados e espaço para observações.

A Inspeção Planejada (IP) é a observação direta das áreas, sistemas, instalações, processos, equipamentos, material, ambiente de trabalho, atividades e comportamento, com o objetivo de detectar desvios em relação a padrões, através

de três elementos: padrões de referência, habilidades em detectar desvios e técnica de observação. Pode ser realizada por uma pessoa ou por equipe multidisciplinar, utilizando formulário de Lista de Verificação (LV). No entanto, a IP é uma ferramenta muito utilizada de forma sistemática nas organizações, para identificar desvios na área de segurança, meio ambiente e saúde, com objetivo de desenvolver ações de melhorias contínuas e são controladas em sistemas informatizados.

Portanto, a partir dessas análises, torna-se relevante propor a aplicação de uma das ferramentas estudadas na instalação dos equipamentos do sistema de BCS das empresas Beta e Delta. Sendo assim, segundo Zhang (2010, p. 604), “FMEA é uma ferramenta de avaliação sistemática para segurança dos produtos e análise de confiabilidade no projeto ou outros campos da engenharia, com o objetivo de prevenir falhas potenciais”. O FMEA é realizado com equipe multidisciplinar, registrado em formulários próprios, é documentado, cria um histórico das informações, ações e gera conhecimentos, recomenda-se estruturar um sistema informatizado em rede para auxiliar na aplicação, gestão e controle das análises e ações do FMEA e outros tipos de ferramentas similares, assim como para explicitar e facilitar o acesso a todos os trabalhadores da organização.

Nesse contexto, para Tang (1996) a utilização da técnica FMEA tem como principais benefícios:

- Melhoria da qualidade dos processos, produtos e serviços;
- Garantia da confiabilidade; e
- Satisfação dos clientes.

3 METODOLOGIA

3.1 METODOLOGIA DE PESQUISA

Neste trabalho, utilizou-se uma metodologia exploratória, qualitativa, dedutiva e aplicada, realizada mediante o levantamento de dados e informações em pesquisas e análises de dissertações, teses, livros e *sites*.

Para Tamaki (2005), pesquisa qualitativa consiste em resultados que não são necessariamente expressos numericamente, mas por adjetivos, imagens, observações feitas pelo pesquisador de acordo com o que lhe foi possível captar durante a execução do trabalho.

Esta dissertação caracteriza-se como exploratória porque visa fornecer maior entendimento e familiaridade sobre as teorias e informações do sistema de bombeio centrífugo submerso (BCS), ferramentas de controle e melhoria da qualidade e de análise de falha e de causa raiz, para obter respostas aos objetivos específicos da pesquisa, com vista a explicitá-los, através de pesquisa e análise bibliográfica e dos estudos de caso das empresas Beta e Delta.

Segundo Yin (2001), estudo de caso é uma pesquisa empírica que investiga um fenômeno contemporâneo dentro de seu contexto real, as fronteiras entre o fenômeno e o contexto não são claramente evidentes e múltiplas fontes de evidências são utilizadas.

O método utilizado foi dedutivo, a partir da interpretação de dados e informações de normas, dissertações, teses, livros e regulamentos, atribuindo-lhes significado e uma correlação entre a teoria e prática das ferramentas e métodos de análise de falha potencial e da causa-raiz publicadas nos referenciais e das práticas dos casos estudados.

3.2 INSTRUMENTOS DE COLETA DE DADOS E INFORMAÇÕES

A fim de pesquisar e descrever as práticas de gestão das empresas Beta e Delta foi utilizado o instrumento de coleta de dados roteiro de entrevista semiestruturado (Apêndice A), elaborado com perguntas específicas para os

gestores e técnicos responsáveis pelos processos internos em estudo na fase de instalação do sistema BCS, com análise dos discursos.

Cada grupo de perguntas de entrevista procurou identificar e caracterizar os aspectos importantes das práticas de utilização de ferramentas e métodos de análise de falha no sistema BCS. O processo da coleta de dados foi realizado através de perguntas específicas aplicadas em duas etapas, conforme a seguir:

- O primeiro grupo de perguntas para identificação do entrevistado de cada empresa;
- E o segundo grupo de perguntas para atingir os objetivos específicos da pesquisa;

Foi realizada uma observação direta nos processos e atividades produtivas durante a pesquisa de campo.

3.3 UNIVERSO PESQUISADO

O roteiro de entrevista com questões abertas sobre a utilização das ferramentas e métodos de análise de falha potencial e de identificação da causa raiz na instalação do sistema de Bombeio Centrífugo Submersas (BCS) das empresas Beta e Delta foi aplicado aos gestores e aos técnicos prestadores de serviços envolvidos nesse processo. A partir dos resultados do roteiro de entrevistas com os gestores, engenheiros e técnicos de nível médio de cada área do negócio das empresas em estudo, foi proposta a utilização de uma das ferramentas estudadas de análise de falha potencial para aplicação na instalação dos equipamentos do sistema BCS.

Foram entrevistados um gestor, três engenheiros e quatro técnicos da empresa Beta e um gestor, dois engenheiros e três técnicos da empresa Delta, todos detentores de grande experiência neste equipamento com uma participação média de 30 instalações do equipamento BCS. Empresas do ramo de negócio envolvendo sistema BCS tem uma característica de possuir um quadro funcional com uma média de 20 funcionários.

3.4 TRATAMENTO DOS DADOS

Foi realizada uma análise do discurso dos gestores e técnicos a partir das respostas do roteiro de entrevista e descrição das informações coletadas, com análise comparativa entre os conteúdos pesquisados na fundamentação teórica e das práticas das empresas.

3.5 LIMITAÇÕES DO MÉTODO

Os resultados obtidos apresentam algumas limitações porque estão baseados nas respostas levantadas por um roteiro de entrevista aplicado à liderança e equipe de técnicos e das respostas deles recebidas, referentes aos estudos de caso das empresas Beta e Delta.

Recomenda-se, em estudos futuros, ampliar o número de casos, incluindo empresas concessionárias e operadoras de campos produtores de petróleo, refinarias, distribuidoras de derivados do petróleo e empresas do ramo petroquímico, devido ao grau de riscos das suas atividades para realizar uma análise comparativa das práticas de gestão, identificar os benefícios, dificuldades de aplicação, recomendações de melhoria na percepção de técnicos experientes, mapeamento das ferramentas que podem ser incorporadas ao modelo de gestão das organizações respeitando as suas particularidades, para propor uma guia de aplicação que facilite o entendimento dos profissionais envolvidos na análise.

3.6 PROTOCOLO DOS ESTUDOS DE CASO

O protocolo dos estudos de caso (Apêndice B) orientou o roteiro de entrevista semiestruturado, que deve seguir o seguinte padrão e etapas:

- Visão geral dos estudos de caso;
- Procedimentos de campo;
- Questões da pesquisa;
- Guia para o relatório de estudo de caso.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 CENÁRIOS DAS EMPRESAS DOS ESTUDOS DE CASO

4.1.1 Cenário da empresa Beta

A empresa Beta está instalada numa área de 42.274 m², empregando um total de 300 profissionais, com matriz situada na cidade do Rio de Janeiro, criada em 1959 e filiais em Macaé-RJ, Alagoas e Bahia, 100% brasileira. Fabricante de equipamentos e componentes de avançada tecnologia nas áreas de processamento de dados, aviação, satélites espaciais, automobilístico, bombas e componentes para equipamentos de perfuração e produção de petróleo, é voltada para o desenvolvimento de projetos e fabricação de produtos e serviços de uso de vários segmentos industriais, tais como energia elétrica, mineração, naval, papel & celulose, petróleo e gás, saneamento e água, e bem como siderurgia.

Está certificada na norma NBR ISO 9001:2008, aplicando os requisitos da gestão da qualidade e requisitos e especificação API Spec Q1 na gestão global da organização, com objetivo de garantir a melhoria contínua dos seus processos.

4.1.2 Cenário da empresa Delta

A empresa Delta é 100% brasileira, fundada em 1994, especializada na prestação de serviços técnicos para a indústria petrolífera, instalada numa área de 66.000 m², empregando um total de 1.000 profissionais, com uma estrutura industrial pronta para abrigar variados tipos de serviços. A matriz está situada na cidade de Macaé-RJ e uma filial na Bahia. A empresa ao longo da sua história trabalhou com importantes empresas brasileiras e estrangeiras. O sistema de gestão global da empresa está estruturada com base nas normas ISO 9001 (gestão da qualidade), ISO 14001 (gestão ambiental) e no OHSAS 18001 (gestão da segurança e da saúde).

4.2 PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE FERRAMENTA DE ANÁLISE DE FALHA NO SISTEMA BCS

O roteiro de entrevista foi aplicado ao gestor, três engenheiros e quatro técnicos de operação da Empresa Beta, assim como ao gestor, dois engenheiros e três técnicos da Empresa Delta, filial Bahia, ambas com experiência comprovada na área de engenharia de petróleo e em produção de petróleo em campos maduros através do método de elevação artificial Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), com o objetivo de identificar e analisar as práticas de gestão do processo de instalação dos equipamentos de subsuperfície e superfície do Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) em poços produtores de petróleo. Os segmentos responsáveis por instalação de BCS de ambas as empresas possuem uma média de 20 funcionários.

Neste contexto, a entrevista foi estruturada em quatro etapas, sendo a primeira sobre o processo de levantamento das informações das características dos poços; a segunda buscou identificar os procedimentos, custos e indicadores de desempenho no acompanhamento da operação do sistema BCS; a terceira mapeou os principais problemas identificados durante a operação do sistema BCS e a quarta etapa procurou identificar os procedimentos, responsáveis, competências necessárias, ferramentas de análise de falhas utilizadas pelas empresas, dificuldades encontradas no uso, documentação de análise gerada e recomendações de melhoria contínua em futuras análises de falhas.

A partir da análise e discussão dos resultados das práticas de gestão das empresas Beta e Delta e do conteúdo da fundamentação teórica pesquisada foi proposta aplicação de uma ferramenta de análise de falha na fase de instalação do sistema BCS em poços produtores de petróleo e procedimento/metodologia com o passo-a-passo para utilização.

Como o sistema de BCS é composto por equipamentos que estão submetidos a uma variada gama de aspectos técnicos e econômicos vinculados ao ciclo de vida do sistema, nestes recomenda-se a utilização de ferramentas eficazes para identificar e diagnosticar de forma rápida a causa raiz de falhas potenciais de componentes e serviços. Este processo de avaliação das causas de falha de um componente ou serviço em algumas empresas é realizado com maior frequência a partir dos conhecimentos técnicos e experiências dos engenheiros e técnicos e de forma subjetiva, não adotando nenhuma técnica específica.

Desta forma, para eliminar a subjetividade na análise de falha do sistema BCS, neste trabalho foi realizado um estudo sobre as ferramentas e métodos de análise de falha aplicadas na indústria e proposta aplicação de uma dessas ferramentas (FMEA, APR, HAZOP, RCFA, TFA, AAF, AAO, Diagrama de Causa e Efeito, Diagrama de Pareto, entre outros), com sistemática de identificação da causa raiz da falha potencial a partir das informações das características de poços produtores de petróleo candidatos à instalação do sistema BCS e recomendação de solução para os problemas.

4.2.1 Levantamento de informações das características dos poços de petróleo candidatos à instalação do BCS

Para a definição e especificação dos equipamentos e acessórios e assim garantir a confiabilidade, eficiência e produtividade de um sistema BCS, os entrevistados das empresas estudadas mencionaram que é necessário realizar um levantamento detalhado de informações de cada poço produtor de petróleo candidato à instalação do sistema BCS, que devem ser quantificadas e qualificadas, referentes aos:

- Tipos de reservatório de petróleo e mecanismo de produção (óleo, gás e/ou água);
- Resultados de teste de formação/jazida (pressão estática (P_e) e pressão de fluxo (P_{wf}), em kgf/cm^2);
- Índice de produtividade (IP em m^3/d por kgf/cm^2);
- Tipos de fluidos produzidos (produção de óleo, gás e/ou água);
- Razão gás/óleo (RGO) e razão água/óleo (RAO) (m^3/m^3);
- BSW (*Basic Sediments and Water*) – quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos (em %);
- Profundidade das zonas produtoras, medida do topo e da base das zonas produtoras (canhoneadas) da jazida;
- Diâmetro externo, diâmetro interno, peso, e inclinação dos revestimentos de produção;

- Histórico de teste mensal da produção bruta (óleo+gás+água em m³/dia);
- Registros da profundidade do nível de fluido estático (registro quando o poço está parado em metro);
- Profundidade do nível dinâmico (registro quando o poço está operando em metro);
- Método de recuperação secundária do campo produtor de petróleo (injeção de água, gás, CO₂, vapor etc.);
- Características e composição dos fluidos quanto à contaminação por areia desmoronada da formação/jazida, gás carbônico (CO₂) e gás sulfídrico (H₂S) presentes no ambiente do poço ou na mistura dos fluidos a serem produzidos; e
- Métodos de elevação utilizados anteriormente com os principais problemas operacionais dos poços produtores de petróleo durante a operação com esses métodos.

No que diz respeito às informações de poços disponibilizadas pelas empresas concessionárias e/ou operadoras de campos produtores de petróleo para empresas fabricantes e prestadoras de serviços de instalação do sistema BCS, segundo os entrevistados, essas não são enviadas na sua totalidade. Algumas destas informações não são satisfatórias e em alguns casos divergem, para uma definição com qualidade da composição de equipamentos e acessórios do sistema BCS, que venha caracterizar a eficácia na sua instalação. Os principais desvios de informações dos poços são:

- Quantificação do grau de criticidade dos fluidos a serem produzidos, com as concentrações de areia, CO₂, H₂S e outros;
- Registros de pressão estática (Pe) não realizadas com frequência;
- Alta variabilidade no histórico de níveis estáticos (registro com poço parado) e dinâmicos (registro com poço em produção) de fluido;
- Alta variabilidade no histórico de testes de vazão bruta (produção de óleo, gás e água em m³/dia);

- Falta de medição histórica da razão gás líquida e da razão gás óleo (RGL e RGO);
- Deficiência na injeção de água produzida.

Para os entrevistados, os desvios dos valores acontecem com muita frequência quando o poço tem uma produção elevada de gás na emulsão (óleo+água+gás) e também pela presença de gás livre pelo anular (revestimento) para a linha de escoamento da produção (tubulação) do poço. Isso se dá porque o gás do anular mistura-se na emulsão, gerando a expansão de grandes volumes de espuma no espaço entre a tubulação da coluna de produção e a tubulação do revestimento das paredes do poço; da subsuperfície (fundo do poço/bomba) à superfície (cabeça do poço), registrando uma falsa submergência da bomba de fundo. Pode ocorrer o mesmo quando o volume de água injetada nos poços injetores de água está inferior aos volumes produzidos pelos poços produtores de petróleo, caracterizando a redução da pressão no reservatório/jazida e também do índice de produtividade (IP em m³/d por kgf/cm²). O IP do poço é utilizado para definir a vazão para diferentes pressões de fluxo e assim dimensionar os equipamentos ideais do sistema BCS.

As informações históricas disponibilizadas pelas empresas concessionárias ou operadoras de campo de petróleo, quando apresentam desvios de qualidade ou não são realizadas de forma sistemática, contribuem para a falha prematura do sistema BCS por falta de submergência de fluido nos equipamentos, contribuindo principalmente para a queima do motor e/ou baixa isolamento do cabo elétrico por aquecimento, já que a carcaça do motor opera com alta temperatura e, para realizar a refrigeração do motor, os fluidos devem passar pela carcaça do motor e efetuar a troca de calor para reduzir a temperatura da sua carcaça metálica.

Há escassez de informações sobre as características agressivas dos fluidos produzidos do poço/jazida, devido à falta de sistemática em laboratório, como abrasividade (concentração de areia na emulsão), salinidade, acidez, presença de CO₂ e H₂S, estes aceleram a redução da eficiência e do ciclo de vida dos equipamentos e acessórios do sistema BCS, por desgastes, corrosão e incrustação nas ligas metálicas da tubulação da coluna de produção (cf. Figura 5). Como os poços são maduros, com cerca de 30 anos em produção, não há muitos dados

históricos dos poços, principalmente referente aos fluidos produzidos e em alguns casos, não há um grau de certeza de que os dados representem a realidade dos poços e fluidos produzidos.



Figura 5: Corrosão e furo na tubulação devido ao fluido corrosivo produzido pelo poço.

Da mesma forma, a corrosão nas carcaças/camisas dos equipamentos ilustrada na Figura 6, e nas cintas e armadura metálica (calha de proteção) do cabo elétrico exposto ao fluido, apresentando vazamento na coluna de tubos ou na camisa.



Figura 6: Corrosão na camisa do motor ou bomba BCS devido ao fluido corrosivo.

Contudo, também podem ocorrer contaminação e parada do motor da BCS por baixa corrente de operação, ou prisão/travamento dos elementos/acessórios

internos dos equipamentos (eixos e rotores) do separador de gás, *intake* e da bomba BCS por incrustação ou corrosão (cf. demonstrado nas Figuras 7 A e B).



Figura 7 A e B: Incrustação no eixo e na admissão da bomba BCS

Os poços perfurados e em operação de campos maduros produtores de petróleo, estão equipados com tubulações de revestimento de poço de pequenos diâmetros internos, limitando assim a descida de equipamentos de grandes diâmetros externos e grandes vazões, como também este diâmetro interno reduzido apresenta risco de prisão e dificulta a pescaria/ recuperação de equipamentos que por ventura venham a cair ou prender dentro do poço, de acordo com as entrevistas.

Quanto à inclinação do revestimento não existe informações detalhadas dos graus de inclinação da superfície até a base da jazida/reservatório, devido aos poços de campo maduro ter mais de trinta anos em operação, e na época não haver a tecnologia e a cultura de se medir e documentar os dados de inclinação da broca de cada poço na fase de perfuração.

A inclinação da tubulação do revestimento apresenta risco de dano/quebra e baixa isolamento do cabo elétrico que está fixado com abraçadeiras na tubulação da coluna de tubos e equipamentos quando a sonda de produção terrestre (SPT) está descendo/equipando o poço com o sistema BCS.

Outro ponto a ser observado em poços antigos é o grau de corrosão e incrustação identificada nos trechos da tubulação do revestimento do poço próximo do reservatório/jazida cujo contato com os fluidos agressivos, caracteriza riscos de

prisão ou dificuldade de passagem dos equipamentos durante a intervenção de SPT no poço.

Desta forma, para os entrevistados, as informações disponibilizadas pelas empresas concessionárias e operadoras de campos produtores de petróleo, para auxiliar na composição e acompanhamento do sistema BCS, não são suficientes e em alguns casos têm baixo nível de qualidade. Isto contribui para a baixa eficiência, aumento de perdas de produção e redução do ciclo de vida dos equipamentos. Isso ocorre porque, no passado, as empresas não tinham tecnologias para mapear todos os dados importantes desde a fase de perfuração até o acompanhamento da operação do poço, nem procedimento, nem pessoas com cultura para o detalhamento e gestão de informações históricas de cada poço.

Conforme dados das entrevistas, as informações dos poços disponibilizadas pelas empresas concessionárias e/ou operadoras dos campos produtores de petróleo são processadas nos programas/*software* de dimensionamento e seleção dos equipamentos do sistema BCS para adequação ao potencial da jazida/reservatório de petróleo. Os relatórios gerados no *software* de simulação do sistema de BCS com a descrição da composição dos equipamentos é encaminhado para conhecimento e análise da Engenharia de Elevação (setor de produção) e da Engenharia de Poço (setor de sondagem), com objetivo de acompanhar e instalar os equipamentos do sistema BCS no poço, através de uma sonda de produção terrestre (SPT). O *software* utilizado para dimensionamento de poço pelas empresas estudadas é o SubPump®.

4.2.2 Processo de aquisição, instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS

A aquisição do conjunto de equipamentos do sistema BCS, informam entrevistados de ambas empresas, tem um custo representativo, dependente da vazão bruta desejada (m^3/dia ou bbl/dia) e da profundidade (m) a ser instalado no poço para bombear o fluido (óleo+água). Considerando um poço com profundidade média de 1500 m e capacidade da produção igual a $300 m^3/dia$, o custo médio do sistema BCS fica em torno de R\$ 800.000,00 (oitocentos mil reais). O custo de instalação no poço pela sonda de produção terrestre (SPT) com duração média de

dois dias tem um custo total de operação igual a R\$ 150.000,00 (cento e cinquenta mil reais).

Contudo, devido aos custos envolvidos, a técnica e sensibilidade exigida para instalar os equipamentos do sistema BCS durante a intervenção com a SPT, de acordo com os entrevistados, torna-se obrigatório seguir procedimento, realizar monitoramentos e testes, em cada fase de instalação de cada equipamento do sistema BCS, para garantir a continuidade operacional, eficiência e eficácia, após execução do programa de dimensionamento.

Desta forma, para os entrevistados, os técnicos de nível médio são os responsáveis pela instalação do sistema BCS, sendo estes formados em escolas técnicas de eletricidade e de instrumentação. No entanto, a empresa Beta não disponibiliza treinamentos teóricos de aperfeiçoamento anual nestas disciplinas, apenas curso teórico na NR 10. A capacitação e habilitação dos técnicos concretizam-se através do treinamento no local de trabalho (TLT), a transferência de conhecimento se dá pela prática, durante a instalação dos equipamentos. Já a empresa Delta que adota os sistemas de gestão integrados com base na ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS18001 tem uma matriz/cronograma anual de treinamento em padrões e de cursos de aperfeiçoamento, para caracterizar o treinamento dos seus colaboradores.

Para sistematizar e ter constância na execução das tarefas de instalação de equipamentos BCS, as empresas devem adotar procedimento documentado de execução (PE) ou Lista de Verificação (LV), desenvolver treinamento nas áreas de eletricidade, instrumentação e NR 10. Contudo, a empresa Beta está certificada na norma ISO 9001 (qualidade) e em processo de elaboração dos seus procedimentos documentados na área técnica. Os técnicos responsáveis pela instalação têm habilidades e conhecimento das principais atividades, variáveis de controle e frequência para instalar os equipamentos e/ou sistema BCS. Porém, a empresa Delta definiu uma hierarquia de documentação e treinou as equipes de técnicos para atender aos sistemas de gestão integrados (SGI) definidos no Manual do SGI.

Os principais padrões operacionais/instruções de trabalhos utilizados pela empresa Delta na capacitação e habilitação dos seus colaboradores na instalação do sistema BCS são:

- PO-01 Classificação de torque de parafusos, bujões de drenagem, suspiro, válvulas de enchimento e drenagem;
- PO-05 Montagem de equipamento BCS;
- PO-06 Inspeção e identificação de equipamentos BCS;
- PO-07 Procedimento para pré-instalação em campo;
- PO-08 Procedimento para enchimento de óleo em selos protetores;
- PO-09 Procedimento para emenda de cabo chato; e
- PO-10 Testes de motores.

Com base nas entrevistas dos técnicos de ambas as empresas e análise dos procedimentos operacionais (PO) da empresa Delta, foram definidas como prioritárias as seguintes atividades na instalação do sistema BCS:

- Fazer emenda do cabo chato do motor (*flat cable*) com o cabo chato ou redondo da coluna de produção;
- Conectar o *flat cable* no motor;
- Completar óleo dielétrico do motor e protetor para extrair ar;
- Fixar com abraçadeiras metálicas o cabo chato elétrico no motor e cabo chato ou redondo na coluna de tubos de produção;
- Medir a continuidade da corrente do motor e à cada dez tubos instalados;
- Instalar transformador de tensão;
- Instalar inversor de frequência / painel de controle;
- Instalar caixa de junção/ventilação de gases e conectar cabos elétricos (chato ou redondo);
- Concluir instalação elétrica dos equipamentos/componentes de superfície do poço;
- Parametrizar as variáveis de controle no inversor de parada por *overload*, *underload*, *overvolt*, *undervolt*, *volt unbalance*, *corrence unbalance* e o tempo de rearme/*start* do motor do sistema BCS;
- Dar partida no sistema BCS;
- Monitorar a corrente elétrica de operação;

- Analisar paradas no sistema BCS por *overload* (sobrecarga), *underload* (subcarga) ou por outros motivos a partir de dados acumulados no controlador lógico programável (CLP) do inversor de frequência;
- Acompanhar e analisar teste de produção bruta com base na curva da bomba; e
- Analisar registro do nível estático, nível dinâmico e submergência dos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS.

Na execução dessas atividades, os técnicos de instalação das empresas Beta e Delta não adotam a prática de preenchimento de uma Lista de Verificação (LV) para garantir o atendimento de todas as atividades críticas. Ainda assim, os técnicos confirmaram que devem ser monitoradas as seguintes variáveis de controle (cf. Quadro 1) durante a intervenção com sonda (SPT) no poço:

Quadro 1: Atividades e variáveis de controle no acompanhamento e instalação do sistema BCS no poço produtor de petróleo

ATIVIDADES	VARIÁVEIS DE CONTROLE
Medir a continuidade da corrente no cabo elétrico trifásico	Continuidade > 200 M Ω
Fazer emenda do cabo chato do motor (<i>flat cable</i>) com o cabo redondo da coluna de tubos	Aplicar pressão na luva de conexão/emenda dos cabos trifásicos e três camadas de fita isolante de alta temperatura por fase/cabo
Completar óleo dielétrico do motor e protetor	Até purgar bolha de ar e óleo dielétrico na base do <i>intake</i> (admissão da bomba)
Conectar o <i>flat cable</i> no motor	Verificar situação do <i>oring</i> e apertar parafusos de fixação do <i>flat cable</i>
Fixar cinta metálica / abraçadeira e cabo elétrico chato ou redondo na coluna de tubulação de produção	Fixar duas cintas metálicas por tubo com pressão/aperto adequado para não ficar folgada
Instalar transformador de tensão	Tensão compatível com motor da BCS
Instalar inversor de frequência	Tensão compatível com motor da BCS
Instalar caixa de ventilação de gases	Tensão na entrada da caixa de junção
Realizar instalação elétrica dos equipamentos de superfície do poço	Tensão e corrente do transformador, quadro de comando ou inversor de frequência compatível com motor da BCS
Dar partida no sistema BCS	Medir tensão e corrente compatível com projeto
Monitorar a corrente elétrica de operação	Ótimo 15% abaixo da nominal do motor
Analisar paradas no sistema BCS por <i>overload</i> (sobrecarga) e <i>underload</i> (subcarga)	<i>Overload</i> - corrente de operação > 20% da nominal do motor; e <i>underload</i> - corrente de operação < 20% da nominal

	do motor
Acompanhar e analisar teste de produção bruta com base na curva da bomba	Vazão bruta do teste + - 20% da vazão ótima da bomba com base na curva de performance (<i>padrão/best point</i>)
Acompanhar e analisar registro de nível dinâmico (poço operando) e submersão da bomba BCS	Nível dinâmico acima da bomba BCS (em metros) com submersão igual ou maior que 100 m

Nota: Elaborado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da Pesquisa.

Os técnicos de eletricidade/instrumentista responsáveis pela execução das tarefas de instalação, acompanhamento e de monitoramento das variáveis de controle do sistema BCS das empresas Beta e Delta geram dados e informações e adotam as seguintes frequências das atividades, demonstrado no Quadro 2.

Quadro 2: Atividades e frequência do acompanhamento do sistema BCS

ATIVIDADES	FREQUÊNCIA
Medir a continuidade da corrente no cabo elétrico trifásico	A cada 10 tubos descidos no poço
Fazer emenda do cabo chato do motor (<i>flat cable</i>) com o cabo redondo da coluna de tubos	Antes da sonda iniciar a descida dos equipamentos BCS no poço
Completar óleo dielétrico do motor e protetor para extrair ar	Após concluir a instalação/conexão dos equipamentos do sistema BCS e antes de descer no poço
Conectar o <i>flat cable</i> no motor	Quando posicionar o motor / conjunto BCS na boca do poço / plataforma da sonda (SPT)
Fixar cinta metálica / abraçadeira e cabo elétrico chato ou redondo na coluna de tubulação de produção	Por tubo da coluna de produção
Instalar transformador de tensão	Durante a intervenção com SPT no poço
Instalar inversor de frequência	Durante a intervenção com SPT no poço
Instalar caixa de ventilação de gases	Durante a intervenção com SPT no poço
Realizar instalação elétrica dos equipamentos de superfície do poço	Durante a intervenção com SPT no poço
Dar partida no sistema BCS	Máximo de três partidas consecutivas
Monitorar a corrente elétrica de operação	Na partida / no acionamento do sistema BCS, após SPT equipar poço. Semanal, depois da saída da SPT do poço
Analisar paradas no sistema BCS por <i>overload</i> (sobrecarga) e <i>underload</i> (subcarga), <i>overvolt</i> , <i>undervolt</i> , <i>volt unbalance</i> , <i>corrence unbalance</i> e o tempo de rearme/start do motor da BCS	Quando ocorrer
Acompanhar e analisar teste de	

produção bruta com base na curva da bomba	Mensal
Acompanhar e analisar registro de nível dinâmico (poço operando) e submersão da bomba BCS	Mensal

Nota: Elaborado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da Pesquisa.

Quanto à gestão dos dados e informações de realização das atividades de instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS em poço produtor de petróleo, estes são coletados e organizados em ordem cronológica e controladas em sistema informatizado para criar banco de dados histórico, conforme os seguintes tipos de registros:

- Relatório de dimensionamento do sistema BCS em poço;
- Programa de instalação dos equipamentos com Sonda (SPT);
- Registro de teste de produção de óleo, gás e água produzida;
- Registro de BSW (% de água produzida) do poço em teste;
- Registro do nível estático (quando o poço está parado por mais de 24 h) e nível dinâmico (quando o poço está em teste / produzindo);
- Registro da corrente elétrica de operação; e
- Registro das paradas do sistema BCS por *overload*, *underload* ou por outros motivos.

Contudo, para os entrevistados, esses registros são tabulados através de planilha eletrônica e os resultados são utilizados no software de elaboração de projetos do sistema BCS, para realizar simulação das condições de operação no poço produtor de petróleo, aumentar a produção e desenvolver outras melhorias contínuas nesse sistema. A gestão e controle dos dados e informações do sistema BCS é realizada utilizando os programas/*software* do *Excel*, *Word* e gerenciador de arquivos através de rede intranet das empresas Beta e Delta.

As entrevistas sugerem que para acompanhar e monitorar o comportamento de operação do sistema BCS após a instalação em poço produtor de petróleo, as empresas concessionárias e operadoras de campos de petróleo devem definir,

acompanhar e analisar alguns indicadores de desempenho mensal do sistema BCS para minimizar as falhas potenciais, como os listados a seguir:

- Teste mensal de produção igual ao range ótimo da bomba;
- Nível dinâmico mensal do poço testado;
- Corrente de operação por poço;
- Tempo Médio Entre Falhas (MTBF) do poço;
- Perda de produção bruta (óleo+água);
- Perda de produção de óleo do poço; e
- Custo de elevação de petróleo pelo sistema BCS.

4.2.3 Principais falhas potenciais na instalação dos equipamentos, causas e recomendações de melhorias

O sistema BCS é composto por equipamentos de subsuperfície e de superfície que podem contribuir para falha e perda de produção nos campos produtores de petróleo, quando não são tomados os cuidados devidos e seguidos os procedimentos de instalação. Conforme os entrevistados, as principais falhas potenciais de instalação, acompanhamento e monitoramento dos equipamentos de subsuperfície são:

- Parada do motor por *overload* ou *underload*;
- Baixa isolamento na emenda do cabo chato do *flat cable* com o cabo chato ou redondo acima da bomba;
- Baixa isolamento no *flat cable*: *tap in* ou *plug in*;
- Furo na tubulação, carcaça/camisa do motor, protetor, *intake* / separador de gás e bomba BCS devido à corrosão e/ou incrustação;
- Contaminação do óleo dielétrico do protetor devido a paradas do motor;
- Contaminação do óleo dielétrico do motor através do protetor;
- Contaminação do óleo dielétrico pelo *oring* do *flat cable*;
- Dificuldade de rotação do eixo do motor, protetor e bomba devido a empeno;

- Prisão do eixo do motor, protetor, *intake* e bomba devido à incrustação, corrosão ou acúmulo de areia;
- Quebra do eixo do motor, protetor, *intake* e bomba devido à incrustação/corrosão ou acúmulo de areia;
- Danos aos cabos chato e redondo trifásicos por impacto na descida dos equipamentos do sistema BCS no poço; e
- Danos as calhas de proteção e cintas de fixação dos cabos chato e redondo trifásicos na tubulação e na carcaça dos equipamentos devido à corrosão.

Ainda segundo os entrevistados, as principais falhas potenciais da instalação de equipamentos de superfície do sistema BCS são:

- Defeito ou falha do inversor de frequência ou quadro de comando;
- Defeito ou falha do transformador de tensão;
- Baixa isolação no cabo elétrico trifásico da caixa de ventilação/junção até o inversor de frequência;
- Bloqueio inadvertido de válvula de produção da árvore de natal da cabeça do poço; e
- Bloqueio inadvertido de válvula de produção do satélite ou *manifold* que recebe a produção do poço.

Os equipamentos de subsuperfície e de superfície do sistema BCS, alertam os entrevistados, necessitam de cuidados especiais desde a fase de levantamento de dados das características do poço, do fluido a ser bombeado, especificação e capacidade dos equipamentos e mão-de-obra competente e habilitada para a instalação do sistema BCS, porque este método de elevação artificial de petróleo é caracterizado como um sistema totalmente dependente da eletricidade e trabalha durante todo o ciclo de vida com os equipamentos expostos/submerso em ambiente de poço com fluido agressivo. Portanto, com base nas experiências adquiridas no processo de instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS os entrevistados definiram os seguintes motivos/causas de falhas dos componentes do sistema BCS:

- Falta de informações atualizadas das características dos fluidos a serem produzidos quanto ao grau de corrosão, incrustação, salinidade, temperatura, produção e acúmulo de areia no fundo do poço e nos equipamentos/tubulação de cauda da extremidade da coluna de produção;
- Poços antigos com revestimentos de 5 ½" e 7" de pequeno diâmetro interno e com tubulação do revestimento com corrosão na frente dos canhoneados (fundo do poço), próximo do ponto de posicionamento da bomba centrífuga submersa (BCS);
- Informações de pressão estática do reservatório, nível de fluido estático (com poço parado), nível de fluido dinâmico (com poço operando), registro da razão entre o gás e o líquido (RGL), testes de produção bruta dos fluidos (óleo + água + gás) de baixo nível de qualidade, devido à falha da técnica (tempo de poço parado ou em registro e frequência e atualização dos registros) e erro humano (ajustes do aparelho de sonolog que registra o nível estático ou dinâmico ou registro feito apenas com anular do poço em fluxo sem pressurizar e sistemática/procedimentos dos registros) durante a coleta dos dados/registros;
- Falha no procedimento de teste manual de rotação dos eixos conectados dos equipamentos do sistema BCS;
- Falha no procedimento nas emendas dos cabos elétricos chato e redondo que transmite energia do inversor de frequência até o motor do sistema BCS;
- Falha no procedimento na conexão do *flat cable (plug in e tape in)* no motor da BCS;
- Falha no procedimento de completar o óleo dielétrico do motor da BCS e do protetor do motor, para extrair bolhas de ar do interior desses equipamentos;
- Falha no procedimento da Sonda Terrestre de Produção (SPT) durante a descida dos equipamentos do sistema BCS em poço de petróleo;
- Falha no procedimento de medição da continuidade da corrente elétrica durante a descida dos equipamentos em poço pela SPT;

- Falta de proteção dos equipamentos elétricos de superfície na área do poço contra as intempéries e de entrada de animais peçonhentos na parte interna dos quadros/painéis;
- Falha no procedimento de instalação e aplicação de torques nas cintas/abraçadeiras de fixação do cabo elétrico chato ou redondo na coluna de produção/tubulação e nos equipamentos do sistema BCS;
- Não realizar, acompanhar e analisar os testes de produção bruta mensal do poço;
- Não realizar e analisar o nível estático do poço quando o mesmo estiver parado por mais de 24 h;
- Não realizar e analisar o nível dinâmico mensal do poço durante o teste de produção;
- Não realizar e analisar o registro de pressão estática durante a intervenção com Sonda de Produção Terrestre (SPT) no poço;
- Não coletar e analisar de forma sistemática os fluidos produzidos pelo poço, quanto ao volume bruto produzido, percentual de água produzida (BSW), grau de corrosão, incrustação, salinidade, temperatura, abrasividade e de acúmulo de areia durante o seu ciclo de vida;
- Não medir diariamente a pressão de escoamento dos fluidos na árvore de natal/cabeça de produção, a temperatura das instalações e a corrente elétrica de operação do poço BCS; e
- Não coletar e utilizar todos os dados e informações necessárias, como supracitados, para garantir a confiabilidade, disponibilidade, eficiência e eficácia do sistema BCS, para atingir o ciclo de vida definidas para os equipamentos.

Desta forma, para minimizar e/ou eliminar as causas das falhas identificadas nos equipamentos do sistema BCS, os entrevistados recomendam às empresas concessionárias e/ou operadoras de campos produtores de petróleo com poços operando com o método de elevação artificial de petróleo equipado com BCS e fornecedores de equipamentos e de serviços desse método, adotar as seguintes ações:

- Definir procedimentos com o detalhamento e sistemática de coleta das principais informações de cada poço a ser equipado com o método de elevação artificial de petróleo BCS;
- Condicionar revestimento do poço a ser equipado com BCS com raspador de 5 ½" e 7" para retirar sobra de cimento, parafina e corrosão das paredes;
- Circular fundo do poço a ser equipado com BCS com fluido (água produzida) para limpar/coletar areia decantada na base do revestimento;
- Definir procedimento com os cuidados na emenda de cabo elétrico chato e redondo de transmissão de energia da superfície (inversor de frequência) até o fundo poço (motor da BCS);
- Definir procedimentos com os cuidados na instalação de *oring* do *flat cable*, torque na conexão dos equipamentos em série, completar o óleo dielétrico e extrair bolhas de ar do interno do motor da BCS e protetor do motor;
- Definir procedimento de aplicação de torque, número de cintas/abraçadeiras e calhas por seção, para fixação do cabo chato nos equipamentos do BCS de subsuperfície e para fixação do cabo redondo na coluna de tubos de escoamento vertical;
- Definir procedimento de manutenção preventiva para os equipamentos e acessórios de vedação e isolamento dos equipamentos de superfície do sistema BCS;
- Fazer teste de produção bruta, medir pressão, temperatura, corrente elétrica de operação e registro de nível de fluido dinâmico ao mesmo tempo/dia, com frequência mensal;
- Coletar e analisar mensalmente os fluidos produzidos de poço candidato e/ou equipado com o sistema BCS, especificar ligas metálicas resistentes para as carcaças, parafusos e componentes internos dos equipamentos do sistema BCS e instalar filtro de areia e tubos caudas com extremidade tamponada na base do motor da BCS; e
- Desenvolver treinamento de aperfeiçoamento anual para técnicos de elétrica, técnicos de operação e engenheiros em eletrotécnica, instrumentação, técnica de análise de falhas, controle estatístico de processo, instalação e operação do sistema BCS.

4.2.4 Ferramentas de análise de falhas utilizadas nas empresas Beta e Delta

Atualmente, as empresas Beta e Delta têm contrato com empresas concessionárias e operadoras de campos produtores de petróleo da Bahia, de instalação do sistema BCS em 20 poços (empresa Beta), com tempo médio em operação de dois anos e a empresa Delta tem contrato para 55 poços, com sistema BCS operando há um ano.

O processo de análise de falha potencial na instalação do sistema BCS em poço produtor de petróleo está, como apontam as entrevistas, definido no procedimento de ação corretiva e preventiva da documentação do Manual de Qualidade (MQ) da empresa Beta, o qual indica a utilização da ferramenta e método de Análise Preliminar de Risco (APR) para este fim (cf. Figura 8), assim como definido no Manual do SGI da empresa Delta, através da aplicação do diagrama de causas e efeitos no tratamento das anomalias.

EMPRESA BETA PLANILHA DE ANÁLISE DE RISCOS (APR)					
1) Data: / /				2) Página de	
3) Atividade/Serviço a ser executado:				4) Local:	
5) Existe procedimento específico para o trabalho? Listar:					
6) Esse procedimento é suficiente para garantir a segurança do trabalho? () SIM () Não Em caso negativo, dar continuidade ao preenchimento da AR, abaixo.					
Evento	Causas	Deteccção	Efcitos	Avaliação de Significância	Recomendações
7) Recomendações Adicionais de Segurança:					
8) Responsáveis pela análise:					
Nome:		Assinatura:		Matrícula:	
Nome:		Assinatura:		Matrícula:	
Téc. Segurança:		Assinatura:		Matrícula:	

Figura 8: Formulário da ferramenta e método APR da empresa Beta.
Fonte: Empresa Beta

O padrão define que a ferramenta e método de análise de falha potencial na instalação do sistema BCS é de responsabilidade dos engenheiros, técnicos de eletricidade e de instrumentação. Conforme os entrevistados, todos os envolvidos nesse processo são formados, capacitados, habilitados nas áreas de eletricidade, instrumentação, automação, receberam treinamento teórico na norma regulamentadora nº 10 e treinamento no local de trabalho (TLT) em instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS em poço produtor de petróleo.

Contudo, não foi apresentada uma evidência da utilização prática do estudo e análise de falha potencial na instalação do sistema BCS com aplicação do formulário de APR. Os dados de entrevista revelam ainda que tanto a empresa Beta quanto a empresa Delta utilizam de forma sistematizada as ferramentas básicas da qualidade, como: o gráfico de Pareto, diagrama de *Ishikawa* (causa e efeito), gráfico de dispersão, histograma, *brainstorming* e outras, para auxiliar na análise de falha potencial através da técnica APR e do formulário de tratamento de anomalias.

No controle da gestão de análise de falha já ocorrida, é aplicado o gráfico de Pareto, conforme Figura 9, onde a maior perda do sistema BCS da empresa Beta é por coluna furada e aumento de potencial.

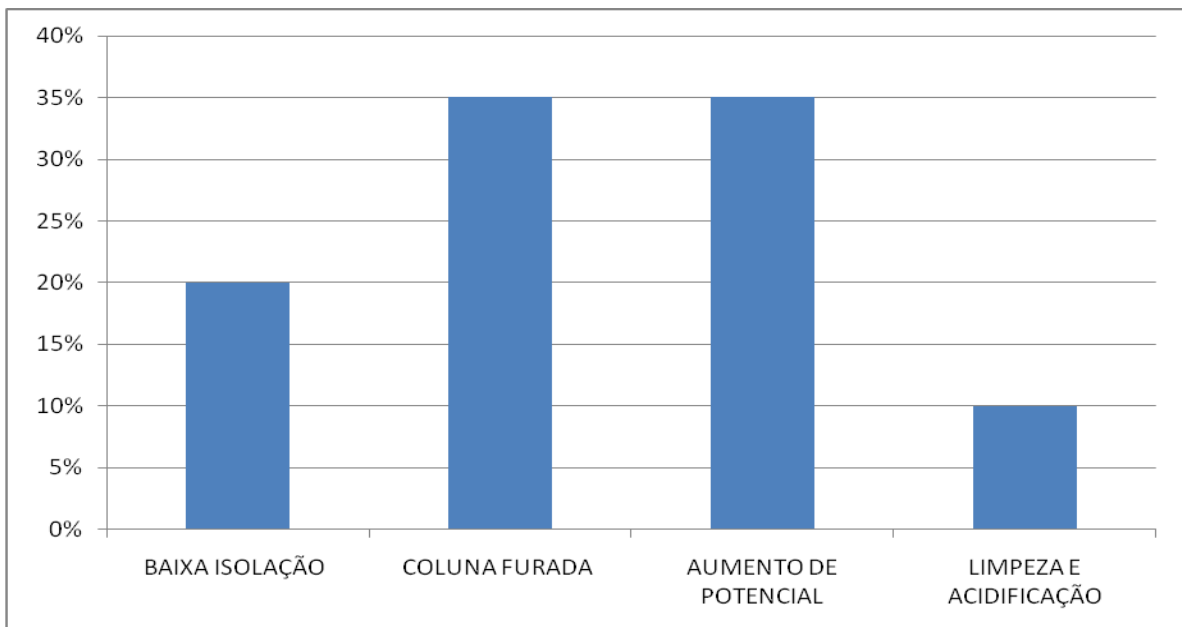


Figura 9: Gráfico de Pareto das principais falhas e paradas do sistema BCS
Fonte: Empresa Beta

Na Figura 10 (empresa Delta), a maior perda é por produção de areia e incrustação (scale), assim como através da análise dos fatos, observação direta dos equipamentos desmontados em oficina, com registros fotográficos e plano de ação 5W1H, porque, consoante informações das entrevistas, estas ferramentas atendem a demanda da empresa, porém caracteriza-se como uma ação corretiva e no processo de melhoria contínua base da certificação na norma NBR ISO 9001:2008 a empresa deve adotar comportamentos preventivos.

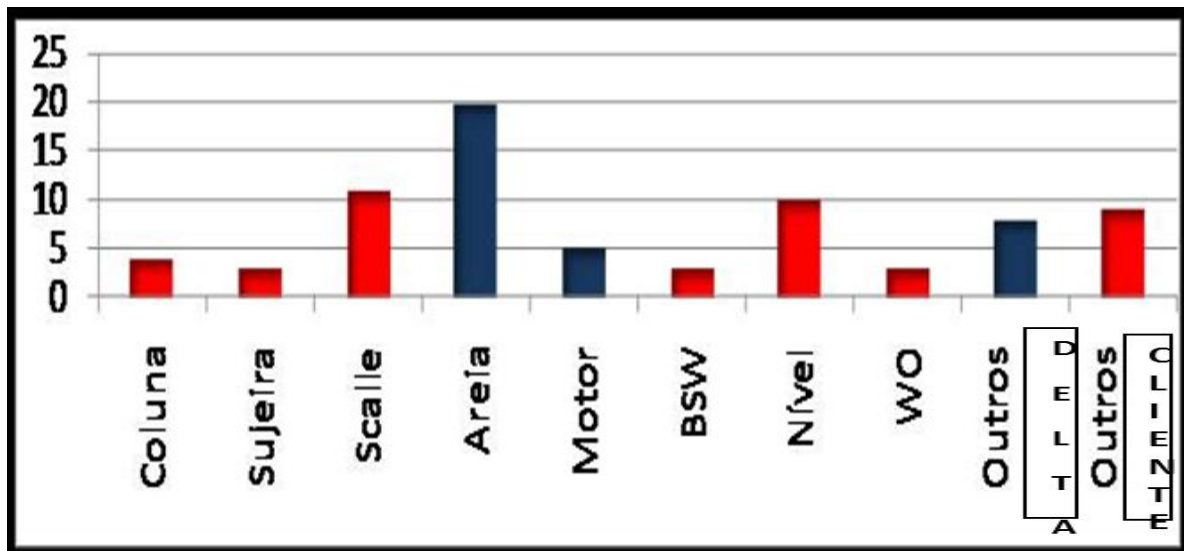


Figura 10: Gráfico de Pareto das principais falhas e paradas do sistema BCS
Fonte: Empresa Delta

Quanto às ferramentas e métodos de análise de falha e da causa raiz que podem ser aplicados em projetos, processos, produtos e serviços, as empresas Beta e Delta utilizam a ferramenta de Análise de Falha Ocorrida (AFO) com auxílio do gráfico de Pareto, para identificar as principais falhas do sistema BCS e histograma de instalação e retirada de equipamentos, representados nas Figuras 11 e 12, para acompanhar os resultados das instalações, além de contar com a experiência prática dos técnicos de instalação de nível médio e engenheiros. Essa ferramenta é executada quando acontece a falha/quebra no poço e durante a desmontagem dos equipamentos para manutenção corretiva realizada na fabrica, sendo dessa forma caracterizada como uma ação reativa.

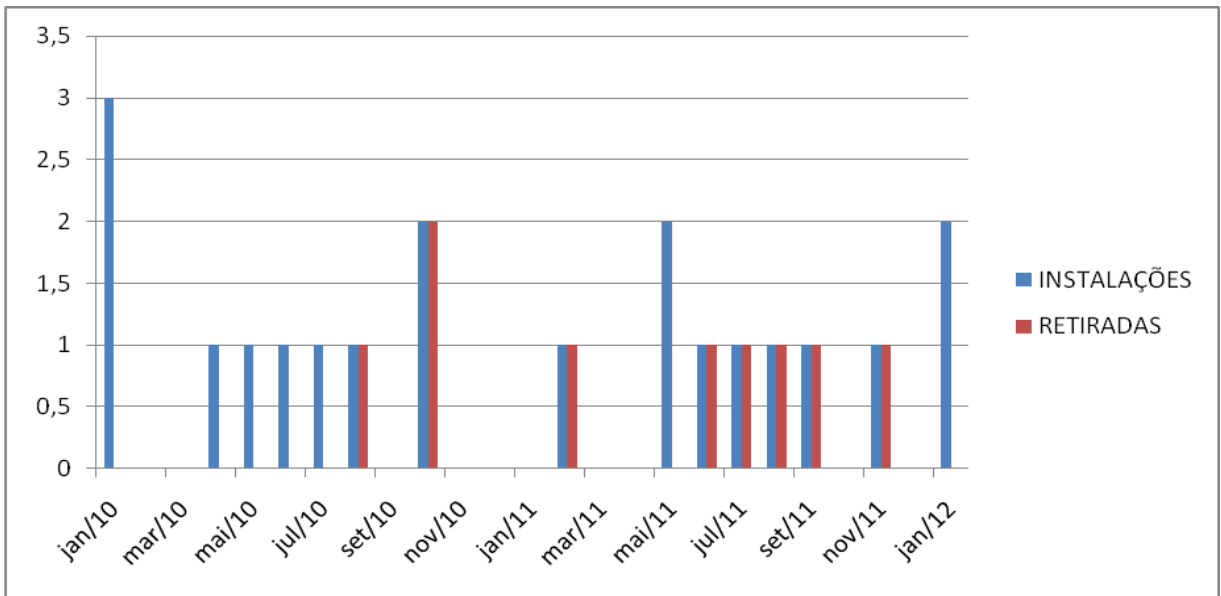


Figura 11: Histograma de instalação e retirada do sistema BCS em poço
 Fonte: Empresa Beta.

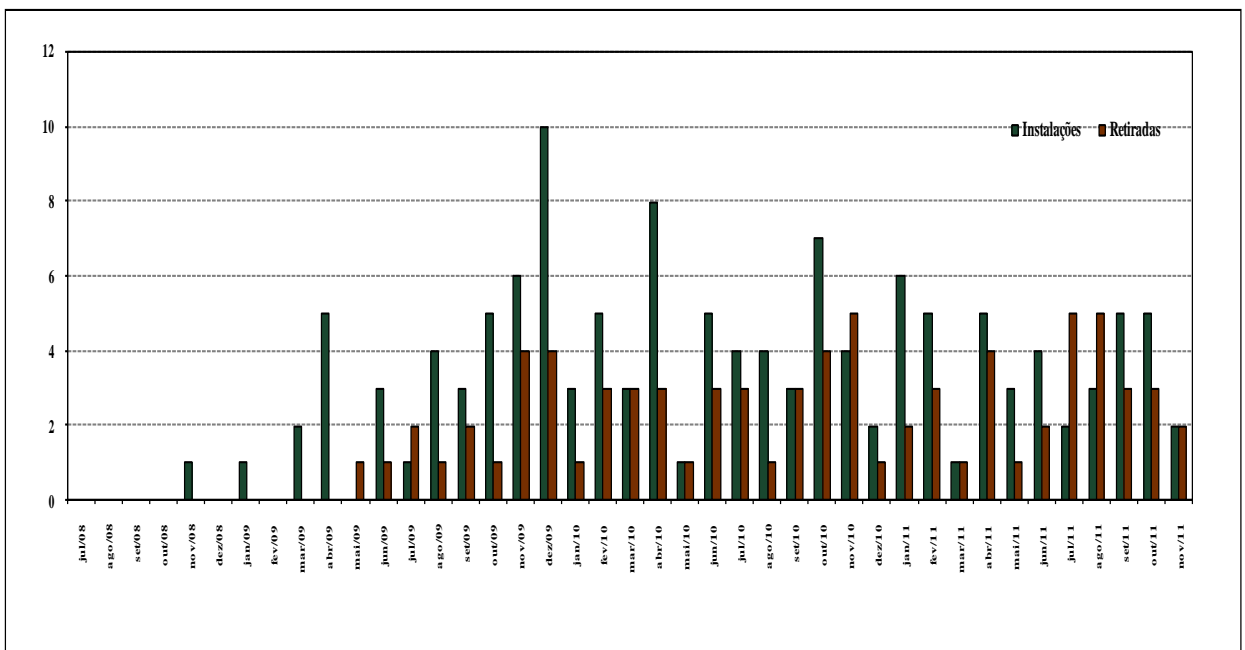


Figura 12: Histograma de instalação e retirada do sistema BCS em poço.
 Fonte: Empresa Delta.

Portanto, as melhores práticas de gestão do mercado recomendam ações proativas no caso de análise de falha, com aplicação de ferramentas da qualidade e outros métodos de análise de falha potencial e da causa raiz, para se antecipar aos problemas como: Análise Preliminar de Riscos (APR); Estudo do Perigo e

Operacionalidade (HAZOP); E se (*What If*); Análise da Causa Raiz de Falha ou *Root Cause Failure Analysis* (RCFA) e/ou Ferramenta de Análise do Efeito e Modo de Falha (FMEA) com definição do número de prioridade de riscos.

Desta forma, as maiores dificuldades em se utilizar estas ferramentas e métodos de análise de falha na gestão global das empresas para o processo de melhoria contínua é a falta de conhecimento e domínio delas, como também do procedimento de aplicação nas diversas fases do processo de operação, falta de equipes treinadas em ferramentas de análise de falha, assim como identificar a melhor ferramenta para aplicar na fase de instalação do sistema BCS em poço.

Contudo, a técnica de análise de falha a partir da aplicação da ferramenta e método de análise de falha ocorrida (AFO) gera um relatório conforme modelo no Anexo A, com a descrição da falha, com a causa imediata, ação imediata, ação corretiva, fotos da falha anexas, análise da falha, ações de melhoria contínua para evitar a reincidência e avaliação da eficácia da ação pelo gestor.

Adicionalmente, os relatos dos entrevistados apontam que os resultados das análises de falhas ocorridas também contribuem para o processo de melhoria contínua através de:

- Revisão de procedimentos de execução das tarefas;
- Novos treinamentos e/ou treinamentos de aperfeiçoamento de Técnicos e Engenheiros;
- Mudança de tecnologia no sistema BCS;
- Identificação da necessidade de levantar novas informações para futuros projetos de sistema BCS em poço de petróleo; e
- Melhorias contínuas em Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde (QSMS).

4.2.5 Diagnóstico e proposta de aplicação de ferramenta de análise de falha na fase de instalação do BCS

4.2.5.1 Diagnóstico das ferramentas de análise de falha estudadas

Para auxiliar no diagnóstico sobre as diversas ferramentas e métodos de controle e análise de falha potencial de processo, produto, equipamento e serviço, buscou-se uma revisão bibliográfica sobre as ferramentas da qualidade: estratificação, folha de verificação, diagrama de Pareto, diagrama de causa e efeito, histograma, diagrama de dispersão, gráfico de controle, gráfico de relações de causa e efeito, ciclo do PDCA, ciclo DMAIC, 5 S, *brainstorming* e também de ferramentas de análise de falha potencial como a: APR; HAZOP; *What If*; RCFA, FMEA, AFO, AAF, AAE, 5 Why's, LV e IP mais utilizadas na indústria. Estas disponibilizaram conhecimento quanto ao objetivo de aplicação, modelos de formulários e procedimento de utilização de cada técnica para seleção e proposta de aplicação na instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS das empresas Beta e Delta.

Entretanto, as ferramentas da qualidade apresentam diversas técnicas e métodos que contribuem para o controle dos processos internos para realizar o levantamento dos dados de processos, serviços e produtos, fazer tabulação de dados, representarem graficamente os principais desvios, falhas e/ou perdas, identificar e analisar as principais causas das falhas e estruturar o plano de ação com as recomendações, o prazo e o responsável pela ação, com o objetivo de reduzir as perdas operacionais e garantir a melhoria contínua da gestão e dos resultados.

Para auxiliar o estudo e análise de falha potencial na instalação do sistema BCS das empresas Beta e Delta, recomenda-se utilizar uma equipe multidisciplinar com técnicos e engenheiros, aplicar gráfico de Pareto para mapear os principais problemas/falhas, diagrama de causa e efeito (Ishikawa), a técnica do *brainstorming* (tempestade de ideias) e técnica dos cinco “porquês” para investigar a causa-raiz da falha, com anexos de registro fotográfico e em alguns casos com testes e análises de laboratório de componentes dos equipamentos que falharam, plano de ação 5W1H com prazos e nomes dos responsáveis pela solução dos problemas/falhas ocorridas (AFO) e gráfico de controle para acompanhar a evolução dos resultados depois das ações implementadas.

Contudo, as ferramentas e métodos de análise de falha têm como objetivo específico identificar os modos e efeitos das falhas potenciais, as causas, riscos e ações de controle, aplicado para novos processos ou produtos e na melhoria de

produtos, serviços e de processo produtivos, através de ações corretivas, preventivas e de melhorias contínua, para reduzir ou eliminar a possibilidade de ocorrência de uma falha.

Desta forma, as ferramentas de análise de falha APR e HAZOP são específicas para identificar riscos de segurança, meio ambiente e saúde (SMS), tem como objeto de estudo os desvios das variáveis de processos como: vazão, pressão, temperatura, viscosidade, composição e componentes. O *What If* ou E se é uma técnica de identificação de perigos e análise de riscos para detectar perigos, caracterizando-se como um *brainstorming*.

Consequentemente, o RCFA é um método de identificação das causas dos problemas e recomenda ações para evitar a reincidência, é complementar ao método FMEA para determinar a causa-raiz do problema, foca a prevenção de falhas que ainda não ocorreram.

Portanto, o FMEA é uma ferramenta de análise de falha potencial ou real, para identificar a causa raiz ou principal e recomendação para eliminar as falhas, com estabelecimento de critério de priorização de ação de melhoria contínua através da avaliação dos riscos de cada evento, registrado em formulários/tabelas padronizados, para criar um histórico das informações e transferência de conhecimento, estruturado num sistema informatizado em rede para facilitar o acesso de todos os colaboradores da empresa, auxiliar no processo de gestão, decisão e controle das análises e ações do FMEA.

A aplicação do FMEA apresenta algumas dificuldades porque depende de domínio, conhecimento e experiência dos membros da equipe de análise nessa técnica, assim como dedicação na análise das falhas potenciais e reais, assim como a resistência, falta de paciência e de cuidados dos envolvidos no preenchimento dos diversos formulários/tabelas, sob a pressão do tempo devido as atribuições de cada colaborador. No entanto, o FMEA e RCFA podem ser adaptadas para analisar falhas já ocorridas (AFO), necessita de equipe multidisciplinar, emprego significativo de homem/hora e baseia-se no questionamento da técnica dos cinco “Por quês” até chegar à causa raiz ou principal do problema.

A Análise de Falhas Ocorridas (AFO) tem aplicação quando a falha se concretiza, caracterizando-se com um método reativo. A Análise por Árvore de Falhas (AAF) é uma técnica de identificação de perigos e análise de riscos de

resultados de análises de técnicas auxiliares como a HAZOP, APR ou *What If*. Quanto ao método de análise dos “cinco porquês”, é uma técnica efetiva de simples aplicação, para identificar e entender as razões da ocorrência de problemas, através do estabelecimento de um problema e a da elaboração de diversas perguntas utilizando “o porquê do problema” e a partir das respostas surgem novas perguntas, até chegar na causa raiz ou fundamental do problema/efeito.

A Lista de Verificação (LV) ou *Checklist* e a Inspeção Planejada (IP) são técnicas muito utilizadas de forma sistemática na observação direta de uma área, sistema, instalação, processo, equipamento, produto e ou serviço, verificando a conformidade de seus atributos com os padrões, para identificar desvios na área de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional (SMS), com objetivo de desenvolver ações de melhorias contínuas.

4.2.5.2 Proposta de aplicação de Ferramenta de Análise de Falha FMEA na instalação do BCS

A partir do estudo das ferramentas de análise de falha potencial, conceitos e objetivos de cada ferramenta disponibilizada para utilização nas organizações e considerando os objetivos da qualidade e do SGI das empresas Beta e Delta definidos no “Manual da Qualidade e do SGI”, para clientes, processos, produtos, serviços, fornecedores e colaboradores, estas buscam atingir:

- Satisfação total do cliente;
- Rentabilidade sustentável;
- Fornecimento de produtos e/ou serviços em perfeito estado de uso;
- Pontualidade nos prazos de entrega dos fornecedores; e
- Capacitação constante dos colaboradores.

Dada a importância e custo médio de aquisição de um sistema de BCS foi proposto aplicar o método FMEA, devido à possibilidade de adaptação e aplicação da técnica na análise de falha potencial e real na instalação do sistema BCS, por causa da geração de conhecimento com o resultado da análise e disseminação por

toda organização, e pela possibilidade de ser aplicado nos diversos negócios das empresas.

Segundo Cardella (1999) e Filho (2011), o método FMEA deve ser desenvolvido iniciando-se com a identificação/definição do sistema a ser estudado, depois divide-se este sistema em subsistemas ou componentes e, em seguida, define-se a função de cada componente, aplicam-se os modos de falha, análise dos efeitos, meios de detecção e definição de ações de controle da falha potencial ou real.

Nesse sentido, a ferramenta de análise de falha FMEA contempla os principais questionamentos para identificar os modos e efeitos de falhas potenciais e recomendações para minimizar ou eliminar a causa potencial. As análises são realizadas por uma equipe multidisciplinar formada por técnicos e engenheiros das empresas Beta e Delta, com conhecimento e experiência na instalação do sistema BCS e na utilização da ferramenta FMEA, sendo considerados todas as fases e componentes dos equipamentos de subsuperfície, superfície e dos serviços de instalação do sistema BCS.

Desta forma, foi realizado um desdobramento dos processos do sistema BCS para análise de falhas pelos engenheiros e técnicos das empresas Beta e Delta, considerando as fases de instalação dos componentes e equipamentos de superfície, subsuperfície e dos serviços realizados neste sistema, conforme ilustrados nos ANEXOS B, C, D, E, F e G. Segundo os envolvidos/participantes desse estudo, foi possível adquirir um conhecimento sistêmico do BCS, assim como, a importância de cada fase e visão integrada do todo, que são responsáveis e contribuem para um bom funcionamento desse sistema, continuidade operacional e melhoria da eficiência.

Portanto, após analisar todos os possíveis modos e efeitos de falhas potenciais e suas causas, na instalação dos equipamentos e componentes do sistema BCS, definir as recomendações de melhoria contínua, com prazo e responsável, caracterizar e priorizar o índice de risco (NPR) de cada falha, foi possível observar que as análises dos efeitos, causas e as recomendações de melhorias são similares na maioria dos itens identificados. Como principal ação, define-se elaborar uma Lista de Verificação (LV), para utilização no momento da instalação dos equipamentos e componentes, com responsabilidade pelo preenchimento e assinatura a própria

equipe de instalação do sistema BCS das empresas Beta e Delta (técnicos e engenheiros), durante a intervenção no poço produtor de petróleo com sonda de produção terrestre (SPT).

4.2.5.2.1 Análise Comparativa da aplicação de Ferramenta de Análise de Falha FMEA nas empresas estudadas

Durante o levantamento dos dados e informações que podem caracterizar falhas no processo de instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS, aplicando a formulário FMEA, com participação dos engenheiros e técnicos da empresa Beta e Delta, foi observado que os engenheiros e técnicos da empresa Delta têm uma visão sistêmica do BCS, um bom nível de conhecimento do método e dos cuidados operacionais a serem adotadas nas fases de instalação, acompanhamento e monitoramento dos equipamentos de superfície e subsuperfície caracterizado tanto pela realização sistematizada de treinamentos de aperfeiçoamento dos colaboradores quanto pelo processo de padronização documentada das operações/tarefas definidos no Manual de Gestão, a partir da certificação da empresa Delta no Sistema Integrado de Gestão (SGI), nas normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

No entanto, na análise das possíveis falhas na instalação do sistema BCS da empresa Beta, através da aplicação do formulário FMEA foi identificado que mesmo os engenheiros e técnicos tendo um bom nível de conhecimento sobre o sistema BCS, conforme relato dos envolvidos, isso foi adquirido durante os cursos técnicos de formação e pela transferência prática durante as instalações dos equipamentos no dia a dia de trabalho, porque os treinamentos de aperfeiçoamento ainda não estão sistematizados, não foram concluídos os procedimentos operacionais (PO's) documentados e nem o Manual de Gestão da Qualidade (MQ), devido a empresa Beta filial Bahia está em processo de implantação da certificação na Gestão da Qualidade (ISO 9001).

Portanto, no levantamento de dados e informações através do formulário FMEA aplicado na empresa Beta, foram observadas algumas dificuldades no detalhamento das tarefas e na definição das ações de controle, porque as informações foram levantadas a partir das experiências dos colaboradores adquiridas durante as

instalações dos equipamentos do sistema BCS, devido a falta de padronização documentada dos principais processos, atividades e tarefas. Após levantamento dos dados e informações, análise e do preenchimento de todos os formulários do FMEA nas diversas fases pesquisadas do processo de instalação dos equipamentos de subsuperfície, superfície e serviços da empresa Beta, foi realizada uma análise crítica e observado que todos os cuidados relevantes para a continuidade operacional do sistema BCS foram identificados.

Nesse contexto, a mesma estrutura das fases analisadas, modos de falhas e efeitos inclusos nos formulários do FMEA da empresa Beta, este foi também submetido aos técnicos da empresa Delta como um modelo padrão para iniciar a identificação das práticas da mesma.

Como as atividades, tarefas e cuidados operacionais são similares em todos os sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), independente de fabricantes de equipamentos BCS e prestadores de serviços de instalação, neste caso, os formulários do FMEA da empresa Delta tiveram pequenas alterações definidas no Anexo E, e também nos números de prioridades de riscos (NPR) conforme Anexos E, F e G.

Na análise comparativa entre os formulários de FMEA's do sistema BCS da empresa Beta (Anexo B) e empresa Delta foram identificadas novos modos de falhas, causas, controles e ações recomendadas nos formulários do FMEA da empresa Delta (Anexo E), sendo:

- Na análise do motor BCS, foram identificados os seguintes novos modos de falha: *undervolt*, *overvolt*, *volt unbalance* e *current unbalance* durante o acionamento do BCS, tendo como causas a falha de enrolamento do motor e/ou transformador, e ou falha na rede elétrica, com recomendação de controlar e monitorar os dados de operação dos equipamentos e ajustar o *Set Point* no inversor de frequência, conforme formulário do FMEA no Anexo E.
- No modo de falha por contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor da BCS foi mapeado a nova causa: não extrair todo ar contido no interior do protetor e do motor e as ações para completar

óleo dielétrico desses equipamentos e aplicar LV com tarefa de inversão dos *plugs* de completar óleo para extrair ar dos mesmos.

- Quanto ao modo de falha por baixa isolação do cabo elétrico chato e redondo da empresa Delta foram identificadas as seguintes novas causas: danos, moossa, incrustação e/ou corrosão no revestimento do poço e uma nova ação para a sonda descer uma coluna de tubos de operação com raspador e sapata na extremidade, para condicionar o revestimento do poço a ser equipado com o sistema BCS.

A partir desses resultados e das ações dos demais formulários do FMEA nos Anexos B, C, D, E, F e G, foi recomendado a inclusão das mesmas nos procedimentos da empresa Beta e incluso na Lista de Verificação (LV) do Anexo H, a ser utilizada na fase de instalação dos equipamentos no poço produtor de petróleo pelas empresas Beta e Delta, com destaque para a:

- Parametrização do inversor de frequência na superfície com as variáveis de controle de parada do sistema BCS por *overvolt*, e *undervolt*;
- Parametrização do inversor de frequência na superfície com as variáveis de controle de parada do sistema BCS por *volt unbalance* e *current unbalance*;
- Extrair 100% de ar do óleo dielétrico do motor e do protetor do sistema BCS, completando o óleo desses equipamentos no momento da instalação; e
- Esperar por cinco minutos de estabilização do óleo dielétrico nos equipamentos e recompletar, pela segunda vez, para garantir que o ar tenha sido expurgado.

Todavia, na definição do Número de Priorização de Risco (NPR) nos formulários do FMEA de análise de possíveis falhas na fase de instalação dos equipamentos de subsuperfície, superfície e dos serviços da empresa Beta e Delta, foi observado que os NPR's da empresa Delta (Anexos E, F e G) apresentam maior peso e diferenças na ordem de análise de algumas fases/etapas/equipamentos do sistema BCS, quando comparado com os formulários do FMEA da empresa Beta

(Anexos B, C e D), isto devido ao processo de padronização documentado e à certificação nos sistemas de gestão integrados (SGI) da empresa Delta. Desta forma, a definição do NPR teve por objetivo priorizar as ações recomendadas, conscientizar, dar visibilidade aos modos de falhas críticos em cada fase do processo e alertar os técnicos para cuidados na instalação do sistema BCS.

Contudo, durante a análise e preenchimento do formulário FMEA na empresa Beta e Delta foi observado que as equipes envolvidas nestes processos não adotam Lista de Verificação (LV) no momento da execução dos serviços de instalação da BCS, com objetivo de executar todas as tarefas prioritárias definidas nos padrões documentados e não documentados. Neste contexto, as falhas podem se concretizar, uma vez que os técnicos dessas empresas têm que lembrar do levantamento e disponibilização de todas as ferramentas, equipamentos, tarefas e testes a serem utilizadas e executadas nas fases da instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS.

A partir das análises, resultados e observações na fase de aplicação dos formulários de FMEA foi proposta e elaborada uma Lista de Verificação (LV) estruturada em três etapas de atividades e tarefas a serem executadas, conforme Anexo H, que tem como objetivo garantir que a equipe de técnicos responsáveis pela instalação do sistema BCS não esqueçam do programa de dimensionamento (projeto) de instalação em poço, ferramentas necessárias, equipamentos, acessórios, cuidados a serem tomadas e procedimentos/atividades/tarefas obrigatórios nesse processo, através do preenchimento e assinatura dos responsáveis na LV, durante a execução dos serviços de instalação da BCS no poço produtor de petróleo na fase de intervenção com SPT.

Desta forma, para garantir a revisão da LV acima e sistematização de treinamento, recomenda-se a conclusão do procedimento documentado e a inclusão do Padrão, diagrama de aplicação do FMEA e LV na matriz de padrões do Manual de Gestão da Qualidade (MQ) da empresa Beta e no Manual de Gestão do SGI da empresa Delta, adicionalmente recomenda-se incluir o diagrama de aplicação do FMEA e a LV anexo no padrão.

4.2.6 Proposta de procedimento documentado e de diagrama de aplicação da ferramenta de análise de falha FMEA

Para aplicar à ferramenta e método de análise de falha FMEA em processos, produtos, serviços ou especificamente na instalação do sistema BCS das empresas Beta e Delta, torna-se necessário desenvolver treinamento nesta ferramenta para a equipe multidisciplinar, coordenador e demais membros, com objetivo de caracterizar o entendimento da estrutura e dos conteúdos da tabela, para facilitar a coleta de dados/informações e o seu preenchimento, assim como ter colaboradores com conhecimento e competência para substituir o coordenador da análise quando necessário.

No entanto, após a equipe de análise dominar a ferramenta de análise de falha, ter conhecimento e experiência no sistema/processos a ser analisado, o próximo passo das empresas Beta e Delta será a definição e inclusão na matriz de padrões do Manual da Qualidade (MQ) e do Manual do SGI de um procedimento documentado com o diagrama de passo-a-passo para aplicação do FMEA na coleta de dados/informações, no preenchimento e análise das diversas fases do sistema BCS (cf. Figura 13), para a identificação da causa raiz dos problemas/falhas e definição das recomendações, e assim minimizar ou eliminar as falhas potenciais e alcançar a melhoria contínua, incluindo também um modelo de tabela/planilha do FMEA, ambos anexos ao padrão.

Esse diagrama norteia o preenchimento do formulário do FMEA, com a caracterização de uma avaliação quantitativa quanto à Severidade (S) / Gravidade (G), frequência da Ocorrência (O) e probabilidade de Detecção (D), para cada modo e efeito de falha potencial, multiplica-se as três avaliações, para definir o Índice de Risco ou Número de Prioridade de Risco (NPR), e assim classificar e priorizar as ações recomendadas em um plano de ação 5W1H ou em uma Lista de Verificação (LV), para garantir que as ações a serem executadas no momento da instalação sejam realizadas. No caso das empresas Beta e Delta optarem pela elaboração de um procedimento ou instrução de trabalho, deve-se anexar o diagrama com o passo-a-passo de aplicação do FMEA, a tabela dos componentes do NPR, o formulário/tabela de aplicação do FMEA, a LV e as diretrizes de aplicação da análise de falha potencial na instalação do sistema BCS, considerando todas as

fases/etapas/componentes dos equipamentos de superfície e de subsuperfície e dos serviços prestados.

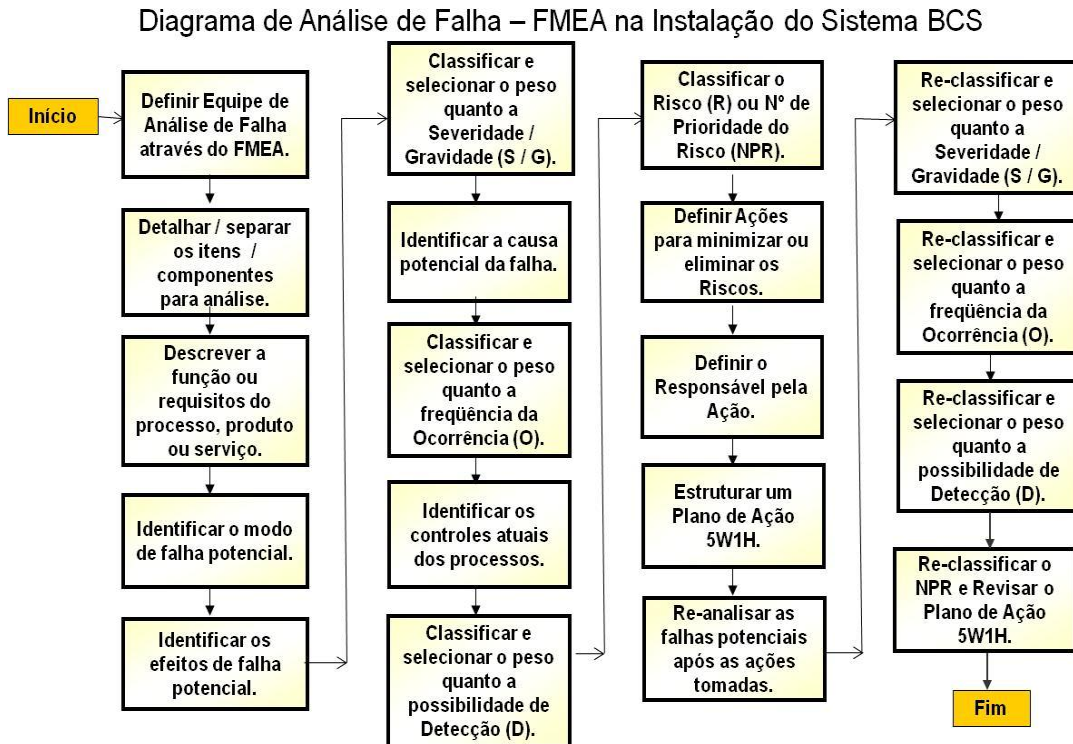


Figura 13: Diagrama com o passo-a-passo de análise de falha – FMEA na instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS das empresas Beta e Delta.
Nota: Elaborado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da pesquisa

Na elaboração do procedimento documentado de aplicação do FMEA, para incluir no Manual da Qualidade da empresa Beta e no Manual do SGI da empresa Delta recomenda-se realizar um detalhamento com os principais tópicos, como listado a seguir:

- Definir o título do padrão no cabeçalho;
- Definir órgão gestor e aprovador do padrão e assinatura do responsável;
- Incluir número do padrão, cópia controlada e data de implementação / aprovação;
- Definir o objetivo e abrangência do padrão na organização;
- Incluir documentos de referência e complementares;

- Apresentar os conceitos das siglas e palavras contidas no conteúdo do Procedimento;
- Elaborar diretrizes, definindo autoridade e responsabilidade dos envolvidos na equipe de análise de falha e das recomendações;
- Definir os critérios de treinamento e de comunicação das informações;
- Definir diretrizes/procedimentos para aplicação da ferramenta de análise de falha FMEA e de preenchimento das tabelas/planilhas;
- Especificar o nível de detalhamento do sistema BCS a ser analisado; e
- Incluir no anexo do procedimento o diagrama com o passo-a-passo do FMEA elaborado pelo pesquisador, tabela dos componentes de avaliação do NPR com classificação e peso em conformidade com a definição de Kardec e Nascif, (2009, p.129) e modelos de documentos do FMEA adaptados para as empresas Beta e Delta.

Desta forma, as tabelas estruturadas para aplicação da FMEA, a elaboração, aprovação e treinamento no procedimento facilitam o entendimento de todos os envolvidos na utilização da ferramenta de análise de falha, comunica a autoridade, responsabilidade e atribuições nas diversas fases da análise, conceitos, critérios, conteúdos e carga horária de treinamento e de comunicação das informações.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresentou-se os tipos, conceitos e aplicação das principais ferramentas e métodos de análise de falhas potenciais e falhas ocorridas, com objetivo de propor a utilização de uma das ferramentas de análise de falha potencial estudada e procedimentos que melhor se aplique na instalação do sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) em poço produtor de petróleo, com estudos de caso das empresas Beta e Delta, filiais da Bahia, fabricante de equipamentos e prestadora de serviços da indústria do petróleo, com matrizes no Rio de Janeiro.

5.1 CONCLUSÕES

Através do roteiro de entrevista foi possível concluir que as empresas Beta e Delta não utilizam ferramentas e métodos de análise de falha potencial para tomar ações preventivas no processo de instalação dos equipamentos do sistema BCS. Estas utilizam apenas ferramenta de análise de falha ocorrida, seguindo a definição do Manual da Qualidade e do SGI das empresas estudadas, após uma falha/quebra do sistema BCS, através da aplicação da Análise Preliminar de Risco (APR) e de tratamento de anomalias, caracterizando um procedimento de ação corretiva.

Desta forma, para melhor entender o sistema BCS, foi apresentado o detalhamento dos equipamentos, conceitos, tipos, figuras, modelos, definidos as fases do processo de instalação dos equipamentos, como também um diagnóstico sobre as ferramentas e métodos de análise de falha e de melhorias de processos utilizadas na indústria, como: APR ou APP; FMEA; HAZOP; *What If* (E se...?); RCFA; AFO; AAF; AAE; LV e IP.

Foi caracterizada uma proposta de estrutura de procedimento documentado e um diagrama de aplicação da ferramenta e método de análise de falha potencial FMEA, já que esta apresenta um maior detalhamento e visibilidade das falhas potenciais, causas, ações recomendadas, além de definir o número de priorização da ação devido ao risco envolvido.

Análises dos processos de instalação do sistema BCS foram realizadas por técnicos e engenheiros das empresas Beta e Delta através da aplicação da ferramenta FMEA e, com as ações recomendadas para eliminar/minimizar os riscos,

foi proposta e elaborada uma lista de verificação (LV) específica anexada ao procedimento documentado de análise de falha, para garantir que todos os possíveis riscos que porventura caracterizarem uma falha no sistema BCS sejam observados de forma proativa durante a instalação dos equipamentos, através do preenchimento do formulário da LV e da confirmação/validação via assinatura dos técnicos e engenheiros responsáveis, com o objetivo de garantir o cumprimento dos procedimentos operacionais definidos pelas empresas pesquisadas.

A aplicação da ferramenta de análise de falha FMEA atingiu o seu objetivo porque estratificou em fases o sistema BCS para análise e propiciou a identificação das falhas potenciais, causas, número de prioridade de risco e ações recomendadas para eliminar a causa raiz de falha dos equipamentos do sistema BCS e serviços.

Como o método FMEA é dividido em três etapas, é preciso evidenciar que neste trabalho o FMEA foi aplicado nas etapas 1 e 2. A etapa 3 não foi abordada.

As principais falhas potenciais identificadas no formulário FMEA na fase do processo de instalação dos equipamentos de subsuperfície, superfície do sistema BCS e nos serviços estão listadas nos Anexos B, C, D, E, F e G.

Com as ações recomendadas de melhoria para eliminar ou minimizar as causas das falhas potenciais na instalação dos equipamentos de subsuperfície, superfície e dos serviços de instalação do sistema BCS definidas pelos técnicos foram incluídas numa Lista de Verificação (LV) no Anexo H, para possibilitar o cumprimento dos procedimentos.

Portanto, após estudo e análise aplicando a ferramenta e método FMEA para analisar as falhas potenciais de todas as fases de instalação do sistema BCS com sonda (SPT) em poço produtor de petróleo, considerando os equipamentos de subsuperfície, superfície e dos serviços de instalação, conhecendo a importância e custos desse método de elevação artificial para o aumento da produção de óleo e bruta (óleo+água) dos campos produtores de petróleo, assim como os cuidados operacionais, principais problemas, causas e recomendações de melhorias definidas no formulário do FMEA, recomenda-se a elaboração do procedimento documentado, com a Lista de Verificação (LV) anexa e realização de treinamento das equipes.

O procedimento documentado recomenda-se definir as diretrizes para adotar de forma sistematizada a ferramenta e método de análise de falha potencial FMEA, com modelo padrão de formulário FMEA, tabela de priorização da ação devido ao

risco (NPR), diagrama com passo-a-passo do procedimento de aplicação, com período e critérios para revisão do FMEA, definição de indicadores de desempenho específicos para controlar o sistema BCS, por campo e poço produtor de petróleo, como: o Tempo Médio de Falhas Total (MTTF); custos de elevação do BCS (CE); Custos de Perdas (CP) e outros.

A partir dos resultados dos indicadores de desempenho definidos no procedimento documentado, recomenda-se também adotar de forma sistematizada as ferramentas e métodos de análise de falhas ocorridas e de melhoria dos processos, para tomar ações corretivas e preventivas de melhoria contínua dos processos internos, incluindo este padrão na matriz de padrões *versus* indicadores do Manual da Qualidade (MQ) e do SGI das empresas Beta e Delta.

Por fim, para facilitar a aplicação de ferramentas e métodos de análise de falhas e estruturar todas as informações cabíveis, recomenda-se desenvolver um sistema informatizado para este fim, com objetivo de fazer a gestão e disseminação das informações e conhecimentos históricos e atuais entre todos os colaboradores das empresas Beta e Delta.

5.2 CONTRIBUIÇÕES

Com os conhecimentos adquiridos e conclusões sobre a gestão das empresas Beta e Delta e dos diversos tipos de ferramentas e métodos de análise de falhas utilizadas na indústria, foi possível selecionar a ferramenta e método FMEA como a mais estruturada para identificar as falhas potenciais no processo de instalação do sistema BCS, suas causas e recomendações de melhoria, e assim propor um procedimento através de um diagrama com o passo-a-passo de aplicação do FMEA, e uma Lista de Verificação (LV) com as ações recomendadas definidas nos formulários da FMEA, para preenchimento dos técnicos durante a instalação dos equipamentos do sistema BCS, e assim garantir a eficiência e eficácia neste processo em ambas empresas.

Com base nos resultados e diagnósticos demonstrados, foi possível observar que as ferramentas e métodos de análise de falha estudados podem ser aplicados de forma combinada, que utilizam formulários padronizados de fácil aprendizado,

treinamento, preenchimento e de análise, para melhoria dos processos, produtos e serviços independente da atividade econômica.

5.3 ATIVIDADES FUTURAS DE PESQUISA

Como este estudo de caso foi realizado em empresas que ainda não aplicavam ferramentas e métodos de análise de falha potencial, como FMEA e outras, em seus processos internos, produtos e serviços, recomendam-se pesquisas futuras em multicasos, para análise dos principais impactos, oportunidades de melhorias, dificuldades de implementação e dos resultados alcançados após realizar as recomendações, analisando uma micro, pequena, média e grande empresa e considerando a diversificação de produtos e serviços disponível no mercado. Portanto, a pesquisa futura estaria mais embasada de informações e conhecimentos e assim poderia ganhar maior abrangência para aplicação em empresas das diversas atividades econômicas brasileiras.

REFERÊNCIAS

AFFONSO, Luiz Otávio Amaral. **Equipamentos mecânicos: análise de falhas e solução de problemas**. 2. ed. – Rio de Janeiro: Qualitymark, 2006.

ALBERINI, Jean Carlos. **Estratégias para o desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás no Paraná**. 2011, 108 f. Dissertação. Pós-graduação em Ciências Econômicas do setor de Ciências Sociais Aplicadas – Universidade Federal do Paraná, 2011.

ALMEIDA, Cleber Vinícius Ribeiro de. **Equipamento para estimação do torque em motores de indução trifásicos pelo método do escorregamento auxiliado pela análise espectral do sinal de corrente do estator – desenvolvimento e implementação**. 2005, 280f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2005.

Anuário Brasileiro de Proteção (ABP). **Acidentes de trabalho nos países com mais de 50 mil trabalhadores**. Tabela 1 – Acidentes e mortes no trabalho, p. 104, 2011. Disponível em: http://www.protecao.com.br/site/content/materias/materia_detalle.php?id=JayAJa. Acesso em: 07 jun 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR ISO 9000:2005** – Fundamentos e Vocabulário do Sistema de Gestão da Qualidade.

_____. **NBR ISO 9001:2008**. Sistema de Gestão da Qualidade: requisitos com orientações para o uso. Modelo de garantia da qualidade em projeto, desenvolvimento, produção, instalação e serviços associados.

_____. **NBR ISO 14001:2004**. Sistema de Gestão Ambiental: requisitos com orientações para o uso.

BATISTA, Evelyne da Silva. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para Aplicação em Métodos de Elevação por Bombeio Centrífugo Submerso** (Dissertação de Mestrado), UFRN, 2009.

BLOCH, H. P., and GEITNER, F. K. **Machinery Failure Analysis and Troubleshooting**. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1983.

BROWN, J. D. **Preventing accidental releases of hazardous substances.** Professional Safety, American Society of Safety Engineers, 1993.

BRUNINGS, C. e TOUSSAINT, L. **Optimization of electrosubmersible pumps for handling heavy foamy oils.** Caracas, Venezuela, 1998. Disponível em: <<http://www.oildrop.org/Info/Centre/Lib/7thConf/19980066.pdf>>. Acesso em: 07 jan 2013.

CAMPOS, Adriana Fiorotti. **Indústria do Petróleo: reestruturação sul-americana nos anos 90.** – Rio de Janeiro: Interciência, 2007.

CAMPOS, Vicente Falconi, 1940. **TQC – Controle da Qualidade Total (no estilo japonês).** Nova Lima – MG: INDG Tecnologia e Serviços Ltda, 2004.

CAMPOS, Vicente Falconi, 1940. **Gerenciamento da rotina do dia-a-dia.** Nova Lima – MG: INDG Tecnologia e Serviços Ltda, 2004.

CARPINETTI, Luiz Cesar Ribeiro. **Gestão de qualidade: conceitos e técnicas.** São Paulo : Atlas, 2010.

_____. **Gestão de qualidade ISO 9001: 2008** : princípios e requisitos / Luiz C. R. Carpinetti, Paulo Augusto Cauchick Miguel, Mateus Cecílio Gerolamo. 3. ed. São Paulo : Atlas, 2010.

CARVALHO, Djalma Francisco. **Instalações Elevatórias – Bombas.** Belo Horizonte, Departamento de Engenharia Civil – IPUC., 1977.

Catálogo do Sistema BCS da Empresa Schlumberger. Disponível em: <www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible.aspx>. Acesso em: 09 jun 2012.

Catálogo do Sistema BCS da Empresa Weatherford. Disponível em: [HTTP://www.weatherford.com/products/production/electricSubmersiblepumping/](http://www.weatherford.com/products/production/electricSubmersiblepumping/). Acesso em: 09 jun 2012.

Catálogo do Sistema BCS da Empresa Baker Hughes. Disponível em: <www.Bakerhughes.com/products-and-services/production-lift/electrical-submersible-pump>. Acesso em: 09 jun 2012.

Centrilift Hughes. **Submersible Pump Handbook**. 1974.

CERQUEIRA, Jorge P. **Sistemas de Gestão Integrados: ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001, SA 8000, NBR 16001 – Conceitos e Aplicações**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2006.

CONSTITUIÇÃO DA ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DO TRABALHO (OIT) e Seu Anexo (Declaração de Filadélfia). Disponível em: <http://w.oitbrasil.org.br/info/download/constituicao_oit.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2012.

DEMING, W. Edwards (William Edwards), 1900. **Qualidade: a revolução da administração**; tradução de Clave Comunicações e Recursos Humanos. – Rio de Janeiro: Marques-Saraiva, 1990.

DURAN, J., PRADO, M., 2003. **“ESP Stages Air-Water Performance – Modeling and Experimental Data**. Society of Petroleum Engineers, SPE 87627.

ESTEVAM, V. **“Uma Análise Fenomenológica da Operação de Bomba Centrífuga com Escoamento Bifásico”**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 265 p. Tese (Doutorado), 2002.

FEROLLA, Sérgio Xavier. **Nem todo petróleo é nosso**. São Paulo: Paz e Terra, 2006.

FILHO, Frederico Wergne de Castro Araújo. **Automação da cadeia de suprimentos das empresas montadoras de microcomputadores via tecnologia RFID**. 2011, 145f. Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial) – Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC. Salvador - BA, 2011.

FROTA, Helder Mamede. **Desenvolvimento de método para planejamento da manutenção de poços petrolíferos em águas profundas**. 2003, 145f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração). Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF). Macaé - RJ, 2003.

Fundação Christiano Ottoni (org.) Casos reais de implantação de TQC: gerenciamento da rotina, programa 5S e garantia da qualidade. Volume 1. Patrocínio Finep – Financiadora de Estudos e Projetos (M.C.T.). Vários autores.

GAMBOA, J. **“Predication of the Transition in Two-Phase Performance of an Electrical Submersible Pump”**. Ph.D. Dissertation, Petroleum Engineering Department, University of Tulsa, 2009.

GOMES, Jurandir Antônio. **Curso Básico de Bombeio Centrífugo Submerso**. Petrobras, 1999.

HEKMATPANAHA, Masoud; SHAHIN, Arash e RAVICHANDRAN, Natraj. **The application of FMEA in the oil industry in Iran: the case of four litre oil canning process of Sepahan Oil Company**. African Journal of Business Management Vol. 5(8), 18 April, 2011.

HERL, Stan; e EUDEY, David. **Electric submersible pumps fine turned for gassy wells**. Hart Energy Publishing, 2009.

HUA, Gong; FALCONE, Gioia; TEODORIU, Catalin e MORRISON, Gerald I. **Comparison of multiphase pumping technologies for subsea and downhole applications**. 2012. Disponível em: <<http://www.spe.org/ogf/print/archives/2012/02=>>. Acesso em: 07 jan 2013.

JUNIOR, Antonio Kozlik. **Sistemática para análise de falha por corrosão em componentes mecânicos metálicos**. 2007, 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2007.

JUNIOR. Edson Rocha; COSTA, Maria Carolina Maggiotti e GODINI, Maria Dorotéa. **Acidentes Ampliados e as Normas Internacionais: Diretiva Seveso e a Convenção nº 174 da Organização Internacional do Trabalho (OIT)**. 2006. II Workshop Gestão Integrada. **Risco e Sustentabilidade**. Centro Universitário Senac. São Paulo, 19 e 20 e maio de 2006.

JURAN, Joseph M., 1904. **Juran planejando para a qualidade**; Tradução de João Mário Csillag, Cláudio Csillag. – São Paulo : Pioneira, 1990. – (Coleção novos umbrais).

LIMA, Epaminondas Pio Correia. **A mecânica das bombas**. Salvador, Gráfica Universitária, 1982.

LIMA, Epaminondas Pio Correia. **Mecânica das bombas**. 2. ed. Rio de Janeiro : Interciência : Petrobras, 2003.

LIMA, Haroldo. **Petróleo no Brasil: a situação, o modelo e a política atual.** Rio de Janeiro: Synergia, 2008.

LIMA, José Ricardo Tavares de. **Gestão da manutenção industrial e medição de desempenho em uma indústria petroquímica: estudo de multicaso.** 2010, 180f. Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial) – Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC. Salvador - BA, 2010.

LOBANOFF, Val S.; e ROSS, Robert R. **Centrifugal Pumps: design & application.** – Huston, Texas : Gulf Publishing Company, 1985.

LOBO, Renato Nogueiro. **Gestão da qualidade.** 1. ed. São Paulo: Érica, 2010.

KARASSIK, Igor J. Bombas centrífugas: selección, operación Y mantenimiento. Mexico: Compañia Editorial Continental, 1966.

KARDEC, A.; e NASCIF, J. **Manutenção: função estratégica.** 3. ed. rev. e amp. Rio de Janeiro : Qualitymark : Petrobras, 2009.

KAVIANIAN, Hamid R. **Process Safety Management of Potentially Hazardous Chemical and Petroleum Processes.** Professional Safety, American Society of Safety Engineers, 1998.

MAITELLE, C. W. S. de P. **Simulação do escoamento monofásico em um estágio de uma bomba centrífuga utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional** (tese de doutorado), UFRN, 2010.

MARCINTYRE, Joseph Archibald. **Bombas e instalações de bombeamento.** Rio de Janeiro: Editora Guanabara Dois, 1980.

MCDERMOTT, Robin E., MIKULAK, Raymond J., BEAUREGARD, Michael R. **The Basics of FMEA.** 2nd edition (Book), New York, USA, 2009.

MELO, Carlos Henrique Pereira [et al.] **ISO 9001:2000. Sistema de Gestão da Qualidade para Operações de Produção e Serviços.** São Paulo: Atlas, 2002.

MELLO, Gustavo Cunha. **Explosão em central elétrica nos EUA.** Disponível em: [HTTP://www.segurado.com.br/bloggustavo/?p=159](http://www.segurado.com.br/bloggustavo/?p=159). Acesso em: 09 jun 2012.

MIRANDA, Maria Augusta Tibiriçá. **O petróleo é nosso: a luta contra o “entreguismo” pelo monopólio estatal, 1947-1953, 1953-1981, 1982-2004.** 2. ed. rev. e ampl. São Paulo : Editora IPSIS, 2004.

MONTE VERDE, William. **Estudo experimental de bombas de BCS operando com escoamento bifásico gás-líquido.** 2011, 153f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências - Unicamp, 2011.

MORAIS, Antonelli José Pereira de. **Análise comparativa das propriedades dos fluidos de perfuração para poços de água e poços de petróleo.** 2009, 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia Civil. Centro de Ciências Exatas e Tecnologia – Universidade Federal de Sergipe, 2009.

NEDDEN, Ana Gabriela Pilla zur. **Análise do processo de quebra de gotas de uma emulsão óleo-água no escoamento entre discos paralelo.** 2010, 89f. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2010.

OLIVEIRA, L. H. de. **Exemplo de cálculo de ranking médio para Likert. Notas de aulas da disciplina metodologia científica e técnicas de pesquisa em administração.** Mestrado em Administração. e Desenvolvimento Organizacional. PPGA CNEC/FACECA: Varginha, 2005. p. 1-2. Disponível em: <<http://www.google.com.br/search?hl=pt-BR&q=Exemplo+de+c%C3%A1lculo+de+Ranking+M%C3%A9dio+para+Likert&btnG=Pesquisa+Google&meta=>>>. Acesso em: 08 jan 2012.

OLIVEIRA, Otávio J. (Org.), et al. **Gestão da qualidade: tópicos avançados.** – São Paulo : Pioneira Thomson Learning, 2004. Vários autores.

OLIVEIRA, Pedro da S. **A operação do Bombeamento Centrífugo Submerso.** Apostila. Petrobras. Macaé: 2006.

ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DO TRABALHO – OIT. Convenção OIT 174, Recomendação 181: Prevenção de acidentes industriais maiores. Tradução de Abiquim/Fundacentro. São Paulo: Fundação Jorge Duprat Figueiredo de Segurança e Medicina do Trabalho, 2002.

ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DO TRABALHO – OIT. Convenção OIT 174, Recomendação 181: Prevenção de acidentes industriais maiores. Tradução de

Abiquim/Fundacentro. São Paulo: Fundação Jorge Duprat Figueiredo de Segurança e Medicina do Trabalho, 2002.

PANDE, Peter S. **Estratégia seis sigma**: como a GE, a Motorola e outros grandes empresas estão aguçando seu desempenho/ Peter S. Pande, Robert P. Neuman, Ronald R. Cavanagh. **Tecnologia e Linguística**; tradução Cristina Bazán. – Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 2001.

PARANTHAMAN, D. **Controle da qualidade**; tradução Flávio Deny Steffen, Thechnical Teacher's Training Institute, Madras; revisão técnica José Carlos de Castro Waeny. - São Paulo : McGraw-Hill, 1990.

PEREIRA, Antonio F. de A. N. **Os acidentes industriais e suas conseqüências**. 2010. Disponível em: <<http://ebah.com.br/content/ABAAAA7q4AF/os-acidentes-industriais-suas-consequencias>>. Acesso em: 07 jun 2012.

PETRILLI, Marcos Rogério. **Integração da tecnologia de identificação RFID em um sistema de manufatura flexível com o auxílio de simulação discreta: aplicação em uma indústria automotiva**. 2011, 180f. Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial) – Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC. Salvador - BA, 2011.

PILLAY, a., WANG, J.; **Modified failure mode and effects analysis using approximate reasoning**. Reliability Engineering and System Safety, 2002.

PIQUET, Rosélia; e SERRA, Rodrigo. **Petróleo e região no Brasil**: o desafio da abundância. Rio de Janeiro : Garamond, 2007.

PRESTRELO. Ranilson Coutinho. **Aplicação do conceito de produção mais limpa no gerenciamento do uso da água em atividades terrestres de exploração e produção de petróleo**. 2006, 220. Dissertação (Mestrado em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais no Processo Produtivo). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2006.

Regulamento Técnico de Segurança Operacional para Instalações Marítimas (Off shore) de E&P (SSGO) nº 43 de 2007 da ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 10/01/2012.

Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres (On shore) de Produção de Petróleo e Gás Natural - RTSGI nº 02 de 2010 da ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 10/01/2012.

REBOUÇAS, Alberto dos Santos. **Uma metodologia para estimação de torque de motor de indução e auxílio à supervisão de poços de petróleo com Bombeamento por Cavidades Progressivas**. 2005, 141f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2005.

ROBLES Jr., A; BONELLI, V. V. **Gestão da qualidade e do meio ambiente: enfoque econômico, financeiro e patrimonial**. São Paulo : Atlas, 2006.

RODEIRO, Venicio Raimundo Veiga Rodeiro. **Detecção automática de parâmetros do motor de indução trifásico para estimação da velocidade por análise espectral**. 2005, 133f. Dissertação (Mestrado em Ciências no domínio da Engenharia Elétrica). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2005.

SCHAFFEL, Silvia Blajberg. **A Questão Ambiental na Etapa da Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil**. 2002, 130 f. Tese. Programa de Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE-RJ, 2002.

SCHIOZER, R. F. **Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo**. 2002, 69 f. Dissertação (Mestrado em Petróleo). Universidade de Campinas, São Paulo, 2002.

SCAPIN, Carlos Alberto. **Análise sistêmica de falhas**. Nova Lima: INDG Tecnologia e Serviços Ltda., 2007

SHAHIN, A. **Integration of FMEA and the Kano model: An exploratory examination**. Int. J. Qual. Reliab. Manag., 2004, 21(7): 731-746.

SLACK, Nigel. et ali. **Administração da Produção**. 2. ed. 7. reimp. São Paulo, Atlas, 2007.

TAMAKI, W.J. **Representatividade e Ação Coletiva: uma avaliação empírica de sua eficácia**. 2005. Dissertação de Mestrado em Administração – FGV, 2005.

TANG, SH e HO SY. **Failure mode and effects analysis: an integrated approach for product design and process control**. Int. J. Qual. Reliab. Manag., 1996, 13(5): 8-26.

THOMAS, J E. et al (organizador). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro : Interciência, PETROBRAS, 2001.

VANDEVIER, Joe. **ESP Conclusion: Multiple factors affect electrical submersible pump run life**. Oil & Gas Journal, Houston, 2010. Disponível em: <<http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-41/drilling-production/esp-conclusion-multiple-factors-affect-electrical.html>>. Acesso em: 07 jan 2013.

VIEIRA, Madson Alysso Augusto. **Análises e Simulações dos Efeitos Eletromagnéticos de um Sensor de Proteção para um Sistema BCS**. Monografia. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Departamento de Computação e Automação. Natal-RN, 2008.


XENOS, Harilaus G. D. **Gerenciamento a Manutenção Produtiva**. INDG – Tecnologias e Serviços Ltda, 2004.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 2. ed. Porto Alegre, Bookman, 2001.

ZHANG, Zaifang e CHU, Xuening. **A new approach for conceptual design of product and maintenance**. International Journal of Computer Integrated Manufacturing. Vol. 23, No. 7, July 2010, 603-618.

APÊNDICES

APÊNDICE A –Roteiro de entrevista com gerência e técnicos das empresas Beta e Delta responsáveis pela instalação, acompanhamento e monitoração do sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)

 FACULDADE DE TECNOLOGIA SENAI CIMATEC PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GESTÃO E TECNOLOGIA INDUSTRIAL MESTRADO EM GESTÃO E TECNOLOGIA INDUSTRIAL ROTEIRO DE ENTREVISTA PARA ATINGIR OS OBJETIVOS ESPECÍFICOS	
Nome: _____ Cargo: _____ Função: _____ Tempo de Serviço: _____ anos	
Descrição das práticas de gestão da empresa na instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS):	
LEVANTAMENTO DE INFORMAÇÕES DAS CARACTERÍSTICAS DOS POÇOS DE PETRÓLEO	
PERGUNTAS	
01	Quais as informações necessárias para a instalação de um sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) em poço de petróleo?
02	Quais as informações disponibilizadas pelas empresas concessionárias ou operadoras de campos e poços produtores de petróleo equipados com o sistema BCS?
03	O diâmetro interno do revestimento do poço, o grau de inclinação do revestimento e os anos em operação (poço antigo) apresentam quais riscos para a instalação de um sistema BCS?
04	Os tipos, características e composição dos fluidos existentes no ambiente do poço produtor de petróleo, podem contribuir para redução de eficiência e do ciclo de vida dos equipamentos do sistema BCS?
05	Quais as informações disponibilizadas e fornecidas pelas empresas concessionárias ou operadoras para auxiliar na instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS? Estas são suficientes e de qualidade para alcançar a eficiência do sistema BCS? Por quê?
AQUISIÇÃO, INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAÇÃO DO SISTEMA BCS	
PERGUNTAS	
06	Qual o custo médio do conjunto de equipamentos de um sistema BCS para poço produtor de petróleo?
07	Qual o custo médio de uma intervenção com sonda (SPT) para equipar um sistema BCS?
08	Quem são os responsáveis pela instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS no poço produtor de petróleo? E quais as competências técnicas necessárias?
09	Qual o procedimento documentado da empresa Beta para instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS?
10	Quais as principais variáveis de controle na instalação do sistema BCS? E qual a frequência de execução/verificação?
11	Quais as informações coletadas na instalação, acompanhamento e monitoramento do sistema BCS? E onde são registradas?
12	Como é feita a gestão das informações na empresa para criar o banco de dados histórico? E qual o objetivo principal dessas informações?
13	Quais os principais indicadores de desempenho do sistema BCS utilizados na empresa?

CONTINUAÇÃO	
PRINCIPAIS PROBLEMAS IDENTIFICADOS DURANTE A INSTALAÇÃO DO SISTEMA BCS	
PERGUNTAS	
14	Quais os principais problemas/falhas identificados nos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS durante a fase de instalação?
15	Quais os principais problemas/falhas identificados nos equipamentos de superfície e nos serviços do sistema BCS durante a fase de instalação?
16	Na sua percepção, quais os motivos dos problemas/falhas identificados nos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS?
17	Na sua percepção, quais os motivos dos problemas/falhas identificados nos equipamentos de superfície e nos serviços de instalação do sistema BCS?
18	Na sua percepção, quais as recomendações para minimizar e/ou eliminar os problemas/falhas identificados nos equipamentos de superfície, subsuperfície e dos serviços de instalação do sistema BCS?
FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE FALHA UTILIZADAS NA INSTALAÇÃO DO SISTEMA BCS	
PERGUNTAS	
19	Qual o procedimento documentado da Empresa Beta para análise de falha potencial na fase de instalação do sistema de BCS?
20	Quem são os responsáveis pela análise de falha no sistema BCS da empresa?
21	Quais as competências técnicas necessárias para participar da equipe de análise de falha?
22	Quais das “Sete Ferramentas da Qualidade: Estratificação; Folha de Verificação; Gráfico de Controle; Pareto; Dispersão; Histograma; Diagrama de Ishikawa” é utilizada na fase de instalação do sistema de BCS? Por quê?
23	Quais das “Ferramentas e Métodos de Análise de Falha: APR ou APP; FMEA; HAZOP; WHAT IF ou E SE...; RCFA; AFO; AAF; AAE; Lista de Verificação e inspeção Planejada” é utilizada na fase de instalação do sistema de BCS? Por quê?
24	No caso de não utilizar “Ferramentas da Qualidade” e “Métodos de Análise de Falha citadas acima, qual a técnica ou método utilizado pela empresa para este fim?
25	Quais as dificuldades identificadas na aplicação de “Ferramentas e Métodos de Análise de Falha potencial?
26	Qual o tipo de documentação gerada nos estudos de análise de falha potencial de instalação do sistema BCS na empresa?
27	Quais as principais recomendações dos estudos de Análise de Falha no sistema de BCS para minimizar e/ou eliminar falha potencial e para a melhoria contínua?

Nota: Elaborado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da pesquisa.

APÊNDICE B – Protocolo para os estudos de caso

VISÃO GERAL DOS ESTUDOS DE CASO

Título do trabalho: Aplicação de ferramenta e método de análise de falha na instalação do sistema de bombeio centrífugo submerso (BCS)

Objetivo do estudo: Pesquisar a utilização de ferramentas e métodos de análise de falhas potenciais na indústria do petróleo e propor aplicação de uma das ferramentas no processo de instalação dos equipamentos do sistema BCS das empresas Beta e Delta, em poço produtor de petróleo da Bahia.

PROCEDIMENTOS INICIAIS E DE CAMPO

Agendamento inicial de visita de campo.

Contato inicial Empresa Beta: Gestor

Contato inicial Empresa Delta: Gestor

Informações Gerais

Dados Gerais das Empresas: (1) confirmação dos dados obtidos nos *sites* das empresas;

Dados dos funcionários: (1) buscar dados dos funcionários, experiência com BCS, (2) Organograma funcional, (3) Funcionamento da empresa.

Verificação dos Procedimentos para Coleta dos Dados:

Autorização para Obtenção dos Dados: (1) Acesso a documento e banco de dados – autorização formal dos gestores. Disponibilidade dos funcionários (técnicos e engenheiros) para atendimento das demandas; (2) Quais funcionários deveriam

ser entrevistados sobre o processo de aquisição de BCS? (3) Quais funcionários deveriam ser entrevistados sobre os processos de instalação, acompanhamento e monitoração do sistema BCS? (4) Quais funcionários deveriam ser entrevistados sobre os principais problemas identificados durante a instalação do sistema BCS? (5) Quais funcionários deveriam ser entrevistados sobre as ferramentas de análise de falha utilizadas no processo de instalação de BCS?

Contrapartida da Pesquisa: (1) troca de experiências com o pesquisador, (2) possibilidade de publicação do caso em congresso ou revistas da área em estudo.

Possíveis fontes de evidência: Questionário semiestruturado e documentos: relatórios de instalação e desinstalação de BCS das empresas, histograma de instalações e retiradas das empresas, gráfico de Pareto com as principais falhas das empresas e agentes causadores das falhas, modelo de ferramenta utilizada para análise de falha.

Principais instrumentos de coleta de dados: Questionários e análise de documentos fornecidos pelas empresas.

Executor da pesquisa: Jeanderson de Souza Mançú (Autor da dissertação)

QUESTÕES PARA O ESTUDO DE CASO

Foi constituído por um conjunto de questões que refletem com detalhes as proposições da pesquisa, construídas por meio da revisão teórica sobre o tema abordado e que foram utilizadas como fonte de orientação para o pesquisador. O roteiro de questões se encontram detalhados no Apêndice A.

ANEXOS

ANEXO A – Relatório de ação corretiva e preventiva (RACP) apresentado pela empresa Beta

EMPRESA BETA <i>Sistema de Gestão da Qualidade</i>		RELATÓRIO DE AÇÃO CORRETIVA / PREVENTIVA		RACP ___/___/___ GQ - 11 Rev. 03	
RELATÓRIO DE AÇÃO: () SAC – SOLICITAÇÃO DE AÇÃO CORRETIVA () SAP – SOLICITAÇÃO DE AÇÃO PREVENTIVA					
NÃO-CONFORMIDADE			REGISTROS DE ORIGEM		
			<input type="checkbox"/> RNC:		<input type="checkbox"/> RAI:
			<input type="checkbox"/> RRC:		<input type="checkbox"/> RAE:
			<input type="checkbox"/> OUTRA:		<input type="checkbox"/> RA:
ABERTO POR:	ASSINATURA		DATA		
			____/____/____		
CAUSAS					
INVESTIGADO POR:	ASSINATURA		DATA		
			____/____/____		
AÇÕES					
PRAZO PREVISTO:					
DEFINIDO POR:	ASSINATURA:		DATA	RESPONSÁVEIS PARA IMPLEMENTAÇÃO:	
			____/____/____		
IMPLEMENTAÇÃO:	AS AÇÕES FORAM IMPLEMENTADAS DENTRO DO PRAZO PREVISTO?		<input type="checkbox"/> SIM	<input type="checkbox"/> NÃO	
COMENTÁRIOS:					
NOME:	ASSINATURA		DATA		
			____/____/____		
COMPROVAÇÃO DA EFICÁCIA:	AS AÇÕES IMPLEMENTADAS DEMONSTRARAM SUA EFICÁCIA?		<input type="checkbox"/> SIM	<input type="checkbox"/> NÃO	
COMENTÁRIOS:					
NOME:	ASSINATURA		DATA		
			____/____/____		

ANEXO B – Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS da empresa Beta

EMPRESA BETA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS									
Equipamentos de Superfície, Subssuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE	Cabo Redondo/Chato (Emenda/Isolação)	Enviar os comandos do inversor de frequência ao motor da BCS.	Baixa isolação dos cabos elétricos	Parada do motor e da bomba BCS	5	Cabos com emenda folgada e com falha na isolação das extremidades.	4	Teste da continuidade da corrente elétrica nas fases dos cabos elétricos.	4	80	a) Fixar e aplicar o torque adequado na emenda de cada fase dos cabos elétricos. b) Realizar as isolações das fases dos cabos elétricos em ambientes sem umidade evitando contato com água.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Flate Cable (Tape In / Plug In)	Conexão do cabo elétrico trifásico ao motor da BCS	a) Infiltração de fluido pelo oring de vedação do Flate Cable. b) Baixa isolação dos cabos elétricos.	Parada do motor e da bomba BCS	5	Parafusos do Flate Cable folgados ou cabos com emenda folgada ou falha na isolação das fases do cabo trifásico.	4	Teste da continuidade da corrente elétrica nas fases dos cabos elétricos.	4	80	a) Verificar integridade física do oring antes da conexão; b) Fixar e aplicar o torque adequado nos parafusos do Flate Cable e na emenda de cada fase do cabo elétrico. c) Realizar as isolações das fases dos cabos elétricos em ambientes sem umidade evitando contato com água.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Protetor do Motor	Proteger o motor da BCS	a) Contaminação do óleo dielétrico do motor da BCS. B) Não completar o óleo dielétrico do motor da BCS.	Queima do motor da BCS	5	a) Invasão de água do anular do poço no protetor b) Não inverter o plug longo pelo plug curto do protetor	3	Evitar paradas do sistema BCS	4	60	a) Completar óleo dielétrico do protetor na instalação; b) Controlar parada e tempo de partida do sistema BCS no inversor de frequência c) Criar LV para Inverter os plugs curto e longo do protetor para comunicar com sistema de óleo dielétrico do motor da BCS.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Motor da BCS	Acionar a bomba centrífuga submersa	a) Overload (Alta Carga de Corrente Elétrica) b) Under load (Baixa Carga de Corrente Elétrica)	Baixa isolação / Queima do motor da BCS	5	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Baixa eficiência da bomba ou tubo furado	4	Controlar e monitorar a vazão bruta de fluido da bomba com referência ao limite superior, inferior e melhor ponto	3	60	Ajustar a rotação de operação do motor da BCS no inversor de frequência para ajustar vazão da bomba	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Orings / Juntas de Vedação dos Equipamentos	Fazer a vedação entre os equipamentos do sistema BCS	a) Vazamento do óleo dielétrico do protetor e/ou do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico com água e impurezas do ambiente	a) Redução do nível de óleo do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor / Baixa isolação / Queima do motor da BCS	5	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Parada do motor da BCS por perda da isolação	3	Limpeza da base dos orings, lubrificação com graxa e utiliza torquímetro para apertar parafusos	4	60	a) Na conexão dos equipamentos observar pela segunda vez a integridade física do oring instalado. b) Aplicar torque nos parafusos dos equipamentos de forma cruzada. c) Padronizar calibração anual do torquímetro com certificado de calibração.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

Página 1

CONTINUAÇÃO

EMPRESA BETA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS									
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE	Mancal e Sêlo Mecânico do Protetor	a) Proteger o motor da BCS das cargas axiais atuantes no eixo do conjunto BCS. B) Evitar vazamento do óleo dielétrico do protetor.	a) Vazamento do óleo dielétrico do protetor e/ou do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico com água e impurezas do ambiente	a) Redução do nível de óleo do protetor e do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor / Baixa isolamento / Queima do motor da BCS	5	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Parada do motor da BCS por perda da isolamento	3	Limpeza da base dos orings, lubrificação com graxa e utiliza torquímetro para apertar parafusos	4	60	a) Na conexão dos equipamentos observar pela segunda vez a integridade física do oring instalado. b) Aplicar torque nos parafusos dos equipamentos de forma cruzada. c) Padronizar calibração anual do torquímetro com certificado de calibração.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Bomba BCS	Bombear os fluidos da fazida de petróleo	Eixo da bomba empenado com dificuldade de rotação no teste manual.	Baixa eficiência da bomba e aumento da corrente elétrica no motor	5	Transporte e movimentação inadequada da bomba BCS para instalar no poço	2	Teste de giro do Eixo da bomba	5	50	Fazer teste de giro do eixo da bomba BCS	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Suspensor (DONAT)	Ancorar coluna de produção e vedação na cabeça de produção entre coluna de tubos e anular	Borracha de vedação do suspensor / donat partida ou ressecada	Circulação de fluido da coluna de produção para anular	5	Transporte e instalação inadequada do suspensor e tempo de instalação	3	Inspeção visual	3	45	a) Posicionar o suspensor de forma centralizada na cabeça de produção b) Substituir as borrachas de vedação do suspensor com mais de um ano instalado b) Apertar os parafusos do flange de forma cruzada (um lado por vez)	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
	Coluna de Produção (Tubulação)	Conduzir os fluidos produzidos do poço da bomba até árvore de natal	Tubulação da coluna de produção furada ou com rosca / conexões folgadas	Circulação de fluido da coluna de produção para anular	5	Torque da chave hidráulica inadequada	3	Teste de pressão da coluna de produção	3	45	Fazer teste de pressão na coluna de produção com bomba de lama	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
	Óleo Lubrificante Dielétrico	Lubrificar os componentes do protetor e do motor da BCS e não conduz energia elétrica	a) Vazamento do óleo dielétrico do protetor e/ou do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico com água e impurezas do ambiente	a) Redução do nível de óleo do protetor e do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor / Baixa isolamento / Queima do motor da BCS	5	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Parada do motor da BCS por perda da isolamento	3	Posiciona o motor, protetor e intake na vertical e completar o nível de óleo dos equipamentos a partir da base do motor da BCS	3	45	a) Proteger os recipientes de óleo lubrificante dielétrico de poeiras do ambiente/sólidos em suspensão. b) Não completar o óleo lubrificante dos equipamentos durante período chuvoso.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

CONTINUAÇÃO

EMPRESA BETA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS									
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (P)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE	Cintas de Fixação do Cabo Elétrico (Abraçadeiras)	Fixar o cabo elétrico chato e redondo nos equipamentos e tubulação do sistema BCS	Cintas / abraçadeiras do cabo elétrico fixado na coluna de produção folgadas	Quebra ou prisão do cabo elétrico chato e/ou redondo do sistema BCS.	5	Utilização de cintadeira manual e Falha no torque/aperto aplicado nas cintas de fixação do cabo elétrico	3	Inspeção visual	3	45	Utilizar cintadeira pneumática com plano de manutenção preventiva em dias e calibração/certificação anualmente	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Calhas de Proteção do Cabo Elétrico (Abraçadeiras)	Proteger o cabo elétrico chato fixado nos equipamentos do conjunto BCS.	Cintas / Abraçadeiras e Calhas fixadas nos equipamentos do sistema BCS folgadas	Quebra ou prisão do cabo elétrico chato e/ou redondo do sistema BCS.	5	Utilização de cintadeira manual e Falha no torque/aperto aplicado nas cintas de fixação das calhas de proteção do cabo elétrico	3	Inspeção visual	3	45	Utilizar cintadeira pneumática com plano de manutenção preventiva e calibração anualmente	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Válvula de Retenção da Bomba (Stand Valve)	Retenção de fluidos produzidos na coluna de produção acima da bomba BCS	Esfera da válvula de retenção dando passagem de fluidos devido areia/sólidos na base de assentamento	Retorno de fluidos da coluna de produção para o reservatório/jazida	4	Fluido de completação de teste da coluna de produção contaminado com sólidos	3	Teste de pressão da stand valve	3	36	Fazer teste de pressão da stand valve com bomba de lama	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
	Separador de Gás	Separar o gás dos fluidos produzidos (óleo+água) antes da admissão da bomba BCS	Eixo do separador de gás empenado com dificuldade de rotação	Baixa eficiência da bomba e aumento da corrente elétrica no motor	5	Transporte e movimentação inadequada do separador de gás para instalar no poço	2	Teste de giro do eixo do separador de gás	2	20	Fazer teste de giro do eixo do separador de gás	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Anel de Vedação da Cabeça de Produção	Fazer a vedação entre a cabeça de produção e a árvore de natal	Danos nos pontos assentamento do oring / anel de vedação dos equipamentos do sistema BCS	Impacto Ambiental	3	Instalação inadequada ou pancadas no anel	2	Inspeção visual	2	12	a) Posicionar o anel na cavidade do flange b) Apertar os parafusos do flange de forma cruzada (um lado por vez)	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
	Intake (Admissão do Fluido)	Admissão dos fluidos do poço para o primeiro estágio da bomba	Tamponamento das telas do intake de admissão de fluidos	Baixa eficiência da bomba e baixa corrente elétrica no motor	3	Fluido de completação para amortecer pressão do poço contaminado com sólidos	2	Teste de vazão bruta (óleo+água+gás) da bomba BCS	2	12	Inverter fase dos cabos elétricos na caixa de ventilação para girar ante-horário o eixo da bomba BCS e liberar sujeira da tela do intake para fundo do poço	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Luva dos eixos dos equipamentos	Conexão dos eixos do motor, protetor, intake e da bomba	Folga excessiva	Roletar/danificar as cavidades de encaixe das extremidades do eixo ou da própria luva. (Parar a bomba)	3	Bomba BCS parar de produzir devido eixo da bomba ou dos demais equipamentos interconectados roletar.	2	Teste manual de folga das luvas e de Giro dos eixos interconectados.	2	12	a) Não utilizar luvas com folga quando conectado na extremidade do eixo do equipamento. b) Substituir equipamento com dificuldade de girar o eixo de forma manual.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

Nota: Adaptado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da Pesquisa.

ANEXO C – Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de superfície do sistema BCS da empresa Beta

EMPRESA BETA			FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS										
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causas / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE SUPERFÍCIE	Transformador	Transformar a alta tensão da rede primária para baixa tensão do Inversor	Curto Circuito no Transformador	Parada do Motor da BCS	5	a) Cabo folgado; b) Mal contato dos cabos por incrustação	3	Monitoramento da tensão no Inversor	3	45	a) Apertar parafusos de conexões de cabos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Inversor de Frequência	Partida e Parada em Rampa, Aumento e Diminuição da Rotação do Motor do Sistema BCS	Queima do disjuntor ou dos relés de alta e baixa	Parada do Motor da BCS	4	Pico de tensão	3	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	3	36	a) Apertar conexões dos equipamentos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Cabo Redondo/Chato	Transmissão de corrente elétrica e acionamento do motor	Baixa isolamento nas emendas dos cabos elétricos	Parada do Motor da BCS	4	a) Conexões dos cabos folgados b) Incrustação nas conexões dos cabos	3	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	3	36	a) Apertar parafusos de emenda de cabos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Parafusos da Cabeça de Produção	Evitar vazamentos de fluidos entre os flanges	Danos no anel de vedação, roscas dos parafusos e das porcas	Impacto ambiental	5	Parafusos com roscas danificadas	2	Inspeção planjeda	2	20	a) Substituir parafusos	Equipe de Manutenção.	Bimensal

CONTINUAÇÃO

EMPRESA BETA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS									
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causas / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Detecção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
	Árvore de Natal - Parafusos e Anel de Vedação	Controlar o fluxo do poço para linha de produção	Vazamento pelas conexões / flanges	Impacto ambiental	5	a) Parafusos com roscas danificadas b) Reutilização de anel metálico de vedação	2	Inspeção planijeda	2	20	a) Substituir parafusos b) Substituir anéis metálicos de vedação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Quadro de Comando	Partida e Parada do Motor do Sistema BCS	Queima do disjuntor ou dos relés de alta e baixa	Parada do Motor da BCS	4	Pico de tensão	2	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	2	16	a) Apertar conexões dos equipamentos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Caixa de Ventilação	Conexão do cabo elétrico do motor com o cabo do inversor de frequência	Curto Circuito nos cabos elétricos	Parada do Motor da BCS	3	a) Conexões dos cabos folgados b) Incrustação nas conexões dos cabos	2	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	2	12	a) Apertar parafusos de emenda de cabos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Válvulas de Bloqueio da Árvore de Natal	Bloquear o fluxo de produção	Válvulas bloqueadas dando passagem de fluido, circulando fluido / vazamento	Falta de controle de fluxo	3	Corrosão ou erosão na vedação da válvula	2	Teste de vedação da válvula	2	12	a) Substituir válvulas com falha b) Manutenção Preventiva	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Válvula de Retenção da Árvore de Natal	Bloquear o retorno do fluxo de produção para o poço	Retorno de fluido para o poço em caso de parada, devido falha na retenção	Falta de controle de fluxo	3	Corrosão ou erosão na vedação da válvula	2	Teste de vedação da válvula	2	12	a) Substituir válvulas com falha b) Manutenção Preventiva	Equipe de Manutenção.	Bimensal

Nota: Adaptado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da pesquisa.

ANEXO D – Formulário da FMEA na fase dos serviços de instalação do sistema BCS da empresa Beta

EMPRESA BETA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS									
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
SERVIÇOS DE INSTALAÇÃO	Emenda e isolamento do Cabo Chato com o Cabo Redondo	Isolação e continuidade da corrente elétrica nas emendas dos cabos elétricos	Folga nas conexões ou na isolação do cabo elétrico	Risco de baixa isolação nas emendas do cabo elétrico	5	Falta de cuidados nas emendas e isolação dos cabos elétricos	4	Motor do BCS não dá partida devido baixa isolação nas emendas do cabo elétrico	4	80	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Instalação das Luvas dos Eixos, Orings e parafusos de Junção dos flanges dos Equipamentos	Conexão e rotação dos eixos e vedação entre flanges dos equipamentos	Luvas dos eixos com folga excessiva e rompimento ou falta de instalação do oring de vedação entre equipamentos do BCS	Risco de vibração no sistema BCS e risco de contaminação do óleo lubrificante do Motor do BCS devido falta de oring	5	a) Falha de fabricação; b) Falta de cuidados na instalação do oring e parafusos	4	a) Inspeção e teste das luvas antes da instalação nos eixos; b) Verificar situação do oring após instalado na base do eixo	4	80	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Torque de Fixação das Cintas dos Cabos Elétricos Chato e Redondo	Apertar cinta da calha no corpo dos equipamentos	Cintas folgadas / frouxas na tubulação e equipamentos	Risco de pescaria e prisão dos equipamentos pelas cintas acumuladas ou pelo rompimento do cabo elétrico	4	a) Chave de aperto de cinta descalibrada; b) Falta de cuidado no aperto da cinta	3	Prisão dos equipamentos do sistema BCS durante a descida pela Sonda (SPT)	4	48	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Completar/Circular Óleo Dieletrico (Extrair Bolhas de Ar do Motor/Protetor)	Lubrificar os equipamentos e eliminar risco de aquecimento	Não completar os reservatórios de óleo lubrificante dos equipamentos	Risco de aquecimento do motor do BCS	4	a) Defeito da bomba de óleo lubrificante; b) Falta de cuidado no abastecimento dos reservatórios do protetor e motor	3	Queima e parada do motor do BCS por aquecimento / baixa isolação	3	36	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Teste de Giro dos Eixos dos equipamentos	Identificar resistência de giro dos eixos dos equipamentos BCS, devido eixo empenado	Resistência no giro manual do eixo dos equipamentos	Risco de elevação da corrente elétrica de operação do motor do BCS	4	Eixo empenado	3	Parada do motor do BCS por elevação da corrente elétrica	3	36	Manusear e elevar equipamentos na Sonda (SPT) com cuidado e verificar situação dos eixos antes da instalação no poço.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

CONTINUAÇÃO

EMPRESA BETA			FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS										
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
SERVIÇOS DE INSTALAÇÃO	Flambagem do Cabo Elétrico Chato e Redondo entre Carretes durante a Descida dos Equipamentos no Poço	Evitar danos ou quebra do cabo elétrico entre o carretel e trecho fixado na coluna de produção	Manter cabo elétrico tracionado durante a descida / instalação no poço pela Sonda (SPT)	Risco de danos ou quebra do cabo elétrico / falta de continuidade da corrente elétrica	4	Falta de cuidado da Sonda (SPT) e do Técnico que controla o carretel do cabo elétrico na descida dos equipamentos para o fundo do poço	3	Motor do BCS não dá partida devido falha no cabo elétrico	3	36	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Substituição das Arruelas dos Plugs do Protetor do Motor	Evitar vazamentos ou contaminação de óleo dielétrico	Reutilizar arruelas de pressão no Protetor e Motor do BCS	Risco de contaminação do óleo lubrificante do Protetor e Motor do BCS	3	a) Falta de arruelas para substituição; b) Falta de cuidado na substituição das arruelas.	3	Contaminação e parada do motor do BCS por baixa isolamento	3	27	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Quantidade de Cintas e Calhas de Fixação por Equipamento e Seção de Tubos da Coluna de Produção	Fixar cabo elétrico nos tubos e equipamentos	Instalar número / quantidade reduzida de cintas por seção de tubos e equipamentos	Risco de pescaria e prisão dos equipamentos pela folga ou rompimento do cabo elétrico	3	a) Quantidade de cintas reduzidas para profundidade do poço; b) Falta de cuidado na instalação das cintas.	3	Prisão dos equipamentos do sistema BCS durante a descida pela Sonda (SPT)	3	27	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Velocidade / Tempo da Sonda (SPT) de descida / Instalação dos Equipamentos dentro do Poço	Evitar danos no cabo elétrico fixado nos equipamentos	Pressão, torque excessivo / rompimento ou danos das cintas / abraçadeiras, cabo elétrico ou equipamentos do sistema BCS	Risco do sistema BCS não dar partida devido a impactos com o revestimento do poço na descida dos equipamentos	3	Falta de cuidado da Sonda (SPT) na descida dos equipamentos para o fundo do poço	3	Motor do BCS não dá partida devido falha de algum equipamento ou componente do sistema BCS	3	27	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

Nota: Adaptado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da pesquisa.

ANEXO E – Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de subsuperfície do sistema BCS da empresa Delta

EMPRESA DELTA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS										
INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE	Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Detecção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
		Motor da BCS	Acionar a bomba centrífuga submersa	a) Overload (Alta Carga de Corrente Elétrica); b) Under load (Baixa Carga de Corrente Elétrica); c) Under Volt (Limite de baixa tensão); d) OverVolt (Limite de alta Tensão); e) Volt Unbalance (Desbalanço de Tensão).	Baixa isolamento / Queima do motor da BCS	6	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload); b) Baixa eficiência da bomba ou tubo furado; c) Falha no enrolamento do motor/transformador; d) Falha na rede elétrica (Over Volt, Under Volt e Volt Unbalance)	6	a) Controlar e monitorar a vazão bruta de fluido da bomba com referência ao limite superior, inferior e melhor ponto de operação da bomba BCS. b) Controlar e monitorar dados elétricos do BCS.	3	108	a) Ajustar a rotação de operação do motor da BCS no inversor de frequência para ajustar vazão da bomba. b) Ajustar set de operação do equipamento BCS à melhor condição de operação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
		Orings / Juntas de Vedação dos Equipamentos	Fazer a vedação entre os equipamentos do sistema BCS	a) Vazamento do óleo dielétrico do protetor e/ou do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico com água e impurezas do ambiente	a) Redução do nível de óleo do protetor e do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor / Baixa isolamento / Queima do motor da BCS	6	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Parada do motor da BCS por perda da isolamento	4	a) Limpeza da base dos orings, lubrificação com graxa, b) Utilizar torquímetro para apertar parafusos de conexão dos equipamentos.	4	96	a) Na conexão dos equipamentos observar pela segunda vez a integridade física do oring instalado. b) Aplicar torque nos parafusos dos equipamentos de forma cruzada. c) Padronizar calibração anual do torquímetro com certificado de calibração.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
		Protetor do Motor	Proteger o motor da BCS	a) Contaminação do óleo dielétrico do motor da BCS. b) Não completar o óleo dielétrico do motor da BCS.	Queima do motor da BCS	6	a) Invasão de água do anular do poço no protetor, b) Não inverter o plug longo pelo plug curto do protetor; c) Não extrair todo ar contido dentro do protetor e do motor.	4	Evitar paradas do sistema BCS	4	96	a) Completar óleo dielétrico do protetor na instalação, até extrair 100% de ar pelos plugs da camisa do protetor, b) Controlar parada e tempo de partida do sistema BCS no inversor de frequência c) Criar LV para Inverter os plugs curto e longo do protetor para comunicar e extrair 100% de ar do sistema de óleo dielétrico do protetor e do motor da BCS.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
		Cabo Redondo/Chato (Emenda/Isolação)	Enviar os comandos do inversor de frequência ao motor da BCS.	Baixa isolamento dos cabos elétricos	Parada do motor e da bomba BCS	6	Cabos com emenda folgada, Falha na isolamento das extremidades. Danos / moossa / incrustação / corrosão no revestimento do Poço.	5	Teste da continuidade da corrente elétrica nas fases dos cabos elétricos.	3	90	a) Fixar e aplicar o torque adequado na emenda de cada fase dos cabos elétricos. b) Realizar as isolações das fases dos cabos elétricos em ambientes sem umidade evitando contato com água. c) Utilizar uma rampa de partida maior no inversor de frequência para partida do BCS. d) Solicitar a sonda para trabalhar o poço com sapata e raspador para	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Flate Cable (Tape In / Plug In)	Conexão do cabo elétrico trifásico ao motor da BCS	a) Infiltração pelo oring de vedação do Flate Cable. b) Baixa isolamento dos cabos elétricos.	Parada do motor e da bomba BCS	6	Parafusos do Flate Cable folgados ou cabos com emenda folgada ou falha na isolamento das fases do cabo trifásico.	5	Teste da continuidade da corrente elétrica nas fases dos cabos elétricos.	3	90	a) Verificar integridade física do oring antes da conexão; b) Fixar e aplicar o torque adequado nos parafusos do Flate Cable e na emenda de cada fase do cabo elétrico. c) Realizar as isolações das fases dos cabos elétricos em ambientes sem umidade evitando contato com água.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda	

Página 1

CONTINUAÇÃO

EMPRESA DELTA		FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS											
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Detecção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
	Mancal e Selo Mecânico do Protetor	a) Proteger o motor da BCS das cargas axiais atuantes no eixo do conjunto BCS. B) Evitar vazamento do óleo dielétrico do protetor.	a) Vazamento do óleo dielétrico do protetor e/ou do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico com água e impurezas do ambiente	a) Redução do nível de óleo do protetor e do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor / Baixa isolamento / Queima do motor da BCS	5	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Parada do motor da BCS por perda da isolamento	4	Limpeza da base dos orings, lubrificação com graxa e utiliza torquímetro para apertar parafusos	3	80	a) Na conexão dos equipamentos observar pela segunda vez a integridade física do oring instalado. b) Aplicar torque nos parafusos dos equipamentos de forma cruzada. c) Padronizar calibração anual do torquímetro com certificado de calibração.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Bomba BCS	Bombear os fluidos da Jazida de petróleo	Eixo da bomba empenado com dificuldade de rotação	Baixa eficiência da bomba e aumento da corrente elétrica no motor	5	Transporte e movimentação inadequada da bomba BCS para instalar no poço	3	Teste de giro do Eixo da bomba	4	60	Fazer teste de giro do eixo da bomba BCS	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Óleo Lubrificante Dielétrico	Lubrificar os componentes do protetor e do motor da BCS e não conduz energia elétrica	a) Vazamento do óleo dielétrico do protetor e/ou do motor da BCS; b) Contaminação do óleo dielétrico com água e impurezas do ambiente.	a) Redução do nível de óleo do protetor e do motor da BCS b) Contaminação do óleo dielétrico do protetor e do motor / Baixa isolamento / Queima do motor da BCS	5	a) Prisão do eixo do sistema BCS (Overload) b) Parada do motor da BCS por perda da isolamento	3	Posiciona o motor, protetor e intake na vertical e completar o nível de óleo dos equipamentos a partir da base do motor da BCS	4	60	a) Proteger os recipientes de óleo lubrificante dielétrico de poeiras do ambiente/sólidos em suspensão. b) Não completar o óleo lubrificante dos equipamentos durante período chuvoso/úmido.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Suspensor (DONAT)	Ancorar coluna de produção e vedação na cabeça de produção entre coluna de tubos e anular	Borracha de vedação partida ou ressecada	Circulação de fluido da coluna de produção para anular	5	Transporte e Instalação inadequada do suspensor e tempo de instalação	3	Inspeção visual	3	45	a) Posicionar o suspensor de forma centralizada na cabeça de produção b) Substituir as borrachas de vedação do suspensor com mais de um ano instalado	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
	Coluna de Produção (Tubulação)	Conduzir os fluidos produzidos do poço da bomba até árvore de natal	Tubulação da coluna de produção com rosca folgadas	Circulação de fluido da coluna de produção para anular	5	Torque da chave hidráulica inadequada	3	Teste de pressão da coluna de produção	3	45	Fazer teste de pressão na coluna de produção com bomba de lama	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda

CONTINUAÇÃO

EMPRESA DELTA		FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS												
EQUIPAMENTOS DE SUPERFÍCIE, SUBSUPERFÍCIE E SERVIÇOS	Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
	INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE	Cintas de Fixação do Cabo Elétrico (Abraçadeiras)	Fixar o cabo elétrico chato e redondo nos equipamentos e tubulação do sistema BCS	Cintas folgadas	Quebra ou prisão do cabo elétrico chato e/ou redondo do sistema BCS.	5	Utilização de cintadeira manual e Falha no torque/aperto aplicado nas cintas de fixação do cabo elétrico	4	Inspeção visual	3	60	Utilizar cintadeira pneumática com plano de manutenção preventiva e calibração anual	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
		Calhas de Proteção do Cabo Elétrico (Abraçadeiras)	Proteger o cabo elétrico chato fixado nos equipamentos do conjunto BCS.	Calhas folgadas	Quebra ou prisão do cabo elétrico chato e/ou redondo do sistema BCS.	5	Utilização de cintadeira manual e Falha no torque/aperto aplicado nas cintas de fixação das calhas de proteção do cabo elétrico	3	Inspeção visual	3	45	Utilizar cintadeira pneumática com plano de manutenção preventiva e calibração anual	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
		Válvula de Retenção da Bomba (Stand Valve)	Retenção de fluidos produzidos na coluna de produção acima da bomba BCS	Esfera da válvula de retenção dando passagem de fluidos devido areia/sólidos na base de assentamento	Retorno de fluidos da coluna de produção para o reservatório/lazida	5	Fluido de completação de teste da coluna de produção contaminado com sólidos	3	Teste de pressão da stand valve	3	45	Fazer teste de pressão da stand valve com bomba de lama	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
		Separador de Gás	Separar o gás dos fluidos produzidos (óleo+água) antes da admissão da bomba BCS	Eixo do separador de gás empenado com dificuldade de rotação	Baixa eficiência da bomba e aumento da corrente elétrica no motor	5	Transporte e movimentação inadequada do separador de gás para instalar no poço	2	Teste de giro do eixo do separador de gás	3	30	Fazer teste de giro do eixo do separador de gás	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
		Anel de Vedação da Cabeça de Produção	Fazer a vedação entre a cabeça de produção e a árvore de natal	Danos nos pontos de vedação do anel metálico	Impacto Ambiental	3	Instalação inadequada ou pancadas no anel	2	Inspeção visual	2	12	a) Posicionar o anel na cavidade do flange b) Apertar os parafusos do flange de forma cruzada (um lado por vez)	Equipe da Sonda	Na intervenção no poço com sonda
		Intake (Admissão do Fluido)	Admissão dos fluidos do poço para o primeiro estágio da bomba	Tamponamento das telas do intake de admissão de fluidos	Baixa eficiência da bomba e baixa corrente elétrica no motor	3	Fluido de completação para amortecer pressão do poço contaminado com sólidos	2	Teste de vazão bruta (óleo+água+gás) da bomba BCS	2	12	Inverter fase dos cabos elétricos na caixa de ventilação para girar ante-horário o eixo da bomba BCS e liberar sujeira da tela do intake para fundo do poço	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
Luva dos eixos dos equipamentos		Conexão dos eixos do motor, protetor, intake e da bomba	Folga excessiva	Roletar/danificar as cavidades de encaixe das extremidades do eixo ou da própria luva. (Parar a bomba)	4	Bomba BCS parar de produzir devido eixo da bomba ou dos demais equipamentos interconectados roletar.	3	Teste manual de folga das luvas e de Giro dos eixos interconectados.	3	12	a) Não utilizar luvas com folga quando conectado na extremidade do eixo do equipamento. b) Substituir equipamento com dificuldade de girar o eixo de forma manual.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda	

Nota: Adaptado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da Pesquisa.

ANEXO F – Formulário da FMEA na fase de instalação dos equipamentos de superfície do sistema BCS da empresa Delta

EMPRESA DELTA		FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS											
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causas / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Detecção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
	Transformador	Transformar a alta tensão da rede primária para baixa tensão do Inversor	Curto Circuito no Transformador	Parada do Motor da BCS	5	a) Cabo folgado; b) Mal contato dos cabos por incrustação	4	Monitoramento da tensão no Inversor	3	60	a) Apertar parafusos de conexões de cabos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Cabo Redondo/Chato	Transmissão de corrente elétrica e acionamento do motor	Baixa isolamento nas emendas dos cabos elétricos	Parada do Motor da BCS	6	a) Conexões dos cabos folgados b) Incrustação nas conexões dos cabos	3	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	3	54	a) Apertar parafusos de emenda de cabos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Inversor de Frequência	Partida e Parada em Rampa, Aumento e Diminuição da Rotação do Motor do Sistema BCS	Queima do disjuntor ou dos relês de alta e baixa	Parada do Motor da BCS	5	Pico de tensão	3	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	3	45	a) Apertar conexões dos equipamentos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Quadro de Comando	Partida e Parada do Motor do Sistema BCS	Queima do disjuntor ou dos relês de alta e baixa	Parada do Motor da BCS	5	Pico de tensão	3	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	3	45	a) Apertar conexões dos equipamentos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal

CONTINUAÇÃO

EMPRESA DELTA			FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL NA INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA BCS										
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causas / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Detecção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
	Parafusos da Cabeça de Produção	Evitar vazamentos de fluidos entre os flanges	Danos nas roscas dos parafusos e das porcas	Impacto ambiental	5	Parafusos com roscas danificadas	3	Inspeção planejada	2	30	a) Substituir parafusos	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Árvore de Natal - Parafusos e Anel de Vedação	Controlar o fluxo do poço para linha de produção	Vazamento pelas conexões / flanges	Impacto ambiental	5	a) Parafusos com roscas danificadas b) Reutilização de anel metálico de vedação	3	Inspeção planejada	2	30	a) Substituir parafusos b) Substituir anéis metálicos de vedação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Caixa de Ventilação	Conexão do cabo elétrico do motor com o cabo do inversor de frequência	Curto Circuito nos cabos elétricos	Parada do Motor da BCS	3	a) Conexões dos cabos folgados b) Incrustação nas conexões dos cabos	3	Monitoramento da tensão e corrente elétrica no Inversor	2	18	a) Apertar parafusos de emenda de cabos; b) Manutenção preventiva contra incrustação	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Válvula de Retenção da Árvore de Natal	Bloquear o retorno do fluxo de produção para o poço	Retorno de fluido para o poço em caso de parada, devido falha na retenção	Falta de controle de fluxo	3	Corrosão ou erosão na vedação da válvula	3	Teste de vedação da válvula	2	18	a) Substituir válvulas com falha b) Manutenção Preventiva	Equipe de Manutenção.	Bimensal
	Válvulas de Bloqueio da Árvore de Natal	Bloquear o fluxo de produção	Válvulas bloqueadas dando passagem de fluido	Falta de controle de fluxo	3	Corrosão ou erosão na vedação da válvula	2	Teste de vedação da válvula	2	12	a) Substituir válvulas com falha b) Manutenção Preventiva	Equipe de Manutenção.	Bimensal

Nota: Adaptado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da pesquisa.

ANEXO G – Formulário da FMEA na fase dos serviços de instalação do sistema BCS da empresa Delta

EMPRESA DELTA				FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL E ACOMPANHAMENTO DO FMEA NA OPERAÇÃO DO SISTEMA BCS									
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e Serviços	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade (S / G)	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Deteção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
SERVIÇOS DE INSTALAÇÃO	Emenda e isolamento do Cabo Chato com o Cabo Redondo	Isolação e continuidade da corrente elétrica nas emendas dos cabos elétricos	Folga nas conexões ou na isolação do cabo elétrico	Risco de baixa emendas do cabo elétrico	6	Falta de cuidados nas emendas e isolação dos cabos elétricos	4	Motor do BCS não dá partida devido baixa isolação nas emendas do cabo elétrico	4	96	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Completar/Circular Óleo Dielétrico (Extrair Bolhas de Ar do Motor/Protetor)	Lubrificar os equipamentos e eliminar risco de aquecimento	Não completar os reservatórios de óleo lubrificante dos equipamentos	Risco de aquecimento do motor do BCS	6	a) Defeito da bomba de óleo lubrificante; b) Falta de cuidado no abastecimento dos reservatórios do protetor e motor	5	Queima e parada do motor do BCS por aquecimento / baixa isolação	3	90	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Instalação das Luvas dos Eixos, Orings e parafusos de Junção dos flanges dos Equipamentos	Conexão e rotação dos eixos e vedação entre flanges dos equipamentos	Luvas dos eixos com folga excessiva e rompimento ou falta de instalação do oring de vedação entre equipamentos do BCS	Risco de vibração no sistema BCS e risco de contaminação do óleo lubrificante do Protetor e Motor do BCS devido falta de oring	5	a) Falha de fabricação; b) Falta de cuidados na instalação do oring e parafusos	4	a) Inspeção e teste das luvas antes da instalação nos eixos; b) Verificar situação do oring após instalado na base do eixo	4	80	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Torque de Fixação das Cintas dos Cabos Elétricos Chato e Redondo	Apertar cinta da calha no corpo dos equipamentos	Cintas folgadas / frouxas na tubulação e equipamentos	Risco de pescaria e prisão dos equipamentos pelas cintas acumuladas ou pelo rompimento do cabo elétrico	5	a) Chave de aperto de cinta descalibrada; b) Falta de cuidado no aperto da cinta	4	Prisão dos equipamentos do sistema BCS durante a descida pela Sonda (SPT)	3	60	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Teste de Giro dos Eixos dos equipamentos	Identificar resistência de giro dos eixos dos equipamentos BCS, devido eixo empenado	Resistência no giro manual do eixo dos equipamentos	Risco de elevação da corrente elétrica de operação do motor do BCS	5	Eixo empenado	4	Parada do motor do BCS por elevação da corrente elétrica	3	60	Manusear e elevar equipamentos na Sonda (SPT) com cuidado e verificar situação dos eixos antes da instalação no poço.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Velocidade / Tempo da Sonda (SPT) de descida / Instalação dos Equipamentos dentro do Poço	Evitar danos no cabo elétrico fixado nos equipamentos	Rompimento ou danos das cintas, cabo elétrico ou equipamentos do sistema BCS	Risco do sistema BCS não dar partida devido a impactos com o revestimento do poço na descida dos equipamentos	5	Falta de cuidado da Sonda (SPT) na descida dos equipamentos para o fundo do poço	4	Motor do BCS não dá partida devido falha de algum equipamento ou componente do sistema BCS	3	60	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

CONTINUAÇÃO

EMPRESA DELTA		FMEA - FORMULÁRIO DE ANÁLISE DE FALHA POTENCIAL E ACOMPANHAMENTO DO FMEA NA OPERAÇÃO DO SISTEMA BCS											
Equipamentos de Superfície, Subsuperfície e	Fases / Etapas / Componentes do Sistema / Processo / Produto / Serviço	Função dos Componentes ou Requisito do Processo	Modo de Falha Potencial	Efeito de Falha Potencial	Severidade / Gravidade	Causa / Mecanismo Potencial da Falha	Ocorrência (O)	Controle Atuais do Processo	Detecção (D)	Risco (R) / Número de Prioridade de Risco (NPR)	Ações Recomendadas	Responsável	Prazo
	Flambagem do Cabo Elétrico Chato e Redondo entre Carretes durante a Descida dos Equipamentos no Poço	Evitar danos ou quebra do cabo elétrico entre o carretel e trecho fixado na coluna de produção	Manter cabo elétrico tracionado durante a descida / instalação no poço pela Sonda (SPT)	Risco de danos ou quebra do cabo elétrico / falta de continuidade da corrente elétrica	5	Falta de cuidado da Sonda (SPT) e do Técnico que controla o carretel do cabo elétrico na descida dos equipamentos para o fundo do poço	3	Motor do BCS não dá partida devido falha no cabo elétrico	3	45	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Substituição das Arruelas dos Plugs do Protetor do Motor	Evitar vazamentos ou contaminação de óleo dielétrico	Reutilizar arruelas de pressão no Protetor e Motor do BCS	Risco de contaminação do óleo lubrificante do Protetor e Motor do BCS	4	a) Falta de arruelas para substituição; b) Falta de cuidado na substituição das arruelas.	3	Contaminação e parada do motor do BCS por baixa isolamento	3	36	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda
	Quantidade de Cintas e Calhas de Fixação por Equipamento e Seção de Tubos da Coluna de Produção	Fixar cabo elétrico nos tubos e equipamentos	Instalar número / quantidade reduzida de cintas por seção de tubos e equipamentos	Risco de pescaria e prisão dos equipamentos pela folga ou rompimento do cabo elétrico	4	a) Quantidade de cintas reduzidas para profundidade do poço; b) Falta de cuidado na instalação das cintas.	3	Prisão dos equipamentos do sistema BCS durante a descida pela Sonda (SPT)	3	36	Elaborar Lista de Verificação (LV) com procedimentos e preencher durante a fase da operação de instalação.	Equipe de Instalação do sistema BCS	Na intervenção no poço com sonda

Nota: Adaptado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da pesquisa.

ANEXO H – Lista de Verificação (LV) de instalação dos componentes e equipamentos de subsuperfície, superfície e serviços do sistema BCS para as empresas Beta e Delta

EMPRESA BETA E DELTA		LISTA DE VERIFICAÇÃO DE INSTALAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E MONITORAMENTO DO SISTEMA DE BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO (BCS)	
Campo Produtor		Nº do Poço	
Sistema ou Equipamento			
Serviços a Executar			
Data			

ITEM	ATIVIDADES NA BASE DA EMPRESA ANTES DA INSTALAÇÃO DO SISTEMA BCS - RECURSOS	SIM	NÃO	N.A.	OBSERVAÇÃO. Nº
01	O programa de instalação dos equipamentos foi analisado e equipe responsável pela instalação tem uma cópia impressa para consulta, definição e seleção dos recursos materiais e equipe de execução?				
02	O quantitativo de técnicos de instalação é suficiente para a execução do serviço?				
03	Selecionou todas as ferramentas necessárias para instalação dos equipamentos do sistema BCS?				
04	Pegou os aparelhos / equipamentos / instrumentos de medição e monitoramento compatível com tensão/potência do motor do sistema BCS?				
05	Os instrumentos e demais aparelhos de auxílio a instalação do sistema BCS estão com certificação de calibração atualizadas por órgãos credenciados?				
06	Selecionou os equipamentos conforme projeto/programa: Motor, Protetor, Separador de gás, <i>Intake</i> , cabeça de produção, suspensor/ <i>donat</i> , carretel com cabo elétrico chato ou redondo e Bomba; <i>Flat cable</i> com cabo chato, Caixa de ventilação, quadro de comando/inversor de frequência e transformadores de tensão do sistema BCS ?				
07	Providenciou tubo <i>Shroud</i> e abraçadeira/ <i>clamp</i> com parafusos de fixação na base da bomba BCS a ser equipado abaixo das zonas produtoras, compatível com diâmetro interno do revestimento do poço?				
08	Providenciou os acessórios de instalação: <i>oring's</i> , juntas de vedação, borrachas de vedação de <i>donat</i> , arruelas do protetor, bomba dosadora de óleo dielétrico, óleo dielétrico de lubrificação, cintas polia de mastro para descer cabo elétrico no poço, calhas de fixação do cabo, cintadeira de pressão, fita islonate de alta de temperatura, colares de movimentação dos equipamentos?				
09	Foi providenciado cabana / área coberta e mesa para emendar o cabo elétrico chato e redondo na área do poço, caso necessário?				

CONTINUAÇÃO

ITEM	ATIVIDADES DE INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUBSUPERFÍCIE DO SISTEMA BCS	SIM	NÃO	N.A.	OBSERVAÇÃO. Nº
01	Na área do poço a condição do tempo está sem chuva ou umidade?				
02	Fixou e aplicou o torque adequado nas luvas de conexão e emenda de cada fase dos cabos elétricos chato e redondo?				
03	Realizou as isolações das fases dos cabos elétricos em ambiente sem umidade na atmosfera?				
04	Verificou integridade física dos <i>oring's</i> de vedação e instalou os <i>oring's</i> antes da conexão dos equipamentos?				
05	Instalou as luvas/acoplamentos de conexão dos eixos dos equipamentos do sistema BCS a serem instalados?				
06	Realizou teste manual de giro dos eixos dos equipamentos do sistema BCS durante a instalação para identificar possível empeno ou dificuldade de giro?				
07	Após conexão dos equipamentos observou pela segunda vez a integridade física do <i>oring</i> instalado?				
08	Fixou e aplicou o torque/aperto adequado nos parafusos do <i>flat cable</i> e dos flanges de conexão dos equipamentos em série?				
09	Inverteu os <i>plugs</i> curto e longo do protetor para comunicar com sistema de óleo dielétrico do motor da BCS?				
10	Completo óleo dielétrico do motor e do protetor do motor até purgar o óleo pelo tampões/ <i>plugs</i> do corpo/camisa do protetor e pela base do <i>intake</i> , para extrair 100% de ar do protetor e do motor? Aguardou 5 minutos e repletou com mais óleo dielétrico para confirmar que o ar foi extraído?				
11	Realizou os testes de continuidade (tensão/corrente) no cabo elétrico trifásico fixado na coluna de tubos e no motor da BCS descido no poço à cada 10 tubos?				
12	Realizou o teste de continuidade final (tensão/corrente) no cabo elétrico trifásico fixado na coluna de tubos e no motor da BCS após a instalação de todos os equipamentos de subsuperfície?				

CONTINUAÇÃO

ITEM	ATIVIDADES DE INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUPERFÍCIE DO SISTEMA BCS	SIM	NÃO	N.A.	OBSERVAÇÃO. Nº
01	Instalou o (s) transformador (es) de tensão compatível com o motor da BCS e inversor de frequência/quadro de comando?				
02	Instalou o inversor de frequência/quadro de comando e a caixa de junção/ventilação de gases, com tensão e controles compatíveis com motor da BCS?				
03	Instalou cabo elétrico trifásico do transformador até a caixa de junção/ventilação de superfície?				
04	Realizou a conexão/emenda e ajustes/apertos necessários do cabo elétrico de subsuperfície do motor com o cabo elétrico de superfície do inversor de frequência?				
05	Realizou os testes de monitoramento de tensão e corrente no sistema elétrico (cabos, emendas, CLP e rês de alta e de baixa tensão/corrente)?				
06	Parametrizou no inversor de frequência ou quadro de comando as variáveis de controle de parada do sistema elétrico por <i>overload</i> , <i>underload</i> , <i>overvolt</i> , <i>undervolt</i> , <i>volt unbalance</i> , <i>corrence unbalance</i> e o tempo de rearme/start do motor do sistema BCS?				
07	Ajustou a rotação de operação por minuto (RPM) do motor da BCS no inversor de frequência para ajustar vazão da bomba?				
08	SPT realizou teste de pressão positivo na coluna de produção com bomba de lama/fluido?				
09	SPT instalou anel de vedação metálico da cabeça de produção?				
10	SPT verificou situação das borrachas de vedação do suspensor/ <i>donat</i> da cabeça de produção e/ou substituiu a borracha partida de vedação do suspensor da cabeça de produção, para evitar vazamento/circulação do fluido para o anular/revestimento do poço?				
OBSERVAÇÕES					
RESPONSÁVEIS PELOS SERVIÇOS DE INSTALAÇÃO					
TÉCNICO EM ELÉTRICA				MATRÍCULA	
ENGENHEIRO DE OPERAÇÃO				MATRÍCULA	

Nota: Elaborado por Jeanderson de Souza Mançú. Dados da Pesquisa.