

Raymundo Jorge de Sousa Mançú

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Universidade Fernando Pessoa

Porto 2022

Raymundo Jorge de Sousa Mançú

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Universidade Fernando Pessoa

Porto 2022

Raymundo Jorge de Sousa Mançú

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Tese apresentada à Universidade Fernando Pessoa como parte dos requisitos para obtenção do grau de Doutor em Ciências da Informação (Especialização em Sistemas, Tecnologias e Gestão da Informação), sob a orientação do Prof. Doutor Luís Borges Gouveia e coorientação do Prof. Doutor Silvério dos Santos Brunhoso Cordeiro.

RESUMO

RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANÇÚ: Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P.

(Sob orientação do Prof. Doutor Luís Borges Gouveia e coorientação do Prof. Doutor Silvério dos Santos Brunhoso Cordeiro).

Este trabalho teve como objetivo elaborar um modelo de integração de requisitos voluntários de normas ABNT NBR ISO (*International Organization for Standardization*) dos sistemas de gestão integrados (SGI): ISO 9001:2015 (SGQ), ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST), com requisitos obrigatórios dos Regulamentos Técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da Agência Nacional do Petróleo (ANP), aplicáveis na Exploração e Produção (E&P), para verificar as práticas de gestão operacional e o nível de atendimento desses requisitos integrados em campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e de gás natural.

Quanto a metodologia, esta pesquisa caracterizou-se em um método indutivo, com análise exploratória e descritiva, técnicas de pesquisa bibliográfica, documental e estudos de casos múltiplos em 5 (cinco) campos terrestres (*onshore*) A, B, C, D e E produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro para aprofundamento do objeto, com abordagem qualitativa, aplicação de protocolo de pesquisa, teste piloto, análise de conteúdo, associado à triangulação de fontes de dados, observação direta da gestão, documentos e de processos produtivos. No levantamento de dados utilizou-se guia de entrevistas, questionários de percepção e listas de verificação *in loco*, estruturados com requisitos sobre gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e de integridade estrutural das instalações. E o tratamento de dados através do software SPSS versão 22.

Nos resultados o modelo de integração de requisitos das normas ABNT NBR ISO com os requisitos dos regulamentos técnicos da ANP possibilitaram a estruturação simplificada de matrizes de correspondência de requisitos comuns e específicos. A partir dos resultados e análises das respostas do guião de entrevistas observamos que os campos produtores adotam sistemas de gestão global alinhados as normas ABNT NBR ISO e aos regulamentos técnicos da ANP, com planeamento, definição de objetivos, metas e recursos. Contudo, nos resultados e análises das respostas dos questionários de percepção e das listas de verificação (LVs) *in loco* verificamos o não atendimento de requisitos integrados sobre a gestão e transferência de conhecimentos (GTC) aos empregados próprios e contratados, de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações de poços produtores e poços injetores de fluídos (PPI), de processos e equipamentos de produção (ETP) de estações, sendo observados desvios sistêmicos nos poços produtores, poços injetores, dutos/linhas de produção/linhas de injeção, satélites e multivias em todos os campos produtores estudados.

E como conclusão verificamos elevados valores percentuais de respostas de “LV” com desvios para “não conforme” aos requisitos sobre gestão e transferência de conhecimento (GTC) em todos campos produtores, sendo estes: campos “A”, “B”, “D” e “E” (43%) e no campo “C” (46%) para as equipes de operação de poços; e nos campos “A” e “D” (34%), “B” (57%), “C” (46%), para as equipes de operação das estações. Quanto as condições de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos de produção de poços (PPI) apresentaram maiores valores percentuais de desvios de “LVs” “não conforme” sendo: campo “B” e “D” (57%), “C” (52%), “A” (40%) e “E” (31%), e em menor proporção nos equipamentos das estações (ETP), sendo mais relevantes: campo “C” (15%), “A” (11%) e “E” (10%), caracterizando assim que diversos poços nos campos produtores A, B, C, D e E e as estações estudadas dos campos produtores “A”, “C” e “E” necessitam com maior relevância de gestão e ação corretiva, para atender requisitos de padrões, normativos e de regulamentos técnicos.

Palavras-chave: Sistemas de Gestão Integrados. Regulamentos Técnicos da ANP. Exploração e Produção. Práticas de Gestão Operacional. Campos Produtores de Petróleo e de Gás Natural.

ABSTRACT

RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANÇÚ: Proposed operational management practices to fulfill requirements of ABNT NBR ISO IMS standards and Technical Regulations of the National Petroleum Agency (NPA) at E&P.

(Under the supervision of Prof. Doctor Luís Borges Gouveia and co-supervision by Prof. Doctor Silvério dos Santos Brunhoso Cordeiro).

This work aimed to develop a model for the integration of voluntary requirements of ABNT NBR ISO (*International Organization for Standardization*) standards of integrated management systems (IMS): ISO 9001:2015 (QMS), ISO 14001:2015 (EMS) and ISO 45001:2018 (HSMS), with mandatory requirements of the Technical Regulations RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS and RTSGIP of the National Petroleum Agency (NPA), applicable in Exploration and Production (E&P), to verify the operational management practices and the level of compliance with these requirements integrated in onshore fields producing oil and natural gas.

As for the methodology, this research was characterized by an inductive method, with exploratory and descriptive analysis, bibliographic and documentary research techniques and multiple case studies in 5 (five) terrestrial fields (onshore) A, B, C, D and E oil and natural gas producers in northeastern Brazil to deepen the object, with a qualitative and quantitative approach, application of a research protocol, pilot test, content analysis, associated with the triangulation of data sources, direct observation of management, documents and productive processes. In the data collection, an interview script, perception questionnaires and *in loco* checklists were used, structured with requirements for knowledge management and transfer, operational safety and structural integrity of the installations. Data processing uses the SPSS version 22 software.

In the results, the model of requirements integration of the ABNT NBR ISO standards with the requirements of the NPA technical regulations allowed the simplified structuring of matrices of correspondence of common and specific requirements. Based on the results and analysis of the responses to the interview script, we observe that the producing fields adopt global management systems in line with the ABNT NBR ISO standards and the technical regulations of the NPA, with planning, definition of objectives, goals and resources. However, in the results and analyzes of the responses to the perception questionnaires and *in loco* checklists (CLs), we verified the not fulfillment of integrated requirements on the knowledge management and transfer (KMT) to own and contracted employees, operational safety and structural integrity of the companies. installations of producing wells and fluid injection wells (PIW), of Production Equipment and Tanks (PET) of stations, with systemic deviations being observed in the producing wells, injection wells, ducts / production lines / injection lines, satellites and multipaths in all the producing fields studied.

As a conclusion, we verified high percentage values of “CL” responses with deviations for “not conform” to the requirements on management and knowledge transfer (GTC) in all producing fields, being these: fields “A”, “B”, “D” and “E” (43%) and field “C” (46%) for well operation teams; and in fields “A” and “D” (34%), “B” (57%) and “C” (46%), for the stations' operating teams. As for the conditions of operational safety and structural integrity of the well production installations, processes and equipment (PIW), they presented higher percentage values of deviations from “CLs” “not conform” being: field “B” and “D” (57%), “C” (52%), “A” (40%) and “E” (31%), and to a lesser extent in station equipment (PET), being more relevant: field “C” (15%), “A” (11%) and “E” (10%) , thus characterizing that several wells in the producing fields A, B, C, D and E and the studied stations in the producing fields “A”, “C” and “E” need more relevant management and corrective action, to meet requirements of standards, norms and technical regulations.

Keywords: Integrated Management Systems. Technical Regulations of the NPA. Exploration and production. Operational Management Practices. Oil and Natural Gas Producing Fields.

RÉSUMÉ

RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANÇÚ: Proposition de pratiques de gestion opérationnelle pour répondre aux exigences des normes ABNT NBR ISO SMI et des règlements techniques de l'Agence nationale du pétrole (ANP) à E&P.

(Sous la direction du Prof. Docteur Luís Borges Gouveia et co-supervision par le Prof. Docteur Silvério dos Santos Brunhoso Cordeiro).

Ce travail visait à développer un modèle d'intégration des exigences volontaires des normes ABNT NBR ISO (Organisation internationale de normalisation) des systèmes de management intégrés (SMI): ISO 9001:2015 (SGQ), ISO 14001:2015 (SGE) et ISO 45001:2018 (SGSS), avec les exigences obligatoires des Règlements Techniques RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS et RTSGIP de l'Agence Nationale du Pétrole (ANP), applicable en Exploration et Production (E&P), pour vérifier les pratiques de gestion opérationnelle et le niveau de conformité à ces exigences intégré dans les champs onshore produisant du pétrole et du gaz naturel.

Quant à la méthodologie, cette recherche a été caractérisée par une méthode inductive, avec des analyses exploratoires et descriptives, des techniques de recherche bibliographique et documentaire et de multiples études de cas dans 5 (cinq) champs terrestres (onshore) pétroliers A, B, C, D et E et producteurs de gaz naturel du nord-est du Brésil pour approfondir l'objet, avec une approche qualitative et quantitative, application d'un protocole de recherche, test pilote, analyse de contenu, associé à la triangulation des sources de données, observation directe de la gestion, des documents et des processus de production. Dans la collecte des données, un script d'interview, des questionnaires de perception et des listes de contrôle sur place ont été utilisés, structurés avec des exigences pour la gestion et le transfert des connaissances, la sécurité opérationnelle et l'intégrité structurelle des installations. Et le traitement des données à l'aide du logiciel SPSS version 22.

Dans les résultats, le modèle d'intégration des exigences des normes ISO ABNT NBR avec les exigences de la réglementation technique ANP a permis la structuration simplifiée des matrices de correspondance des exigences communes et spécifiques. Sur la base des résultats et de l'analyse des réponses au script d'entretien, nous observons que les champs producteurs adoptent des systèmes de gestion globale alignés sur les normes ISO ABNT NBR et les règlements techniques de l'ANP, avec planification, définition des objectifs, des buts et des ressources. Cependant, dans les résultats et les analyses des réponses aux questionnaires de perception et aux listes de contrôle (LCs) sur place, nous avons vérifié le non-respect des exigences intégrées de gestion et de transfert de connaissances (GTC) pour les employés propres et sous contrat, la sécurité opérationnelle et l'intégrité structurelle des installations de puits de production et des installations de puits d'injection de fluide (PPI), de procédés et équipement de production et réservoirs (EPR) de stations, avec des écarts systémiques observés dans les puits de production, les puits d'injection, les conduits / lignes de production / lignes d'injection, les satellites et multitrajets dans tous les domaines de production étudiés.

En conclusion, nous avons vérifié des pourcentages élevés de réponses «LC» avec des écarts à «non conforme» aux exigences de gestion et de transfert de connaissances (CGV) dans tous les domaines de production, à savoir: les champs «A», «B», «D» et «E» (43%) et champ «C» (46%) pour les équipes d'exploitation des puits; et dans les champs «A» et «D» (34%), «B» (57%), et «C» (46%), pour les équipes d'exploitation des stations. Quant aux conditions de sécurité opérationnelle et d'intégrité structurelle des installations, procédés et équipements de production de puits (PPI), elles présentaient des pourcentages d'écarts plus élevés par rapport à «LCs» «non conforme» étant: les champs «B» et «D» (57%), «C» (52%), «A» (40%) et «E» (31%), et dans une moindre mesure dans les équipements de la station (ETP), étant plus pertinents: champ «C» (15%), «A» (11%) et «E» (10%), caractérisant ainsi que plusieurs puits dans les champs producteurs A, B, C, D et E et les stations étudiées dans les champs de production «A», «C» et «E» nécessitent une gestion et des actions correctives plus pertinentes, pour répondre aux exigences des standards, normes et réglementations techniques.

Mots-clés: Systèmes de gestion intégrés. Règlement technique de l'ANP. L'exploration et la production. Pratiques de gestion opérationnelle. Champs de production de pétrole et de gaz naturel.

DEDICATÓRIA

À Deus em primeiro lugar;

À minha esposa, filho, filhas e neta;

Ao meu pai José Raymundo Mançú (*In Memoriam*) e a minha mãe Valdelice de Sousa Mançú;

E a todos os meus irmãos, irmãs, sobrinhos, sobrinhas, tios, tias, primos e primas e demais parentes da família Mançú e da família Souza.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

Aos meus pais.

À minha família.

A todos os meus irmãos, irmãs, sobrinhos, sobrinhas, tios, tias, primos e primas e demais parentes da família Mançú e da família Souza, pelos incentivos.

Aos meus professores do curso de doutoramento em Ciências da Informação da UFP.

Ao meu orientador Prof. Dr. Luís Borges Gouveia e coorientador Prof. Dr. Silvério dos Santos Brunhoso Cordeiro, pela atenção, disponibilidade, colaboração, transferência de conhecimento acadêmico nesta longa caminhada e orientações dos trabalhos de doutoramento.

À Universidade Fernando Pessoa (UFP) - Porto - Portugal, a todo corpo técnico e de apoio administrativo, no suporte à gestão operacional para meu processo de formação.

À equipe da Instituição Stevenson, pelo apoio dado no primeiro contato com a UFP.

Agradeço aos profissionais, gerentes, coordenadores, engenheiros, supervisores, técnicos de operação e operadores contratados que trabalham nos campos produtores de petróleo do Nordeste brasileiro, por terem participado das entrevistas, dos questionários, das rotinas e rotas nos processos produtivos com prontidão.

Agradeço também aos colegas professores, funcionários e discentes da Faculdade Santíssimo Sacramento (FSSS), pelos incentivos.

Agradeço aos gestores da Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Nordeste brasileiro, empresa em que trabalhei por 39 anos e que me proporcionou o estudo de casos múltiplos, entendendo a importância do doutoramento para meu processo de formação, e também para o processo de melhoria contínua das atividades e tarefas operacionais de campos produtores de petróleo e de gás natural.

Agradeço às colegas que trabalham na Biblioteca da Universidade Corporativa, pelo apoio no levantamento de referências bibliográficas, para a elaboração da revisão do estado da arte.

E a todos que contribuíram de forma direta e indireta nesta minha nova conquista.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	XXII
ÍNDICE DE FOTOS.....	XXIII
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XXIV
ÍNDICE DE QUADROS	XXVII
ÍNDICE DE TABELAS	XXX
LISTA DE SIGLAS.....	XXXVI
 CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	 1
1.1 Introdução	1
1.2 Contextualização da investigação	3
1.3 Justificativa da relevância da investigação	7
1.4 Problema da investigação.....	9
1.5 Objetivo geral e específicos da investigação	10
1.6 Contributos do trabalho.....	13
1.7 Estrutura dos capítulos da tese	14
 CAPÍTULO II - REVISÃO DA LITERATURA	 16
2.1 Introdução	16
2.2 Contextualização da Exploração e Produção de Petróleo (E&P) no Brasil	16
2.2.1 Atividades de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e de Gás Natural	23
2.2.2 Principais Acidentes na Indústria do Petróleo	25
2.2.3 Resumo.....	28
2.3 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	29
2.3.1 Resolução ANP nº 43/2007 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (RTSGSO)	32
2.3.2 Resolução da ANP nº 2/2010 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações (RTSGI)	34
2.3.3 Resolução da ANP nº 6/2011 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Dutos Terrestres (RTDT).....	36
2.3.4 Resolução da ANP nº 41/2015 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Sistemas Submarinos - RTSGSS.....	40

2.3.5	Resolução da ANP nº 46/2016 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poço (RTSGIP)	43
2.3.6	Matriz de correspondência dos requisitos dos Regulamentos Técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da ANP.....	45
2.3.7	Resumo.....	51
2.4	Normas ABNT NBR ISO de Sistemas de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho (QMS&ST).....	53
2.4.1	Norma ABNT NBR ISO 9001:2015 Sistema de Gestão da Qualidade - Requisitos	54
2.4.2	Benefícios da implantação de um Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ)	63
2.4.3	Norma ABNT NBR ISO 14001:2015 - Sistema de Gestão Ambiental (SGA) - Requisitos.....	63
2.4.4	Benefícios da implantação de um Sistema de Gestão Ambiental (SGA)	67
2.4.5	Norma ABNT NBR ISO 45001:2018 - Sistema de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST) - Requisitos	68
2.4.6	Benefícios da implantação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST).....	71
2.4.7	Resumo.....	72
2.5	Sistemas de Gestão Integrados (SGI) - ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018	74
2.5.1	Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, ABNT NBR ISO 14001:2015 e ABNT NBR ISO 45001:2018	82
2.5.2	Principais benefícios e dificuldades das normas ABNT NBR ISO de SGI - NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018)	85
2.5.3	Resumo.....	87
CAPÍTULO III - METODOLOGIA DA INVESTIGAÇÃO		89
3.1	Introdução	89
3.2	Métodos de investigação científica	90
3.3	Tipos de pesquisa	91
3.4	Estratégias de pesquisas	92
3.5	Técnicas de coleta de dados	95
3.6	Técnicas de análise de dados	104
3.7	Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos.....	110
3.8	Pré-teste dos instrumentos de coleta de dados	111
3.8.1	Pré-teste do guião de entrevista	112
3.8.2	Pré-teste dos questionários de percepção	112
3.8.3	Pré-teste da lista de verificação in loco.....	113
3.9	Termo de Consentimento Livre e Esclarecido - TCLE.....	114
3.10	Resumo do capítulo.....	114

CAPÍTULO IV - CENÁRIOS DOS CAMPOS TERRESTRES (ONSHORE)
PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL..... 116

4.1	Cenários da pesquisa	116
4.2	Principais características dos campos produtores de petróleo e gás natural	117
4.3	Processos de produção e principais equipamentos dos campos terrestres (onshore) produtores de petróleo e gás natural	120
4.3.1	Perfuração e completação de poço produtor de petróleo e poço injetor de fluídos	121
4.3.2	Tipos de poços produtores e injetores, dutos / linhas de produção e de injeção, satélites e multivias de escoamento da produção	122
4.3.3	Equipamentos dos processos internos de uma estação de coleta de petróleo e gás natural.....	130
4.4	Resumo do capítulo.....	141

CAPÍTULO V - MODELO DE INTEGRAÇÃO DE REQUISITOS DE PRÁTICAS DE GESTÃO OPERACIONAL DE NORMAS ISO DE SGI E DE RT DA ANP..... 142

5.1	Introdução	142
5.2	Modelo de integração de requisitos de prática de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018.	142
5.2.1	Matriz de correspondência simplificada das seções 4 a 10 das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, no ciclo PDCA	144
5.2.2	Matriz de correspondência das seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, no ciclo PDCA	145
5.2.3	Modelo de integração das seções 4 a 10 e de requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, no ciclo PDCA	149
5.3	Modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de RT da ANP para E&P, nas fases do ciclo PDCA	150
5.3.1	Matriz de correspondência das Práticas de Gestão (PG) e Categorias dos RT da ANP - RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP	151
5.3.2	Modelo de integração dos requisitos de práticas de gestão operacional dos regulamentos técnicos da ANP - RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP	155
5.3.3	Modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de Regulamentos Técnicos (RT) da ANP	157
5.3.4	Modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de RT da ANP, nas fases do ciclo PDCA	159
5.4	Resumo do capítulo.....	161

CAPÍTULO VI - RESULTADOS DAS PRÁTICAS DE GESTÃO OPERACIONAL PARA ATENDER REQUISITOS DO SGI E DOS RT DA ANP DE QMSOI&ST..... 162

6.1	Introdução	162
6.2	Resultados do guião de entrevista estruturado no ciclo PDCA com os requisitos integrados de QMSOI&ST aplicados nos campos produtores de petróleo.....	163
6.2.1	Resultados das entrevistas sobre requisitos das normas ISO e RT da ANP, fase P (Plan/Planejar), seção 4 - Contexto interno e externo.....	165
6.2.2	Resultados das entrevistas sobre os requisitos das normas ISO e RT da ANP, na fase P (Plan/Planejar), seção 5 - Liderança	168
6.2.3	Resultados das entrevistas sobre os requisitos das normas ISO e RT da ANP, na fase P (Plan/Planejar), seção 6 - Planejamento	176
6.2.4	Resultados das entrevistas sobre práticas de gestão operacional dos requisitos das normas ISO e RT da ANP, fase P (Plan/Planejar), seção 7 - Apoio / Suporte ..	185
6.2.5	Resultados das entrevistas sobre os requisitos de QMSOI&ST na fase D (Do/Executar), seção 8 - Operação	204
6.2.6	Resultados das entrevistas sobre os requisitos de QMSOI&ST na fase C (Check/Verificar) do ciclo PDCA, seção 9 - Avaliação	246
6.2.7	Resultados das entrevistas sobre os requisitos de QMSOI&ST na fase A (Action/Agir) do ciclo PDCA, seção 10 - Melhoria	256
6.3	Resultados dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) in loco nos poços produtores e injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E.	260
6.3.1	Resultados dos questionários (Q) de percepção dos empregados próprios e contratados de operação de poços produtores e injetores por categoria	262
6.3.2	Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) in loco em poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E por categorias	280
6.4	Resultados dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) in loco nas estações de coleta de petróleo dos campos produtores: A, B, C, D e E	297
6.4.1	Resultados dos questionários de percepção dos empregados próprios e contratados de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	298
6.4.2	Resultados das listas de verificação (LV) in loco na documentação técnica, instalações, processos e equipamentos de estação dos campos produtores	335
6.4.3	Resultados comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção dos empregados e de listas de verificação (LV) in loco por categorias de estação .	366
6.5	Resultados comparativos das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) in loco de poços e estação por categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI e C-ETP dos campos produtores: A, B, C, D e E	378
6.5.1	Resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” de poços e estação na categoria A-GTC - gestão e transferência de conhecimento.....	378

6.5.2	Resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” de poços e de estação na categoria B-FE - ferramentas, EPI e veículo de operação	381
6.5.3	Resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” de poços e estação nas categorias C-PPI e C-ETP - integridade das instalações e segurança operacional	384
6.5.4	Resultados comparativos das respostas consolidadas por categorias de “Q” e “LV” de poços e de estação dos campos produtores	386
6.6	Resumo do capítulo.....	389
CAPÍTULO VII - ANÁLISE CRÍTICA DOS RESULTADOS		392
7.1	Introdução	392
7.2	Análise crítica dos resultados das entrevistas estruturadas nas fases do ciclo PDCA, questionários de percepção e das listas de verificação in loco de QMSOI&ST	393
7.3	Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) in loco em poços por categorias: A-GTC, B-FE e C-PPI.....	403
7.3.1	Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários (Q) de percepção das categorias A-GTC, B-FE e C-PPI aplicados as equipes de poços	404
7.3.2	Análise crítica dos resultados das respostas das listas de verificação (LV) in loco aplicados em poços produtores e injetores por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI	412
7.3.3	Análise crítica dos resultados percentuais das respostas de listas de verificação (LV) in loco por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI Poços e por campos produtores	417
7.3.4	Análise comparativa dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) in loco em poços por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI	420
7.4	Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) in loco em estação por categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI	421
7.4.1	Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estações	422
7.4.2	Análise crítica dos resultados das respostas das listas de verificação (LV) in loco em estação por categorias: A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-PADQ, L-CGV, M-SE e N-SFCI	429
7.4.3	Análise crítica dos resultados percentuais das respostas das listas de verificação (LV) in loco por categorias das estações e por campos produtores	442
7.4.4	Análise comparativa dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) in loco por categorias aplicadas nas estações	445

7.5	Análise comparativa dos resultados de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) in loco aplicados em poços e em estação nas categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI e C-ETP	448
7.6	Resumo do capítulo.....	451
CAPÍTULO VIII - CONCLUSÃO E TRABALHO FUTURO.....		454
8.1	Introdução	454
8.2	Considerações finais sobre o trabalho.....	455
8.2.1	Considerações finais dos resultados de guião de entrevistas com lideranças ...	455
8.2.2	Considerações finais dos resultados comparativos dos questionários de percepção (Q) de equipes de poços e de listas de verificação (LV) in loco em poços das categorias: A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços	461
8.2.3	Considerações finais dos resultados comparativos dos questionários de percepção (Q) de equipes de operação das estações e de listas de verificação (LV) in loco nas estações das categorias A-GTC Estação, B-FE Estação e C-ETP Estação.....	464
8.2.4	Considerações finais dos resultados comparativos das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) in loco em poços e estações das categorias A-GTC e B-FE, C-PPI Poços e C-ETP Estação	466
8.3	Contributos do trabalho.....	468
8.3.1	Propostas de práticas de gestão operacional para aplicação em campos terrestres (onshore) e marítimos (offshore) produtores de petróleo e de gás natural	469
8.4	Limitações do trabalho.....	472
8.5	Trabalho futuro	475
8.6	Recomendações.....	476
8.7	Publicações resultantes da investigação.....	481
8.7.1	Artigos em revistas, conferências, congressos, seminários e apresentações com avaliação por pares.....	482
8.7.2	Relatórios Internos do Grupo de Investigação *TRS e Seminários SITEGI na Universidade Fernando Pessoa (UFP) e Relatórios de Evolução da Tese para Comitê de Ética e Pesquisa da Plataforma Brasil	484
REFERÊNCIAS		486
APÊNDICES		497
Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA		498
Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos		525
Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.....		531

Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores.....	553
Apêndice E: Lista de Verificação (LV) in loco práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores.....	560
Apêndice F: Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE) maiores de 18 anos .	572
Apêndice G: Modelo de matriz / book e ementa de palestras e instruções técnicas para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados próprios e contratados	574
Apêndice H: Modelo de matriz / book e ementa de cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados próprios e contratados	577
Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores	580
Apêndice J: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de cursos técnicos para empregados próprios e contratados de campos produtores.....	586
Apêndice K: Modelo de plano diário de palestras, instruções técnicas e cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) dos empregados da operação ..	593
Apêndice L: Modelo de exercícios de avaliação de palestras, instruções técnicas e cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados da operação	596
Apêndice M: Modelo de lista de presença em palestras, instruções técnicas operacionais e de cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC)	597
Apêndice N: Modelo de lista de verificação de rotina diária de gestão e de verificação de poço produtor, poço injetor, satélite e multivia	598
Apêndice O: Modelo de boletim diário de operação (BDO) para acompanhamento e monitoramento de poços produtores ou injetores	601
Apêndice P: Modelo de Painel de Riscos Operacionais e Ação Imediata de Contingenciamento para Operação Segura e Integridade das Instalações	603
Apêndice Q: Modelo de lista de verificação para manutenção / operação de poço produtor, poço injetor, satélite e multivia	607
Apêndice R: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em poços produtores (óleo, gás e água) e poços injetores (água, gás e vapor) para aplicação semestral com PDA	609
Apêndice S: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em manifold, satélite e multivia de estação de coleta e poços de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual	611
Apêndice T: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em tanques de estação de coleta de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual	614
Apêndice U: Modelo de lista de verificação de requisitos / cláusulas de contrato de prestação de serviços de operação, para aplicação pelo gerente e fiscais de contrato	617

Apêndice V: Modelo de lista de verificação de requisitos do SGI e de RT da ANP, para aplicação periódica pelas lideranças (gerentes, coordenadores e engenheiros(as) de staff)	620
Apêndice W: Modelo de lista de verificação de características de poços para redimensionamento do método e aumento da produção em campos produtores	623
Apêndice X: Modelo de matriz de distribuição do trabalho por campo / concessão, grupo de poços e estação	625
ANEXOS	627
Anexo A: Parecer consubstanciado de aprovação do projeto de tese e de aprovação de conclusão da tese pelo comitê de ética em pesquisa (CEP) da plataforma Brasil	628
Anexo B: Resolução nº 43 de 2007, artigo e parágrafos com definição de responsabilidades, o RTSGSO tópico 3 abrangência, ciclo de vida da instalação tópico 5 e Documento de Segurança Operacional no tópico 5.....	630
Anexo C: Resolução nº 02 de 2010 parágrafos e artigos que definem as responsabilidades, RTSGI-Capítulo I, sendo no tópico 1 introdução, objetivo tópico 2, definições tópico 3, abrangência tópico 4 e 5 referência legal.....	634
Anexo D: Resolução nº 6 de 2011 parágrafos e artigos que estabelecem definições, responsabilidades dos concessionários, Capítulo I do RTDT definição tópico 4, referências legais tópico 5 e abrangências tópico 6	636
Anexo E: Resolução nº 46 de 2016 - RTSGIP contam definições no tópico 2, lista de siglas no tópico 3, abrangência no tópico 4, exceções no tópico 5 e exclusões no tópico 6.....	640

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura das três fases da cadeia produtiva da indústria de óleo e gás.....	4
Figura 2 - Macrofluxo de um processo de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás	23
Figura 3 - Cadeia produtiva do petróleo na área de exploração e produção (E&P)	24
Figura 4 - SGQ da norma ABNT NBR ISO 9001:2015 e o ciclo PDCA.....	60
Figura 5 - Visão geral do processo de implementação do sistema de gestão da qualidade ABNT NBR ISO 9001:2015.....	61
Figura 6 - Análise crítica do sistema da qualidade: ciclo PDCA	62
Figura 7 - Modelo de SGA para certificação ABNT NBR ISO 14001:2015 e ciclo PDCA.....	66
Figura 8 - Modelo de SGS&ST para certificação ABNT NBR ISO 45001:2018 e ciclo PDCA	69
Figura 9 - Fluxograma dos principais itens relacionados aos processos das organizações que devem ser monitorados e controlados pelo SGI	78
Figura 10 - Fluxograma de classificação da metodologia científica	89
Figura 11 - Processo de estudo de casos múltiplos	94
Figura 12 - Mapa da região Nordeste do Brasil.....	95
Figura 13 - Convergência de múltiplas fontes de evidência de estudo de casos múltiplos.....	105
Figura 14 - Etapas da análise de conteúdo	106
Figura 15 - Etapas da análise qualitativa e quantitativa do estudo de caso	107
Figura 16 - Resumo dos procedimentos metodológicos utilizados na Tese.....	108
Figura 17 - Fases de coleta de dados, análise documental, instrumentos de coleta de dados, locais, participantes, gerências setoriais	109
Figura 18 - Principais processos produtivos de um campo produtor de petróleo e gás natural	119
Figura 19 - Desenho de modelo de integração das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015, NBR ISO 45001:2018, com base no ciclo PDCA	143
Figura 20 - Desenho do modelo de integração de requisitos do RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP nos PG do RTSGSO da ANP, para integração com os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI.....	151
Figura 21 - Desenho do modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de regulamentos técnicos da ANP, nas fases do ciclo PDCA.....	158

ÍNDICE DE FOTOS

Foto 1 - Sonda de perfuração rotativa	121
Foto 2 - Poço produtor de petróleo e gás associado	122
Foto 3 - Poço equipado com o método de elevação natural Surgente (S)	123
Foto 4 - Poço equipado com o método de elevação artificial Bombeio Mecânico (BM) .	124
Foto 5 - Poço equipado com o método de elevação artificial Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP).....	125
Foto 6 - Poço equipado com o método de elevação artificial Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).....	126
Foto 7 - Poço equipado com o método de elevação artificial <i>Gás lift</i> (GL).....	126
Foto 8 - Poço injetor de água produzida.....	127
Foto 9 - Dutos / Linhas de produção e de escoamento de petróleo, gás e água e dutos/linhas de injeção de água produzida, gás ou vapor	128
Foto 10 - Satélite e dutos/linhas de produção e de escoamento de petróleo, gás e água produzida ou de injeção de água produzida, gás ou vapor	129
Foto 11 - Multivia e dutos/linhas de produção e de escoamento de petróleo, gás e água produzida ou de injeção de água produzida, gás ou vapor	130
Foto 12 - <i>Manifolds</i> de válvulas e linhas/dutos de escoamento de petróleo.....	132
Foto 13 - <i>Manifolds</i> e linhas/dutos de injeção de água produzida.....	132
Foto 14 - Vasos separadores verticais bifásicos	133
Foto 15 - Vasos separadores horizontais trifásicos	133
Foto 16 - Vasos tratadores de petróleo	134
Foto 17 - Tanques de coleta de fluído (petróleo e água) e de teste de produção de poço .	135
Foto 18 - Bombas BCPH de transferência de petróleo.....	135
Foto 19 - Bombas BCSH de injeção de água produzida	136
Foto 20 - Caldeiras para aquecer os fluídos dos tanques de lavagem e o petróleo para transferência.....	136
Foto 21 - Tanques de lavagem e tratamento de petróleo	137
Foto 22 - Tanques de flotação de água produzida	138
Foto 23 - Tanque pulmão de água produzida tratada	138
Foto 24 - Tanques de armazenamento de petróleo tratado / especificado	139
Foto 25 - Vasão separador horizontal bifásico de gás natural e condensado	140
Foto 26 - Compressor alternativo para movimentação, injeção e exportação de gás natural	140

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Valores percentuais consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) - gestão e transferência de conhecimentos (GTC) para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	267
Gráfico 2 - Valores percentuais consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) sobre ferramentas, EPI e veículo (FE) para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	272
Gráfico 3 - Valores percentuais consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	277
Gráfico 4 - Valores percentuais comparativos das respostas consolidadas dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC + C-PPI aplicadas as equipes de operação, poços produtores e poços injetores	279
Gráfico 5 - Valores percentuais comparativos das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria A-GTC para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.	282
Gráfico 6 - Valores percentuais comparativos das variáveis das listas de verificação <i>in loco</i> da categoria B-FE Poços para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	284
Gráfico 7 - Valores percentuais comparativos das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria C-PPI – Poços Produtores e Injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	286
Gráfico 8 - Valores percentuais comparativos das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços dos campos produtores: A, B, C, D e E	288
Gráfico 9 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> da categoria A-GTC Poços para a equipe de poços.....	290
Gráfico 10 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> da categoria B-FE Poços para a equipe de poços.....	291
Gráfico 11 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> da categoria C-PPI Poços Produtores e Injetores	293
Gráfico 12 - Valores percentuais comparativos do total de respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> das categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços.....	296
Gráfico 13 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	305
Gráfico 14 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE sobre gestão e transferência de conhecimento para as equipes de estação de todos campos produtores	310

Gráfico 15 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores dos campos produtores: A, B, C, D e E	315
Gráfico 16 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	319
Gráfico 17 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	323
Gráfico 18 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	327
Gráfico 19 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipes de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	329
Gráfico 20 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE das equipes de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	330
Gráfico 21 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	331
Gráfico 22 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	332
Gráfico 23 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	333
Gráfico 24 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	334
Gráfico 25 - Valores percentuais comparativos das respostas dos “Q” de percepção (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	335
Gráfico 26 - Valores percentuais das respostas das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria A-GTC para a equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	340
Gráfico 27 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria B-FE para equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	342
Gráfico 28 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria C-MTV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	344
Gráfico 29 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria D-CLRP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	346
Gráfico 30 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria E-VS de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	348
Gráfico 31 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria F-VTO de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	350
Gráfico 32 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria G-TQA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	352
Gráfico 33 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria H-BBB de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	354
Gráfico 34 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria I-CGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	356
Gráfico 35 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria J-OGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	358
Gráfico 36 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria K-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	359

Gráfico 37 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria L-CGV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	361
Gráfico 38 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria M-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	363
Gráfico 39 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria N-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	365
Gráfico 40 - Valores percentuais de respostas de listas de verificação (LV) das categorias A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV, M-SE e N-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	366
Gráfico 41 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria A-GTC de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	368
Gráfico 42 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria B-FE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	369
Gráfico 43 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	371
Gráfico 44 - Valores percentuais comparativos dos respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	373
Gráfico 45 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	374
Gráfico 46 - valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	376
Gráfico 47 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> por categorias: A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	377

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 - RTSGSO - Capítulos 2, 3 e 4, com 17 (dezessete) práticas de gestão (PG), requisitos e DSO	33
Quadro 2 - RTSGI - Capítulos 2 e 3, com 13 (treze) categorias de gestão e itens 6 à 18 ...	35
Quadro 3 - RTDT - Capítulos II a X, com 44 (quarenta e quatro) categorias de gestão, itens 7 a 51	38
Quadro 4 - Categorias de gestão do RTSGSS, itens 5 a 26.....	41
Quadro 5 - RTSGIP - Capítulos 2, com 17 (dezessete) práticas de gestão (PG).....	44
Quadro 6 - Matriz de correspondência dos principais requisitos obrigatórios, práticas de gestão e categorias dos regulamentos técnicos da ANP: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP.....	47
Quadro 7 - Principais países com maior número de certificações da norma ISO 9001 - Sistemas de Gestão da Qualidade (SGQ)	56
Quadro 8 - Seções e requisitos do SGQ para certificação da ABNT NBR ISO 9001:2015	58
Quadro 9 - Requisitos do SGA para certificação ABNT NBR ISO 14001:2015.....	66
Quadro 10 - Benefícios da implantação de um SGA.....	67
Quadro 11 - Seções e requisitos do SGS&ST para certificação ABNT NBR ISO 45001:2018	70
Quadro 12 - Benefícios da implantação de sistemas de gestão da segurança e saúde no trabalho (SGS&ST) da norma ISO 45001:2018.....	72
Quadro 13 - Procedimentos gerais e específicos obrigatórios e não obrigatórios para utilização na implantação de um SGI.....	79
Quadro 14 - Requisitos para integração dos sistemas de gestão	79
Quadro 15 - Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018).....	82
Quadro 16 - Principais benefícios e dificuldades do SGI, citados pelos autores das pesquisas nas indústrias de petróleo nacionais e internacionais	85
Quadro 17 - Quantidade de poços produtores operando, empregados próprios e contratados de operação e produção diária em barril de óleo equivalente (boe) dos campos produtores	119
Quadro 18 - Principais equipamentos por processos produtivos dos Campos produtores A, B, C, D e E, definidos no macrofluxo	120
Quadro 19 - Matriz de correspondência simplificada das seções 4 a 10 das normas da ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA.....	144
Quadro 20 - Matriz de correspondência das 7 (sete) seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, nas fases do ciclo PDCA.....	145
Quadro 21 - Quantidade de requisitos das normas ABNT NBR ISO de sistemas de gestão para integração.....	149

Quadro 22 - Matriz de correspondência das práticas de gestão e categorias de principais requisitos dos RT da ANP - RTSGSO:2007, RTSGSI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016	152
Quadro 23 - Quantidade de requisitos dos RT da ANP para integração ao SGI.....	156
Quadro 24 - Estrutura do guião de entrevista nas fases do ciclo PDCA, seções e principais requisitos de QMSOI&ST	163
Quadro 25 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase <i>Plan</i> (Planejar) do ciclo PDCA e seções 4; 5; 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI	201
Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase <i>Do</i> (Executar) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI.....	239
Quadro 27 - Principais indicadores de desempenho do SGI e RT da ANP dos campos produtores	250
Quadro 28 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase <i>Check</i> (Verificar) do ciclo PDCA e seção 9 das normas ABNT NBR ISO do SGI.....	255
Quadro 29 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase <i>Action</i> (Agir) do ciclo PDCA e seção 10 das normas ABNT NBR ISO do SGI.....	259
Quadro 30 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria A-GTC para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E	281
Quadro 31 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria B-FE Poços - ferramentas, EPI e veículos de operação para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	283
Quadro 32 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria C-PPI - Poços Produtores e Injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E	285
Quadro 33 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria A-GTC para a equipe de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	339
Quadro 34 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria B-FE para equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	341
Quadro 35 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria C-MTV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	343
Quadro 36 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria D-CLRP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	345
Quadro 37 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria E-VS de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	347
Quadro 38 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria F-VTO de estações dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	349
Quadro 39 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria G-TQA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	351
Quadro 40 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria H-BBB de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	353
Quadro 41 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria I-CGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	355
Quadro 42 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria J-OGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	357
Quadro 43 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria K-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	359

Quadro 44 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria L-CGV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	360
Quadro 45 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria M-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	362
Quadro 46 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria N-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	364

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Produção de petróleo e gás natural no Brasil, por concessionário em 2016	20
Tabela 2 - Produção de petróleo no Brasil, por localização (Terra e Mar, Pré-sal e Pós-sal), segundo Unidades da Federação 2007-2016	21
Tabela 3 - Número de poços produtores de petróleo e gás natural no Brasil, por localização (Terra e Mar), segundo Unidades da Federação, no período de 2007-2016	22
Tabela 4 - Dados sociodemográficos de participantes na pesquisa por campo, dos empregados próprios e contratados de operação de poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E	261
Tabela 5 - Resultados consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimentos para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E	263
Tabela 6 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	264
Tabela 7 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “A”	265
Tabela 8 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “B”	265
Tabela 9 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “C”	266
Tabela 10 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “D”	266
Tabela 11 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “E”	266
Tabela 12 - Resultados consolidados dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE sobre ferramentas, EPI e veículo de operação para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	268
Tabela 13 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	269
Tabela 14 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “A”	269

Tabela 15 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “B”	270
Tabela 16 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “C”	270
Tabela 17 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “D”	271
Tabela 18 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “E”	271
Tabela 19 - Resultados consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços dos campos produtores: A, B, C, D e E	273
Tabela 20 - Quantidade, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	274
Tabela 21 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “A”	274
Tabela 22 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “B”	275
Tabela 23 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “C”	275
Tabela 24 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “D”	275
Tabela 25 - QTD, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “E”	276
Tabela 26 - Quantidades, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas consolidadas dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços.....	278
Tabela 27 - Quantidades e valores percentuais comparativos das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> das categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços dos campos produtores: A, B, C, D e E	287
Tabela 28 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> da categoria A-GTC Poços para a equipe de poços	289
Tabela 29 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> da categoria B-FE Poços para a equipe de poços	290
Tabela 30 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> da categoria C-PPI Poços Produtores e Injetores	292

Tabela 31 - Quantidades de respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> das 3 (três) categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços Produtores e Injetores	294
Tabela 32 - Quantidades e valores percentuais comparativos do total de respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” <i>in loco</i> das categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços.....	295
Tabela 33 - Dados sociodemográficos dos participantes na pesquisa da equipe de estação de coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo dos campos produtores: A, B, C, D e E	297
Tabela 34 - Resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	300
Tabela 35 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC Estação para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D, e E.....	302
Tabela 36 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC das equipes de estação do campo produtor “A”..	302
Tabela 37 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “B”	303
Tabela 38 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “C”	303
Tabela 39 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “D”	303
Tabela 40 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “E”	304
Tabela 41 - Quantitativo, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	306
Tabela 42 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	307
Tabela 43 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “A”	307
Tabela 44 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “B”	308
Tabela 45 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “C”	308
Tabela 46 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “D”	308
Tabela 47 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “E”	309
Tabela 48 - Respostas das perguntas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-ETP sobre equipamentos e tanques de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	311
Tabela 49 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	312

Tabela 50 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “A”	312
Tabela 51 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “B”	313
Tabela 52 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “C”	313
Tabela 53 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “D”	313
Tabela 54 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “E”	314
Tabela 55 - Respostas das perguntas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ sobre dosagem e armazenamento de produto químico de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	316
Tabela 56 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	316
Tabela 57 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “A”	317
Tabela 58 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “B”	317
Tabela 59 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “C”	317
Tabela 60 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “D”	318
Tabela 61 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “E”	318
Tabela 62 - Respostas das perguntas dos questionários de percepção (Q) da categoria E-SE sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional de sistema elétrico de estação	320
Tabela 63 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	321
Tabela 64 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “A”	321
Tabela 65 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “B”	321
Tabela 66 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “C”	322
Tabela 67 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “D”	322
Tabela 68 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “E”	323
Tabela 69 - Respostas das perguntas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação de campos produtores: A, B, C, D e E	324
Tabela 70 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	325
Tabela 71 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “A”	325

Tabela 72 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “B”	326
Tabela 73 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “C”	326
Tabela 74 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “D”	326
Tabela 75 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “E”	327
Tabela 76 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipes de operação de estação.....	328
Tabela 77 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE das equipes de estação	329
Tabela 78 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	330
Tabela 79 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	331
Tabela 80 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E	332
Tabela 81 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E.....	333
Tabela 82 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação	335
Tabela 83 - Resultados das listas de verificação <i>in loco</i> das categorias A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV, M-SE e N-SFCI de estação	365
Tabela 84 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas de questionários (Q) de percepção e listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria A-GTC para equipes de operação de estação	367
Tabela 85 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria B-FE para as equipes de estação.....	368
Tabela 86 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria C-ETP Estação...	370
Tabela 87 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria D-DAPQ de estação	372
Tabela 88 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria E-SE de estação .	374
Tabela 89 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> da categoria F-SFCI de estação	375

Tabela 90 - Resultados comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> por categorias: A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação.....	377
Tabela 91 - Resultados com total das respostas de questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> em poços e estação nas categorias: A-GTC (Poços) e (Estação)	379
Tabela 92 - Resultados das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) <i>in loco</i> de poços e estação nas categorias: A-GTC (Poços) e (Estação) dos campos produtores.....	380
Tabela 93 - Resultados com Total das respostas de questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> de poços e estação na categoria B-FE (Poços) e (Estação)	381
Tabela 94 - Resultados das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) <i>in loco</i> de poços e estação nas categorias B-FE (Poços) e (Estação)	383
Tabela 95 - Resultados com total das respostas de questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) <i>in loco</i> de poços e estação na categoria C-PPI (Poços) e C-ETP (Estação)	384
Tabela 96 - Resultados das respostas de questionários de percepção “Q” e de listas de verificação “LV” <i>in loco</i> de poços e estação nas categorias: C-PPI (Poços) e ETP (Estação) dos campos produtores	386
Tabela 97 - Resultados totais das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) <i>in loco</i> de poços e estação nas categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI (Poços) e C-ETP (Estação).....	387
Tabela 98 - Resultados totais das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) <i>in loco</i> de poços e estação nas categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI (Poços) e C-ETP (Estação).....	389

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e B combustível
APR	Análise Preliminar de Risco
ASME	American Society of Mechanical Engineers (Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos)
ATSG	Academia Tecnológica de Sistemas de Gestão
BCP	Bombeio de Cavidades Progressivas
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso
BM	Bombeio Mecânico
BS	British Standards (Padrões Britânicos)
CF	Constituição Federal
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNUMAH	Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente Humano
CSB	Conjunto Solidário de Barreiras
DHSV	Downhole Safety Valve (Válvula de Segurança de Fundo de Poço/Subsuperfície)
DOU	Diário Oficial da União
DSO	Documentação de Segurança Operacional
DUM	Descrição da Unidade Marítima
DUT	Descrição da Unidade Terrestre
EC	Emenda Constitucional
E&P	Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural
FAP	Fator Acidentário de Prevenção
GL	Gás lift (Elevação de Gás)
HAZOP	Hazard and Operability Study (Estudo de Perigos e operabilidade)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ISO	International Standardization Organization
ISO/PC	Comitê Técnico de criação da norma ISO de S&ST
IT	Instrução de Trabalho
MC	Matriz de Correlação
MD	Measured Depth (Profundidade Medida)
MG	Manual de Gestão
MO	Manual Operacional
NBR	Norma Brasileira
NORMAM	Norma da Autoridade Marítima
OC	Organização Concessionária
OHSAS	Occupational Health and Safety Assessment Series (Série de Avaliação de Segurança e Saúde Ocupacional)

PAT	Programa Anual de Trabalho e Orçamento
PDCA	Plan; Do; Check e Action (Planear; Fazer; Verificar e Agir)
PE	Procedimento de Execução
PG	Prática de Gestão
PGI	Programa de Gerenciamento de Integridade para os Dutos
PIG	Equipamento Raspador de Parafina de Tubulação/Duto
PMO	Procedimento Mútuo de Operação
POP	Procedimento Operacional Padrão
PR	Protocolo de Responsabilidades
PRE	Plano de Resposta a Emergência
QMS&ST	Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho
QMSOI&ST	Qualidade, Meio Ambiente, Segurança Operacional, Integridade Estrutural das Instalações e Saúde no Trabalho
RAC	Reunião de Análise Crítica
RIC	Relatório de Informações do Concessionário
RTDT	Regulamento Técnico de Duto Terrestre
RTSGI	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações
RTSGIP	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços
RTSGSO	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional
RTSGSS	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Sistema Submarino
SAT	Seguro de Acidente do Trabalho
SG	Sistemas de Gestão
SGA	Sistemas de Gestão Ambiental
SGI	Sistemas de Gestão Integrados
SGI	Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações
SGIP	Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços
SGQ	Sistemas de Gestão da Qualidade
SGSO	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional
S&SO	Segurança e Saúde Ocupacional
SGSS	Sistema de Gerenciamento de Sistema Submarino
SGS&ST	Sistemas de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho
S&ST	Segurança e Saúde no Trabalho
SSSV	Subsurface Safety Valve (Válvula de Segurança de Subsuperfície)
TC-207	Comitê Técnico de Gestão Ambiental
TVD	True Vertical Depth (Profundidade Vertical)
UNE	Norma Espanhola de Sistemas de Gestão - Guia para Integração (SGI)

Se você quer transformar o mundo,
experimente primeiro promover o seu
perfeiçãoamento pessoal e realizar
inovações no seu próprio interior.

Dalai Lama

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Este primeiro capítulo apresenta a contextualização da investigação abordando os aspectos fundamentais dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) das normas ISO 9001:2015 (Sistema de Gestão da Qualidade); ISO 14001:2015 (Sistema de Gestão Ambiental), OHSAS 18001:2007 e ISO 45001:2018 (Sistema de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho); riscos da indústria do petróleo, com foco na cadeia produtiva da Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural; Regulamentos Técnicos dos Sistemas de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas (*offshore*) - RTSGSO; de Integridade Estrutural das Instalações Terrestre (*onshore*) - RTSGI; Dutos Terrestres (oleodutos e gasodutos) - RTDT; Sistema Submarino - RTSGSS; e de integridade de poços produtores e poços injetores - RTSGIP, definidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) do Brasil, com justificativa da relevância da investigação; definição do problema de pesquisa e das questões norteadoras; objetivo geral e objetivos específicos; e estrutura dos capítulos da tese.

Atualmente, para a busca de competitividade, conquista de novos mercados e sustentabilidade do negócio, as empresas produtoras de bens e/ou de serviços buscam realizar investimentos no processo de certificação nos Sistemas de Gestão Integrados (SGI), composta pelas normas certificáveis dos Sistemas de Gestão da Qualidade (SGQ) - ISO 9001:2015, Sistemas de Gestão Ambiental (SGA) - ISO 14001:2015 e Sistemas de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST) - ISO 45001:2018.

Segundo Fernandes *et al.* (2015) cada vez mais o mercado mundial está exigindo das empresas produtos e/ou serviços que atendam aos padrões de normas técnicas em qualidade, sustentabilidade social e proteção à integridade física e saúde dos funcionários, e nesse

sentido ao melhorar o sistema de gestão e atender aos requisitos dos sistemas de gestão integrados (SGI), das normas ISO na área da qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho, caracterizam-se como uma forma alternativa para cumprir essas exigências, visando a ampliação de maiores parcelas neste mercado.

Neste contexto, para Poltronieri, Gerolano e Carpinetti (2015) a ampliação do número de certificações nas normas ISO é devido ao seu caráter internacional e generalista, com aplicação inicial no setor de manufatura e posteriormente ampliado para o setor público, hospitais, transportes, automobilístico e outros. Ainda conforme o autor, um exemplo desse crescimento foi observado em 2003, quando havia no mundo 497.919 empresas certificadas na norma da qualidade ISO 9001, e na norma ambiental ISO 14001 tinha apenas 64.996, sendo que ao longo dos últimos anos foi evidenciado um crescimento nessas certificações, totalizado 1.129.446 empresas certificadas na norma ISO 9001, enquanto que na norma ISO 14001 totalizaram 301.647 em 2013.

Portanto, segundo Coelho (2010) quanto ao total de empresas certificadas na norma ISO 9001 agrupadas por continentes, a partir da análise dos dados da Organização Internacional para Padronização (ISO) coletados em 2006 foi observado maiores números de certificação concentrados nos continentes na seguinte ordem: Europa (405.235), Ásia (363.768), América do Norte (61.436) e América do Sul (28.341).

No ponto de vista de Bonato e Caten (2015), um Sistema de Gestão Integrado (SGI) é uma composição dos requisitos de três normas de certificações diferentes, estruturado a partir da norma da qualidade ISO 9001, a norma ambiental ISO 14001 e a norma da segurança e da saúde no trabalho OHSAS 18001, que podem ser implementados de forma integrados, pelo fato de serem concebidos a partir do modelo PDCA - *Plan, Do, Check, Action* (Planejar, Fazer, Verificar e Agir). Os autores ainda ressaltam que o atendimento as necessidades da organização, não implica em um processo formal de certificação, podendo este se limitar apenas a um processo de melhoria contínua dos processos, produtos e serviços.

Para Ferreira e Gerolano (2016), a ISO 9001 estabelece o Sistema de Gestão da Qualidade para certificação, com primeira versão publicada em 1987 e esta passou por mais quatro revisões, sendo em 1994, 2000, 2008 e 2015; depois foi publicada a ISO 14001 em 1996, que estabelece o Sistema de Gestão Ambiental (SGA), e posteriormente a norma OHSAS 18001, que estabelece o Sistema de Gestão da Segurança e da Saúde no Trabalho (SGS&ST), com publicação da primeira versão em 1999 (Ferreira e Gerolano, 2016). E normalmente a integração efetiva desses Sistemas de Gestão em um único SGI é desenvolvida a partir do Sistema de Gestão da Qualidade, conforme a norma ISO 9001 (De Cicco, 2018; Hezel, 2010).

Os requisitos definidos nas normas dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) tem como objetivo melhorar o desempenho da organização, com racionalização dos recursos, redução dos custos, acidentes e impactos ambientais, através do controlo dos processos, levantamento dos aspectos e/ou perigos e dos impactos e/ou danos, para o meio ambiente, segurança e saúde no trabalho, com definição de ações mitigadoras em procedimentos operacionais, treinamentos dos colaboradores, de maneira eficiente e eficaz, em organizações dos diversos tipos de atividades econômicas (Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2019).

1.2 Contextualização da investigação

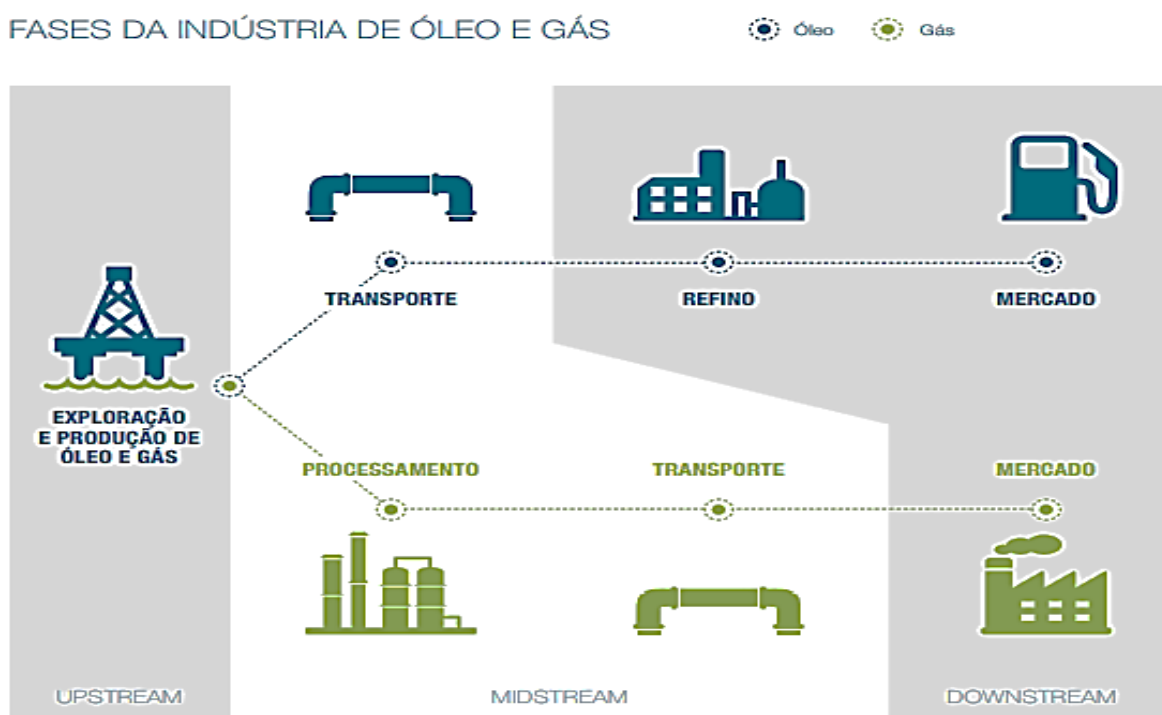
Na indústria do petróleo, os riscos de acidentes com danos a saúde dos colaboradores e ao patrimônio, as emissões atmosféricas e os riscos de possíveis vazamentos são inerentes às suas atividades. Os volumes de resíduos gerados desde as fases de exploração e produção são de grandes proporções, e o impacto ambiental de maior relevância é a geração de resíduo oleoso (borra oleosa), que pode colocar em risco a saúde das pessoas, bem como, alterar a qualidade da água e do solo, se não forem adequadamente gerenciados e tratados (Alves, 2003).

A preocupação ambiental na indústria do petróleo devido aos riscos dos fluídos produzidos serem potencialmente poluidores e os produtos derivados do petróleo também poluentes exigiram das organizações do setor de petróleo uma análise crítica dos métodos de trabalho

e da sua cultura gerencial, porque as atividades e tarefas dos processos produtivos apresentam riscos para as pessoas, meio ambiente, segurança das operações, perdas de produção e de materiais, onde falhas nestes processos são inadmissíveis, porque podem ocasionar impactos/danos catastróficos, requerendo assim das empresas que atuam na produção de petróleo e gás natural uma postura proativa, com práticas de sistema de gestão operacional, para a segurança das pessoas, proteção do meio ambiente e continuidade operacional (Hezel, 2014).

Segundo Queiroz (2017) na cadeia produtiva do petróleo e de gás natural o fluxo *upstream* representa as atividades de exploração e produção em campos produtores terrestres (*onshore*) e campos marítimos (*offshore*), e o fluxo *downstream* representa as atividades de escoamento, refino, transporte, distribuição e comercialização, até os consumidores finais. E as atividades de compra, venda, transporte e armazenamento de petróleo caracteriza o fluxo *midstream* (Ferreira Filho, 2016). Para este autor a cadeia produtiva do petróleo e do gás natural está estruturada em três fases: *upstream*, *midstream* e *downstream*, conforme Figura 1.

Figura 1 - Estrutura das três fases da cadeia produtiva da indústria de óleo e gás



Fonte: IBP (2015)

A cadeia de valor de produção de petróleo e de gás na fase do *upstream* caracteriza-se as atividades de exploração/extração e produção de petróleo das jazidas petrolíferas, a fase *midstream* representa o processamento e transporte do gás e o transporte do petróleo bruto, e a fase do *downstream* as atividades de distribuição dos derivados do petróleo e do gás para o mercado consumidor, com atividades e tarefas de alto risco, contudo de elevado retorno econômico (Souza, 2006). Para Oliveira (2007) as atividades de exploração e produção (*upstream*) se caracterizam pela descoberta de reservas de petróleo, através dos estudos, prospecção e perfuração de poços em terra (*onshore*) e em mar (*offshore*), e nas atividades de produção composta pela extração de reservas de petróleo, a partir do planejamento, desenvolvimento, análise e controle de produção, até a desativação das instalações.

As unidades operacionais de exploração e produção terrestre (*onshore*) no Brasil estão estruturadas com campos produtores de petróleo e gás, estes caracterizados de campos maduros, porque tem mais de trinta anos em operação, instalações antigas, atividades e tarefas que podem caracterizar risco de acidentes e de vazamentos de fluídos (óleo, água e gás), com riscos de impactos à segurança, saúde e/ou ao meio ambiente, assim como para requisitos de qualidade. Para Thomas (2001), os campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo tem uma baixa participação na produção de petróleo total no Brasil, em torno de 5%, ocupando uma extensa área territorial, estruturado por poços produtores de petróleo e gás, através dos métodos de elevação natural e artificial de petróleo.

Neste contexto, a partir da criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em 1997, com definição de regulamentos técnicos de sistemas de gerenciamento de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, dutos, poços produtores e poços injetores, crise econômica e na política no Brasil, a indústria do petróleo nacional está passando por uma grande transformação, com vendas de blocos do pré-sal, programas governamentais de privatizações, políticas de desinvestimentos, mudanças na legislação, elevada terceirização de atividades operacionais em empresas públicas e vendas de ativos dessas empresas, incluindo campos maduros terrestre (*onshore*) e marítimos (*offshore*).

Após a criação da ANP em 1997 foram elaborados e aprovados 5 (cinco) Regulamentos Técnicos (RT) aplicáveis nas atividades de Exploração e Produção no Brasil, sendo estes: o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança das Operações (RTSGSO) das Instalações Marítimas (*offshore*) aprovado em 2007. Em 2010 aprovado o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade (RTSGI) das Instalações Terrestres (*onshore*). Em 2011 aprovado o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT). Em 2015 aprovado o Regulamento Técnico de Sistema de Gerenciamento de Sistemas Submarinos (RTSGSS). E posteriormente, em 2016 aprovado o Regulamento Técnico do Sistema de Integridade de Poços (RTSGIP) das instalações terrestres (*onshore*) e marítimas (*offshore*), para garantir a segurança e saúde dos colaboradores, segurança das operações, integridade das instalações e proteção do meio ambiente.

A área de exploração e produção de petróleo e gás natural, quando comparado com os diversas atividades da indústria do petróleo, caracteriza-se como a de maior risco econômico, assim como para segurança, meio ambiente e saúde ocupacional, contudo é a de maior rentabilidade. Portanto, destaca-se pela importância e impacto econômico, por conta dos grandes investimentos associados às atividades, de perfuração e completação de poços produtores e de injeção de fluídos, com aquisição de materiais, tubulações, embarcações, máquinas e equipamentos.

Entretanto, o Brasil ganha destaque internacional com a exploração e produção de petróleo e gás natural em águas profundas e ultra profundas no pré-sal, para se tornar uma grande potência energética (Queiroz, 2017). E assim torna-se estratégico adotar as melhores práticas de gestão operacional, desde a fase da prospecção, desenvolvimento dos sistemas produtivos, operação e manutenção, para garantir a segurança operacional e a integridade estrutural das instalações dos processos produtivos, equipamentos, dutos terrestres (oleodutos e gasodutos), poços produtores e injetores, através do atendimento de requisitos dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) das normas ABNT NBR ISO e dos requisitos dos Regulamentos Técnicos dos Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional e de Integridade Estrutural das Instalações definidas pela ANP.

As empresas concessionárias e/ou prestadoras de serviços que atuam na indústria de exploração e produção de petróleo e de gás natural no Brasil estão sendo demandadas a buscar certificações nos Sistemas de Gestão Integrados (SGI), de forma voluntária ou por exigência contratual pelas empresas contratantes (concessionárias e/ou operadoras), quando prestadoras de serviços, e/ou atender aos requisitos dos regulamentos técnicos da ANP, de forma obrigatória, quando se trata de empresa concessionária e/ou operadora dos processos de exploração e produção de petróleo e gás natural, para garantir a integridade das instalações, dutos, poços e a segurança nas operações, tanto nas unidades operacionais terrestres (*onshore*), quanto as marítimas (*offshore*).

A exploração e produção de petróleo e gás natural é vista como uma fonte relevante de pesquisa, para identificar o processo planejamento, análise, avaliação, desdobramento de objetivos e metas, práticas de gestão operacional e controle de registros, para o devido atendimento de requisitos das normas ISO da ABNT NBR SGI de QMS&ST: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, e dos Regulamentos Técnicos da ANP (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP), para conhecer os fluxos da informação, desde a entrada (*input*) do processo, processamento, saída (*output*), a análise crítica e avaliação de indicadores de desempenho, com objetivo de alcançar a melhoria contínua dos processos, produtos e serviços dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

1.3 Justificativa da relevância da investigação

Portanto, justificou-se a relevância dessa investigação para as seguintes partes interessadas:

- **Meio acadêmico** - a partir da disponibilização e acesso aos conhecimentos sobre matrizes de correspondência, modelos de guião de entrevistas, questionários de percepção e de listas de verificação com práticas de gestão operacional, para realizar diagnósticos de segurança operacional e de integridade das instalações dos processos internos de exploração e produção de petróleo, estruturados com a integração e implementação dos requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP) e dos requisitos dos Sistemas de Gestão de normas ABNT NBR ISO do SGI de QMS&ST: NBR ISO 9001:2015; NBR ISO

14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, a partir dos resultados do estudo de casos múltiplos em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro;

- **Campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e gás natural** - no acesso e aplicação dos modelos de matrizes de correspondência de requisitos de normas certificáveis ABNT NBR ISO do SGI e dos regulamentos técnicos (RT) da ANP, acesso aos modelos de listas de verificação (LV) com práticas de gestão operacional de segurança operacional e de integridade das instalações, para realizar diagnósticos dos sistemas de gestão adotados, através dos modelos de boletins diário de operação (BDO); de listas de verificação de inspeção de segurança operacional e de integridade das instalações; matriz/*book* de treinamento com disciplinas de áreas de gestão e de técnicas, para melhoria da gestão e transferência de conhecimento, assim como conhecer os resultados da aplicação dos modelos em um estudo de casos múltiplos, para avaliar o nível de desempenho no atendimento aos requisitos das normas ISO e regulamentos técnicos, adotados no sistema de gestão global, para caracterizar a melhoria contínua, abrangência, minimizar acidentes, multas e outros tipos de impactos na imagem da organização;
- **Sociedade** - na disponibilização e acesso aos conhecimentos dos requisitos de normas ABNT NBR ISO do SGI de QMS&ST e dos regulamentos técnicos dos sistemas de gerenciamento definidos pela ANP, com matrizes de correspondência e modelos de listas de verificação de práticas de gestão operacional de segurança operacional e de integridade das instalações, e do desempenho em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro, que podem fazer abrangência e aplicação das mesmas em outras empresas concessionárias ou operadoras de campos produtores de petróleo e/ou prestadoras de serviços, já atuantes ou novas entrantes na indústria de petróleo brasileiro, para garantir a melhoria contínua nas áreas de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST);

- **Pesquisador** - técnico master de operação e professor, trabalhou por 39 (trinta e nove) anos na indústria do petróleo no Brasil até março de 2021, em instalações, processos, atividades e tarefas de alto risco na área de exploração e produção de petróleo e gás natural, desenvolveu atividades gerenciais, de supervisão da operação, e de práticas de gestão operacional de suporte técnico e controle da produção em campos produtores de petróleo e de gás natural, localizados na Bahia-Brasil, também atuou como professor e ministrou cursos técnicos em disciplinas da área de exploração e produção na Universidade Corporativa, auditor líder, auditor interno de segurança operacional e integridade estrutural das instalações, nas unidades operacionais de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra (*onshore*) e mar (*offshore*) no Brasil; e atualmente trabalhando como professor nos cursos de engenharia de produção e de administração de empresas. E neste contexto, uma oportunidade para ampliar os conhecimentos teóricos e práticos, e assim recomendar novas práticas de gestão operacional para melhorias nas áreas de gestão de transferência de conhecimento, segurança operacional e integridade das instalações, com a integração, aplicação de políticas, documentação, controle de registros, para o atendimento de requisitos dos regulamentos técnicos da ANP: RTSGSO, RTSGL, RTDT, RTSGSS e RTSGIP, e dos requisitos dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) das normas ABNT NBR ISO de QMS&ST: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 E ISO 45001:2018, como também para continuar aprofundando pesquisas e publicações.

1.4 Problema da investigação

O problema base da investigação baseia-se na seguinte questão norteadora: Como se caracterizam as práticas de gestão operacional em 5 (cinco) campos produtores terrestres (*onshore*) A, B, C, D e E de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro, para atender requisitos obrigatórios de gestão e transferência de conhecimento (GTC), de sistemas de gerenciamento de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, definidos nos regulamentos técnicos (RT) da ANP: RTSGSO, RTSGL, RTDT, RTSGSS e RTSGIP integrados com os requisitos voluntários dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO do SGI: NBR ISO 9001:2015 (SGQ), NBR ISO 14001:2015 (SGA) e NBR ISO

45001:2018 (SGS&ST), diante da elevada terceirização de atividades operacionais e da rotatividade de empregados próprios e contratados de operação de poços produtores, poços injetores e de estações dos campos produtores?

1.5 Objetivo geral e específicos da investigação

Desta forma, a partir do problema da investigação acima apresentado definimos como objetivo geral:

Elaborar um modelo de matriz de integração de requisitos voluntários de normas ABNT NBR ISO (*International Organization for Standardization*) dos sistemas de gestão integrados (SGI): ISO 9001:2015 (SGQ), ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST), com requisitos obrigatórios dos Regulamentos Técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da Agência Nacional do Petróleo (ANP), aplicáveis na Exploração e Produção (E&P), estruturados no ciclo PDCA e verificar as práticas de gestão operacional de campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro, para atender requisitos integrados de gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos, diante da elevada terceirização de atividades operacionais e da rotatividade de empregados próprios e contratados de operação na Exploração e Produção (E&P).

A partir do objetivo geral proposto para a pesquisa foram estruturados os objetivos específicos, que são os principais pilares do processo de investigação, conforme a seguir:

- Elaborar um modelo de matriz de integração de requisitos obrigatórios de regulamentos técnicos (RT) da ANP: RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP, com requisitos voluntários de normas ABNT NBR ISO do SGI: NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, estruturados nas fases do ciclo PDCA, nas 7 (sete) seções da norma NBR ISO 9001:2015 e nas 17 (dezessete) práticas de gestão do RTSGSO da ANP, com as principais práticas de gestão operacional;

- Testar o modelo de matriz de integração de requisitos normativos com as principais práticas de gestão operacional em 5 (cinco) campos produtores do Nordeste brasileiro, através da estruturação e aplicação de 3 (três) instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista com lideranças e *staffs*; questionários de percepção de empregados próprios e contratados de operação e de listas de verificação *in loco*, com observação direta na documentação técnica e procedimentos operacionais, nas instalações, nos processos produtivos e equipamentos de poços produtores de petróleo e de gás, poços injetores de fluídos e de estações de produção nas frentes operacionais;
- Verificar como o sistema de gestão global dos campos produtores atendem aos requisitos integrados com as práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos RT da ANP, estruturados nas fases do ciclo PDCA, para produzir petróleo, gás natural e água, injetar água produzida, gás e vapor, com qualidade, preservando o meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST);
- Identificar o nível de atendimento aos requisitos integrados com as práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos RT da ANP nos campos produtores, aplicados nas áreas de gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação, na disponibilidade e qualidade de ferramentas, EPI e veículo de operação, na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações de produção de poços produtores, poços injetores e de estações de grande porte;
- Analisar e comparar o nível de atendimento de requisitos integrados com as práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos RT da ANP aplicadas em poços produtores, poços injetores e estações por campo produtor, para constatar lacunas nas áreas de gestão e transferência de conhecimento, na disponibilidade e qualidade de ferramentas, EPI e veículo de operação, na segurança operacional dos empregados próprios e contratados de operação, instalações,

processos produtivos e equipamentos e de integridade estrutural das instalações de produção;

- Propor práticas de gestão operacional para melhoria contínua na capacitação e habilitação das equipes de operação, na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações de poços produtores, poços injetores, processos e equipamentos de estações de campos produtores de petróleo e de gás natural, para atender requisitos obrigatórios do RTSGSO, RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP da ANP integrados, e requisitos voluntários das normas ABNT NBR ISO do SGI: NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018 nas frentes operacionais.

A indústria do petróleo, através do processo de exploração e produção nos campos produtores de petróleo e de gás natural trazem na essência das suas atividades e tarefas críticas de operação, riscos de acidentes, danos à saúde e de geração de resíduos sólidos, líquidos e gasosos (subprodutos), que podem impactar as pessoas e o meio ambiente, com alteração da qualidade do solo, água e do ar, sendo necessária adotar práticas de gestão operacional que minimizem e/ou eliminem os mesmos, como requisitos decisivos na preservação da vida e elemento básico na busca da excelência ambiental e de sustentabilidade do negócio.

Neste contexto, considerando os riscos das atividades e tarefas críticas da exploração e produção de petróleo, as exigências legais dos órgãos reguladores e fiscalizadores, como da Agência Nacional do Petróleo (ANP), e as novas exigências de partes interessadas (*stakeholders*), surgem à obrigatoriedade recente das empresas atuantes nesta área de E&P, de incorporar na gestão global do negócio, as melhores práticas de qualidade, preservação do meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e da saúde no trabalho (QMSOI&ST), para minimizar os possíveis desvios e/ou falhas de sistemas, instalações, processos produtivos, equipamentos, produtos e serviços, e assim garantir uma mão de obra qualificada e a confiabilidade dos processos e equipamentos dos campos maduros produtores de petróleo e gás natural no Brasil (Mançú, 2013).

1.6 Contributos do trabalho

Este trabalho visa proporcionar um conjunto de contributos de práticas de gestão operacional para a melhoria contínua na transferência de conhecimento, segurança operacional e na integridade estrutural das instalações, conforme listadas a seguir:

- Ampliar e disponibilizar conhecimentos da indústria do petróleo na área de E&P, principais processos, equipamentos, atividades operacionais e conceitos, regulamentos técnicos com requisitos obrigatório da ANP (RTSGSO, RTSGL, RTDT, RTSGSS e RTSGIP), e requisitos voluntários de normas ABNT NBR ISO do SGI (ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018), aplicáveis nas atividades e tarefas de campos produtores;
- Proposta de um modelo de matriz de correspondência com requisitos integrados de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI de QMS&ST (ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018) e de regulamentos técnicos da ANP (RTSGSO, RTSGL, RTDT, RTSGSS e RTSGIP), estruturado para realização de diagnósticos periódicos, como auditorias internas nos sistemas de gerenciamento de segurança operacional, integridade estrutural das instalações de processos industriais e de gestão e transferência de conhecimento, em campos produtores;
- Modelo de guião de entrevista; questionários de percepção de empregados e listas de verificação *in loco*, para realização de diagnósticos periódicos em sistemas de gestão de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade e saúde no trabalho em campos produtores; e
- Propostas de práticas de gestão operacional para a melhoria contínua de processos de gestão e transferência de conhecimento; segurança operacional; e de integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos de operação de campos produtores de petróleo e de gás natural.

1.7 Estrutura dos capítulos da tese

Esta tese foi estruturada em 8 (oito) capítulos, para fins didáticos de exposição dessa abordagem, conforme a seguir:

- **Capítulo I - Introdução:** apresenta uma contextualiza do tema; a justificativa da relevância da investigação; o problema e as questões norteadoras; objetivos: geral e específicos; e a estrutura dos capítulos da tese.
- **Capítulo II - Revisão da literatura:** apresenta o contexto da indústria do petróleo com foco na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) no Brasil; na Agência Nacional do Petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP), nos Regulamentos Técnicos de Sistemas de Gerenciamento (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP) da ANP: conceitos e requisitos; e nos Sistemas de Gestão das normas da ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018: conceitos e requisitos.
- **Capítulo III - Metodologia da investigação:** define os métodos, tipos de pesquisa, abordagens, conceitos, protocolo de estudo de casos múltiplos, teste piloto dos instrumentos de coleta de dados, instrumentos de coleta de dados; técnicas de levantamento e de tratamentos dos dados.
- **Capítulo IV - Cenários dos campos produtores de petróleo e gás natural:** apresenta um breve histórico dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás, cenário da pesquisa, localização, características, principais processos e equipamentos com conceitos e principais atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.
- **Capítulo V - Modelo de Matriz de integração de requisitos de práticas de gestão operacional:** disponibiliza um modelo de matriz de correspondência de requisitos integrados das normas dos sistemas de gestão integrados (SGI): ISO 9001:2015; ISO

14001:2015 e ISO 45001:2018, aos requisitos de regulamentos técnicos (RT) de sistemas de gerenciamento da ANP, que foi utilizada na elaboração de instrumentos de coletas de dados, para teste de campo e realização de diagnósticos dos sistemas de gestão dos campos produtores.

- **Capítulo VI - Resultados das práticas de gestão operacional:** detalha os resultados do guião de entrevista aplicado às lideranças e *staffs*; resultados dos questionários de percepção aplicados aos empregados próprios e contratados responsáveis pela execução das práticas operacionais e análises dos resultados das listas de verificação *in loco* aplicadas nos processos produtivos com observação direta, para atender os requisitos de normas e regulamentos técnicos, definidos pelos campos produtores.
- **Capítulo VII - Análise crítica dos resultados:** análise dos resultados do guião de entrevista aplicado às lideranças e *staffs*; dos questionários de percepção aplicados aos empregados próprios e contratados responsáveis pela execução das práticas operacionais e das listas de verificação *in loco* aplicadas nos processos produtivos com observação direta, para atender os requisitos de normas e regulamentos técnicos, definidos pelos campos produtores.
- **Capítulo VIII - Conclusão e trabalho futuro:** apresenta as considerações finais e conclusões do trabalho em relação aos objetivos propostos, apresenta as principais contribuições de práticas de gestão operacional, as limitações da pesquisa, trabalhos futuros, recomendações, artigos publicados, participação em congressos, seminários e elaboração de relatórios de evolução de pesquisa da tese no período de 2018 a 2021.

CAPÍTULO II - REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Introdução

Este capítulo aborda os aspectos fundamentais da exploração e produção do petróleo e gás natural no Brasil, com o detalhamento dos principais processos produtivos, volumes de produção, unidades federativas produtoras, quantidades de poços perfurados por unidade federativa e principais acidentes da indústria do petróleo no período de 1972 a 2015. Apresenta também conceitos, principais requisitos e matrizes dos regulamentos técnicos dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional, de integridade estrutural das instalações, dutos terrestres, sistemas submarinos e de integridade de poço (RTSGSO, RTSGI; RTDT, RTSGSS e RTSGIP), da Agência Nacional de Petróleo (ANP) do Brasil. Contextualiza o sistema de gestão da qualidade (SGQ) - norma ABNT NBR ISO 9001:2015; o sistema de gestão ambiental (SGA) - norma ABNT NBR ISO 14001:2015; o sistema de segurança e da saúde no trabalho (SGS&ST) - norma ABNT NBR ISO 45001:2018, com os conceitos, principais requisitos e matrizes dos sistemas de gestão integradas (SGI).

2.2 Contextualização da Exploração e Produção de Petróleo (E&P) no Brasil

No Brasil, a história da exploração e petróleo (E&P) inicia-se com a assinatura do Decreto nº 2.266, em 1958, pelo Marquês de Olinda, que concedeu à José Bonifácio Pimentel o permissão de explorar mineral betuminoso para a produção de querosene, na província da Bahia, às margens do Rio Marau. Porém, as primeiras pesquisas com perspectiva de descobrir petróleo aconteceram em 1891, no estado de Alagoas, com o primeiro poço perfurado no município de Bofete, no estado de São Paulo, por Eugênio Ferreira Camargo, que produziu 0,5 m³ de óleo (Thomas, 2004).

Nos estados do Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, também foram perfurados mais 63 (sessenta e três) poços, sem sucesso, pelo Serviço de Geológico e Mineralógico do Brasil, criado em 1919. E em 1938, iniciou-se a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato na Bahia, sendo este o poço descobridor de petróleo no Brasil, em 21 de janeiro de 1939. Este poço com profundidade de 210 metros, baixa produção de petróleo, foi caracterizado como não comercial/antieconômico, mas os resultados contribuíram para o governo nacionalizar a área como petrolífera, para efeito de continuidade das atividades de exploração de petróleo no país, onde foram perfurados mais 80 poços, até o final de 1939, com resultados não comercial (Thomas, 2004).

Com a continuidade das atividades de exploração de petróleo no país, em agosto de 1941 foi descoberto o primeiro campo/jazida comercial de petróleo, no município de Candeias-BA (Thomas, 2004), através da perfuração de um poço com profundidade de 1.150 metros, o Candeias-1, que iniciou a produção de petróleo em escala comercial, a partir de 14 de dezembro de 1941. Também neste mesmo período foi descoberto gás natural, no campo de Aratu e descoberto petróleo no campo de Itaparica em 1942, ambos no estado da Bahia, sendo considerados junto com Lobato, os campos de petróleo pioneiros no país (Morais, 2013).

No governo de Getúlio Vargas foi instituído o monopólio estatal do petróleo e a criação da Petrobras S.A., pela Lei 2.004/53, datado de 03 de outubro de 1953, e iniciou-se as pesquisas do petróleo brasileiro (Thomas, 2004), sendo descoberto petróleo no campo de Dom João, na Baía de Todos-os-Santos (reentrância da costa litorânea brasileira), localizada no Estado da Bahia, sendo este o primeiro campo produtor de petróleo localizado no mar, perto da linha da praia (Morais, 2013).

A partir da criação da Petrobras, através da exploração e produção foi descoberto petróleo e gás natural, em diversos campos de petróleo terrestre (*onshore*) e marítimo (*offshore*), localizados nos diversos estados brasileiros, como: Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina, entre as décadas de 50 a 60, sendo que o campo de Guaricema, em Sergipe, foi a primeira descoberta de petróleo e gás natural no mar (*offshore*), sendo um marco relevante em setembro de 1968, e na década de 70, marcada pelas descobertas de petróleo e

gás natural, também no mar (*offshore*), no campo de Ubarama e no campo de Garoupa, na província petrolífera da Bacia de Campos-RJ (Thomas, 2004).

As décadas de 80 e 90 foram marcadas por importantes descobertas de petróleo e gás natural, nos campos de petróleo terrestre (*onshore*) de Mossoró, no Rio Grande do Norte e do Rio Urucu, no Amazonas, assim como pelas grandes descobertas dos campos gigantes marítimos (*offshore*), como: Marlim, Albacora, Roncador e Barracuda, em águas profundas da Bacia de Campos, RJ, e com estas descobertas a produção de petróleo no Brasil aumentou de 750 m³/dia na década de 1950, para 182.000 m³/dia no final da década de 90 (Thomas, 2004; Moraes, 2013).

No final da década de 90 foi caracterizado no Brasil reformas focadas no mercado e no modelo de atuação do estado, com flexibilidades econômicas e de políticas protecionistas, definição de agências reguladoras para diversas atividades. Neste contexto, a Lei 2.004/53, do monopólio do petróleo foi revogada pela Lei 9.478/97, datada de 06 de agosto de 1997, conhecida como a nova lei do petróleo, sancionada pelo Presidente Fernando Henrique Cardoso, extinguiu o monopólio estatal do petróleo, fazendo com que a Petrobras S. A. perdesse o monopólio da exploração, produção, refino e transporte de petróleo no Brasil (Queiroz, 2017).

A lei 9.478/97 instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP), definiu novos regulamentos para o setor, regime de concessão para contratação de novas empresas para exploração e produção de petróleo e gás natural em território brasileiro, sendo alterada pela Lei 12.351/10, datado de 22 de dezembro de 2010, logo após a descoberta das jazidas de petróleo e gás natural na camada do pré-sal, onde definiu o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas.

Ainda em 1998, após a extinção do monopólio estatal do petróleo iniciou-se as assinaturas dos contratos de concessão com a Petrobras, e a partir de 1999 começou as primeiras rodadas de licitações da ANP, para novas empresas exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, e assim pagar *royalties* e impostos ao governo municipal, estadual e

federal. Para Schiavi (2016) a área de exploração e produção de petróleo é um dos processos do macroprocesso da indústria do petróleo no Brasil, com maiores investimentos, maior geração de empregos, de demandas de recursos materiais, equipamentos, serviços e de inovação tecnológica.

Para descobrir e explorar petróleo no pré-sal, em 2004 foi selecionado o primeiro Bloco Exploratório BM-S-10, na área de Parati, na Bacia de Santos, para a perfuração de um poço, devido aos conhecimento e experiência acumuladas da estrutura da seção geológica acima da camada de sal. Em agosto de 2005, após oito meses do início das perfurações, a Petrobras S.A. comunicou a ANP a existência de indícios de hidrocarbonetos no poço. E em 2006 o poço atingiu uma profundidade total de 7.600 metros, não foi descoberto petróleo, apenas identificado gás condensado a uma profundidade de 6.800 metros, que sinalizou a existência de um sistema petrolífero ativo na área (Morais, 2013).

A partir dos resultados da existência de um sistema petrolífero na Bacia de Santos foi iniciada a perfuração de um novo poço, no novo Bloco Exploratório BM-S-11, na área de Tupi, em 24 de março de 2006, este com risco de abandono do projeto de explorar o pré-sal, caso não encontrasse petróleo nesta nova tentativa, devido aos altos custos das operações, sendo que em 11 de julho de 2006, a Petrobras S.A. comunicou a ANP ter encontrado indícios de petróleo de boa qualidade e de gás natural, com teste de produção realizado no mês de setembro de 2006, onde se confirmou a alta produtividade do poço e produção de petróleo com densidade de 28° API, em águas marítimas de 2.126 metros de profundidade (Morais, 2013).

Neste contexto, com os estudos das dimensões e características do reservatório de petróleo, descoberto na área de Tupi, na Bacia de Santos foram confirmados a extensão e o potencial do novo reservatório, e em nome do consórcio formado com a British Gás e Petrogal-Galp Energia, a Petrobras anunciou as estimativas de reserva recuperável supergigante entre 5 a 8 bilhões de barris equivalentes de petróleo, com anúncio oficial da perspectiva de descoberta de outros grandes volumes de petróleo, em outras áreas do pré-sal (Morais, 2013). Neste contexto, em 2016 a Petrobras manteve-se como o concessionário de maior produção de petróleo igual 81,5% e de gás natural igual 78,6%, na participação total, considerando a

produção total de petróleo e gás natural no Brasil, por concessionário. Na Tabela 1 consta a produção de petróleo, gás natural e condensado do Brasil por concessionário em 2016, sendo o maior produtor a Petrobras.

Tabela 1 - Produção de petróleo e gás natural no Brasil, por concessionário em 2016

OPERADOR	PETRÓLEO ¹ (BARRIS)	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (MIL M³)
TOTAL	918.731.017,2	37.890.450,3
Petrobras	862.285.843,9	35.592.654,1
Statoil Brasil O&G	22.869.939,9	32.050,5
Shell Brasil	18.484.289,1	203.081,8
Chevron Frade	8.210.312,8	93.732,2
Petro Rio	2.972.781,4	8.741,2
OGX	2.190.136,1	6.216,3
SHB	646.973,7	3.425,1
Gran Tierra	309.328,6	6.522,1
Petrosynergy	198.730,1	6.581,2
Partex Brasil	155.315,4	222,2
Nova Petróleo Rec	138.383,4	905,9
UP Petróleo	77.993,6	1.572,0
Petrogal Brasil	55.783,7	1.031,2
Recôncavo E&P	36.141,3	380,2
UTC EP	29.996,4	3.499,2
Santana	19.747,4	588,1
Alvopetro	15.068,2	169,6
Parnaíba Gás Natural	13.845,1	1.926.290,1
IPI	5.853,8	190,2
Vipetro	5.563,1	13,3
EPG Brasil	4.167,5	87,0
Central Resources	1.652,6	1,4
Egesa	1.637,0	2,6
Leros	740,5	1,2
Severo Villares	545,1	1,5
Panergy	129,2	2.489,7
Guto & Cacal	118,3	0,4

Fonte: ANP (2017)

¹inclui condensado.

Após as descobertas de petróleo em águas profundas na Bacia de Campos, através das atividades de exploração e produção no mar (*offshore*), o Brasil alcançou a auto-suficiência volumétrica de petróleo, em dezembro de 2006, e atualmente está extraíndo uma média de 2,5 milhões de barris por dia (ANP, 2017), suficiente para atender a demanda nacional, contudo continua importando petróleo leve, para misturar com o petróleo nacional que é do tipo pesado e denso, para melhorar no processamento nas refinarias brasileiras.

No período de 2007 a 2016, considerando a produção total de petróleo no Brasil, por localização, as Unidades da Federação de maiores produção foram: Rio de Janeiro igual a 70%, Espírito Santo 15% e São Paulo com 11%, ambos com localização no mar (*offshore*) e alcançaram as maiores produções de petróleo em 2016, em relação ao volume total produzido (ANP, 2017). Na Tabela 2 demonstra a produção de petróleo no Brasil, por localização (Terra e Mar, Pré-sal e Pós-sal), segundo Unidades da Federação, no período de 2007-2016.

Tabela 2 - Produção de petróleo no Brasil, por localização (Terra e Mar, Pré-sal e Pós-sal), segundo Unidades da Federação 2007-2016

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (MIL BARRIS)										16/15 %
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
BRASIL		638.017	663.274	711.881	749.952	768.469	754.407	738.713	822.928	889.666	918.731	3,27
Subtotal	Terra	69.893	66.337	65.464	65.973	66.441	66.046	63.893	61.577	58.368	54.688	-6,30
	Mar	568.124	596.937	646.417	683.980	702.028	688.361	674.820	761.351	831.298	864.043	3,94
Subtotal	Pré-sal	-	2.558	6.756	16.317	44.394	62.488	110.538	179.820	280.055	372.746	33,10
	Pós-sal	638.017	660.716	705.125	733.636	724.075	691.919	628.175	643.108	609.612	545.985	-10,44
Amazonas	Terra	12.276	11.657	12.351	13.029	12.683	12.283	11.270	10.222	9.601	8.561	-10,83
Maranhão	Terra	-	-	-	-	-	-	29	43	4	14	208,96
Ceará	Terra	668	699	761	674	567	457	413	446	533	567	6,29
	Mar	3.098	2.788	2.539	2.261	2.051	1.919	2.633	2.221	1.901	1.928	1,41
Rio Grande do Norte	Terra	19.676	19.208	18.295	17.868	18.595	18.966	19.116	18.347	18.247	18.176	-0,39
	Mar	3.141	3.124	3.012	2.914	2.808	2.785	2.708	2.615	2.594	2.257	-12,98
Alagoas	Terra	2.897	2.139	2.246	2.030	1.896	1.647	1.310	1.519	1.556	1.499	-3,66
	Mar	126	109	96	85	108	81	131	115	97	55	-43,51
Sergipe	Terra	12.889	12.371	12.583	12.020	11.745	11.547	10.627	10.133	9.171	8.187	-10,73
	Mar	2.732	4.823	3.515	3.063	3.586	3.200	3.620	4.839	2.992	2.715	-9,27
Bahia	Terra	15.525	15.156	14.642	15.550	15.776	15.712	15.777	15.632	14.190	12.994	-8,42
	Mar	134	284	338	343	247	307	385	356	240	281	17,15
Espírito Santo	Terra	5.962	5.108	4.587	4.801	5.179	5.435	5.350	5.235	5.066	4.690	-7,42
	Mar	36.197	37.132	31.371	75.232	110.688	107.666	108.034	128.739	136.581	139.490	2,13
Rio de Janeiro	Mar	520.921	547.347	605.212	594.803	568.556	561.481	532.036	563.232	596.924	614.713	2,98
São Paulo	Mar	396	302	333	5.278	13.984	10.921	25.274	59.235	89.968	102.605	14,05
Paraná	Mar	1.380	1.029	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: ANP (2017)

No período de 2007 a 2016, foram perfurados e completados para produção de petróleo e gás natural 8.527 poços no Brasil, localizados em terra (*onshore*) e mar (*offshore*), nas diversas Unidades da Federação, sendo as mais relevantes o Rio Grande do Norte com 47%, a Bahia 16% e Sergipe 19%, localizados em campos terrestres (*onshore*), que juntos representavam 82% do total de poços produtores de petróleo e gás natural e a Unidade Federativa de menor percentual foi igual 4,9%.

A Unidade Federativa do Rio de Janeiro, com campos marítimos (*offshore*), representava apenas 6% do total de poços, que em relação aos demais campos produtores de petróleo no mar, tem o maior quantitativo de poços produtores e a maior produção de petróleo, representando 70%, do volume total produzido no Brasil em 2016 (ANP, 2017).

Na Tabela 3 apresenta o quantitativo total de poços produtores de petróleo e gás natural, localizados em terra (*onshore*) e mar (*offshore*) e por Unidades da Federação do Brasil, no período de 2007-2016.

Tabela 3 - Número de poços produtores de petróleo e gás natural no Brasil, por localização (Terra e Mar), segundo Unidades da Federação, no período de 2007-2016

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	NÚMERO DE POÇOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL										16/15 %
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
BRASIL		8.396	8.539	8.560	8.955	9.044	9.018	8.994	9.104	8.892	8.527	-4,10
Subtotal	Terra	7.615	7.760	7.761	8.131	8.275	8.227	8.229	8.263	8.106	7.772	-4,12
	Mar	781	779	799	824	769	791	765	841	786	755	-3,94
Amazonas	Terra	53	60	63	55	56	66	69	64	64	64	-
Maranhão	Terra	-	-	-	-	-	1	13	16	24	39	62,50
Ceará	Terra	413	495	423	437	447	333	317	324	236	227	-3,81
	Mar	53	44	39	41	37	41	41	42	34	26	-23,53
Rio Grande do Norte	Terra	3.405	3.569	3.529	3.808	3.864	3.835	3.902	3.902	4.023	3.988	-0,87
	Mar	101	100	103	103	89	96	91	86	76	78	2,63
Alagoas	Terra	210	178	181	183	175	173	151	148	157	155	-1,27
	Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
Sergipe	Terra	1.449	1.441	1.577	1.679	1.716	1.820	1.822	1.813	1.711	1.632	-4,62
	Mar	69	73	70	70	61	62	54	55	35	29	-17,14
Bahia	Terra	1.779	1.735	1.734	1.684	1.722	1.681	1.640	1.659	1.544	1.372	-11,14
	Mar	8	8	10	9	9	8	14	10	13	6	-53,85
Espírito Santo	Terra	306	282	254	285	295	318	315	337	347	295	-14,99
	Mar	18	19	17	38	43	50	57	67	63	71	12,70
Rio de Janeiro	Mar	524	529	554	555	522	522	490	556	538	518	-3,72
São Paulo	Mar	5	4	5	7	7	11	17	24	26	26	-
Paraná	Mar	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

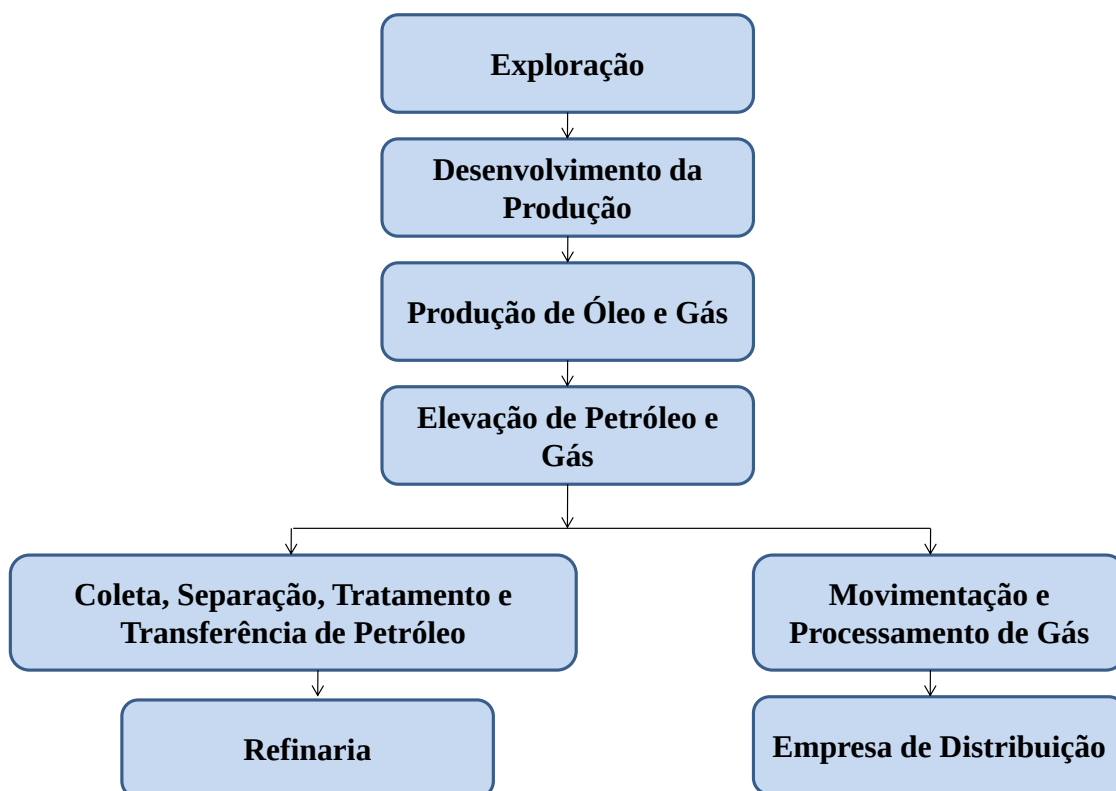
Fonte: ANP (2017)

2.2.1 Atividades de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e de Gás Natural

A exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (*upstream*) é uma das etapas da cadeia produtiva do setor petrolífero, com alto risco e de maior taxa de retorno sobre os investimentos (Souza, 2006; Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2021). As atividades exploratórias incluem a aquisição de dados através de pesquisas nas bacias sedimentares feitas tanto por concessionários, como empresas de aquisição de dados (EAD), instituições acadêmicas ou pela própria ANP. Esses dados podem ser sísmicos - adquiridos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas - ou não sísmicos, tais como os obtidos por métodos gravimétricos e magnetométricos (ANP, 2017).

Segundo Mançú (2018) o processo de exploração e produção, engloba as atividades de exploração, desenvolvimento da produção, a produção de petróleo e gás, através da elevação de petróleo e gás, coleta, separação, tratamento e transferência do petróleo para a refinaria, movimentação e processamento do gás, para empresa distribuidora, conforme Figura 2.

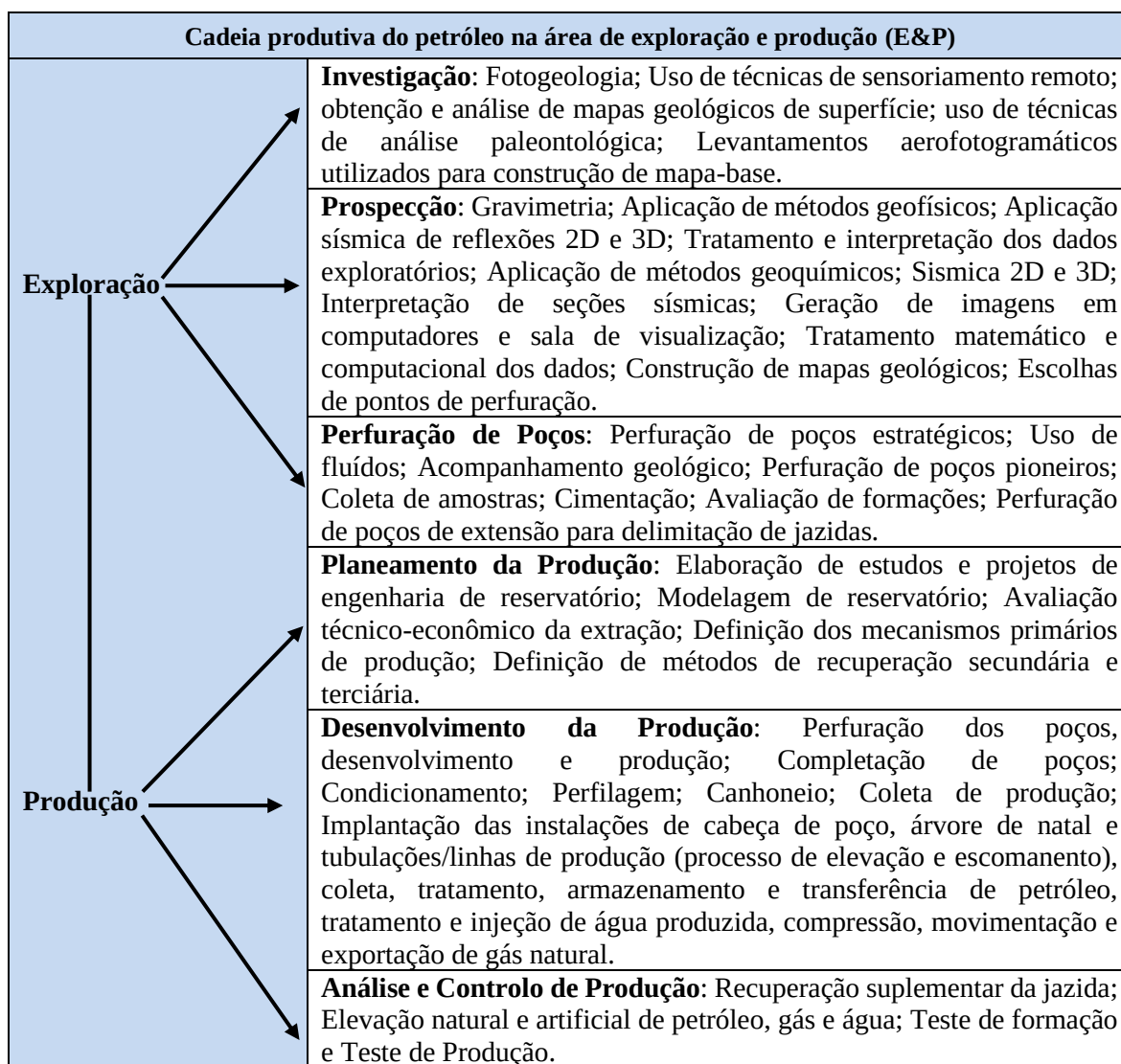
Figura 2 - Macrofluxo de um processo de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás



Fonte: Adaptado de Mançú, 2018.

Para Oliveira (2007) a exploração de petróleo e gás natural envolve as atividades de investigação, prospecção e perfuração de poço terrestre (*onshore*) e/ou marítimo (*offshore*), para descobertas jazidas/reservatório de petróleo. E a produção de petróleo e gás natural caracteriza-se pelas atividades de extração das reservas de petróleo, através dos processos de elevação, escoamento, coleta, tratamento, armazenamento e transferência do petróleo, tratamento e injeção de água, processamento e movimentação do gás (Mançú, 2018), a partir do planejamento de produção, desenvolvimento, análise e controle da produção, conforme Figura 3.

Figura 3 - Cadeia produtiva do petróleo na área de exploração e produção (E&P)



Fonte: Adaptado do Relatório Consolidado da Bain & Company e Tozzini Freire Advogados (2009).

As atividades e tarefas da cadeia produtiva de E&P para prospecção (escolha de pontos de perfuração), perfuração de poço, desenvolvimento da produção com a completção de poços através de sondas terrestres de perfuração e de produção de petróleo e de gás natural, a partir das instalações, processos e equipamentos de poços produtores e injetores para elevação, escoamento de petróleo por dutos/tubulações (oleodutos, gasodutos e adutoras), coleta de fluídos (óleo, gás e água), separação de óleo, gás e água, tratamento e armazenamento de petróleo, transferência de petróleo para a refinaria, compressão e movimentação de gás natural para as unidades de processamento de gás natural (UPGN) apresentam na sua essência riscos de incidentes (quase acidentes e acidentes), sendo obrigatório adotar salvaguardas de proteção, como: válvulas de segurança, tecnologias de automação com sistema de intertravamento, procedimentos operacionais e técnicos de operação capacitados, e também salvaguardas de mitigação, com a aplicação de padrões de respostas as emergências (PRE), com exercícios de simulados periodicamente, para evitar acidentes na Exploração e Produção (E&P) e na indústria do petróleo (Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2021).

2.2.2 Principais Acidentes na Indústria do Petróleo

Os processos, as atividades e tarefas de exploração e produção (E&P) de petróleo e de gás natural são de alto risco de acidente e de impacto para as pessoas, meio ambiente e imagem das organizações concessionárias e/ou operadoras de campos produtores de petróleo e gás natural, que podem caracterizar multas e inviabilizar os negócios (Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2021), e já com históricos de grandes acidentes na indústria do petróleo, como em refinarias e na E&P no mundo e no Brasil, sendo relevante desenvolver práticas de gestão operacional que melhorem continuamente a qualidade dos produtos e serviços, segurança operacional, a integridade estrutural das instalações, os processos e equipamentos, a preservação ambiental e a saúde no trabalho. Portanto, Moreira (2017) e Ornelas (2014) relacionaram alguns acidentes ocorridos na indústria do petróleo no período de 1972 a 2015:

- Em 1972 - Refinaria REDUC, Duque de Caxias, Petrópolis - vazamento e incêndio em válvula de esfera de GLP, com explosão e lançamento de fragmentos, 38 óbitos, incluindo brigadistas.

- Em 1982 - Refinaria REVAP, São José dos Campos - Vazamento de gás ácido, com ácido sulfídrico, em tubulação na área de tancagem, contaminação de tomada de ar para casas de controle, 10 mortos instantaneamente, inclusive 03 do socorro médico.
- Em 1984 - Plataforma Central de Enchova PCE-1, "Bacia de Campos" - Erupção de *blow-out* - golpe de bolsa de gás – num dos poços conectados à plataforma, operada pela empresa POZOS, com explosão, incêndio prolongado e evacuação do convés. Acidente com uma das embarcações de abandono, devido ao rompimento do cabo do truco com queda e mergulho da embarcação. 42 mortos, 207 sobreviventes. Em 1988 - Plataforma Central de Enchova PCE-1, "Bacia de Campos" - a plataforma sofreu outro *blow-out*, com explosão e fogo, sem mortos, com a fuga dos 250 trabalhadores pela passarela de ligação com o *floating hotel Safe Jasmínia*;
- Em 1988 - Plataforma Piper Alpha - Mar do Norte - Válvula de Alívio de Segurança (PSV) de equipamento fora de operação, com parafusos (estojos) de flange folgados e partida de bomba, caracterizou grande vazamento de gás natural e causou explosões e incêndios, com 167 mortes e 104 feridos.
- Em 1998 - Refinaria Gabriel Passos (Regap), Betim - Erros no projeto dos dutos não permitiram impedir que um vazamento de nafta atingisse um setor no qual um trabalhador realizava um serviço de solda.
- Em janeiro de 2000 - Rio de Janeiro, a Petrobras foi responsável pelo derramamento de mais de 1,3 milhão de litros de óleo na baía de Guanabara, devido rompimento de um duto da refinaria Duque de Caxias, na Baixada Fluminense.
- Em julho de 2000 - Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) em 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, devido rompimento do oleoduto Santa Catarina-Paraná ligado a refinaria REPAR.

- Em 2001 - duas explosões na plataforma P-36 culminariam com a morte de 11 petroleiros e cinco dias depois, o afundamento da maior plataforma submersível do mundo.
- Em 2010 - Plataforma Deepwater Horizon - Golfo do México, durante perfuração de poço aconteceu um grande vazamento de petróleo devido a perda de controle de poço, vindo a caracterizar incêndio e explosão, com 11 mortes e 22 feridos.
- Em 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.
- Em 2015 - FPSO Cidade de São Matheus - Espírito Santo - Navio-plataforma (FPSO) instalou tecnologia fora do padrão na casa de bombas durante a troca de linhas, com falhas técnicas, de procedimentos e de tomada de decisão, que fazia a transferência de fluídos com condensado entre tanques e apresentou vazamento de fluídos (óleo e gás) com explosões, caracterizando 9 mortes e 26 feridos.

Para evitar que novos acidentes aconteçam, as empresas precisam melhorar os seus sistemas de gestão, investindo recursos na gestão da qualidade de seus processos, produtos e serviços, na gestão ambiental, na gestão da segurança e saúde no trabalho e cumprir as resoluções e regulamentos técnicos definidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), órgão regulador e fiscalizador da indústria do petróleo no Brasil. Portanto, processos, atividades e tarefas de Exploração e Produção (E&P) devem ser gerenciados, acompanhados e monitorados utilizando como referência os requisitos dos regulamentos técnicos (RT) dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO), integridade estrutural das instalações

(RTSGI), oleodutos e gasodutos terrestres (RTDT), sistemas submarinos (RTSGSS) e de integridade de poços produtores e injetores (RTSGIP), definidos pela ANP (Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2020) e os requisitos das normas ISO dos sistemas de gestão de QMS&ST (ABNT NBR ISO 9001:2015; ABNT NBR ISO 14001:2015 e ABNT NBR ISO 45001:2018), com as melhores práticas aplicadas na indústria.

2.2.3 Resumo

Esta seção contextualiza a exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) e os principais processos que caracterizam os maiores investimentos na indústria do petróleo, com atividades e tarefas de grandes riscos para a segurança, impactos ao meio ambiente e a saúde ocupacional dos trabalhadores, e também podem contribuir negativamente para o custo de extração e/ou operacional e para a imagem da organização.

Discorre sobre os volumes de produção de petróleo e de gás natural por concessionária no Brasil, sendo as empresas Petrobras, *Statoil Brasil O&G* e Shell Brasil as maiores produtoras de petróleo e de gás natural, distribuídas por Unidades Federativas, com maiores volumes de produção os estados do Rio de Janeiro; Espírito Santo e São Paulo, e quanto às maiores quantidades de poços terrestres (*onshore*) produtores perfurados destacam-se os estados do Rio Grande do Norte; Sergipe e Bahia, e quanto aos poços marítimos (*offshore*) produtores perfurados destacam-se os estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Espírito Santo.

Apresenta também o macrofluxo de um processo e a cadeia produtiva de exploração e produção (E&P), com as atividades e métodos sequenciais para a produção de petróleo e gás natural em um campo/concessão produtor, assim como relacionam os principais acidentes na indústria do petróleo no período de 1972 a 2015. Portanto, a indústria do petróleo no Brasil tem como órgão regulador e fiscalizador a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2.3 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

A partir dos avanços nas políticas de privatização de empresas estatais no mercado brasileiro, nas reformas administrativas, econômicas e mudanças na legislação na década de 1990, com a quebra de monopólios nas áreas de energia, telecomunicações e a flexibilização do monopólio do petróleo, o Estado modificou a sua forma de atuação junto ao mercado, com a criação das agências reguladoras, para definir as portarias, resoluções e regulamentos técnicos, com as boas práticas de gestão e técnicas aplicadas no mercado, para as diversas áreas da economia.

As alterações na legislação na indústria do petróleo e gás natural no Brasil caracterizou-se com a aprovação da Emenda Constitucional (EC) nº 09 de 09 de novembro de 1995, que flexibilizou as atividades da indústria do petróleo, de monopólio da união, para execução por empresas estatais e empresas privadas, a partir das revisões do parágrafo 1º do artigo 177 da Constituição Federal (CF), que veio a permitir a execução das atividades relacionadas nos incisos I a IV desse artigo via contratação, antes desenvolvidas apenas pela Petrobras (Relatório Consolidado da Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009). O artigo 177 da CF relaciona as seguintes atividades da indústria do petróleo no inciso I a IV:

- Pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos;
- Refinação de petróleo;
- Importação e exportação de petróleo e derivados;
- Transporte marítimo e por dutos do petróleo bruto; e
- Concessão de qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural.

Para formalizar o processo de contratação de empresas estatais e privadas para atuar nas atividades da indústria do petróleo brasileiro, também ficou definido na EC nº 09/95 a necessidade de criação do órgão regulador do monopólio da União e de um Conselho com a finalidade de assessorar a Presidência da República, por uma lei específica.

Neste contexto, a Lei do Petróleo nº 9.478, foi publicada em 6/8/1997, que dispõe sobre a política energética nacional, o monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que veio a flexibilizar a forma de execução do monopólio da União, para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e colocando um fim no monopólio da Petrobras. Estas entidades governamentais são responsáveis pela formulação e execução de políticas relacionadas ou na regulação das atividades petrolíferas no Brasil (Relatório Consolidado da Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009).

Após o fim do monopólio da Petrobras e criação do CNPE em 1998, foram assinados diversos contratos de concessão com a Petrobras, com início das rodadas de licitações da ANP em 1999, cujo objetivo foi buscar novos investimentos de empresas nacionais e internacionais nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. As empresas (estatal ou privada) que assinar os contratos de Concessão com a ANP adquirem a licença de executar as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A ANP (2017, p. 217) apresenta os seguintes conceitos de concessão e concessionário:

- Concessão é um contrato administrativo mediante o qual a ANP outorga as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos, jurídicos e fiscais por ela estabelecidos, o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional.
- Concessionária é empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional.

A ANP tem como uma das principais atribuições a promoção de licitações para concessão de blocos de petróleo e gás natural, além das atividades de gestão, regulação, fiscalização dos contratos assinados com as empresas concessionárias e a União e definição de blocos para licitação, sendo que em 2005 a Lei nº 11.097 ampliou as atribuições da ANP, quanto à regulação, normatização e fiscalização das atividades de produção, estocagem, distribuição

e revenda do biodiesel, combustível de origem vegetal ou animal, para ser adicionado ao diesel.

No período de 1997 a 2007, após a criação do regime regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural desenvolvida pela ANP, as reservas provadas brasileiras de petróleo aumentaram de 7,1 bilhões de barris para 12,6 bilhões de barris, e nas reservas provadas de gás natural houve um acréscimo de 228 bilhões de m³ para 365 bilhões de m³ (Relatório Consolidado da Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009). Os aumentos nos volumes das reservas provadas de petróleo e gás natural foram alcançados devidos aos altos investimentos em tecnologias realizados pelas Organizações Concessionárias (OC) nacionais e internacionais, nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Neste contexto, a partir de 2008 já tinham 72 grupos econômicos nacionais e internacionais, sendo 36 grupos econômicos de origem brasileira, incluindo a Petrobras, e mais 36 grupos econômicos de outros 19 países, com maior relevância para: Angola, Canadá, Cingapura, Colômbia, Coreia do Sul, Estados Unidos, França, Holanda, Índia, Noruega, Portugal e Reino Unido, participando de pequenos e grandes investimentos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil (Relatório Consolidado da Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009).

Para fazer cumprir a legislação vigente junto as OC nacionais e internacionais a ANP atua na regulamentação, contratação e fiscalização das atividades relacionadas ao setor de petróleo, gás natural e biocombustível, implementando política energética nacional por meio da emissão de portarias, resoluções e regulamentos técnicos.

As resoluções e os regulamentos técnicos da ANP para os sistemas de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO), integridade estrutural das instalações (RTSGI), integridade de dutos terrestres (RTDT), gerenciamento de sistema submarino (RTSGSS) e gerenciamento de integridade de poço (RTSGIP) tem como objetivo estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação, visando à segurança operacional das instalações

marítimas e terrestres de perfuração e produção de petróleo e gás natural, a proteção da vida humana, do meio ambiente, à integridade dos ativos da União, de terceiros e do Operador do Contrato (ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2011; ANP, 2015 e ANP, 2016).

2.3.1 Resolução ANP nº 43/2007 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (RTSGSO)

O Regime de Segurança Operacional para as instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural foi instituído pela Resolução ANP nº 43/2007, aprovado em 06 de dezembro de 2007, publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 07 de dezembro de 2007 e ratificada em 10 de dezembro de 2007 e em 12 de dezembro de 2007. No Art. 1º da resolução foi instituído o Regime de Segurança Operacional. Neste contexto, esta resolução estabelece as responsabilidades dos concessionários e as atribuições da ANP, conforme Anexo B.

O Regulamento Técnico de Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (RTSGSO), das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, Anexo da Resolução ANP nº 43/2007, está estruturado em 04 (quatro) Capítulos, sendo no Capítulo 1 as disposições gerais, no Capítulo 2 as práticas de gestão (PG) sobre Liderança, Pessoal e Gestão, no Capítulo 3 sobre as práticas de gestão (PG) de instalações e tecnologias e no Capítulo 4 sobre as práticas de gestão (PG) de práticas operacionais.

O RTSGSO tem como objetivo estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), visando a segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de proteger a vida humana e o meio ambiente, através da adoção de 17 práticas de gestão (ANP, 2007, p. 1).

As instalações do E&P cobertas pelo Regulamento Técnico de Segurança Operacional estão definidas no tópico 3 do RT, conforme detalhadas no Anexo C. Já no tópico 5 do RT define a Documentação de Segurança Operacional (DSO) obrigatória, conforme o Anexo B, que

deve ser elaborada, enviada a ANP conforme prazos definidos no RT, atualizada, divulgada e disponível para consulta na organização.

O RTSGSO das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, aprovado no Art. 2º da Resolução ANP nº 43/2007, com 17 (dezesete) Práticas de Gestão (PG), distribuídos entre os Capítulos 2, 3 e 4 do RT, sendo no Capítulo 2 - Liderança, Pessoal e Gestão estruturado com 9 (nove) PG; no Capítulo 3 - Instalações e Tecnologia com 5 (cinco) PG, e no Capítulo 4 - Práticas Operacionais com 3 (três) PG e requisitos devem ser aplicadas pelas Organizações Concessionárias (OC), com atuação no Brasil (Canto, 2010). No Quadro 1 estão estruturadas as 17 Práticas de Gestão (PG) por capítulos do RTSGSO.

Quadro 1 - RTSGSO - Capítulos 2, 3 e 4, com 17 (dezesete) práticas de gestão (PG), requisitos e DSO

Capítulo 2 - Práticas de Gestão (PG) Relativas à Liderança, Pessoal e Gestão
Práticas de Gestão (PG)
PG nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
PG nº 2: Envolvimento do Pessoal
PG nº 3: Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal
PG nº 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos
PG nº 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas
PG nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
PG nº 7: Auditorias
PG nº 8: Gestão da Informação e da Documentação
PG nº 9: Investigação de Incidentes
Capítulo 3 - Práticas de Gestão (PG) relativas às instalações e tecnologias
Práticas de Gestão (PG)
PG nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação
PG nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional
PG nº 12: Identificação e Análise de Riscos
PG nº 13: Integridade Mecânica
PG nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências
Capítulo 4 - Práticas de Gestão (PG) relativas a práticas operacionais
Práticas de Gestão (PG)
PG nº 15: Procedimentos Operacionais
PG nº 16: Gerenciamento de Mudanças
PG nº 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais

Fonte: Estruturado pelo autor a partir dos requisitos do RTSGSO (ANP, 2007, p. 14 a 30).

As organizações concessionárias (OC) dos campos produtores de petróleo e de gás natural devem estruturar a Documentação de Segurança Operacional (DSO) para apresentar a ANP,

sendo estes: Matriz de Correlação (MC); Descrição da Unidade Marítima (DUM); e Relatório de Informações do Concessionário (RIC), devendo ser divulgado com toda força de trabalho e deixar disponível na instalação para consulta imediata quando necessário. Com a implementação dos requisitos das 17 (dezessete) Práticas de Gestão (PG) definidas no RTSGSO e com requisitos detalhados por PG nos capítulos 2, 3 e 4, e após a implementação na gestão global das OC, estas buscam garantir a segurança operacional e a integridade estrutural das instalações marítimas (*offshore*) de perfuração e produção de petróleo e gás natural (Canto, 2010).

No entanto, com a aprovação do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade (RTSGI) das Instalações terrestres (*onshore*) de produção de petróleo e gás natural, pela ANP em 2010, as OC podem fazer a correlação dos requisitos do RTSGSO e do RTSGI, com o sistema de gestão global de segurança, saúde e meio ambiente da organização, para possibilitar o processo de implementação dos requisitos, e assim garantir a integridade das instalações e a segurança das operações.

2.3.2 Resolução da ANP nº 2/2010 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações (RTSGI)

A Resolução da ANP nº 2 foi aprovada em 14 de janeiro de 2010 e publicada no Diário Oficial da União (DOU) em 18 de janeiro de 2010, com a definição do Regime de Segurança Operacional para as instalações de Campo Terrestre (*onshore*) de produção de petróleo e gás natural.

O Regime de Segurança Operacional de Campo Terrestre foi instituído no Art. 1º, da Resolução da ANP nº 2/2010, e nos parágrafos § 2º, § 3º e § 4º do Art. 1º da Resolução definem as responsabilidades e atribuições do concessionário e as instalações de campos terrestres de produção cobertas pelo Regime de Segurança Operacional. E no Art. 2º da Resolução foi aprovado o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI), conforme Anexo C.

No RTSGI a Organização Concessionária de um campo produtor terrestre (*onshore*) de petróleo e gás natural deve garantir a Integridade Estrutural das Instalações e a Segurança Operacional, a partir do projeto, instalação, operação e manutenção dos equipamentos estáticos, das tubulações e dos equipamentos dinâmicos, através das melhores práticas da indústria do petróleo, dos regulamentos, normas aplicáveis e ações de melhoria contínua, para garantir a eficácia das atividades e tarefas sob sua responsabilidade (ANP, 2010). Neste contexto, o RTSGI está estruturado em 03 (três) Capítulos, sendo no Capítulo 1 a descrição das disposições gerais, conceitos, abrangência, referências normativas e legais (Anexo E); no Capítulo 2 trata da organização e segurança operacional; e no Capítulo 3 sobre a garantia da integridade estrutural das instalações.

Nos Capítulos 2 e 3 do RT estão estruturados os requisitos necessários para a implementação e operação do RTSGI, sendo o Capítulo 2 estruturado com os requisitos para a Organização e Segurança Operacional, e o Capítulo 3 estruturado com os requisitos para a Garantia da Integridade Estrutural das Instalações, que devem ser aplicadas pelas Organizações Concessionárias (OC), que atuam no Brasil, para atender ao objetivo deste regulamento, e assim garantir a segurança operacional e integridade das instalações terrestres (*onshore*) de produção de petróleo e gás natural, conforme estruturado no Quadro 2 a seguir.

Quadro 2 - RTSGI - Capítulos 2 e 3, com 13 (treze) categorias de gestão e itens 6 à 18

Capítulo 2 - Organização e Segurança Operacional: 05 (cinco) Categorias de Gestão, Itens 6 à 10
6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento
7. Informação e Documentação
8. Identificação e Análise de Riscos
9. Plano de Emergência
10. Documentação de Segurança Operacional (DSO)
Capítulo 3 - Garantia da Integridade Estrutural das Instalações: 08 (oito) Categorias de Gestão, Itens 11 a 18
11. Garantia da Integridade Estrutural das Instalações
12. Projeto da Instalação
13. Construção e Montagem da Instalação
14. Elementos Críticos de Segurança Operacional
15. Inspeção de Equipamentos e Tubulações
16. Manutenção de Equipamentos e Tubulações
17. Operação e Processo
18. Desativação da Instalação

Fonte: Estruturado pelo autor a partir dos requisitos do RTSGI (ANP, 2010, p. 12 a 40).

No RTSGI constam 13 (treze) Categorias de Gestão, estruturadas no Capítulo 2 com 5 (cinco) categorias (6, 7, 8, 9 e 10), com foco na organização e segurança operacional, e no Capítulo 3 com 8 (oito) categorias (11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18) do RT, relacionadas a integridade estrutural das instalações terrestres (*onshore*), quando implementados pelas OC garantem a organização, segurança operacional e a integridade estrutural das instalações terrestres (*onshore*) de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil, para a segurança e saúde das pessoas, preservação da vida, do meio ambiente e da imagem da organização.

2.3.3 Resolução da ANP nº 6/2011 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Dutos Terrestres (RTDT)

A Resolução da ANP nº 6 foi aprovada em 03 de fevereiro de 2011 e publicada no Diário Oficial da União (DOU) em 07 de fevereiro de 2011, com a definição do Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT, parte integrante desta Resolução, relativos aos oleodutos e gasodutos autorizados ou concedidos a operar pela ANP, aprovado no Art. 1º, da Resolução. Portanto, esta resolução também estabelece nos parágrafos e artigos definições, responsabilidades dos concessionários e as atribuições da ANP, conforme (Anexo D).

Neste contexto, o RTDT visa proteger o público em geral, força de trabalho, as instalações e o meio ambiente, através da definição de requisitos essenciais e de padrões de segurança operacional para os Dutos Terrestres (Oleodutos e Gasodutos), sendo que para os novos dutos e/ou ampliações dos dutos já existentes, deve-se aplicar os requisitos desde a fase de projeto, na construção, na montagem, na operação, na inspeção, na manutenção da integridade estrutural, na resposta a emergências e na sua desativação, e para os dutos já existentes em operação, deve-se aplicar os requisitos na operação, na inspeção, na manutenção da integridade física, na resposta a emergências e na sua desativação (ANP, 2011).

No RTDT consta no tópico 2 a obrigatoriedade do concessionário desenvolver um Protocolo de Responsabilidade (PR) de operação e de preservação da integridade das instalações, entre

empresas, que operam o mesmo duto ou sistema de dutos (Oleodutos e/ou Gasodutos), com responsabilidade de transportador ou de recebedor dos produtos transportados, assim como deve ser formalizado um Procedimento Mútuo de Operação (PMO), com o objetivo de definir as responsabilidades de operação e de preservação da integridade das instalações, elaborados por representantes formalmente indicados pelas empresas envolvidas na operação e ser aprovado por seus gerentes operacionais (ANP, 2011).

No Capítulo 1 do RTDT apresenta definições no tópico 4, referências normativas e legais no tópico 5 definidas nos itens 5.1 e 5.2, assim como as Portarias e Resoluções estão listadas no item 5.3 e no tópico 6, conforme Anexo D. No item 6.1 apresenta como abrangência do RTDT o projeto, a construção, a montagem, a operação, a inspeção, a manutenção, o gerenciamento da integridade e a desativação de Dutos Terrestres e seus trechos submersos (Oleodutos e Gasodutos), para conhecimento e atendimento aos propósitos do Regulamento Técnico.

Os oleodutos e gasodutos interligam as instalações das áreas de concessão de produção terrestre e marítimo, refinarias, plantas de processamento de gás, tratamento de óleo, liquefação de gás, regaseificação, bases de distribuição, consumidores de derivados, pontos de entrega de petróleo e gás natural, instalações de superfície e unidade industrial de petroquímica ou química, conforme limites definidos nos itens 6.1.1 e 6.1.11 (Anexo D):

O RTDT deve ser implementado pelas Organizações Concessionárias (OC) que atuam no Brasil, através do atendimento aos requisitos definidos em 9 (nove) Capítulos II a X, para a segurança operacional dos Dutos Terrestres (Oleodutos e Gasodutos), conforme a seguir:

- Capítulo II - Projeto, Materiais, Requisitos Dimensionais e Avaliação de Risco;
- Capítulo III - Construção, Montagem e Comissionamento;
- Capítulo IV - Operação, Inspeção, Manutenção, Registro Histórico do Duto, Sistema de Gerenciamento de Mudanças e Sinalização da Faixa de Dutos;
- Capítulo V - Conscientização Pública e Prevenção de Danos Causados por Terceiros;
- Capítulo VI - Controle da Corrosão do duto;

- Capítulo VII - Organização e Qualificação de Pessoal;
- Capítulo VIII - Gerenciamento da Integridade;
- Capítulo IX - Plano de Resposta a Emergência; e
- Capítulo X - Desativação Temporária ou Permanente.

Os requisitos do RTDT tem por objetivo garantir a Integridade e Segurança Operacional dos Dutos Terrestres (Oleodutos e Gasodutos), durante todo o ciclo de vida. E para atender estes objetivos do regulamento, as OC devem cumprir todos os seus itens e subitens do RTDT, conforme estruturado no Quadro 3.

Quadro 3 - RTDT - Capítulos II a X, com 44 (quarenta e quatro) categorias de gestão, itens 7 a 51

Capítulo II - Projeto, Materiais, Requisitos Dimensionais e Avaliação de Risco - (03 três) Categorias de Gestão, Itens 7 a 9
7 Escopo
8 Documentação do Projeto
9 Avaliação de Risco
Capítulo III - Construção, Montagem e Comissionamento - (04 quatro) Categorias de Gestão, Itens 10 a 13
10 Escopo
11 Construção e Montagem
12 Documentos “Como Construído”
13 Comissionamento
Capítulo IV - Operação, Inspeção, Manutenção, Histórico do Duto, Sistema de Gestão de Mudanças e Sinalização da Faixa de Dutos - (07 sete) Categorias de Gestão, Itens 14 a 20
14 Escopo
15 Operação
16 Inspeção
17 Manutenção
18 Registro do Histórico do Duto
19 Sistema de Gerenciamento de Mudanças
20 Sinalização das Faixas de Dutos
Capítulo V - Conscientização Pública e Prevenção de Danos Causados por Terceiros, Itens 21 A 23
21 Escopo
22 Conscientização Pública
23 Prevenção de Danos Causados por Terceiros
Capítulo VI - Controle da Corrosão - (06 seis) Categorias de Gestão, Itens 24 a 27
24 Escopo
25 Controle da Corrosão
26 Controle da Corrosão Externa
27 Controle da Corrosão Interna

Continua

Cont. Quadro 3 - RTDT - Capítulos II a X, com 44 (quarenta e quatro) categorias de gestão, itens 7 a 51

Capítulo VII - Organização e Qualificação de Pessoal - (07 sete) Categorias de Gestão, Itens 28 a 36
28 Controlo da Corrosão Atmosférica
29 Prazos
30 Escopo
31 Estrutura Organizacional
32 Disponibilização e Planeamento de Recursos
33 Envolvimento de Pessoal
34 Identificação de Tarefas Críticas
35 Treinamento para Qualificação
36 Contratadas
Capítulo VIII - Gerenciamento da Integridade - (03 três) Categorias de Gestão, Itens 37 a 39
37 Escopo
38 Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI)
39 Processos Básicos do PGI
Capítulo IX - Plano de Resposta a Emergência - (09 nove) Categorias de Gestão, Itens 40 a 48
40 Escopo
41 Identificação das Emergências
42 Plano de Resposta a Emergência
43 Oleodutos
44 Gasodutos
45 Gestão dos Recursos de Resposta
46 Comunicação do Incidente
47 Investigação do Incidente
48 Gerenciamento do Plano de Resposta a Emergência
Capítulo X - Desativação Temporária ou Permanente - (03 três) Categorias de Gestão, Itens 49 a 51
49 Escopo
50 Desativação Temporária
51 Desativação Permanente

Fonte: Estruturado pelo autor a partir dos requisitos do RTDT (ANP, 2011, p. 22 a 57).

No RTDT os requisitos estão distribuídos em 9 (nove) capítulos (II a X) e 44 categorias de gestão (7 a 51), sendo observado no capítulo II a IV preocupações com o projeto, avaliação de riscos, construção, montagem, comissionamento, operação, inspeção, manutenção, sinalização e gestão de mudança; nos capítulos V a VIII conscientização pública, prevenção de dados, controlo de corrosão, organização e qualificação de pessoal e gerenciamento da integridade de duto; e nos capítulos IX e X definições sobre plano de resposta a emergência e desativação temporária ou permanente do duto.

Com a implementação dos requisitos do RTSGSO as OC buscam garantir a segurança operacional das instalações marítimas (*offshore*) de perfuração e produção de petróleo e gás

natural (ANP, 2007). Já os requisitos do RTSGI as OC visam alcançar a segurança operacional das instalações terrestres (*onshore*) de produção de petróleo e gás natural, a integridade mecânica dos equipamentos e a operação segura das Instalações (ANP, 2010). Entretanto, no RTDT as OC tem foco a segurança operacional e integridade dos dutos terrestres (Oleodutos e Gasodutos), proteção das pessoas e do meio ambiente (ANP, 2011) e o gerenciamento da Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos estão definidos nos requisitos do Regulamento Técnico do SGSS da ANP.

2.3.4 Resolução da ANP nº 41/2015 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Sistemas Submarinos - RTSGSS.

Na Resolução nº 41, de 09 de outubro de 2015, publicado no Diário Oficial da União - DOU, de 13 de outubro de 2015, no seu Artigo 1º e parágrafo único estabelece as seguintes definições:

- I - Dutos: designação genérica de instalação para movimentação de fluídos, que inclui dutos de escoamento, transferência e transporte, linhas de produção, linhas de serviço e umbilicais;
- II - Dutos e Sistemas Submarinos Existentes: aqueles que, na data de publicação desta resolução, (i) estejam em operação, (ii) tenham sido autorizados ou concedidos para construção ou operação, (iii) tenham sido desativados temporariamente ou permanentemente ou estejam em manutenção; e
- III - Dutos e Sistemas Submarinos Novos: todos aqueles que não se enquadram na definição de Existentes.

No Artigo 2º da Resolução foi aprovado o Regulamento Técnico, que definiu o Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (RTSGSS), caracterizado pela estrutura regulatória estabelecida pela ANP, com foco na garantia da segurança operacional, nas responsabilidades dos detentores de direitos de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural ou titulares de Autorização, onde ambas devem dispor de um Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos.

No RTSGSS apresenta-se no tópico 2 do Regulamento Técnico as definições dos principais termos utilizados e no tópico 3 e item 3.1 do RT constam as abrangências composta pelos seguintes subsistemas:

- a) Sistema de Coleta da Produção *offshore*, incluindo os testes de longa duração;
- b) Sistema de Escoamento da Produção *offshore*;
- c) Trechos submarinos de dutos portuários de terminais, de refinarias e de bases de distribuição;
- d) Sistema de recebimento, expedição e transferência de fluídos *offshore*;
- e) Trechos submersos de dutos terrestres cujo projeto, fabricação, instalação e operação estejam sujeitos às normas próprias de dutos submarinos;
- f) Umbilicais; e
- g) Unidades de processamento submarino.

As aplicações das categorias de gestão do RTSGSS, conforme Quadro 4 e requisitos tem por objetivo o gerenciamento da segurança operacional dos Sistemas Submarinos por ser fator essencial para a confiabilidade do abastecimento de petróleo, derivados e gás natural no mercado nacional, assim como para a prevenção ou mitigação de possíveis acidentes que possam causar danos às pessoas, às instalações/processos e ao meio ambiente, através da conscientização dos colaboradores, com padronização dos métodos, integridade mecânica dos equipamentos e trabalho em equipe, para executar uma operação segura, isenta de incidentes (ANP, 2015).

Quadro 4 - Categorias de gestão do RTSGSS, itens 5 a 26

Categorias de gestão do RTSGSS, Itens 5 a 14
5. Protocolo de Responsabilidades
6. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
7. Envolvimento da Força de Trabalho
8. Qualificação, Treinamento e Desempenho da Força de Trabalho
9. Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos
10. Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas
11. Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
12. Auditoria Interna
13. Gestão da Informação e da Documentação
14. Investigação de Incidentes

Continua

Cont. Quadro 4 - Categorias de gestão do RTSGSS, itens 5 a 26

Categorias de gestão do RTSGSS, itens 15 a 26
15. Elementos Críticos de Segurança Operacional
16. Análise de Riscos
17. Gestão de Mudanças
18. Planejamento e Gerenciamento de Emergências
19. Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais
20. Projeto
21. Fabricação e Instalação
22. Operação
23. Gerenciamento da Integridade
24. Reutilização
25. Extensão de Vida Útil
26. Descomissionamento e Desativação

Fonte: Estruturado pelo autor a partir dos requisitos do RTSGSS (ANP, 2015, p. 8 a 35).

No RTSGSS os requisitos obrigatórios estão distribuídos em 22 (vinte e duas) categorias de gestão (5 a 26), sendo observado preocupações desde a elaboração de um protocolo de responsabilidades (PR) entre gerências, cultura da segurança, qualificação, treinamentos, ambiente de trabalho, fatores humanos, contratação de empresas, gestão de mudança de pessoas, procedimentos e tecnologias, investigação de incidentes, avaliação de riscos, durante todo o ciclo de vida das instalações, desde o projeto, na construção, montagem, comissionamento, operação, inspeção e descomissionamento e desativação temporária ou permanente dos sistemas submarinos.

Para a integridade e segurança operacional de poço produtor de petróleo, de gás natural e injetor de fluídos a ANP publicou o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poço (ANP, 2016). Neste contexto, o RTSGIP define requisitos com foco na integridade e segurança do poço, na proteção da vida humana e do meio ambiente (ANP, 2016), que deve ser correlacionado com os requisitos do RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e com o sistema de gestão global de segurança, saúde e meio ambiente da organização, para de forma integrada garantir a integridade das instalações de todas as fases dos processos produtivos de exploração e produção de petróleo e gás natural, em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*).

2.3.5 Resolução da ANP nº 46/2016 e Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poço (RTSGIP)

A partir da Resolução da ANP nº 46 de 01 de novembro de 2016, publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 03 de novembro de 2016 e ratificado no DOU de 07 de novembro de 2016 foi aprovado o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural, que está representada pela estrutura regulatória estabelecida pela ANP, para garantir a integridade dos poços, mediante a definição de responsabilidades das empresas concessionárias de exploração e produção de petróleo e gás natural e ao estabelecer requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para perfuração, completção, avaliação, intervenção, produção e abandono de poços de petróleo e gás natural (ANP, 2016).

No Art. 1º, parágrafo § 2º da Resolução da ANP nº 46 (2016, p. 2) define que no Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços, as empresas concessionárias de exploração e produção de petróleo e gás natural tem como responsabilidades:

- I - Dispor de um sistema de gestão que atenda ao estabelecido no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) instituído pela ANP;
- II - Manter atualizados os dados de poços conforme critérios estabelecidos pela ANP; e
- III - Prover o acesso irrestrito dos agentes de fiscalização da ANP à área sujeita a contrato de outorga dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, às instalações e às operações em curso, inclusive onde não houver serviços públicos disponíveis, fornecendo transporte, alimentação, alojamento e demais serviços necessários ao cumprimento do estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 e incisos VII e IX do art. 8º da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997.

A Resolução da ANP nº 46/2016, no Art. 2º aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), estruturado em dois Capítulos, sendo no Capítulo 1 apresentado as disposições gerais, em seis tópicos, e no Capítulo 2 do RT apresenta as 17 (dezessete) Práticas de Gestão de aplicação obrigatória pelas Organizações Concessionárias (OC).

No Capítulo 1 do RT trata das disposições gerais onde apresenta no item 1 o seguinte objetivo do regulamento: “*estabelecer os requisitos e diretrizes para a implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) de forma a proteger a vida humana e o meio ambiente, à integridade dos ativos da União, de terceiros e do Operador do Contrato*” (ANP, 2016, p. 3), através da aplicação das melhores práticas nas atividades e tarefas de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, durante todo o ciclo de vida do poço produtor e/ou injetor, para garantir a segurança nas operações. Ainda no Capítulo 1 apresenta nas disposições gerais, definições de termos aplicados, no tópico 3 define a lista de siglas, no tópico 4 a abrangência, no tópico 5 as exceções e no tópico 6 exclusões (Anexo E).

Quanto á abrangência o Regulamento Técnico (RTSGIP) se aplica aos poços produtores e injetores terrestres (*onshore*) e aos poços produtores e injetores marítimos (*offshore*), relacionados às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. Neste contexto, para garantir a integridade dos poços produtores e injetores, proteger a vida humana e o meio ambiente, as empresas concessionárias devem aplicar as 17 (dezesete) Práticas de Gestão (PG) do RTSGIP, conforme Quadro 5.

Quadro 5 - RTSGIP - Capítulos 2, com 17 (dezesete) práticas de gestão (PG)

Capítulo 2: 17 (dezesete) práticas de gestão (PG)
PG nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
PG nº 2: Envolvimento da Força de Trabalho
PG nº 3: Gestão de Competências
PG nº 4: Fatores Humanos
PG nº 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas
PG nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
PG nº 7: Auditorias
PG nº 8: Gestão da Informação e da Documentação
PG nº 9: Incidentes
PG nº 10: Etapas do Ciclo de Vida do Poço
PG nº 11: Elementos Críticos de Integridade de Poço
PG nº 12: Análise de Risco
PG nº 13: Integridade do Poço
PG nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço
PG nº 15: Procedimentos
PG nº 16: Gestão de Mudanças
PG nº 17: Preservação Ambiental

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos requisitos do RTSGIP (ANP, 2016, p. 5 a 21).

No RTSGIP os requisitos obrigatórios estão estruturados no capítulo 2 distribuídos em 17 (dezessete) PG, com estrutura de PG similar ao RTSGSO, sendo observado maiores relevâncias na cultura da segurança, envolvimento das pessoas, gestão de competências, fatores humanos, gestão de contratos de empresas, auditorias, indicadores de desempenho e melhoria contínua, gestão de mudança de pessoas, procedimentos e tecnologias, investigação de incidentes, avaliação de riscos, elementos críticos e preservação ambiental, em todas as etapas do ciclo de vida dos poços, verificando a integridade do poço, procedimentos operacionais, planejamento e gerenciamento de emergências de controle de poço produtores e injetores.

Para estruturar um sistema de gestão global de segurança, saúde e do meio ambiente torna-se relevante integrar os requisitos das práticas obrigatórias nestas áreas, definidas nos Regulamentos Técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e no RTSGIP da ANP, para facilitar à sistemática de implementação desses requisitos em todas as fases dos processos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, e assim garantir à integridade das instalações, segurança operacional, a preservação da vida humana e do meio ambiente, a partir dos poços produtores e injetores até os processos de separação bifásica ou trifásica, coleta, tratamento, armazenamento e transferência do petróleo, processo de injeção de água, gás e/ou vapor, e do processamento e movimentação do gás natural (Gouveia, Mançú e Cordeiro, 2019).

2.3.6 Matriz de correspondência dos requisitos dos Regulamentos Técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da ANP.

A ANP (2007) define a obrigatoriedade das Organizações Concessionárias (OC) estruturar e documentar uma Matriz de Correlação (MC) das 17 (dezessete) Práticas de Gestão do RTSGSO nas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural marítima (*offshore*), em relação aos padrões do sistema de gestão global das OC dos campos produtores, com objetivo de garantir o atendimento dos requisitos desse regulamento técnico.

Para simplificar, implementar e atender aos requisitos de regulamentos técnicos (RT) da ANP foi elaborado uma matriz de correspondência dos principais requisitos de cada RT e desenvolvido uma matriz de integração de requisitos com as práticas de gestão e categorias dos RT, com o propósito de integração com os requisitos das normas ISO do SGI de QMS&ST: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

Entretanto, para englobar a cadeia de valor com todas as fases dos processos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em terra (*onshore*) e mar (*offshore*) e sistematizar as Práticas de Gestão dos Regulamentos Técnicos da ANP, que caracterizam a segurança da operação, a integridade estrutural das instalações, a proteção da vida humana e do meio ambiente, tanto nas atividades em terra (*onshore*) quanto nas atividades em mar (*offshore*), torna-se relevante estruturar uma matriz de integração, utilizando como referência as 17 (dezessete) Práticas de Gestão do RTSGSO para as instalações marítimas (ANP, 2007), conforme Quadro 6, com as categorias e práticas de gestão dos demais Regulamentos Técnicos da ANP aplicado no E&P, demonstrado a seguir:

- RTSGI - estruturado com as 13 (treze) Práticas de Gestão, para instalações terrestres, com requisitos obrigatórios, que visam à segurança operacional nas instalações marítimas (ANP, 2010);
- RTDT - composto por 09 (nove) Capítulos de requisitos obrigatórios, para aplicação desde a fase de projeto, desenvolvimento, operação e desativação do duto terrestre, com foco na segurança operacional (ANP, 2011);
- RTSGSS - contem 21 (vinte e uma) Categorias de requisitos obrigatórios, que focam a Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos, desde a fase de projeto, desenvolvimento, operação, reutilização e desativação do duto marítimo (ANP, 2015);
- RTSGIP - apresenta 17 (dezessete) Práticas de Gestão do RTSGIP com requisitos obrigatórios, para a segurança operacional dos poços terrestres (*onshore*) e marítimos

(offshore) produtores e injetores (ANP, 2016), através da estruturação de uma Matriz de Correspondência dos requisitos dos regulamentos da ANP.

Quadro 6 - Matriz de correspondência dos principais requisitos obrigatórios, práticas de gestão e categorias dos regulamentos técnicos da ANP: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP

Resolução ANP nº 43/2007	Resolução ANP nº 02/2010	Resolução ANP nº 06/2011	Resolução ANP nº 41/2015	Resolução ANP nº 46/2016
Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (RTSGSO), das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural.	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (RTSGI) Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural.	Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural.	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (RTSGSS).	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade das Instalações de Poço (RTSGIP) Terrestres e Marítimo de Produção de Petróleo e Gás Natural.
Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
1. Objetivo	1. Introdução; 2. Objetivo	1. Introdução; 3. Escopo	1. Introdução	1. Introdução
2. Definições	3. Definições	4. Definições	2. Definições	2. Definições 3. Lista de Siglas
3. Abrangência	4. Abrangência	6. Abrangência	3. Abrangência	4. Abrangência
4. Estrutura das Práticas de Gestão (PG)				
5. Documentação de Segurança Operacional (DSO)	10. Documentação de Segurança Operacional (DSO)		4. Cadastro de Sistemas Submarinos	
	5. Referências Normativas e Legais	5. Referências Normativas e Legais		
		2. Protocolo de Responsabilidades	5. Protocolo de Responsabilidades	
Prática de Gestão - PG 1. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	31. Estrutura Organizacional 32. Disponibilização e Planeamento de Recursos	6. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	Prática de Gestão - PG 1. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
PG 2. Envolvimento do Pessoal	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	33. Envolvimento do Pessoal	7. Envolvimento da Força de Trabalho	PG 2. Envolvimento da Força de Trabalho
PG 3. Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	34. Identificação de Tarefas Críticas 35. Treinamento Para Qualificação	8. Qualificação, Treinamento e Desempenho da Força de Trabalho	PG 3. Gestão de Competências

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 6 - Matriz de correspondência dos principais requisitos obrigatórios, práticas de gestão e categorias dos regulamentos técnicos da ANP: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP

Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
PG 4. Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos			9. Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	PG 4. Fatores Humanos
PG 5. Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	36. Contratadas	10. Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas	PG 5. Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas
PG 6. Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho			11. Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho	PG 6. Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
PG 7. Auditorias			12. Auditoria Interna	PG 7. Auditorias
PG 8. Gestão da Informação e da Documentação	7. Informação e Documentação		13. Gestão da Informação e da Documentação	PG 8. Gestão da Informação e da Documentação
PG 9. Investigação de Incidentes	9. Plano de Emergência		14. Investigação de Incidentes	PG 9. Incidentes
PG 10. Projeto, Construção, Instalação e Desativação	12. Projeto da Instalação 13. Construção e Montagem da Instalação 18. Desativação da Instalação	8. Documentação do Projeto 11. Construção e Montagem 12. Documento “Como Construído” 13. Comissionamento 50. Desativação Temporária 51. Desativação Permanente	20. Projeto 21. Fabricação e Instalação 24. Reutilização 25. Extensão da vida útil 26. Descomissionamento e Desativação	PG 10. Etapas do Ciclo de Vida do Poço
PG 11. Elementos Críticos de Segurança Operacional	14. Elementos Críticos de Segurança Operacional	15. Operação	15. Elementos Críticos de Segurança Operacional	PG 11. Elementos Críticos de Integridade de Poço
PG 12. Identificação e Análise de Risco	8. Identificação e Análise de Riscos	9. Avaliação de Risco	16. Análise de Riscos	PG 12. Análise de Riscos

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 6 - Matriz de correspondência dos principais requisitos obrigatórios, práticas de gestão e categorias dos regulamentos técnicos da ANP: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP

Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
PG 13. Integridade Mecânica	15. Inspeção de Equipamentos e Tubulações 16. Manutenção de Equipamentos e Tubulações	16. Inspeção 17. Manutenção 25. Controle da Corrosão 26. Controle da Corrosão Externa 27. Controle da Corrosão Interna 28. Controle da Corrosão Atmosférica 29. Prazos 38. Programa de Gerenciamento da Integridade	23. Gerenciamento da Integridade	PG 13. Integridade do Poço
PG 14. Planeamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	9. Plano de Emergência	41. Identificação das Emergências 42. Plano de Resposta A Emergência 43. Oleodutos 44. Gasodutos 45. Gestão dos Recursos de Resposta 46. Comunicação do Incidente 47. Investigação do Incidente 48. Gerenciamento do Plano de Resposta a Emergência	18. Planeamento e Gerenciamento de Emergências	PG 14. Planeamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço
PG 15. Procedimentos Operacionais	17. Operação e Processo	15. Operação	22. Operação	PG 15. Procedimentos
PG 16. Gerenciamento de Mudanças	17. Operação e Processo	19. Sistema de Gerenciamento de Mudanças	17. Gestão de Mudanças	PG 16. Gestão de Mudanças
PG 17. Práticas de Trabalho Seguro e Procedimento de Controle em Atividades Especiais	17. Operação e Processo	15. Operação	19. Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais	PG 17. Preservação Ambiental
		18. Registro do Histórico do Duto 20. Sinalização das Faixas de Dutos 22. Conscientização Pública 23. Prevenção de Danos Causados por Terceiros 39. Processos Básicos do PGI		

Fonte: Adaptado de ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2011; ANP, 2015 e ANP, 2016; Gouveia, Mançú e Cordeiro, 2019)

A Matriz de Correspondência apresenta de forma estruturada principais requisitos/práticas de gestão definidos pela ANP, para aplicação obrigatória pelas Organizações Concessionárias (OC) dos campos terrestres (*onshore*) e marítimo (*offshore*), produtores de petróleo e gás natural do Brasil, de forma documentada e alinhada com o sistema de gestão global de segurança, meio ambiental e saúde (SMS) das OC, nos processos internos de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural.

Os requisitos obrigatórios definidos na matriz de correspondência podem ser estruturados e definidos em Procedimento de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) do tipo Manual de Gestão (MG) ou Manual de Operação (MO), com referências a outros padrões e definição das boas práticas de gestão operacional, para comunicação interna, treinamento e atendimento à requisitos definidos em Regulamentos Técnicos da ANP e nos Sistemas de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho (QMS&ST), como também, na elaboração das Listas de Verificação de Auditoria Interna periódica nos processos da organização, para realizar diagnósticos, identificar as evidências objetivas de conformidades com os requisitos do RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da ANP, desenvolver planos de ação, para corrigir os desvios identificados e garantir a melhoria contínua dos processos internos em QMSOI&ST.

Para Melo *et al.* (2002) a humanidade depende da padronização para a sua sobrevivência e torna-se difícil nos dias atuais viver sem padronizar os processos, atividades e tarefas na produção dos bens e dos serviços, porque após o treinamento dos usuários nos procedimentos, para aplicação na rotina do dia a dia, este reduz a variabilidade dos processos, elimina falhas e o desperdícios de recursos, define uma sequência lógica na execução das atividades e tarefas, em processos repetitivos os resultados são previsíveis e a qualidade é garantida, proporciona e mantém os conhecimentos adquiridos através das análises críticas e revisões dos procedimentos operacionais/execução e aumenta a produtividade nas organizações.

Na ABNT NBR ISO 9000, (2015, p. 18) define procedimento como “*uma forma especificada de executar uma atividade ou um processo*”. Para a norma dos Sistemas de

Gestão da Qualidade ABNT NBR ISO 9001:2015, os procedimentos de uma organização podem ser documentados ou não.

Contudo, para Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017), não há uma regra geral quanto a procedimento documentado, mas recomenda a organização elaborá-los para a execução das atividades e tarefas de processos críticos e que envolve um maior número de pessoas, e este pode ser estruturado por meio de texto, fluxogramas, tabelas ou outra solução com aplicação de imagens/fotos das diversas fases e partes dos equipamentos, com textos explicativos e o passo a passo de execução das tarefas, e no anexo disponibiliza-se um instrumento de coleta de dados, podendo ser em meio físico, eletrônico ou em software de processo, que facilite o treinamento dos usuários, para atender aos requisitos das normas ABNT NBR ISO de QMS&ST.

2.3.7 Resumo

Nesta seção foi observado que a legislação na indústria do petróleo e gás natural brasileira passou por diversas revisões, com a aprovação da Emenda Constitucional (EC) nº 09 em novembro de 1995, que flexibilizou as atividades da indústria do petróleo e o monopólio da união, antes executada apenas pela Petrobras, para ser executada também por empresas privadas.

As revisões no artigo 177 da Constituição Federal (CF) em 1995, permitiu a execução das atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural, refinação de petróleo, importação e exportação de petróleo e derivados, transporte marítimo e por dutos, concessão na exploração de jazidas de petróleo e gás natural, via contratação com empresa estatal e privada.

Após a EC nº 09/1995, foi criada a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), como órgão regulador da indústria do petróleo no Brasil, através da Lei nº 9.478/97, com objetivo de definir portarias, resoluções, regulamentos técnicos, fazer

a gestão, regulação e fiscalização de contratos assinados com as empresas concessionárias e a União.

Já em 2008 tinham 72 grupos econômicos nacionais e internacionais concessionários atuando na exploração e produção de petróleo e gás natural brasileiro, sendo 36 grupos econômicos de origem brasileira, incluindo a Petrobras, e mais 36 grupos econômicos de outros 19 países.

As primeiras resoluções e regulamentos técnicos da ANP, com boas práticas de gestão e de técnicas adotadas no mercado brasileiro e internacional, para ser aplicado nos diversos processos e atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural pelas organizações concessionárias (OC), nos campos produtores de petróleo e gás natural marítimo (*offshore*) e terrestre (*onshore*) foram estruturadas com foco na segurança operacional, na integridade das instalações dos processos internos, de dutos e de integridade das instalações de poços produtores de petróleo e gás natural e injetores de água, gás e vapor, com o objetivo de garantir a segurança, a proteção da vida e do meio ambiente.

Os principais regulamentos técnicos com práticas de gestão e requisitos obrigatórios definidos pela ANP publicados, no período de 2007 a 2016 na área de exploração e produção de petróleo e gás natural foram:

- RTSGSO:2007 - estruturado com 17 (dezessete) práticas de gestão, na área de liderança, pessoal, gestão, instalações, tecnologia e práticas operacionais, para serem implementadas pelas OC nos campos de produção de petróleo e gás natural, com objetivo de garantir a segurança operacional e integridade das atividades de exploração e produção de campo marítimo (*offshore*);
- RTSGI:2010 - estruturado com 13 (treze) categorias de Gestão, com foco na segurança operacional e na integridade das instalações, para ser aplicado pelas OC nas atividades de exploração e produção de campo terrestre (*onshore*);

- RTDT:2011 - estruturado com 44 (quarenta e quatro) categorias, com foco na segurança operacional e na integridade dos dutos (oleodutos e gasodutos) terrestre, desde o projeto construção, operação, inspeção, manutenção até o descomissionamento;
- RTSGSS:2015 - estruturado com 21 (vinte e um) categorias, com foco na segurança operacional e na integridade de Sistemas Submarinos, desde o projeto construção, operação, inspeção, manutenção até o descomissionamento;
- RTSGIP:2016 - estruturado em 17 (dezesete) práticas de gestão (PG), com requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para perfuração, completação, avaliação, intervenção, produção e abandono de poços terrestre produtores de petróleo e gás natural e poços injetores de água, gás e vapor. As práticas de gestão (PG) de RT de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações definidas pela ANP apresentam requisitos comuns para uma possível integração aos requisitos dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO.

2.4 Normas ABNT NBR ISO de Sistemas de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho (QMS&ST)

A norma ABNT NBR ISO 9000:2015 (p. 15 e 19) Sistemas de Gestão da Qualidade (SGQ) de fundamentos e vocabulário define sistema, gestão e sistemas de gestão, conforme a seguir:

- Sistema - é um conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos;
- Gestão - são atividades controladas para dirigir e controlar uma organização; e
- Sistema de Gestão - é um conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos de uma organização para estabelecer políticas, objetivos e processos para alcançar estes objetivos.

Portanto, com um Sistema de Gestão a organização busca alcançar os melhores resultados, em conformidade com as normas e melhores práticas do mercado, através do atendimento das suas políticas de gestão, objetivos, metas e programas específicos.

Segundo Cerqueira (2006), para garantir a eficácia de um Sistema de Gestão a organização necessita identificar, estratificar e analisar criticamente os requisitos essenciais, para o pleno atendimento e deve estruturar todas as informações necessárias, de forma organizada, para atingir os requisitos declarados e não declarados de todas as partes interessadas.

Neste contexto, um Sistema de Gestão pode abordar uma única disciplina ou várias disciplinas, como: gestão da qualidade, gestão financeira, gestão ambiental e/ou gestão da segurança e da saúde, e os seus elementos estabelecem a estrutura, papéis e responsabilidades, planejamento, operação, políticas, práticas, regras, crenças, objetivos da organização e processos para alcançar esses objetivos, de modo contínuo e eficiente (ABNT NBR ISO 9000:2015). E o sistema de gestão mais aplicado pelas organizações e conhecido no mercado mundial é o da norma ISO 9001 (Genaro, 2014; Moraes, 2010; Cerqueira, 2006).

Entretanto, as normas ABNT NBR ISO de Sistemas de Gestão de QSMS atuais para certificação são compostas pela norma ABNT NBR ISO 9001:2015 (Sistema de Gestão da Qualidade), norma ABNT ISO 14001:2015 (Sistema de Gestão Ambiental) e norma Britânica OHSAS 18001:2007 (Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional), substituída pela norma ISO 45001:2018 (Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho), revisadas recentemente, sendo as normas NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001 em 2015 e a norma ISO 45001 publicada em 2018.

2.4.1 Norma ABNT NBR ISO 9001:2015 Sistema de Gestão da Qualidade - Requisitos

A ISO (*International Standardization Organization*) é uma organização não governamental, criada em 1946, com participação de 25 países membros, encontro realizado na cidade de Londres-Inglaterra, inclusive o Brasil, representado pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). A normalização brasileira (ABNT) teve início em 1940.

A ISO lançou a primeira edição das normas série ISO 9000 em 1987, a partir da norma inglesa BS 5750, composta pelas normas ISO 9001:1987 (garantia da qualidade para projeto), ISO 9002:1987 (garantia da qualidade para produção), ISO 9003:1987 (garantia da qualidade para inspeção final e teste) e de uma norma de diretrizes a ISO 9004, sendo que o

primeiro certificado emitido no Brasil ocorreu em 1989 (Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

A primeira revisão da norma de certificação ISO 9001:1987 foi realizada em 1994, com a inclusão das ações preventivas, enfatizando que os processos precisam ser monitorados para evitar erros e ações corretivas (Silva e Lobo, 2014; Carpinetti e Gerolamo, 2016; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

O lançamento da norma ISO 9001:1994 sofreu várias críticas da comunidade empresarial, que veio a caracterizar uma revisão mais profunda em 2000 e lançamento da terceira edição, com a unificação das três normas certificáveis em apenas uma, e a incorporação de várias mudanças, para solucionar as críticas e garantir a credibilidade dos certificados no SGQ, onde foram inclusas princípios básicos como: foco no cliente, comprometimento, melhoria contínua, capacitação de recursos humanos, gestão por processos e decisão baseada em fatos (Carpinetti e Gerolamo, 2016; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

Em 2008 a norma ISO 9001 lançou sua quarta edição, mantendo o conjunto de requisitos inalterados e realizado apenas pequenas alterações na redação, para facilitar a interpretação. E em 2015 a ISO lançou a quinta edição da norma ISO 9001, após o Comitê da ISO (CT 176) realizar alterações significativas com ampliação da estrutura de requisitos do SGQ e mudanças na terminologia (Lobo e Silva, 2014; Carpinetti e Gerolamo, 2016; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

A quinta versão da norma ISO 9001 foi publicada oficialmente em setembro de 2015 no *site* da ISO, com mudanças significativas em sua estrutura, na terminologia, conceitos e na gestão, com os principais objetivos: refletir as práticas empresariais modernas, mudanças do ambiente de negócios e tecnologia; manter abordagem por processos; incorporar mudanças nas práticas e tecnologia de SGQ desde a última revisão; proporcionar maior ênfase na obtenção de conformidade do produto; melhorar a compatibilidade com outras normas de sistemas de gestão (Campello e Chaves, 2016; Carpinetti e Gerolamo, 2016; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

Segundo Bertolino e Couto (2018) atualmente o número de empresas certificadas na norma ISO 9001 no mundo supera mais de um milhão de empresas. Corroborando, Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017), afirma que em um estudo concluído pela ISO no final de 2015 foi observada a existência de mais de um milhão de certificados de conformidade com a norma ISO 9001 emitidos para organizações de 201 países, sendo esta norma caracterizada como a mais conhecida no mundo. Os países com maior número de certificações da norma ISO 9001 no final de 2015 estão definidos no Quadro 7, onde se observa China e Itália com maior quantidade de certificações e o Brasil na 11ª posição no *ranking* mundial.

Quadro 7 - Principais países com maior número de certificações da norma ISO 9001 - Sistemas de Gestão da Qualidade (SGQ)

Países com maior número de certificações no final de 2015		
Posição	País	Nº de certificados ISO 9001
1	China	292.559
2	Itália	132.870
3	Alemanha	52.995
4	Japão	47.101
5	Reino Unido	40.161
6	Índia	36.305
7	Estados Unidos	33.103
8	Espanha	32.730
9	França	27.844
10	Romênia	20.524
11	Brasil	17.529

Fonte: Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017)

A ABNT NBR ISO 9000 (2015, p. 2) apresenta os seguintes conceitos fundamentais do Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ):

- Compreender atividades pelas quais a organização identifica seus objetivos e determina os processos e recursos necessários para alcançar os resultados desejados.
- Gerenciar a interação de processos e recursos necessários para agregar valor e realizar resultados para as partes interessadas pertinentes.
- Permitir à Alta Direção otimizar a utilização dos recursos considerando as consequências de sua decisão a longo e curto prazo.
- Prover os meios para identificar ações para tratar consequências pretendidas e não pretendidas na provisão de produtos e serviços.

Para a ABNT NBR ISO 9000:2015, uma organização focada em qualidade promove uma cultura que resulta em comportamentos, atitudes, atividades e processos que agreguem valor por meio de satisfação das necessidades e expectativas dos clientes e outras partes interessadas relevantes. A qualidade dos produtos e serviços inclui não apenas a sua função objetiva e desempenho, mas também o seu valor e percepção do benefício pelo cliente (ABNT NBR ISO 9000:2015). Para Carpinetti e Gerolamo (2016); Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017, as principais normas da série ABNT NBR ISO 9000 publicadas no Brasil são compostas pelas:

- Norma ABNT NBR ISO 9000:2015: Sistemas de Gestão da Qualidade – Fundamentos e vocabulários;
- Norma ABNT NBR ISO 9001:2015: Sistemas de Gestão da Qualidade – Requisitos;
- Norma ABNT NBR ISO 9004:2010: Sistemas de Gestão da Qualidade – Gestão para o sucesso sustentado de uma organização – Uma abordagem da gestão da qualidade;
- Norma ABNT NBR ISO 19011:2012: Diretrizes para auditorias de Sistemas de Gestão.

A norma ABNT NBR ISO 9001:2015 é uma norma com requisitos para certificação, que compõem o SGQ; a norma ABNT NBR ISO 9004:2010 fornece orientações para melhoria do desempenho do SGQ; a norma ABNT NBR ISO 9000:2015 define os termos usados pela ABNT NBR ISO 9001:2015 e apresenta os sete princípios de gestão da qualidade da ABNT NBR ISO 9001:2015; e a norma ABNT NBR ISO 19011:2012 apresenta as diretrizes para a realização de auditorias nos sistemas de gestão.

Os sistemas de gestão para certificação das organizações estão fundamentados em um conjunto de princípios de gestão, que formam a base da melhoria contínua (Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017; ABNT NBR ISO 9000:2015; Carpinetti e Gerolamo, 2016), conforme a seguir:

- foco no cliente;
- liderança;
- engajamento das pessoas;

- abordagem de processo;
- melhoria;
- tomada de decisão baseada em evidência; e
- gestão de relacionamento.

A norma ABNT NBR ISO 9001:2015 define os critérios para o SGQ, enfatizando o foco no cliente e apresenta uma estrutura dos requisitos do SGQ para certificação definida em sete Seções 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 da norma, que fazem referência a um conjunto de processos, atividades e tarefas de gestão, conforme Quadro 8, com os principais requisitos a seguir:

Quadro 8 - Seções e requisitos do SGQ para certificação da ABNT NBR ISO 9001:2015

Seções	Requisitos
4 - Contexto da Organização	4.1 - Entendendo a organização e seu contexto 4.2 - Entendendo as necessidades e expectativas das partes interessadas 4.3 - Determinando o escopo do sistema de gestão da qualidade 4.4 - Sistema de gestão da qualidade e seus processos
5 - Liderança	5.1 - Liderança e comprometimento 5.1.1 - Liderança e comprometimento com o SGQ 5.1.2 - Foco no cliente 5.2 - Política da qualidade 5.3 - Papéis organizacionais, responsabilidades e autoridades
6 - Planejamento	6.1 - Ações para abordagem de riscos e oportunidades 6.2 - Objetivos da qualidade e planos para atingi-los 6.3 - Planejamento de mudanças
7 - Apoio/Suporte	7.1 - Recursos 7.2 - Considerações gerais 7.3 - Pessoas 7.4 - Infraestrutura 7.5 - Ambiente para operação dos processos 7.6 - Recursos de monitoramento e medição 7.7 - Conhecimento organizacional 7.8 - Competência 7.9 - Conscientização 7.10 - Comunicação 7.11 - Informação documentada 7.12 - Considerações gerais 7.13 - Criação e atualização de informação documentada 7.14 - Controle de informação documentada
8 - Produção	8.1 - Planejamento e controle da operação 8.2 - Requisitos de produtos e serviços 8.2.1 - Comunicação com o cliente 8.2.2 - Determinação de requisitos de produtos e serviços 8.2.3 - Análise crítica dos requisitos de produtos e serviços 8.3 - Projeto e desenvolvimento dos produtos e serviços 8.3.1 - Considerações gerais 8.3.2 - Planejamento do projeto e desenvolvimento 8.3.3 - Entradas de projeto e desenvolvimento

Continua

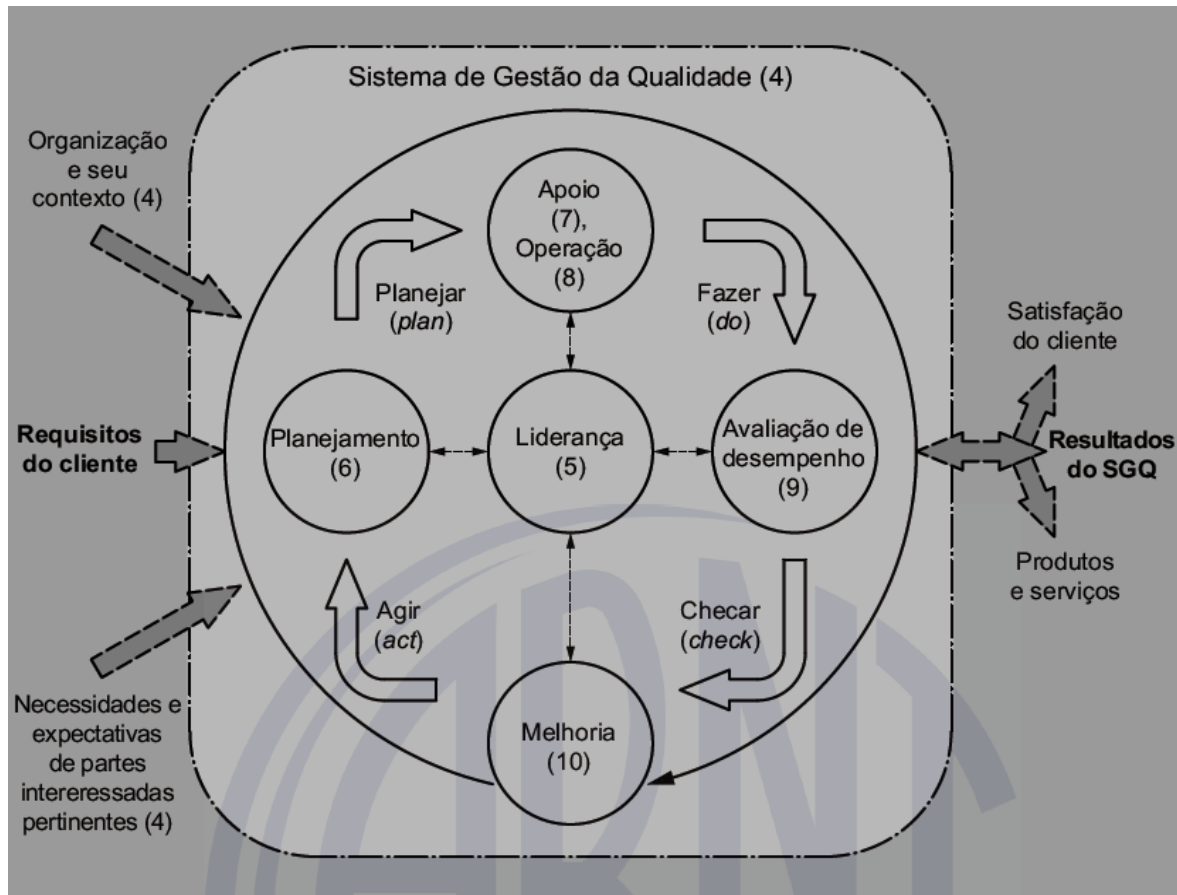
Cont. Quadro 8 - Requisitos do SGQ para certificação da ABNT NBR ISO 9001:2015

Seções	Requisitos
	8.3.4 - Controlos de projeto e desenvolvimento 8.3.5 - Saídas de projeto e desenvolvimento 8.3.6 - Alterações de projeto e desenvolvimento 8.4 - Controlo de processos, produtos e serviços adquiridos externamente 8.4.1 - Visão geral 8.4.2 - Tipo e extensão do controlo 8.4.3 - Informação para os fornecedores 8.5 - Produção e fornecimento de serviço 8.5.1 - Controlo de produção e fornecimento de serviço 8.5.2 - Identificação e rastreabilidade 8.5.3 - Propriedade do cliente ou do fornecedor 8.5.4 - Preservação 8.5.5 - Atividades pós-entrega 8.5.6 - Controlo de mudanças 8.6 - Liberação de produtos e serviços 8.7 - Controlo de resultados não-conformes
9 - Avaliação de Desempenho	9.1 - Monitoramento, medição, análise e avaliação 9.1.1 - Visão geral 9.1.2 - Satisfação do cliente 9.1.3 - Análise e avaliação 9.2 - Auditoria interna 9.3 - Análise crítica 9.3.1 - Visão geral 9.3.2 - Entradas para a análise crítica 9.3.3 - Saídas da análise crítica
10 - Melhoria	10.1 - Visão geral 10.2 - Não-conformidades e ação corretiva 10.3 - Melhoria contínua

Fonte: ABNT NBR ISO 9001:2015

Os principais requisitos ou cláusulas do sistema de gestão da qualidade ABNT NBR ISO 9001:2015 estão agrupados nas fases do ciclo PDCA, conforme Figura 4, apresentando uma dependência do papel e das atividades da liderança. Na entrada do processo observam-se como necessárias para a definição e planeamento do SGQ: as informações referentes à realidade da organização e do seu contexto; seguidos dos requisitos do cliente; e de outras partes interessadas. Na saída tem os resultados do SGQ: satisfação do cliente sobre os produtos e serviços (Carpinetti e Gerolamo, 2016; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017; Bertolino e Couto, 2018).

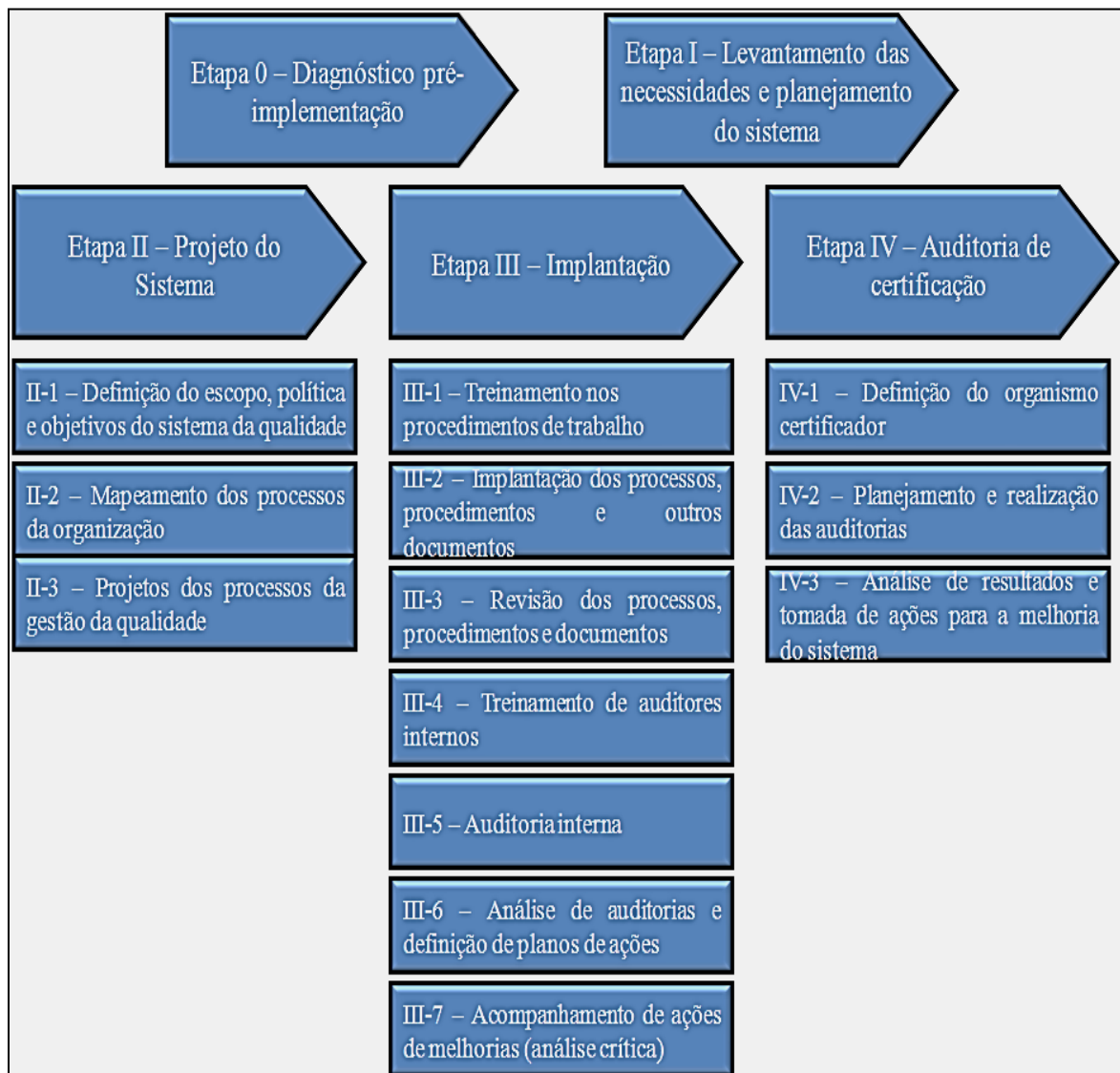
Figura 4 - SGQ da norma ABNT NBR ISO 9001:2015 e o ciclo PDCA



Fonte: ABNT NBR ISO 9001:2015

Para a implementação dos requisitos do SGQ da norma ABNT NBR ISO 9001:2015 em uma organização, conforme definidas no ciclo PDCA, a fase de planejamento se caracteriza como uma das etapas mais importante, porque necessita de um maior tempo para investigação, análise e definição do plano de ação, após considerar o diagnóstico da avaliação preliminar das práticas de gestão da qualidade pré-implementação. Neste contexto, Carpinetti e Gerolamo (2016) apresenta o processo de implementação do SGQ em cinco etapas, considerando a etapa 0 (zero) como inicial e de diagnóstico pré-implementação, conforme Figura 5.

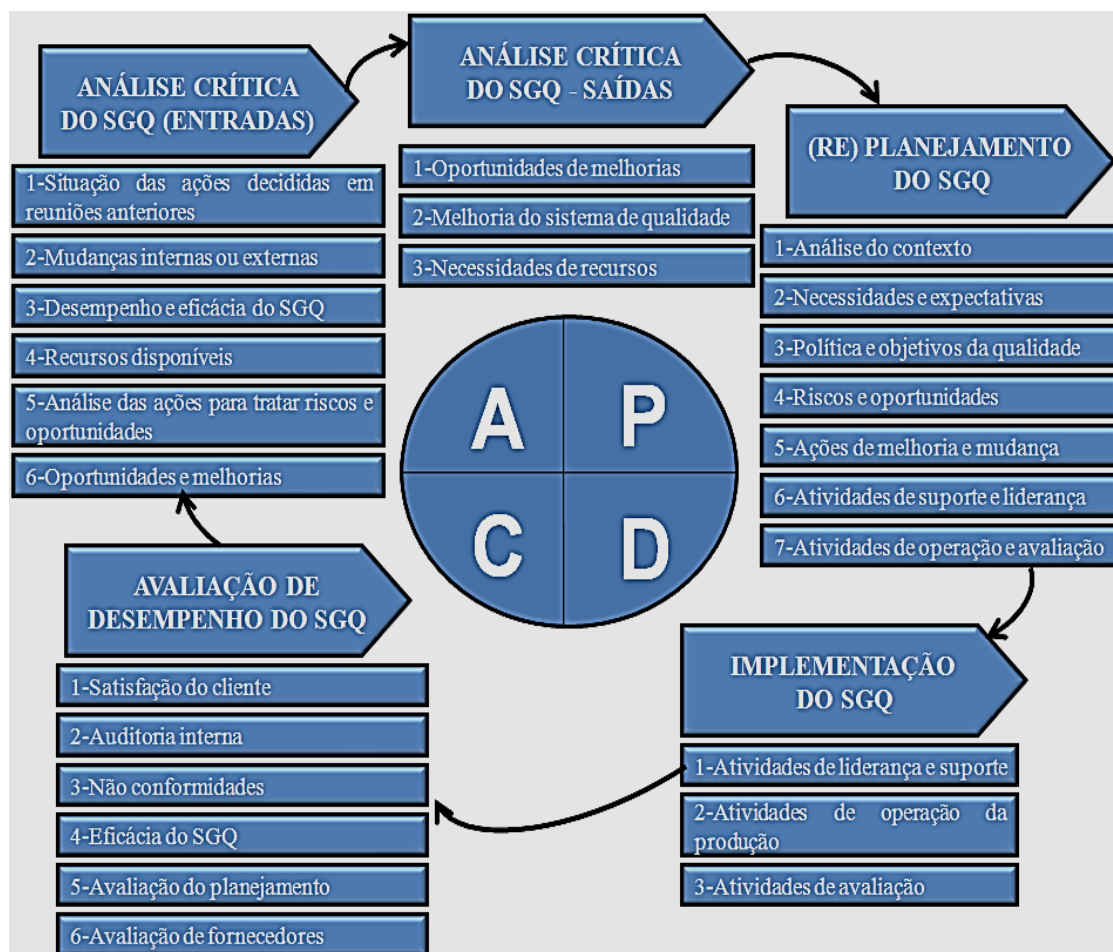
Figura 5 - Visão geral do processo de implementação do sistema de gestão da qualidade ABNT NBR ISO 9001:2015



Fonte: Carpinetti e Gerolamo (2016)

Para Carpinetti e Gerolamo (2016) a alta direção da organização tem como uma das responsabilidades a eficácia do SGQ e como uma das atividades relevantes realizar periodicamente reunião de análise crítica (RAC), para analisar os dados e a informação dos resultados da avaliação do SGQ, com o objetivo de garantir a sua adequação, manutenção, eficácia, mudança e a melhoria contínua dos processos, produtos e serviços, e segundo os autores esta análise crítica faz parte do ciclo PDCA, conforme Figura 6, que deve ser analisada em RAC periódica.

Figura 6 - Análise crítica do sistema da qualidade: ciclo PDCA



Fonte: Carpinetti e Gerolamo (2016)

Segundo Robles Jr. e Bonelli (2006) as empresas modernas estão atuando em mercados globais, que apresentam exigências rigorosas a respeito de aspectos sociais e ambientais e que se caracterizam como fatores de competitividade e sustentabilidade do negócio, tanto no nível nacional quanto internacional, e estas devem alcançar o comprometimento da alta direção e dos demais os níveis da organização, adotar procedimentos e normas com foco na melhoria contínua da qualidade dos produtos e serviços e preservando o meio ambiente.

Portanto, os sistemas de gestão da qualidade (ABNT NBR ISO 9001:2015) e ambiental (ABNT NBR ISO 14001:2015) apresentam uma metodologia e estrutura comum com base nos sete princípios da qualidade e no ciclo PDCA, podendo ser utilizadas conjuntamente de forma integradas (Cerqueira, 2006; Carpinetti e Gerolamo, 2016; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017; Bertolino e Couto, 2018).

2.4.2 Benefícios da implantação de um Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ)

Para Bertolino e Couto (2018, p. 6) com a implantação de sistemas de gestão da qualidade em uma organização, esta adquire a certificação, ao mesmo tempo irá eliminar os desperdícios e reduzir os custos, contribuir assim para os resultados financeiros da organização, com o alcance dos seguintes benefícios:

Redução de não conformidades internas (produtos fora de especificação; retrabalho; refugo; horas improdutivas; excesso de estoque e refazer serviços administrativos);

Redução de não conformidades externas (despesas com reclamações; reposição de lotes devolvidos; descontos por falhas; fretes de devoluções; perdas de clientes e custos de perdas de imagem);

Manutenção e ampliação do *marketshare* (ter foco no cliente para garantir a satisfação plena com os produtos e/ou serviços da organização; processos consistentes com baixa variabilidade e busca continuada da melhoria contínua).

2.4.3 Norma ABNT NBR ISO 14001:2015 - Sistema de Gestão Ambiental (SGA) - Requisitos

Com a ocorrência de grandes acidentes ambientais em diversos países ao redor do mundo e diversos impactos ao meio ambiente, a gestão ambiental adquiriu uma crescente prioridade no plano internacional, vindo a caracterizar uma crescente regulamentação de controle ambiental e realização de conferências mundiais, sendo a primeira Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente Humano (CNUMAH), realizada em Estocolmo - Suécia, em 1972, com participação de 113 países.

A segunda Conferência das Nações Unidas ficou conhecida como RIO 92, realizada em 1992, no Rio de Janeiro - Brasil, com participação de 170 países, especialmente destinadas a discussão e aperfeiçoamento da gestão ambiental, para deter e reter a degradação ambiental e promover o desenvolvimento sustentável (Mançú, Monteiro e Bruni, 2009; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

Os primeiros movimentos de conscientização de governos e sociedade sobre as questões ambientais, devido aos impactos das atividades industriais datam de 1992, quando do início da regulamentação de controle ambiental, de elaboração de normas sobre sistema de gestão ambiental pelo Instituto de Normas Britânicas (BSI, sigla em inglês), com lançamento da norma BS 7750 (Carpinetti e Gerolamo, 2016). Contudo, durante a RIO 92 realizada no Rio de Janeiro – Brasil, com participação de 170 países, foi demandado à ISO a elaboração de uma norma com requisitos e diretrizes de sistemas de gestão ambiental (Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

Após o RIO 92 a ISO criou o Comitê Técnico de gestão ambiental (TC 207) em 1993 (Silva e Lobo, 2014), que desenvolveu a primeira edição da norma ISO 14001:1996, com requisitos que podem ser auditados objetivamente para certificação, utilizando como referência a norma britânica BS 7750, com requisitos que ajudavam as empresas a atender as legislações e a todas as partes interessadas, no equilíbrio das atividades produtivas e nos níveis de poluição por elas geradas e foi revisada em 2004, com requisitos comuns alinhados à estrutura da norma ISO 9001:2000 (Cerqueira, 2006; Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

As normas da série ABNT NBR ISO 14000 são compostas por 24 (vinte e quatro) normas publicadas no Brasil pela ABNT, entre elas tem a norma ABNT NBR ISO 14001:2015, com requisitos utilizados para a certificação de uma organização e outras conforme a seguir:

- Norma ABNT NBR ISO 14001:2015: Sistemas de gestão ambiental - Requisitos com orientações para o uso;
- Norma ABNT NBR ISO 14004:2005: Sistemas de gestão ambiental - Diretrizes gerais sobre princípios, sistemas e técnicas de apoio;
- Norma ABNT NBR ISO 14005:2012: Gestão ambiental - Diretrizes para a implementação em fases de um sistema de gestão ambiental, incluindo o uso de avaliação do desempenho ambiental;
- Norma ABNT NBR ISO 14006:2014: Sistemas de gestão ambiental – Diretrizes para incorporar o *ecodesign*;

- Norma ABNT NBR ISO 14031:2004: Gestão ambiental - Avaliação de desempenho ambiental - Diretrizes;
- Norma ABNT NBR ISO 14050:2012: Vocabulário; e
- Norma ABNT NBR ISO 19011:2012: Diretrizes para auditorias de sistemas de gestão da qualidade e/ou ambiental.

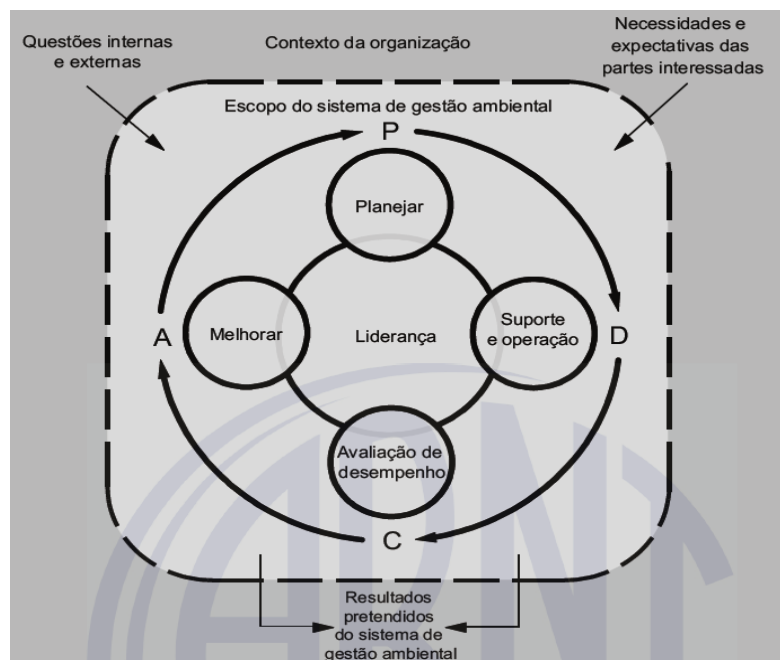
Segundo a norma ABNT NBR ISO 14001:2015 o SGA é parte de um sistema de gestão global que tem como objetivo gerenciar os aspectos ambientais dos processos industriais, atividades e tarefas na produção dos bens e serviços, identificar riscos e oportunidades, atender aos requisitos legais e outros requisitos em uma organização (Silva e Melo, 2017).

A norma ABNT NBR ISO 14001:2015 disponibiliza uma estrutura para as organizações, que possibilita uma gestão para a proteção do meio ambiente e a resposta às mudanças ambientais, alinhadas às suas necessidades socioeconômicas, por meio de ações para a implementação da política ambiental, identificação e controle dos aspectos e impactos ambientais, estabelecer processos sistematizados, aumentar a conscientização em relação ao meio ambiente, estabelecer controles operacionais e avaliar o desempenho ambiental (Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017; Silva e Melo, 2017).

A Norma NBR ISO 14001 tem como objetivo: *“prover às organizações uma estrutura para a proteção do meio ambiente e possibilitar uma resposta às mudanças das condições ambientais em equilíbrio com as necessidades socioeconômicas”* (ABNT NBR ISO 14001:2015, 2015, p. 8).

O Sistema de Gestão Ambiental é parte de um conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos de uma organização usados para gerenciar aspectos ambientais das atividades, produtos ou serviços de uma organização, que interage ou pode interagir com o meio ambiente, cumprir requisitos legais e outros requisitos, abordar riscos e oportunidades (ABNT NBR ISO 14001:2015), cujo modelo de gestão aplica a abordagem por processo e o ciclo PDCA (*Plan/Planejar, Do/Executar, Check/Verificar e Action/Agir*), para garantir o processo de melhoria contínua na organização, conforme Figura 7.

Figura 7 - Modelo de SGA para certificação ABNT NBR ISO 14001:2015 e ciclo PDCA



Fonte: ABNT NBR ISO 14001:2015

Na estrutura da norma ABNT NBR ISO 14001:2015 constam os requisitos do SGA com seus itens e subitens, numa sequência e interação lógica, para a implementação na gestão global da organização, composto por 7 (sete) seções (4 a 10) e principais requisitos do SGA, para alcançar a certificação e melhorias nos resultados de desempenho ambiental, conforme Quadro 9.

Quadro 9 - Requisitos do SGA para certificação ABNT NBR ISO 14001:2015

Seções	Requisitos
4 - Contexto da Organização	4.1 - Entendendo a organização e seu contexto 4.2 - Entendendo as necessidades e expectativas das partes interessadas 4.3 - Determinando o escopo do sistema de gestão ambiental 4.4 - Sistema de gestão ambiental
5 - Liderança	5.1 - Liderança e comprometimento 5.2 - Política ambiental 5.3 - Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais
6 - Planejamento	6.1 - Ações para abordar riscos e oportunidades 6.2 - Generalidades 6.3 - Aspectos ambientais 6.4 - Requisitos legais e outros requisitos 6.5 - Planejamento de ações 6.6 - Objetivos ambientais e planejamento para alcançá-los 6.7 - Objetivos ambientais 6.8 - Planejamento de ações para alcançar os objetivos ambientais

Continua

Cont. Quadro 9 - Requisitos do SGA para certificação ABNT NBR ISO 14001:2015

Seções	Requisitos
7 – Apoio / Suporte	7.1 – Recursos 7.2 - Competência 7.3 - Conscientização 7.4 - Comunicação 7.4.1 - Generalidades 7.4.2 - Comunicação interna 7.4.3 - Comunicação externa 7.5 - Informação documentada 7.5.1 - Generalidades 7.5.2 - Criando e atualizando 7.5.3 - Controle de informação Documentada
8 - Operação	8.1 - Planejamento e controle operacional 8.2 - Preparação e resposta a emergências
9 - Avaliação de desempenho	9.1 - Monitoramento, medição, análise e avaliação 9.1.1 - Generalidades 9.1.2 - Avaliação do atendimento aos requisitos legais e outros requisitos 9.2 - Auditoria interna 9.2.1 - Generalidades 9.2.2 - Programa de auditoria interna 9.3 - Análise crítica pela direção 9.3.1 - Saídas da análise crítica
10 - Melhoria	10.1 - Generalidades 10.2 - Não-conformidades e ação corretiva 10.3 - Melhoria contínua

Fonte: ABNT NBR ISO 14001:2015

2.4.4 Benefícios da implantação de um Sistema de Gestão Ambiental (SGA)

Para Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017), a implantação de um SGA apresenta benefícios para a empresa, clientes, funcionários, comunidades e para o meio ambiente, conforme a Quadro 10.

Quadro 10 - Benefícios da implantação de um SGA

Benefícios da Implantação de um SGA		
Empresa	Cliente	Funcionário
Criação de imagem “ecológica”	Confiabilidade na sustentabilidade do produto	Conscientização ambiental
Controle dos seus impactos ambientais	Credibilidade na empresa por sua atuação responsável	Melhor condição de trabalho
Acesso a novos mercados	Cuidados com a disposição final do produto	Maior segurança
Melhora na competitividade	Incentivos à reciclagem do produto	Comprometimento com o meio ambiente

Continua

Cont. Quadro 10 - Benefícios da implantação de um SGA

Empresa	Cliente	Funcionário
Otimização de recursos		
Menor risco de sanções do Poder Público		
Meio Ambiente	Comunidade	
Racionalização do uso das matérias-primas e outros	Atendimento à legislação pertinente	
Conservação dos recursos naturais	Redução da poluição	
Diminuição e controle de poluentes	Maior segurança	
Harmonização das atividades com o ecossistema		

Fonte: Adaptado de Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017, p. 105)

Bertolino e Couto (2018, p. 7) apresentam quatro principais benefícios com a implantação dos sistemas de gestão ambiental da norma ISO 14001:2015, conforme a seguir:

- Reduz desperdícios de recursos naturais como matérias primas, embalagens, água e energia;
- Reduz riscos de multas, que podem levar a paralisação das atividades industriais;
- Reduz indenizações para mitigação de impactos ambientais, através de ações preventivas sobre os riscos ambientais; e
- Melhora a imagem da empresa, podendo aumentar no *marketshare*.

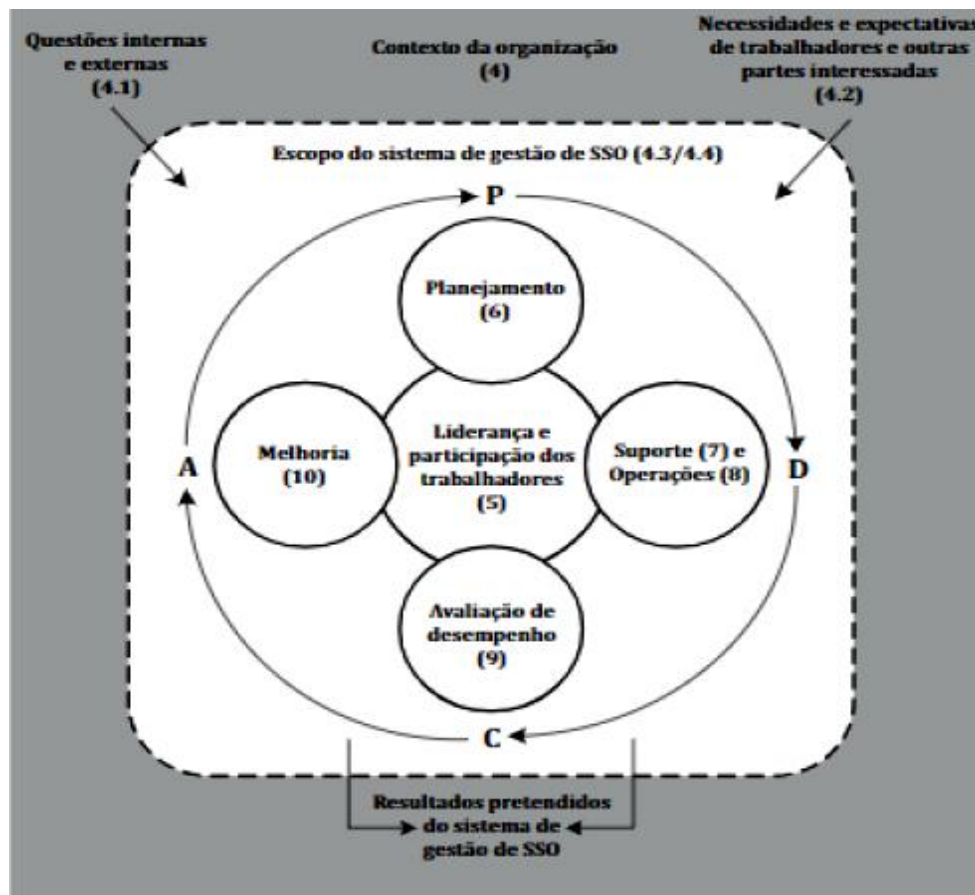
Para a melhoria da segurança e saúde ocupacional (S&SO) nas organizações foi elaborada a norma BS 8800 em 1996, utilizada como guia para sistemas de gestão de S&SO, mas não tinha efeito para certificação. Neste contexto, em 1999 foi desenvolvida e publicada uma norma de sistemas de gestão de segurança e saúde ocupacional (SGS&SO), conhecida como OHSAS 18001 (*Occupational Health and Safety Management Systems*), para certificação e requisitos que podem fazer correspondência de integração com os requisitos das normas ISO 9001 e ISO 14001. Para facilitar a integração dos requisitos dessas normas ISO foi publicada em 2018 a nova norma ISO 45001 de sistema de gestão de segurança e saúde no trabalho (SGS&ST), com a mesma estrutura das normas ISO 9001:2015 e ISO 14001:2015.

2.4.5 Norma ABNT NBR ISO 45001:2018 - Sistema de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST) - Requisitos

O Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST) é parte de um conjunto de elementos inter-relacionados ou interativos de uma organização usados para gerenciar os

perigos e riscos dos processos, atividades e tarefas para elaborar os produtos ou serviços de uma organização, cumprir requisitos legais e outros requisitos, e abordar riscos e oportunidades, cujo modelo de gestão aplica a abordagem por processo e o ciclo PDCA (*Plan/Planejar, Do/Executar, Check/Verificar e Action/Agir*), para garantir o processo de melhoria contínua na organização (ABNT NBR ISO 45001:2018), conforme Figura 8.

Figura 8 - Modelo de SGS&ST para certificação ABNT NBR ISO 45001:2018 e ciclo PDCA



Fonte: ABNT NBR ISO 45001:2018

A ISO criou o comitê ISO/PC 283, *Occupational Health and Safety Management Systems - Requirements*, para iniciar em 2013 a elaboração de uma norma internacional para Sistemas de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST), que foi concluída e publicada em 2018, como a norma ISO 45001:2018 para substituir a norma OSHAS 18001:2007, com estrutura similar e requisitos comuns, alinhados para facilitar a integração com a norma ISO 9001:2015 e com a norma ISO 14001:2015, conforme as seções 4 a 10 (Jimenez e Cela (2018), conforme os requisitos definidos no Quadro 11.

Quadro 11 - Seções e requisitos do SGS&ST para certificação ABNT NBR ISO 45001:2018

Seções	Requisitos
4 - Contexto da Organização	4.1 - Entendendo a organização e seu contexto 4.2 - Entendendo as necessidades e expectativas dos trabalhadores e de outras partes interessadas 4.3 - Determinando o escopo do sistema de gestão da segurança e da saúde no trabalho 4.4 - Sistema de gestão da segurança e da saúde no trabalho
5 - Liderança e participação dos trabalhadores	5.1 - Liderança e comprometimento 5.2 - Política de S&ST 5.3 - Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais 5.4 - Consulta e participação dos trabalhadores
6 - Planejamento	6.1 - Ações para abordar riscos e oportunidades 6.1.1 - Generalidades 6.1.2 - Identificação de perigos e avaliação de riscos e oportunidades 6.1.3 - Identificação de perigos 6.1.4 - Avaliação de riscos de S&ST e outros riscos para o sistema de gestão da S&ST 6.1.5 - Avaliação de oportunidades de S&ST e outras oportunidades para o sistema da S&ST 6.1.6 - Determinação de requisitos legais e outros requisitos 6.1.7 - Planejamento de ações 6.2 - Objetivos de S&ST e planejamento para alcançá-lo 6.2.1 - Objetivos de S&ST 6.2.2 - Planejamento para alcançar os objetivos de S&ST
7 – Apoio / Suporte	7.1 - Recursos 7.2 - Competência 7.3 - Conscientização 7.4 - Comunicação 7.4.1 - Generalidades 7.4.2 - Comunicação interna 7.4.3 - Comunicação externa 7.5 - Informação documentada 7.5.1 - Generalidades 7.5.2 - Criando e atualizando 7.5.3 - Controle de informação documentada
8 - Operação	8.1 - Planejamento e controle operacional 8.1.1 - Generalidades 8.1.2 - Eliminando perigos e reduzindo riscos de S&ST 8.1.3 - Gestão de mudanças 8.1.4 - Aquisição 8.1.4.1 - Generalidades 8.1.4.2 - Contratados 8.1.4.3 - Terceirização 8.2 - Preparação e resposta a emergências
9 - Avaliação de desempenho	9.1 - Monitoramento, medição, análise e avaliação de desempenho 9.1.1 - Generalidades 9.1.2 - Avaliação do atendimento aos requisitos legais e outros requisitos 9.2 - Auditoria interna 9.2.1 - Generalidades 9.2.2 - Programa de auditoria interna 9.3 - Análise crítica pela direção
10 - Melhoria	10.1 - Generalidades 10.2 - Incidente, não-conformidades e ação corretiva 10.3 - Melhoria contínua

Fonte: ABNT NBR ISO 45001:2018

As organizações certificadas nos requisitos da norma OHSAS 18001:2007 deve realizar as devidas adequações aos requisitos padrões da nova norma ISO 45001:2018 no período de 3 (três) anos, contados a partir da data de publicação em 12 de março de 2018, sendo a data limite em 12 de março de 2021, com aplicação do ciclo PDCA para garantir a melhoria contínua, o acompanhamento e monitoramento de metas anuais de SGS&SO (Morgado; Silva e Fonseca (2019), e quando integrados aos requisitos do SGQ e do SGA caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI), para a implementação de programas de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde ocupacional (QSMS), e realização de auditorias internas integradas para avaliar o atendimento dos requisitos do SGI.

Segundo Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017) e Stevens e Bamber (2018), o SGS&ST preocupa-se com o controle dos perigos e riscos na área de segurança e saúde no trabalho, para eliminar ou minimizar os riscos para as pessoas e outras partes interessadas e assegurar a conformidade com a política de S&ST, através da aplicação do ciclo PDCA (*Plan/Planejar, Do/Executar, Check/Verificar e Action/Agir*), e como consequência a redução dos acidentes de trabalho. Segundo Stevens e Bamber (2018, p. 1-2) a Organização Internacional do Trabalho (OIT) mostram dados globais sobre acidentes de trabalho e doenças ocupacionais anualmente, conforme a seguir:

- 2,3 milhões de pessoas mortas por acidentes de trabalho e doenças
- 6.300 mortes no local de trabalho por dia (uma a cada 15 segundos)
- 313 milhões de acidentes de trabalho não fatais
- 160 milhões de pessoas com doenças ocupacionais

2.4.6 Benefícios da implantação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST)

Para Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017) e Stevens e Bamber (2018), a implantação de um SGS&ST apresenta benefícios para a empresa, clientes, funcionários, comunidades e para o meio ambiente, conforme o Quadro 12.

Quadro 12 - Benefícios da implantação de sistemas de gestão da segurança e saúde no trabalho (SGS&ST) da norma ISO 45001:2018

Benefícios da Implantação de Sistemas de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho		
Empresa	Cliente	Força de Trabalho
Imagem sem acidentes	Credibilidade na empresa por sua atuação responsável	Conscientização dos riscos
Controlo dos perigos e riscos de acidentes do trabalho	Confiabilidade na sustentabilidade do produto	Melhor condição de trabalho
Melhoria na produtividade		Maior segurança
Otimização dos recursos		Comprometimento com o trabalho
Menor risco de sanções do Poder Público		
Envolvimento e aconselhamento competente da grande liderança		Preparação e Auditoria de Conselhos / CEOs
Transferência e responsabilidade		Compreendendo o contexto e as partes interessadas
Responsabilidade Social Corporativa / Sustentabilidade e Gestão da Cadeia de Abastecimento		Liderança, Aquisições e Relatórios
Meio Ambiente		Comunidade
Menor perdas		Atendimento à legislação pertinente
		Redução de acidentes
		Maior segurança

Fonte: Adaptado de Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017, p. 147) e Stevens e Bamber (2018)

Bertolino e Couto (2018, p. 7) apresentam cinco principais outros benefícios com a implantação dos sistemas de gestão de saúde e segurança no trabalho da norma ISO 45001:2018, conforme a seguir:

- Reduz indenizações a empregados que possam adquirir doenças ocupacionais ou ter sua saúde afetada devido ao laboro;
- Reduz custos materiais com acidentes;
- Reduz riscos de multas trabalhistas e de paralisações das atividades;
- Melhora as relações com sindicatos ou reduz pontos fracos que possam gerar demandas e processos; e
- Pode ser utilizado para reduzir o Fator Acidentário de Prevenção (FAP) / Seguro de Acidente do Trabalho (SAT).

2.4.7 Resumo

Esta seção relata que as organizações buscam alcançar os seus objetivos e metas através das melhores práticas do mercado e em conformidade com os requisitos dos sistemas de gestão

da qualidade, ambiental, segurança, saúde e com outros sistemas de gestão, integrados com o seu sistema de gestão global.

Na área de qualidade a ISO lançou as normas da série ISO 9000 em 1987, sendo que as normas para certificação foram a: ISO 9001, ISO 9002 e ISO 9003, e também foi elaborada uma norma de diretrizes a ISO 9004. A ISO 9001 foi revisada em 1994 e em 2000 passou por uma revisão mais profunda, com a integração das três normas de certificação, com lançamento da terceira edição, em uma única norma a ISO 9001:2000, com a inclusão de princípios básicos da qualidade: foco no cliente, comprometimento, melhoria contínua, capacitação de recursos humanos, gestão por processos e decisão baseada em factos, e uma metodologia e estrutura com base no ciclo PDCA.

O sistema de gestão da qualidade com base na norma ISO 9001 é a mais utilizada para a certificação das organizações e a mais conhecida no mundo, assim como a norma utilizada como base e para correspondência entre os requisitos das demais normas de sistemas de gestão, como a norma ISO 14001 (sistemas de gestão ambiental), a norma OHSAS 18001, atual ISO 45001 (sistemas de gestão da segurança e saúde), para uma implementação de forma integrada, caracterizando os sistemas de gestão integrados (SGI).

Portanto, a norma ISO 9001 (SGQ) foi revisada em 2015 alterando a estrutura de 5 (cinco) seções para 7 (sete) seções e requisitos, com publicação da quinta versão no mês de setembro de 2015. As normas ISO 14001 (SGA) e a OHSAS 18001 (SGS&SO) também foram revisados e estruturados os requisitos em 7 (sete) seções.

A norma ISO 14001 foi desenvolvida pelo Comitê Técnico de gestão ambiental (TC 207) da ISO em 1996, adotando como referência a norma britânica BS 7750, com requisitos para certificação, para assim ajudar as empresas no atendimento à legislação, as partes interessadas, no equilíbrio das atividades produtivas e nos níveis de poluição por elas geradas, com possibilidade de correspondência e integração com os requisitos da norma ISO 9001, para garantir a sustentabilidade e competitividade do negócio.

A norma ISO 14001 foi revisada em 2015 e a norma OHSAS 18001 foi substituída após alteração da estrutura dos requisitos e substituída pela norma ISO 45001 (SGS&ST) em 2018, para realizar a correspondência dos requisitos possíveis de integração. Para facilitar e caracterizar a integração das seções e principais requisitos de normas de certificação dos sistemas de gestão da qualidade, ambiental, segurança e saúde no trabalho, para assim fazer as correspondências e desenvolver os Sistemas de Gestão Integrados (SGI), com outros sistemas de gestão específicos da organização. A ISO realizou revisões na estrutura dos requisitos das três principais normas de certificações reconhecida mundialmente, sendo no SGQ e SGA em 2015 e SGS&ST em 2018.

2.5 Sistemas de Gestão Integrados (SGI) - ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018

Para De Cicco (2018) um Sistema de Gestão Integrado (SGI) contempla um conjunto de processos, métodos e técnicas utilizadas em uma organização, para implantação de suas políticas de gestão da qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho. E segundo Corrêa (2004) o SGI é um sistema que compatibiliza, correlaciona, equilibra, organiza e unifica de forma sistemática todos os recursos tangíveis e intangíveis, meios e critérios, para que possa materializar as políticas de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST) da organização, atingir seus objetivos e metas, garantir a melhoria e aprendizagem contínua.

Neste contexto, Bertolino e Couto (2018) afirma que as normas ISO 9001 (SGQ), ISO 14001 (SGA) e ISO 45001 (SGS&ST) integradas à gestão global de uma organização possibilitam o atendimento aos requisitos de diversos *stakeholders* (partes interessadas) e também tem consagrado na gestão do negócio os seguintes princípios:

- Ter foco no cliente e na antecipação das suas necessidades;
- Ter lideranças que se engajam nos processos da organização, e também engajam seus liderados num processo de aculturação para a qualidade, sobre cuidados com o meio ambiente e com a saúde e segurança no trabalho;

- Conhecer os processos da empresa que agregam valor, mapeando, entendendo, planeando, controlando e aprimorando-os;
- Tomar decisões baseadas em factos, em medições concretas, mensurando a eficácia do sistema de gestão em questão; e
- Criar um modelo de relacionamento ganha-ganha com fornecedores, clientes, acionistas, empregados e sociedade em geral, considerando custo e benefícios de cada ação.

Portanto, a organização deve ter uma alta direção comprometida em garantir a satisfação dos seus clientes, com a preservação do meio ambiente e a saúde e segurança no trabalho de seus empregados, além de garantir de forma contínua processos internos com pessoas treinadas, capacitadas e comprometidas, onde o levantamento, disponibilidade e controlo de informações sejam de boa qualidade, com instrumentos de coleta de dados / registros que evidenciam a estabilidade dos processos, produtos e/ou serviços e atendimento aos procedimentos operacionais padrão (POP) / instruções de trabalho (IT), equipamentos seguros, calibrados, com medição e monitoramento rotineiro e garantia da rastreabilidade de toda cadeia de produção, analisar dados e informações e tomar decisões, para evitar problemas com os *stakeholders*, devido a não conformidade de qualidade, meio ambiente, saúde e segurança, e assim garantir o processo de melhoria contínua no SGI (Bertolino e Couto, 2018; Gouveia, Mançú e Cordeiro, 2019).

Segundo Oliveira *et al.* (2010), com a implantação de sistemas de gestão integradas (SGI) específicos (qualidade, meio ambiente, segurança e saúde do trabalho, etc.), as organizações objetivam o aumento da qualidade de produtos e serviços, o desenvolvimento sustentável, melhor relacionamento com a sociedade e, conseqüentemente, o aumento da lucratividade, podendo, assim, transformar as pressões de mercado. Para Nadae *et al.* (2014, p. 2) “O SGI integra todos os componentes e processos de uma empresa, possibilitando que a organização trabalhe em sinergia completa e em uma base de dados única e complementar”.

Contudo, segundo Hezel (2014, p. 2):

A implementação de sistemas de gestão integrados não é garantia de que a organização esteja isenta de causar acidentes ou que passe a ficar imune em causar danos ambientais, ou mesmo que esteja cumprindo toda a legislação vigente, mas garantem que a organização possua procedimentos e regulamentos, com uma sistemática estruturada, para gerir as questões relacionadas aos sistemas os quais fez a integração, de uma maneira mais eficiente e eficaz.

Os Sistemas de Gestão quando implementados de forma separada e/ou com incompatibilidade apresentam custos elevados, esforços duplicados, maior burocracia, maior probabilidade de desvios e/ou falhas, com impactos para os colaboradores, clientes e demais partes interessadas (Beckmerhagen, 2003; De Cicco, 2018). Neste contexto, Bruneti *et al.* (2016) relata que a implantação de um SGI tem como objetivo unificar os sistemas de gestão, em um único sistema, com visão sistêmica dos processos, unificação da documentação/procedimentos e práticas de gestão operacional, para cumprir suas políticas, alcançar os objetivos e metas da organização, de forma eficiente e com eficácia.

A estratégia de uma organização adotar um Sistema de Gestão Integrada (SGI) foi influenciada pela possibilidade de integração e implementação do Sistema de Gestão Ambiental, Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho, com o Sistema de Gestão de Qualidade, isto porque esses sistemas de gestão apresentam requisitos comuns, e com a integração dos requisitos em um único sistema de gestão buscam a satisfação dos clientes e das demais partes interessadas (*stakeholders*) (Hezel, 2014, Genaro 2014; Domingues, 2013; Bendler e Brandli, 2011; Moraes, 2010; França, 2009; Cerqueira, 2006; Wilkinson e Dale, 2001; Bertolino e Couto, 2018).

Para Bertolino e Couto (2018, p. 10) as revisões das normas ISO 9001, 14001 e 45001 foram realizadas para possibilitar a integração das mesmas, estas definem seus requisitos específicos para os seus propósitos e apresentam requisitos comuns, como exemplos pode-se citar:

- Definição de uma única Política da organização que trate de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho;
- Elaboração de um procedimento único de controlo de informação documentada (procedimentos e registros);
- Realização de uma única auditoria e de uma única reunião de análise crítica (RAC) pela alta direção.

Entretanto, a implantação do SGI pode levar meses e até anos, isto porque envolve um conjunto de atividades e tarefas, que dependem de diversos aspectos, como o tamanho da organização, escopo, recursos humanos e materiais disponibilizados e esforço de redesenho dos processos. Corroborando, Coelho (2010) afirma que o SGI faz parte de um processo de otimização de recursos e de avanço de conhecimento, que se relaciona ou integra com outros subsistemas de características semelhantes, para uma gestão global integrada com maior eficiência e eficácia.

Segundo Soluri *et al.* (2011), uma implantação do SGI em laboratórios da PUC-Rio, prestadores de serviços para a indústria do petróleo, que iniciou o processo no primeiro semestre de 2008 até 2010, proporcionaram a: definição de objetivos e metas, unificação da documentação e de auditorias internas; elaboração de planos de melhorias, minimizou o retrabalho, treinamentos e capacitação de pessoal, consultorias; eliminou os passivos; organizou os produtos químicos por compatibilidade dos reagentes com as devidas fichas de segurança dos produtos químicos (FISQP); melhorou a sinalização de segurança; criou a brigada de incêndio, conscientização dos colaboradores em SMS, com atuação de forma preventiva.

Na indústria do petróleo devido aos grandes investimentos, com alta exigência nos níveis de segurança das instalações, continuidade operacional, proteção ao meio ambiente, segurança e saúde no trabalho, a exposição a riscos e falhas nas instalações, processos, produtos e/ou serviços tem exigido das empresas prestadores de serviços que atuam nas diversas áreas da cadeia de valor, a implantação de Sistemas de Gestão Integrados (SGI) da qualidade, segurança, meio ambiente e saúde no trabalho (QSMS), como um diferencial competitivo no mercado do petróleo, para a melhoria contínua dos processos, produtos, serviços e do desempenho em QSMS (Hezel, 2014).

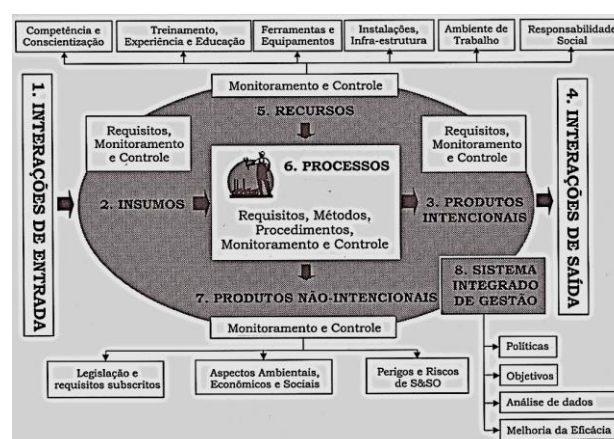
Desta forma, o SGI pode ser considerado como um conjunto de ações estabelecidas e atendidas com ética, valores, conhecimento, habilidade, competência, critérios, objetivos, metas, experiência, autoridade, técnica, planejamento, comunicação, controles, medições, monitoramentos, procedimentos, recursos e uma avaliação contínua, administradas de forma organizada e integrada com as normas NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 (Gouveia, Mançú e Cordeiro, 2019).

Segundo Cerqueira (2006, p. 50) os principais itens relacionados aos processos das organizações que devem ser monitorados e controlados pelo SGI, são:

- Interações na entrada;
- Insumos;
- Produtos intencionais;
- Interações de saída;
- Recursos;
- Processos;
- Produtos não-intencionais; e
- Sistema Integrado de Gestão.

Cerqueira (2006) definiu um fluxograma com o resumo da sequência dos principais itens e desdobramentos desses itens, relacionados aos processos das organizações, que devem ser acompanhados, monitorados e controlados pelo Sistema de Gestão Integrado (SGI), conforme Figura 9.

Figura 9 - Fluxograma dos principais itens relacionados aos processos das organizações que devem ser monitorados e controlados pelo SGI



Fonte: Cerqueira (2006, p.51)

Cerqueira (2006) apresenta alguns procedimentos gerais e específicos obrigatórios e não obrigatórios, conforme Quadro 13, que são recomendados a sua elaboração devido as possibilidades de falhas nesses processos, estes fazem parte da estrutura documental de uma organização e podem ser utilizados no processo de implementação de um Sistema de Gestão Integrado (SGI),

Quadro 13 - Procedimentos gerais e específicos obrigatórios e não obrigatórios para utilização na implantação de um SGI

Procedimentos Gerais	Procedimentos Específicos
Padronização de Documentos	Análise Crítica dos Requisitos do Produto
Análise Crítica pela Direção	Controlo de Processos e Operações
Controlo de Documentos	Controlo de Equipamentos de Medição
Controlo de Registros	Medição da Satisfação de Clientes e Outras Partes Interessadas
Competência, Conscientização e Treinamento	Desenvolvimento de Produto
Comunicação Interna e Externa	Aquisição e Relação com Fornecedores
Ação Corretiva, Preventiva e de Melhoria	Identificação de Aspectos e Impactos Ambientais
Auditorias Internas	Identificação de Perigos e Riscos de Segurança e Saúde Ocupacional
Tratamento de Não-Conformidades	Preparação e Atendimento a Emergência
Medição e Monitoramento	Responsabilidade Social
Identificação e Acesso a Legislação	Outros Considerados Pertinentes
Conformidade Legal	

Fonte: Cerqueira (2006)

Para a integração dos Sistemas de Gestão Integrados baseados nas normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001, a Academia Tecnológica de Sistemas de Gestão - ATSG (2010) apresenta 22 (vinte e dois) requisitos necessários, conforme definido no Quadro 14.

Quadro 14 - Requisitos para integração dos sistemas de gestão

Requisitos para integração dos sistemas de gestão	
1	Manual
2	Determinação dos requisitos das partes interessadas
3	Definição dos processos
4	Funções, recursos, autoridades e responsabilidades
5	Política
6	Objetivos e métodos
7	Representante da direção
8	Controlo de documentos
9	Controlo de registros
10	Comunicação
11	Competência, treinamento e conscientização

Continua

Cont. Quadro 14 - - Requisitos para integração dos sistemas de gestão

Requisitos para integração dos sistemas de gestão	
12	Gestão dos processos
13	Aquisição
14	Medição e monitoramento
15	Calibração
16	Gestão de mudanças
17	Controle de produto não conforme/emergências
18	Auditoria interna
19	Ações corretivas
20	Ações preventivas
21	Análise crítica pela direção
22	Melhoria

Fonte: ATSG (2010)

Para Poltronieri (2014) a implantação de sistemas de gestão de forma isolada apresenta problemas de utilização de normas e procedimentos de forma separada, duplicação de documentos e de controle de registros. E com a popularização na utilização de normas certificáveis surge em paralelo a necessidade de se avaliar o nível de maturidade de integração nas diversas áreas dos sistemas de gestão, para verificar se o processo é bem compreendido, documentado e aplicado de forma sistemática na organização, tendo como objetivo garantir o processo de melhoria contínua das organizações.

No entanto, os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) são concretizados quando duas ou mais normas de certificação são unificadas, devido às compatibilidades dos requisitos dos sistemas de gestão, porém sem perder as suas características individuais (Bertolino e Couto, 2018).

Segundo Santos *et al.*, (2018, p. 287) “a integração dos sistemas de gestão da qualidade (SGQ), ambiental (SGA) e da segurança e saúde no trabalho (SGSST) podem ser por fases e de forma parcial (SGQ e SGA ou SGQ e SGS&ST ou SGA e SGS&ST) ou total (SGQ e SGA e SGS&ST), identificando todos os campos de aplicação comuns dos sistemas de gestão”, para caracterizar o SGI.

No processo de integração dos sistemas de gestão da qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho serão respeitados as especificações de cada sistema, caracterizará à correspondência de vários requisitos comuns aos sistemas de gestão, alguns requisitos serão

equivalentes a um ou a outro sistema e outros requisitos serão específicos ao propósito de apenas um sistema, onde não poderá haver a integração (Bertolino e Couto, 2018; Santos *et al.*, 2018). “Os SG tem como objetivo prover as organizações de elementos de um modelo de gestão eficaz que possa ser integrado a outros requisitos da gestão, sendo esse fator um ponto chave na gestão da organização” (Waclawovsky e Batiz, 2010, p. 5).

Segundo a norma UNE 66.177 (*Asociación Española de Normalización y Certificación*, 2005) uma organização deve analisar o contexto atual de sua atuação, antes de integrar os seus sistemas de gestão, para identificar o melhor método de integração e os recursos necessários para a execução, devendo no mínimo observar os seguintes níveis:

- Nível de maturidade ou capacidade para gestão por processos, baseando-se na experiência e eficácia do uso dos sistemas de gestão e do uso de ferramentas de gestão, na estrutura organizacional e funcional, e no nível de competência dos colaboradores da organização;
- Nível de complexidade das expectativas das partes interessadas, incluindo os requisitos dos clientes, colaboradores, fornecedores, acionistas e sociedade;
- Nível de abrangência a partir da avaliação dos sistemas e normas implantados, dos produtos e serviços, processos e documentação; e
- Nível de risco relacionado ao descumprimento de requisitos legais associados ao processo de integração, em relação ao grau de cumprimento de requisitos legais, de regulamentos associados aos produtos e serviços.

Segundo Bertolino e Couto (2018) a análise do contexto de uma organização caracteriza-se pelo exercício de autoconhecimento em relação ao mercado global e competitivo, onde deve ser definido qual o propósito da empresa, seu principal negócio, ponto forte e estratégico de atuação (*core business*), seus valores, visão e cultura organizacional e quais as suas diretrizes. Bertolino e Couto (2018, p. 14) ainda relacionam os seguintes elementos

importantes que influenciam e devem ser analisados numa análise de contexto da organização:

- Questões legais (Leis);
- Tecnologias disponíveis;
- Competitividade do mercado no qual a organização faz parte;
- Ambientes culturais onde a organização está inserida ou onde tem influência;
- Cenário local, regional, nacional ou internacional, dependendo da abrangência da organização;
- Aspectos ambientais e impactos significativos associados;
- Riscos ambientais associados com saúde e segurança ocupacional.

2.5.1 Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, ABNT NBR ISO 14001:2015 e ABNT NBR ISO 45001:2018

Para a estruturação da integração dos requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI torna-se necessário a elaboração de uma matriz de correspondência das seções e requisitos comuns e específicos utilizando como base de referência as seções 4 a 10 e principais requisitos da norma ABNT NBR ISO 9001:2015, e das demais normas ABNT NBR ISO 14001:2015 e ABNT NBR ISO 45001:2018 (Quadro 15), que caracterizam os sistemas de gestão integradas (SGI), para posterior elaboração de listas de verificação, guião de entrevistas e/ou questionários de percepção de diagnóstico de desempenho de práticas de gestão operacional, para atender os requisitos de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST) de organizações com e sem fins lucrativos (Gouveia, Mançú e Cordeiro, 2019).

Quadro 15 - Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018)

Matriz de Correspondência entre os Requisitos das Normas ABNT NBR ISO		
NBR ISO 9001:2015	NBR ISO 14001:2015	NBR ISO 45001:2018
Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização
4.1 Entendendo a organização e seu contexto	4.1 Entendendo a organização e seu contexto	4.1 Entendendo a organização e seu contexto
4.2 Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas	4.2 Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas	4.2 Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 15 - Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ISO do SGI (ABNT NBR ISO 9001:2015, ABNT NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018)

Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização
4.3 Determinando o escopo do sistema de gestão da qualidade	4.3 Determinando o escopo do sistema de gestão ambiental	4.3 Determinando o escopo do sistema de gestão da segurança e da saúde
4.4 Sistema de gestão da qualidade e seus processos	4.4 Sistema de gestão ambiental	4.4 Sistema de gestão da segurança e da saúde
Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança
5.1 Liderança e comprometimento	5.1 Liderança e comprometimento	5.1 Liderança e comprometimento
5.1.1 Generalidades		
5.1.2 Foco no cliente		
5.2 Política	5.2 Política ambiental	5.2 Política da segurança e da saúde
5.2.1 desenvolvendo a política da qualidade		
5.2.2 Comunicando a política da qualidade		
5.3 Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais	5.3 Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais	5.3 Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais
Seção 6 - Planejamento	Seção 6 - Planejamento	Seção 6 - Planejamento
6.1 Ações para abordar riscos e oportunidades	6.1 Ações para abordar riscos e oportunidades	6.1 Ações para abordar riscos e oportunidades
	6.1.1 Generalidades	6.1.1 Generalidades
	6.1.2 Aspectos ambientais	6.1.2 Perigos e riscos
	6.1.3 Requisitos legais e outros requisitos	6.1.3 Requisitos legais e outros requisitos
	6.1.4 Planejamento de ações	6.1.4 Planejamento de ações
6.2 Objetivos da qualidade e planejamento para alcançá-los	6.2 Objetivos ambientais e planejamento para alcançá-los	6.2 Objetivos da segurança e da saúde e planejamento para alcançá-los
	6.2.1 Objetivos ambientais	6.2.1 Objetivos da segurança e da saúde
	6.2.2 Planejamento de ações para atingir os objetivos ambientais	6.2.2 Planejamento de ações para atingir os objetivos da segurança e da saúde
6.3 Planejamento de mudanças	6.3 Planejamento de mudanças	6.3 Planejamento de mudanças
Seção 7 - Apoio / Suporte	Seção 7 - Apoio / Suporte	Seção 7 - Apoio / Suporte
7.1 Recursos	7.1 Recursos	7.1 Recursos
7.1.1 Generalidades		
7.1.2 Pessoas		
7.1.3 Infraestrutura		
7.1.4 Ambiente para a operação dos processos		
7.1.5 Recursos de monitoramento e medição		
7.1.6 Conhecimento organizacional		
7.2 Competência	7.2 Competência	7.2 Competência
7.3 Conscientização	7.3 Conscientização	7.3 Conscientização
7.4 Comunicação	7.4 Comunicação	7.4 Comunicação
	7.4.1 Generalidades	7.4.1 Generalidades
	7.4.2 Comunicação interna	7.4.2 Comunicação interna
	7.4.3 Comunicação externa	7.4.3 Comunicação externa

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 15 - Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ISO do SGI (ABNT NBR ISO 9001:2015, ABNT NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018

Seção 7 - Apoio / Suporte	Seção 7 - Apoio / Suporte	Seção 7 - Apoio / Suporte
7.5 Informação documentada	7.5 Informação documentada	7.5 Informação documentada
7.5.1 Generalidades	7.5.1 Generalidades	7.5.1 Generalidades
7.5.2 Criando e atualizando	7.5.2 Criando e atualizando	7.5.2 Criando e atualizando
7.5.3 Controle de informação documentada	7.5.3 Controle de informação documentada	7.5.3 Controle de informação documentada
Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação
8.1 Planejamento e controle operacional	8.1 Planejamento e controle operacional	8.1 Planejamento e controle operacional
8.2 Requisitos para produtos e serviços	8.2 Preparação e resposta a emergências	8.2 Preparação e resposta a emergências
8.2.1 Comunicação com o cliente	8.2 Preparação e resposta a emergências	8.2 Preparação e resposta a emergências
8.2.2 Determinação de requisitos relativos a produtos e serviços		
8.2.3 Análise crítica de requisitos relativos a produtos e serviços		
8.2.4 Mudanças nos requisitos para produtos e serviços		
8.3 Projeto e desenvolvimento de produtos e serviços		
8.3.1 Generalidades		
8.3.2 Planejamento de projeto e desenvolvimento		
8.3.3 Entradas de projeto e desenvolvimento		
8.3.4 Controle de projeto e desenvolvimento		
8.3.5 Saídas de projeto e desenvolvimento		
8.3.6 Mudanças de projeto e desenvolvimento		
8.4 Controle de processos, produtos e serviços externamente		
8.4.1 Generalidades		
8.4.2 Tipo e extensão de controle		
8.4.3 Informação para provedores externos		
8.5 Produção e provisão de serviço		
8.5.1 Controle de produção e de provisão de serviço		
8.5.2 Identificação e rastreabilidade		
8.5.3 Propriedade pertencente a clientes e provedores externos		
8.5.4 Preservação		
8.5.5 Atividades pós-entrega		
8.5.6 Controle de mudanças		
8.6 Liberação de produtos e serviços		
8.7 Controle de saídas não conformes		

Continua

Cont. Quadro 15 - Matriz de correspondência entre os requisitos das normas ISO do SGI (ABNT NBR ISO 9001:2015, ABNT NBR ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018)

Seção 9 - Avaliação de desempenho	Seção 9 - Avaliação de desempenho	Seção 9 - Avaliação de desempenho
9.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação	9.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação	9.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação
9.1.1 Generalidades	9.1.1 Generalidades	9.1.1 Generalidades
9.1.2 Satisfação do cliente	9.1.2 Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos	9.1.2 Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos
9.1.3 Análise e avaliação		
9.2 Auditoria interna	9.2 Auditoria interna	9.2 Auditoria interna
	9.2.1 Generalidades	9.2.1 Generalidades
	9.2.2 Programa de auditoria interna	9.2.2 Programa de auditoria interna
9.3 Análise crítica pela direção	9.3 Análise crítica pela direção	9.3 Análise crítica pela direção
Seção 10 - Melhoria	Seção 10 - Melhoria	Seção 10 - Melhoria
10.1 Generalidades	10.1 Generalidades	10.1 Generalidades
10.2 Não conformidade e ação corretiva	10.2 Não conformidade e ação corretiva	10.2 Não conformidade e ação corretiva
10.3 Melhoria contínua	10.3 Melhoria contínua	10.3 Melhoria contínua

Fonte: Adaptado das normas ABNT NBR ISO 9001:2015; ABNT NBR ISO 14001:2015 e ABNT NBR ISO 45001:2018.

2.5.2 Principais benefícios e dificuldades das normas ABNT NBR ISO de SGI - NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018)

A partir de pesquisas bibliográficas e análises realizadas por Hezel (2014), em 7 (sete) estudos de caso na indústria do petróleo nacional e em mais 13 pesquisas bibliográficas de estudo de caso na indústria do petróleo internacional, apresentaram os seguintes benefícios e dificuldades similares do SGI, conforme Quadro 16.

Quadro 16 - Principais benefícios e dificuldades do SGI, citados pelos autores das pesquisas nas indústrias de petróleo nacionais e internacionais

Benefícios do SGI	
Melhoria e manutenção das boas relações com os seus <i>stakeholders</i>	Assegurar de maneira planejada e integrada a satisfação das partes interessadas;
Abatimento nos prêmios de seguros pagos pelas empresas	Aumentar a visão holística da organização;
Fortalecimento na imagem	Servir como ferramenta gerencial para o crescimento do potencial humano da organização;
Redução sistemática nos custos operacionais	Servir como ferramenta para a melhoria do desempenho da organização;
Otimização dos recursos	Promover um redirecionamento dos procedimentos existentes, de departamentalização das atividades para uma visão orientada por processos;
Redução nas taxas de frequência e de gravidade dos acidentes com afastamento de pessoal;	Maior eficácia e eficiência da gestão dos sistemas e no alcance dos objetivos e metas;

Continua

Cont. Quadro 16 - Principais benefícios e dificuldades do SGI, citados pelos autores das pesquisas nas indústrias de petróleo nacionais e internacionais

Benefícios do SGI	
Demonstração de atendimento e cumprimento da legislação e outros requisitos;	Maior capacidade de reação em relação a novas necessidades e expectativas das partes interessadas;
Conservação de matérias-primas, energia e recursos naturais, com a redução e eliminação de desperdícios;	Maior eficiência na tomada de decisões pela direção, através de uma visão global dos sistemas;
Redução nos prazos de obtenção de licenças;	Redução de recursos e tempo na realização dos processos integrados;
Implementação de melhorias contínuas;	Melhoria da percepção e do comprometimento do pessoal, contribuindo para que toda organização fale uma única linguagem de gestão;
Redução de custos com elaboração de documentos, treinamentos, certificações e auditorias.	Melhoria da comunicação interna e externa, aumentando a confiança de clientes e fornecedores;
Abrangência holística para gestão dos riscos do negócio;	Melhor foco nos negócios;
Redução da duplicação e da burocracia;	Maior disposição e motivação de pessoal; e
Redução do conflito entre os sistemas;	Auditorias internas e externas otimizadas.
Dificuldades do SGI	
Identificação das semelhanças e diferenças existentes nas normas e a garantia de que todos os seus requisitos sejam contemplados;	
Negociação dos termos de ajustamento de conduta;	
Conclusão da identificação, avaliação e definição de aspectos/impactos, perigos/riscos e situações de emergência;	
Grande quantidade de modificações de normas e procedimentos;	
Definição de objetivos, metas e programas; e	
Motivação e resistência à mudança cultural e nível de instrução dos empregados envolvidos.	

Fonte: Hezel (2014), Norma PAS 99:2006; Corrêa (2004); e ATSG (2010).

Para Bertolino e Couto (2018), a integração dos sistemas de gestão (SGQ, SGA e SGSST) apresenta vantagens em relação aos sistemas implantados de forma individual, devido à dificuldade e custos para a implementação de sistemas de gestão específicos de forma separada em uma mesma organização. Ainda conforme Bertolino e Couto (2018, p. 11), as principais vantagens da integração são:

- Harmoniza e minimiza o volume, a administração e a manutenção do sistema de gerenciamento de documentos e menor burocracia;
- Promove a coordenação e balanceamento dos propósitos específicos dos sistemas de gestão global da organização;
- Promove a redução dos custos com auditorias internas e de certificação;
- Promove a redução dos custos do processo de implementação de novos sistemas;
- Reduz o tempo de paralisação das atividades durante a realização das auditorias;

- Possibilita a realização de uma implementação progressiva e modular de novos sistemas de gestão ao sistema de gestão global;
- Permite alinhamento dos objetivos, processos e recursos para diferentes áreas funcionais (qualidade, meio ambiente e saúde e segurança laboral);
- Reduz o tempo utilizado para treinamentos (treinamentos integrados);
- Elimina esforços duplicados e redundâncias;
- Gera sinergia pelos diferentes sistemas implementados de maneira conjunta; e
- Aumenta a eficácia e melhora a eficiência do sistema de gestão.

2.5.3 Resumo

Esta seção define que um Sistema de Gestão Integrado (SGI) corresponde a um conjunto de processos, atividades, tarefas, organização e unificação de recursos tangíveis e intangíveis, meios e critérios, para a implantação de políticas de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde do trabalho (QMS&ST), atingir os objetivos, metas, a aprendizagem contínua e a melhoria contínua em uma organização.

Um SGI em uma organização tem como objetivo principal atender os requisitos de QMS&ST dos diversos *stakeholders*, com foco no cliente, alta direção, demais lideranças e colaboradores engajados na qualidade, preservação do meio ambiente, segurança e na saúde do trabalho, treinamentos, capacitação e comprometimento de todos, com visão sistêmica e conhecimento da cadeia de valor dos diversos processos internos, tomada de decisão baseada em factos e no processo ganha-a-ganha no relacionamento com os *stakeholders*.

Os sistemas de gestão de QMS&ST quando implementados de forma separada apresentam custos mais elevados, maior burocracia, documentação e esforços duplicadas, probabilidades de desvios e falhas, com impactos para os *stakeholders*, meio ambiente e ao patrimônio da organização. Neste contexto, as organizações buscam a integração porque os sistemas de gestão de QMS&ST possibilitam a correspondência dos requisitos comuns e definem seus requisitos específicos para o seu propósito, em um único sistema de gestão, para garantir a satisfação dos clientes e dos demais *stakeholders*.

As alterações nas estruturas de requisitos das normas ISO 9001 e ISO 14001 em 2015, a substituição da norma OHSAS 18001 e utilização como referência, para a elaboração da nova norma dos sistemas de gestão de S&ST a ISO 45001 em 2018, com a alteração da estrutura de requisitos, vindo a caracterizar as três normas com estruturas de requisitos similares em 7 (sete) cláusulas, possibilitou de forma simplificada um melhor entendimento e a otimização dos recursos na integração dos sistemas de gestão de QMS&ST no sistema de gestão global da organização.

Os sistemas de gestão global de uma organização integrados com os sistemas de gestão de QMS&ST apresentam requisitos comuns para a definição de política, procedimentos e auditorias que tratem das questões de QMS&ST de forma unificada. A integração dos sistemas de gestão pode levar meses ou até anos, porque envolve um conjunto de atividades e tarefas de diversos aspectos, o tamanho da organização, escopo, recursos humanos e materiais disponibilizados para o processo de implementação.

Foi observado que para a integração e implementação dos sistemas de gestão apresenta algumas dificuldades como: identificação e correspondência dos requisitos comuns e específicos das normas de QMS&ST, com os demais requisitos dos sistemas de gestão global da organização; avaliação e definição dos aspectos e impactos, perigo e riscos das atividades, com definição das ações de mitigação; definição de objetivos, metas e programas; resistência à mudança cultural; e nível de instrução dos colaboradores envolvidos.

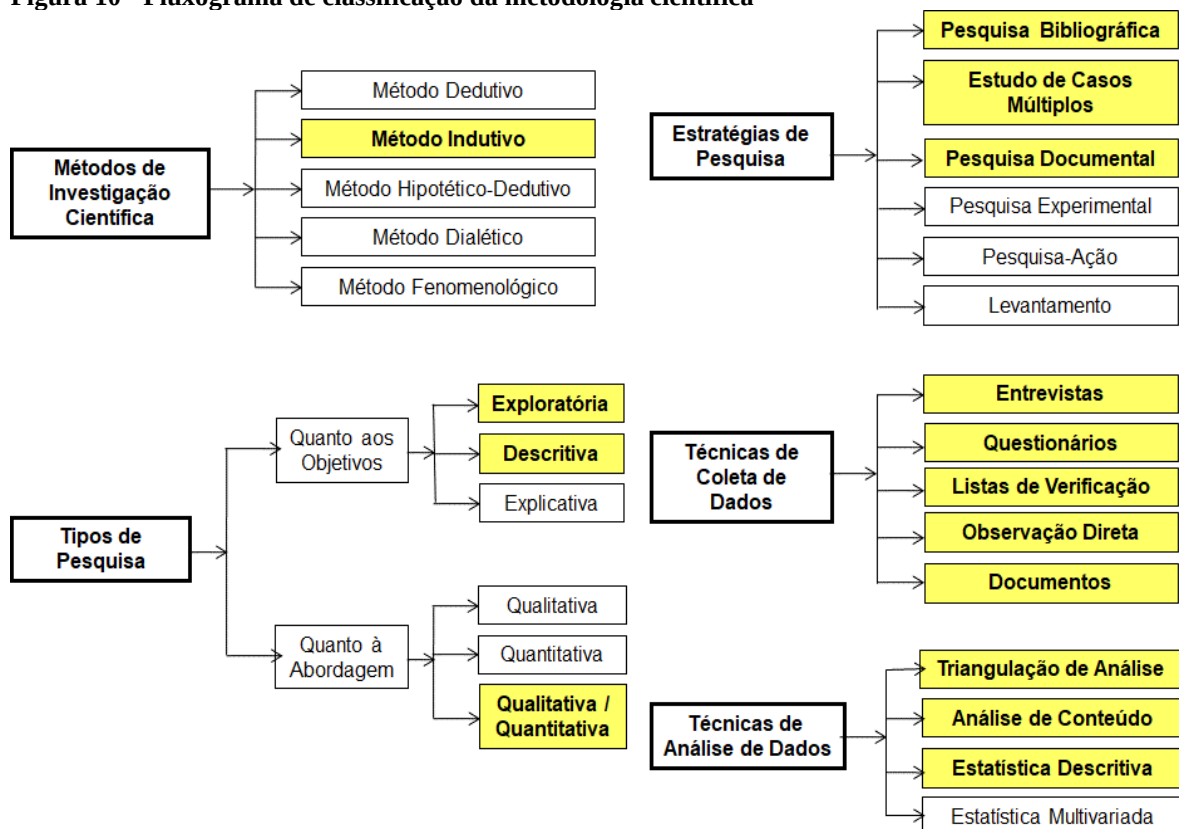
Portanto, o SGI apresenta também os seguintes benefícios: fortalecimento da imagem da organização; otimização de recursos; maior eficiência e eficácia dos sistemas de gestão e no alcance dos objetivos e metas; redução de custos operacionais e global; melhoria de relacionamento com os diversos *stakeholders*; melhoria da comunicação interna e externa e outros. Entretanto, a integração dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO com os sistemas de gestão global de uma organização apresenta maiores benefícios e vantagens, quando comparado com as dificuldades de implementação, justificando o investimento de tempo e de recursos no SGI.

CAPÍTULO III - METODOLOGIA DA INVESTIGAÇÃO

3.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo explicar os procedimentos metodológicos que foram adotados para a realização desta tese. Para apresentar os elementos metodológicos da nossa pesquisa foram analisados a problemática e os objetivos do estudo, o tipo de estudo, técnicas de coleta de dados e informação, participantes no estudo quanti-qualitativo, procedimentos e tratamento dos dados e as considerações éticas que norteiam a pesquisa. A Figura 10 ilustra a classificação da metodologia científica aplicada nesta tese.

Figura 10 - Fluxograma de classificação da metodologia científica



Fonte: Adaptado de Moretti, 2017

3.2 Métodos de investigação científica

Para Gil (2017) e Lacerda (2015), a pesquisa é um procedimento formal e sistemático de desenvolvimento do método científico, que tem como objetivo proporcionar respostas aos problemas que são propostos, quando não tem informação suficiente ou a mesma está disponível de forma desorganizada, para responder ou fazer uma adequada relação com o problema, através de procedimentos científicos, estruturada com a definição do problema e dos objetivos, até a análise e discussão dos resultados (Gil, 2016).

Na realização de uma pesquisa, a metodologia tem como objetivo alcançar o fim proposto e este não é um procedimento, e sim indicar a escolha teórica feita pelo pesquisador, para tratar o objeto da pesquisa (Lacerda, 2015).

De acordo com Martins (2016), *“a metodologia tem como objetivo o aperfeiçoamento dos processos e critérios utilizados na pesquisa”*. Corroborando, Gerhardt e Silveira (2009), afirmam que a metodologia não deve ser confundida com o método, isto porque a metodologia se preocupa com a validade do caminho escolhido, já o método e a técnica se preocupam com os conteúdos, caminhos, procedimentos (conjunto de atividades) sistemáticas e racionais, que permitem atingir os objetivos propostos, identificando erros e auxiliando nas decisões do pesquisador (Lakatos, 2000; Martins, 2016).

Segundo Gil (2016, p. 8), *“o método (do grego *methodos*) é o caminho para se chegar a determinado fim”*, e o *“método científico é o conjunto de procedimentos intelectuais e técnicos adotados para se atingir o conhecimento”*. Os métodos que proporcionam as bases lógicas da investigação são desenvolvidos a partir de elevado grau de abstração, que possibilitam ao pesquisador decidir acerca do alcance de sua investigação, das regras de explicação dos factos e da validade de suas generalizações, sendo incluídos neste grupo os seguintes métodos: dedutivo, indutivo, hipotético-dedutivo, dialético e fenomenológico (Gil, 2016).

Para Moretti (2017), os métodos dedutivos e indutivos são os mais aplicados nas investigações dos sistemas produtivos. Corroborando, Gil (2016) afirma que o método dedutivo que parte do geral, e a seguir desce ao particular, com premissa considerada verdadeira e conclusões de caráter formal, baseadas na lógica, enquanto que o método indutivo é o inverso do dedutivo, parte do particular e generaliza após a coleta de dados particulares, com base na observação de casos concretos confirmados da realidade, observação dos factos ou fenômenos, e fundamentado na experiência (Gil, 2016).

Neste contexto, a presente pesquisa apresenta características do método indutivo, isto porque o autor realizou um estudo das práticas de gestão operacional nos sistemas produtivos de campos produtores de petróleo, para posterior generalização das suas conclusões.

3.3 Tipos de pesquisa

Para Freitas e Jabbour (2011), o primeiro passo para o início de uma pesquisa é a definição do objetivo e da abordagem, quanto ao seu objetivo a pesquisa pode ser classificada em três tipos: exploratória, descritiva e explicativa.

Neste contexto, o objetivo dessa pesquisa caracterizou-se como exploratória e descritiva. Segundo Gil (2016) e Lacerda (2015), a pesquisa exploratória tem por objetivo desenvolver, explicar e modificar conceitos e idéias para a formulação de abordagens posteriores. Para Triviños (1987. p. 109) “*os estudos exploratórios permitem ao investigador aumentar sua experiência em torno de determinado problema*”. Enquanto que a pesquisa descritiva busca a descrever com exatidão os factos e fenômenos de determinadas realidades, as características de uma comunidade, seus problemas, experiências, reações e comportamentos (Gil, 2016; Lacerda, 2015).

Quanto a abordagem a pesquisa foi qualitativa e quantitativa. A pesquisa com abordagem qualitativa contempla a subjetividade, a descoberta, a valorização da visão de mundo dos sujeitos, através de amostras intencionais, selecionadas por tipicidade ou por acessibilidade, com técnicas de coleta de dados pouco estruturadas e tratados por análise de cunho

interpretativo (Vergara, 2005). Corroborando, Lacerda (2016) relata que a pesquisa qualitativa visa identificar e descrever determinado fenômeno ou experiência, explorar determinado contexto, sendo o pesquisador parte importante no processo de investigação, devido à interação com os participantes no ambiente de estudo.

Na pesquisa qualitativa aplicam-se múltiplas fontes de coleta de dados, como: análise de documentos, entrevistas, questionários e listas de verificação *in loco* com observação direta, análise de dados indutiva, organização em categorias ou temas e definição de padrões, que dão sustentabilidade a todas as fontes de dados, e caracteriza-se por uma investigação interpretativa em múltiplas dimensões, para investigar um mesmo fenômeno (Lacerda, 2015; Creswell, 2016; Vergara, 2005). Para Martins (2016) a pesquisa científica orientada por avaliação qualitativa caracteriza-se pela descrição, compreensão e interpretação de fatos e fenômenos, através da estratégia de pesquisa estudo de caso.

A pesquisa quantitativa e qualitativa proporciona um melhor atendimento do problema de pesquisa e uma aproximação com o objeto de avaliação, através da análise de triangulação e convergência dos dados numéricos de abordagem quantitativa e de conteúdos de abordagem qualitativa (Creswell, 2016). A abordagem quantitativa deve ser aplicada quando a pesquisa é descritiva ou causal e a abordagem qualitativa quando a finalidade da pesquisa é explicar ou descrever um evento ou uma situação (Freitas e Jabbour, 2011). A pesquisa quantitativa preocupa-se com a medição objetiva de variáveis operacionalmente definidas e mensuração de dados, com precisão na análise e na interpretação (Freitas e Jabbour, 2011; Cauchick Miguel, 2018).

3.4 Estratégias de pesquisas

Na estratégia da pesquisa foram utilizadas três opções apresentadas pela literatura: a pesquisa bibliográfica, pesquisa documental e o estudo de caso. Para Martins (2016), a pesquisa bibliográfica se caracteriza por um levantamento de todas as informações atreladas ao assunto a ser pesquisado em artigos acadêmicos e livros reconhecidos, sendo esta prática comum a quase todos os trabalhos científicos. A pesquisa bibliográfica permite ao investigador uma cobertura abrangente de informações necessárias, mostrando-se bastante

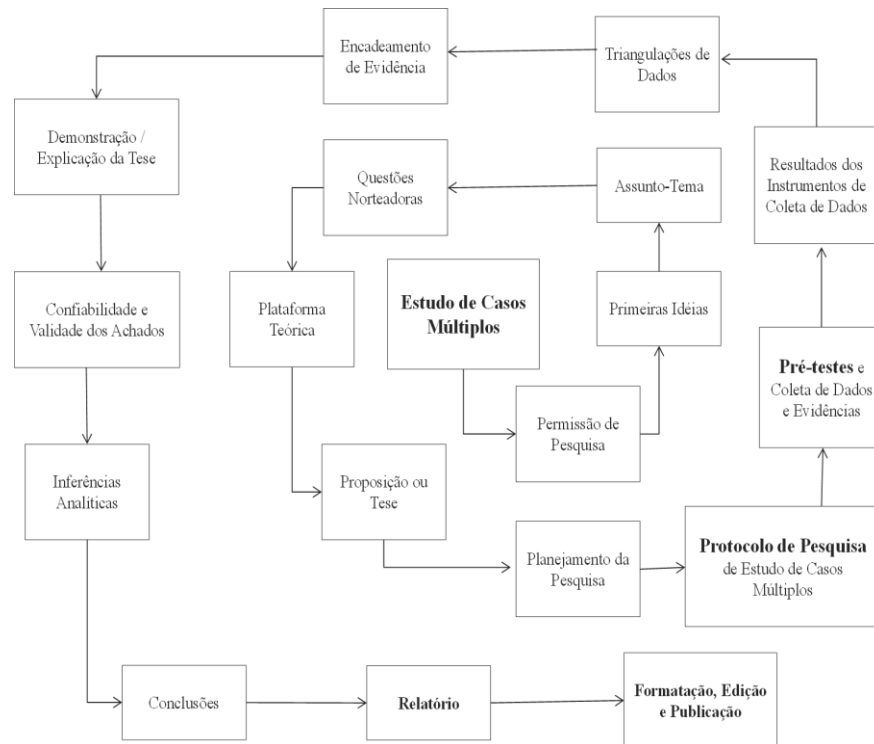
eficaz quando o problema da pesquisa requer dados muito dispersos pelo espaço (Moretti, 2017; Gil, 2017).

Segundo Vergara (2005) na pesquisa documental o pesquisador interfere na realidade do estudo de caso e se caracteriza através de material já publicado disponíveis em meios eletrônicos, jornais, livros, revistas, para consulta ao público de interesse.

Neste trabalho foram analisados artigos científicos, livros, dissertações, teses, normas ISO, requisitos e regulamentos de gestão e técnico da Agência Nacional do Petróleo e Bicom bustíveis (ANP), com o intuito de levantar informações sobre as praticas operacionais, para aplicação na gestão global e nos processos produtivos das organizações da indústria de exploração e produção do petróleo no Brasil.

O estudo de caso é uma pesquisa empírica que busca entender os fenômenos individuais, grupais, organizacionais, sociais, políticos e relacionados, dentro do seu contexto real (pesquisa naturalista), assim como permitir a investigação de processos organizacionais e administrativos, com foco no caso e na perspectiva holística, com aplicação em diferentes campos, o pesquisador não tem controlo sobre eventos e variáveis (Yin, 2015; Lacerda, 2015; Martins, 2016; Gil, 2017). A Figura 11 apresenta um processo de um estudo de casos múltiplos.

Figura 11 - Processo de estudo de casos múltiplos



Fonte: Adaptado de Martins (2016)

O tipo de pesquisa nesta tese foi exploratória e descritiva, através de estudo de casos múltiplos em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro (Figura 12). Quanto à obtenção de respostas para as questões-chave, a pesquisa foi caracterizada como qualitativa, através da aplicação de entrevistas, e quantitativa com aplicação de questionários de percepção em escala Likert de cinco pontos e de listas de verificação *in loco* com observação direta da documentação técnica e dos procedimentos de execução/operacional, dos processos e equipamentos produtivos, com triangulação de dados, análise documental e análise de conteúdos, para posterior descrição dos resultados, quanto ao atendimento de práticas de gestão operacional e de controlo de registros exigidas nos programas de gestão estruturados com requisitos dos sistemas de gestão integrados (SGI) das normas ABNT NBR ISO e de regulamentos técnicos (RT) da ANP.

Figura 12 - Mapa da região Nordeste do Brasil



Fonte: <https://www.infoescola.com/geografia/região-nordeste/>

3.5 Técnicas de coleta de dados

A partir da pesquisa bibliográfica e da definição do modelo integrado de práticas de gestão operacional foram estruturados os instrumentos de coleta de dados do tipo guião de entrevistas, questionários de percepção, listas de verificação *in loco* e observação direta com aplicação de requisitos definidos em 3 (três) categorias: gestão e transferência de conhecimento (GTC), integridade estrutural das instalações e de segurança operacional nas instalações, processos e equipamentos de produção de poços produtores e poços injetores (PPI) e de equipamentos e tanques de produção (ETP) de estações, para realizar estudo de casos múltiplos em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro

A entrevista é uma fonte essencial no estudo de caso, onde envolve uma interação social, entre dois ou mais participantes, com uma linha de investigação consistente, conforme definido em protocolo, estruturada com questões conversacionais de forma imparcial, comumente sobre eventos humanos ou ações comportamentais (Yin, 2015; Gil, 2016). Corroborando, Triviños (1987) afirma que a entrevista semi-estruturada se caracteriza pela presença consciente e atuante do pesquisador.

Para uma entrevista fluir entre os tópicos, o entrevistador deve aplicar dois tipos de declarações: perguntas e estímulos. As perguntas tendem a ser abertas, estruturadas a partir de: como; por que; o que; quem e onde; também chamada de “entrevista semiestruturada”, porque o tempo alocado é definido previamente, e os estímulos são menos padronizados, sendo estratégico elaborar lista de estímulos ao planejar a entrevista (Olsen, 2015).

Na complementação ou confirmação das informações levantadas através de guião de entrevista com os gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) especialistas, quando necessário, também são utilizados questionários com perguntas abertas ou fechadas para aplicar aos colaboradores executantes, para análise comparativa após a triangulação de dados.

Segundo Martins (2016), o questionário é um relevante instrumento de coleta de dados, com perguntas ordenadas, claras, precisas, consistentes e abertas ou fechadas sobre variáveis e situações, que se pretendam medir e descrever. Este deve ser submetido a um pré-teste, com uma pequena amostra de participantes, antes de sua aplicação definitiva, assim como aplicado para coleta de dados e evidências, através de e-mails, correio postal, telefone ou de forma presencial.

Na pesquisa presencial para aplicação de guião de entrevistas, questionários de percepção e listas de verificação *in loco*, a técnica observacional caracteriza-se pela percepção sensorial de um pesquisador experiente no evento ou fenômeno investigado, sendo este uma fonte relevante de coleta de dados, informações e de evidências objetivas, para a triangulação e análise. Estes instrumentos de coleta de dados necessitam ser bem estruturados, testados e definidos estratégias, para alcançar o tempo de operacionalização e responder aos objetivos específicos.

Para complementar ou confirmar as informações levantadas através de guião de entrevista com os gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) especialistas e aplicação de questionários de percepção junto aos empregados próprios e contratados da operação participantes, também foram utilizados a observação direta com aplicação de uma lista de

verificação (LV) para coleta de dados das instalações, processos produtivos, equipamentos e rotinas operacionais, triangulação dos dados, análises e discussão. Corroborando, Gil (2016) relata que a observação direta como técnica de coleta de dados se caracteriza como uma fonte relevante para a pesquisa a partir da definição do problema, elaboração de hipóteses, na coleta, análise e interpretação dos dados.

Para responder a questão do problema de investigação, atender ao objetivo geral e específicos foram estruturados um guião de entrevista (Apêndice C) com 328 perguntas sobre práticas de gestão operacional aplicados em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro, estruturado nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA e nos sistemas de gestão estudados; 3 questionários (Q) de percepção dos empregados próprios e contratados de operação, para avaliação de processos relacionados aos poços produtores de petróleo e poços injetores de fluído com um total de 157 perguntas; e 6 questionários (Q) de percepção dos empregados próprios e contratados para avaliação de processos relacionados à estação com um total de 228 perguntas (Apêndice D).

Os questionários estão estruturados com média de 16 à 62 perguntas para cada tipo de categoria / processo; e listas de verificação (LV) *in loco* (Apêndice E) de coleta de dados com observação direta, sendo: 3 “LV” aplicados em processos de poços, com um total de 122 perguntas, e 14 “LV” aplicados em processos de estação, com um total geral de 374 perguntas, e média de 17 à 62 perguntas por processo, ambos sobre requisitos de gestão e transferência de conhecimento; ferramentas, EPI e veículo de operação; integridade estrutural das instalações e de segurança operacional. Esses instrumentos de coleta de dados foram aplicados no segundo semestre de 2020.

Neste contexto, para validar os instrumentos de coleta de dados foram realizados pré-testes no guião de entrevista, questionários de percepção e nas listas de verificação *in loco*, com uma amostra de 10 (dez) participantes para avaliar o guião de entrevistas; 15 (quinze) participante para testar os questionários (Q) de percepção, porque este foi aplicado as equipes com menor tempo de empresa (≤ 5 anos), experiência e de percepção de riscos, devido elevada terceirização de atividade fim; e 10 (dez) participantes para analisar as listas de verificação (LV) *in loco*, com cargo e/ou função de auditor líder em sistema de gestão,

gestor, consultor e engenheiro especialista/*staff*, para avaliar o guião de entrevista; e supervisor, engenheiro da operação, técnicos de operação e operador contratado executantes da operação, que atuam nas frentes operacionais, para avaliar os questionários (Q) e as listas de verificação (LV), antes da aplicação definitiva desses instrumentos de coleta de dados, para avaliação da quantidade e sequencia lógica das perguntas, tempo de resposta, clareza e precisão das mesmas, de forma presencial e participação direta do pesquisador.

O guião de entrevista estruturado com 328 perguntas para coleta de dados foi dividido por gerências responsáveis pelas práticas de gestão operacional, com um quantitativo de perguntas variando de 5 (cinco) a 15 (quinze) por empregado entrevistado dessas gerências, para reduzir o tempo de respostas de cada participante, totalizando assim 35 entrevistados, referentes aos requisitos comuns e específicos sobre as práticas de gestão operacional, definidos nos requisitos dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO's do SGI e de requisitos dos sistemas de gerenciamento dos regulamentos técnicos de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP) definidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Na pesquisa de campo para coleta de dados com aplicação de guião de entrevistas com lideranças e *staffs*; questionários (Q) de percepção; e lista de verificação (LV) *in loco* foram consultados um total de 300 empregados próprios e contratados de operação, que trabalham nos processos da sede administrativa, da operação dos poços produtores, poços injetores e das estações, sendo: 35 empregados próprios de liderança e *staffs*, para responder as perguntas do guião de entrevistas, mais 265 (80%) empregados próprios e contratados da operação de poços e de operação das estações, de um total geral de 332 empregados de operação dos 5 (cinco) campos produtores, para responder os questionários (Q) de percepção.

As 35 entrevistas com empregados próprios de liderança e *staffs* foram negociadas via telefone e programadas para atender o melhor dia e horário de cada participante, com um total de 25 (71%) entrevistas realizadas de forma presencial na sede administrativa dos campos produtores, com a descrição das respostas e validação imediata após leitura do

entrevistado, e 10 (29%) de entrevistas realizadas por telefone e validadas as descrições das respostas por email, com coleta total de dados das 328 perguntas no prazo de 2 (dois) meses.

Os 265 questionários (Q) de percepção e o Termo de Consentimento e Livre Esclarecimento (TCLE) em cópias físicas impressas para aplicar à 80% de 332 empregados próprios e contratados de operação que trabalham em poços produtores, poços injetores e nas estações distribuímos para cada participante nas reuniões do diálogo diário de segurança (DDS) realizadas por cada supervisor de operação, nas frentes operacionais dos 5 (cinco) campos produtores, sendo realizada a leitura do TCLE, explicado o objetivo da coleta de dados, a estrutura de cada questionário por categoria, processo operacional e equipamento, e exemplos de escolha para as opções de respostas na escala Likert de 5 (cinco) pontos, e também foi divulgado e disponibilizado meios de contato para tirar dúvidas, como n° de celular e e-mail do pesquisador.

A distribuição dos 265 questionários (Q) de percepção foram proporcional, com uma média de 80% do quantitativo total geral de empregados de cada campo produtor A (60), B (85), C (87), D (45) e E (55), sendo distribuídos os seguintes quantitativos de questionários (Q) por campo: A (50); B (65); C (70); D (35); e E (45), com prazo máximo para devolução de 15 dias, devido ao grande quantitativo de perguntas por categoria de investigação, com devolução de 165(62%) questionários (Q) respondidos pelas equipes de operação de poços e de estações em 10 dias após data de entrega, sendo estes: 90 questionários (Q) de percepção das equipes de operação de poços e 75 questionários (Q) de percepção das equipes de operação das estações, conforme distribuição a seguir: campo A 30 (50%); B 40 (47%); C 45 (52%), D 20 (44%) e E 30 (55%) empregados participantes, representando assim uma média de 50% de um total geral de 332 empregados de operação dos campos produtores.

Para cada empregado próprio e contratado de operação participante da pesquisa através de guião de entrevistas e aplicação de questionários de percepção foi entregue um “Termo de Consentimento e Livre Esclarecimento (TCLE)” em duas vias, assinada pelo pesquisador, testemunha e pelo participante, antes da pesquisa para autorizar a realização da coleta de dados (Apêndice F).

A pesquisa nas frentes operacionais, com aplicação das listas de verificação (LV) *in loco* pelos empregados contratados dos 5 (cinco) campos produtores, com observação direta e análise da documentação técnica, procedimentos de execução/operacional, instalações de operação, processos operacionais e equipamentos foram concluídas no final de 2020, através da percepção sensorial do pesquisador, que tem experiência no evento ou fenômeno investigado, sendo este uma fonte relevante de coleta de dados, informações e de evidências, para a triangulação dos dados. Triviños (1987) define que a técnica de observação livre ou direta é aplicada na pesquisa qualitativa, quando se deseja colocar em evidência a existência de alguns traços específicos do fenômeno investigado, pode ser estruturada e padronizada, e não se materializa apenas no olhar, mas ao fazer destaques de um conjunto de objetos, pessoas, animais etc.

Para Martins (2016), “*as técnicas observacionais são procedimentos empíricos de natureza sensorial*”, caracterizada pela prática científica, da observação da rotina diária, onde o pesquisador tem interação direta com os participantes, através do exame minucioso, onde requer atenção na coleta e análise dos dados, informações e evidências.

Segundo Yin (2015) a observação direta envolve observações de reuniões, atividades em ruas ou de rotinas diárias, trabalhos nos processos de fabricação ou execução de serviços, podendo ser executadas durante as pesquisas de campo, para aplicação dos instrumentos de coleta de dados e informações, como: guia de entrevista com os gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) especialistas, e de questionários junto aos colaboradores participantes.

Os questionários (Q) de percepção referentes aos poços produtores e injetores foram classificados em 3 (três) categorias A, B e C de perguntas para coleta de dados de percepção de empregados próprios e contratados (supervisores de poços e técnicos/operadores executantes) das equipes de operação de poços, sendo categoria A - GTC sobre a gestão e transferência de conhecimento na percepção dos empregados próprios e contratados com 60 perguntas; categoria B - FE sobre a disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, equipamentos individuais de proteção (EPI) e veículo de operação com 35 perguntas; e categoria C - PPI sobre a integridade das instalações e segurança operacional de poços

produtores e poços injetores (PPI), satélites e multivias com 62 perguntas, totalizando 157 perguntas para avaliar o atendimento dos requisitos das normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP na ótica operacional.

Os questionários (Q) de percepção sobre os processos e equipamentos de estações também foram classificados em 3 (três) categorias A, B e C, com perguntas para coleta de dados de percepção de empregados próprios e contratados de operação (supervisores de processos de estação e técnicos/operadores executantes) das equipes de operação de estações, sendo categoria A - GTC sobre a gestão e transferência de conhecimento na percepção dos empregados próprios e contratados com 60 perguntas; categoria B - FE sobre a disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, equipamentos (FE) individuais de proteção (EPI) e veículo de operação com 35 perguntas; e categoria C - ETP sobre a integridade das instalações e segurança operacional de equipamentos e tanques de produção (ETP) com 39 perguntas; dosagem e armazenamento de produto químico (DAPQ) com 16 perguntas; sistema elétrico (SE) com 36 perguntas, e sistema fixo de combate a incêndio (SFCI) com 42 perguntas, totalizando 228 perguntas para avaliar o atendimento dos requisitos das normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP na ótica operacional.

As perguntas dos questionários (Q) de percepção das equipes de poços e de estações foram estruturadas com opções de respostas em escala Likert de 5 (cinco) pontos, sendo 1 - discordo totalmente, 2 - discordo em parcialmente, 3 - indiferente, 4 - concordo parcialmente e 5 - concordo totalmente. E para realizar as análises comparativas dos resultados dos quantitativos de respostas e valores percentuais de respostas dos questionários de percepção aplicados aos empregados próprios e contratados foram consolidados os dados da escala Likert 1 “discordo totalmente” e 2 “discordo parcialmente” para “discordo” e da escala Likert 4 “concordo parcialmente” e 5 “concordo totalmente” para “concordo” e foi mantido a escala Likert 3 para “indiferente”, para possibilitar uma análise comparativa mais realista entre os valores percentuais de respostas das 3 (três) opções de respostas das listas de verificação “LV” *in loco*: “conforme”; “não conforme” e “não aplicável”.

Nas listas de verificação (LV) *in loco* para aplicação junto as equipes de operação de poços e instalações de poços produtores e de poços injetores constam três categorias A, B e C de

pesquisa, sendo a categoria A - GTC com 35 perguntas para coleta de dados sobre a gestão e transferência de conhecimento (GTC) para empregados próprios e contratados; categoria B - FE sobre a disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, equipamentos (FE) de proteção individual (EPI) e veículo de operação com 25 perguntas; e categoria C - PPI sobre a integridade das instalações e segurança operacional de poços produtores e poços injetores (PPI), tubulações/duros, satélites e multivias com 62 perguntas, totalizando 122 perguntas para verificação *in loco* com observação direta e registro fotográfico nas instalações dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E, com coletas de dados alcançadas no prazo de 45 dias.

Nas listas de verificação (LV) para aplicação *in loco* na documentação técnica, nos procedimentos de operação, nas instalações, processos operacionais e equipamentos de estações foram estruturadas catorze categorias de pesquisa, sendo a categoria A - GTC sobre a gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados com 35 perguntas; categoria B - FE sobre a disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e veículo de operação com 25 perguntas; categoria C - MTV sobre manifold, tubulações e válvulas de bloqueio com 21 perguntas; categoria D-CLRP sobre câmara de lançar e receber pig (raspador) com 23 perguntas; categoria E-VS sobre vasos separadores de óleo e gás natural com 28 perguntas; categoria F-VTO sobre vasos tratadores de petróleo com 33 perguntas; categoria G-TQA sobre tanques de armazenamento com 29 perguntas; categoria H-BBB sobre bombas de transferência e dosadoras com 25 perguntas; categoria I-CGA sobre compressores de gás e de ar com 35 perguntas; categoria J-OGA sobre oleoduto, gasoduto e adutora com 26 perguntas; categoria K-DAPQ sobre dosagem e armazenamento de produto químico com 17 perguntas; categoria L-CGV sobre caldeiras e geradores de vapor com 27 perguntas; categoria M-SE sobre sistema elétrica com 29 perguntas; e categoria N-SFCI sobre sistema fixo de combate a incêndio, com 21 perguntas.

As LV estruturadas com catorze categorias de pesquisa totalizaram 374 perguntas, que foram aplicadas em cinco estação de grande porte de coleta, separação, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, tratamento e injeção de água, geração de vapor e compressão de gás dos campos produtores de petróleo “A”; “B”; “C”; “D” e “E” pelos empregados

contratados de operação, manutenção e técnico de segurança, sob a supervisão e orientação do pesquisador, com aplicação da técnica de observação direta e registro fotográfico nos 5 (cinco) campos produtores.

Portanto, para uma melhor análise comparativa das respostas de “Q” e de “LV” da categoria C-PPI (poços produtores e poços injetores), com as respostas de “Q” e de “LV” de estação foram totalizados os quantitativos das respostas de “Q” de 4 (quatro) processos internos das estações classificados nas categorias: C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI, e também os quantitativos das respostas de “LV” de 12 (doze) processos internos das estações classificados nas categorias: C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV e M-SE e N-SFCI, ambos consolidados em uma única categoria C-ETP (equipamentos e tanques de produção de estação), conforme estruturada na Tabela 96.

A partir dos resultados das entrevistas, dos questionários e das listas de verificação *in loco* foram realizadas análises comparativas após a triangulação de dados entre os discursos dos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) especialistas de *staff*; resultados de percepção de empregados próprios e contratados participantes (supervisores, técnicos de operação, operador contratado, técnicos de manutenção e técnicos de segurança), e com os dados das listas de verificação *in loco*, observando as condições reais do processo de gestão e transferência de conhecimento (GTC), da segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos de poços e de estações de grande porte, de cada um dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo pesquisados foi possível definir propostas de práticas de gestão operacional para melhoria contínua de processos internos.

No estudo de casos múltiplos, documentos técnicos relevantes foram coletados e analisados sobre o evento ou fenômeno investigado na pesquisa documental. A pesquisa bibliográfica se assemelha a pesquisa documental, porém as fontes de pesquisa diferem. Na pesquisa bibliográfica utiliza material já editado e publicado, como livros, periódicos, artigos, teses, dissertações, entre outros (Martins, 2016; Gil, 2016).

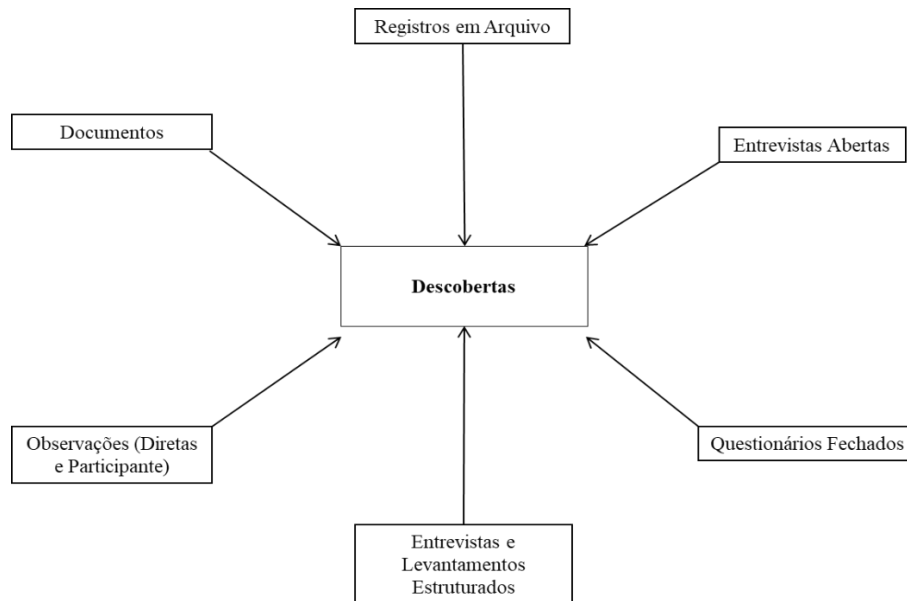
A pesquisa documental busca pesquisar material não editado, como cartas, memorandos, relatórios escritos, estudos formais, documentos administrativos, procedimentos, regulamentos, políticas e diretrizes organizacionais, cada vez mais disponíveis na Internet, como fonte de dados e informações, para auxiliar no melhor entendimento de conhecimentos e evidenciar a confiabilidade através da triangulação de dados, com outros instrumentos de coleta e de fontes de dados pesquisados (Martins, 2016; Gil, 2016; Yin, 2015).

3.6 Técnicas de análise de dados

As técnicas de análise de dados utilizadas foram: análise documental, análise de conteúdo e triangulação de dados coletados nos estudos de casos múltiplos. Para Bardin (2016, p. 51) a análise documental *“é uma operação ou conjunto de operações visando representar o conteúdo de um documento sob uma forma diferente da original, a fim de facilitar, num estado ulterior, a sua consulta e referência”*. Ainda para a autora, *“a análise documental tem por objetivo dar forma conveniente e representar de outro modo esta informação, por intermédio de procedimentos de transformação”*. Os documentos podem ser avaliados em locais de trabalho, em fontes de internet e em arquivos e bibliotecas (Olsen, 2015).

Neste contexto, segundo Yin (2015), a informação documental é importante para todos os tópicos de estudo de caso, assim como múltiplas fontes de coleta de dados proporcionam diversas avaliações do mesmo fenômeno e corroboram para uma mesma descoberta, através da triangulação dos dados e convergência de evidências (Figura 13), com caracterização do evento e perspectiva dos participantes de forma precisa, para a validação do constructo do estudo de casos múltiplos.

Figura 13 - Convergência de múltiplas fontes de evidência de estudo de casos múltiplos



Fonte: Adaptado de Yin (2015)

A triangulação dos dados visa determinar a exata posição de um objeto a partir de diversos pontos de referência (Vergara, 2005). Este se caracteriza pelo uso de fontes múltiplas, a partir de ampla variedade de evidências, que permite ao pesquisador o desenvolvimento de linhas convergentes de investigação, baseado em diversas fontes diferentes de informações, que reforça a confiabilidade do constructo do estudo de caso (Yin, 2015).

Para Martins (2016) a firma que a confiabilidade de um estudo de caso pode ser alcançada pela utilização de diversas fontes de evidências, visando uma melhor compreensão e interpretação de um fenômeno, com maior significância e qualidade, quando os dados e informações forem de técnicas distintas, aplicada com procedimentos formais, para evitar contaminações e precipitações nas conclusões.

Na análise dos resultados da pesquisa qualitativa, foi utilizada a técnica de análise de conteúdo com a finalidade de validar os resultados das entrevistas semiestruturadas que foram realizadas com as lideranças e staff dos cinco campos produtores do Nordeste brasileiro. Segundo Bardin (2016), a análise de conteúdo trabalha a fala e preocupa-se com a prática da língua realizada por emissores identificáveis, considerando as significações,

forma e distribuição dos conteúdos, para conhecer o que está por trás das palavras pesquisadas e outras realidades por meio das mensagens.

Corroborando, segundo Vergara (2005, p. 15), a análise de conteúdo (AC) “*é considerada uma técnica para o tratamento de dados que visa identificar o que está sendo dito a respeito de determinado tema*”. E para Lacerda (2015, p. 481), a AC “*é um conjunto de técnicas aplicadas à pesquisa científica que utiliza múltiplas aplicações, e que apresentou diversos desenvolvimentos desde a sua proposição inicial*”.

A análise de conteúdo “*é uma técnica para se estudar e analisar a comunicação de maneira objetiva e sistemática*”, assim como “*busca inferências confiáveis de dados e informações com respeito a determinado contexto, a partir dos discursos escritos ou orais de seus atores e/ou autores*” Martins (2016, p. 98). Normalmente, a análise de conteúdo acontece em conjunto com a pesquisa documental, e após a realização de entrevistas.

A análise de conteúdo compreende três etapas (Figura 14), sendo estas: a pré-análise que consiste na escolha de documentos, formulação das hipóteses, coleta e organização do material a ser analisado; a descrição analítica que funciona conforme procedimentos sistemáticos e objetivos de descrição do conteúdo das mensagens; e tratamento dos resultados e interpretações com a inferência e interpretação (ou deduções lógicas) de conhecimentos relativos às condições de produção (Martins, 2016; Bardin, 2016; Lacerda, 2015; Vergara 2005).

Figura 14 - Etapas da análise de conteúdo

Pré-análise
• Escolha dos documentos; • Formulação das hipóteses; e • Coleta e organização do material.
Descrição Analítica do Material
• Procedimentos sistemáticos; e • Objetivos de descrição do conteúdo das mensagens.
Tratamento dos Resultados e Interpretações
• Inferência; e • Interpretação (ou deduções lógicas) de conhecimentos.

Fonte: Adaptado de Duarte (2017)

As etapas para a análise qualitativa e quantitativa do estudo de casos múltiplos pode ser vista na Figura 15.

Figura 15 - Etapas da análise qualitativa e quantitativa do estudo de caso

Etapas da análise qualitativa e quantitativa do estudo de caso
1º Levantamento e desenvolvimento da teoria.
2º Seleção do estudo de casos múltiplos.
3º Elaboração do protocolo do estudo de casos múltiplos.
4º Elaboração do guião de entrevistas.
5º Elaboração dos questionários de percepção de empregados próprios e contratados.
6º Teste do guião de entrevista e do questionário e ajustes finais.
7º Realização de entrevistas com lideranças, coordenadores e engenheiros especialistas.
8º Aplicação de questionários de percepção de empregados próprios e contratados.
9º Redação do relatório do estudo de casos múltiplos.
10º Triangulação de fontes de dados coletados.
11º Análise de conteúdo dos dados coletados.
12º Elaboração do relatório final.

Fonte: Adaptado de Duarte (2017)

Na análise quantitativa dos dados coletados através dos questionários de percepção dos empregados próprios e contratados dos 5 (cinco) campos produtores, com perguntas fechadas e respostas graduadas na escala Likert de 5 (cinco) pontos, variando de “concordo totalmente” a “discordo totalmente”; e dos dados coletados com as listas de verificação *in loco* sobre a gestão, as instalações, os processos produtivos e equipamentos, com 3 (três) opções de respostas: conforme “C”; não conforme “NC” e não aplicável “NA”, ambos foram estruturados a partir do modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e de RT da ANP, para avaliar o atendimento desses requisitos de normas dos sistemas de gestão do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP.

Quanto as técnicas de análise de dados foram aplicados a triangulação de dados e análise de conteúdos, a partir do tratamento dos dados com o software excel onde realizamos a estruturação e organização dos dados em planilhas, com posterior cadastro e processamento no software IBM SPSS versão 22, para realizar análises estatísticas descritivas dos seguintes resultados das respostas dos questionários de percepção dos empregados próprios e contratados de operação: quantidade de dados coletados, valores percentuais das opções de respostas na escala Likert de 5 (cinco) pontos, e a média das medianas, para avaliar o conjunto de respostas das opções: “concordo” ou “discordo” da escala Likert que foram superiores à 50% na percepção dos empregados, isto porque a mediana separa a metade

maior e a metade menor de um conjunto de dados analisados, e se o número de dados for “ímpar” a mediana é o número do meio, e se o número de dados for “par” a mediana é a média dos dois valores do meio.

Os procedimentos metodológicos utilizados na tese estão estruturados de forma resumida na Figura 16.

Figura 16 - Resumo dos procedimentos metodológicos utilizados na Tese

Procedimentos Metodológicos	Descrição
1º Método de pesquisa	Indutivo.
2º Objetivo de pesquisa	Exploratória e descritiva.
3º Abordagens de pesquisa	Quantitativa descritiva e Qualitativa
4º Estratégias de pesquisa	Pesquisa bibliográfica, documental e estudo de casos múltiplos.
5º Amostra qualitativa	5 (cinco) campos terrestres (<i>onshore</i>) produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro.
6º Informantes/Participantes-chave	Guião de entrevista com gerentes setoriais, engenheiros consultores, engenheiros especialistas, supervisores de operação, manutenção e de construção e montagem, e aplicação de questionário para os colaboradores da operação.
7º Técnicas de coleta de dados	Entrevista semiestruturada, questionário de percepção de empregados próprios e contratados; lista de verificação “ <i>in loco</i> ” e observação direta.
8º Técnicas de análise de dados	Análise documental, análise de conteúdo e triangulação de dados

Fonte: Adaptado de Duarte (2017)

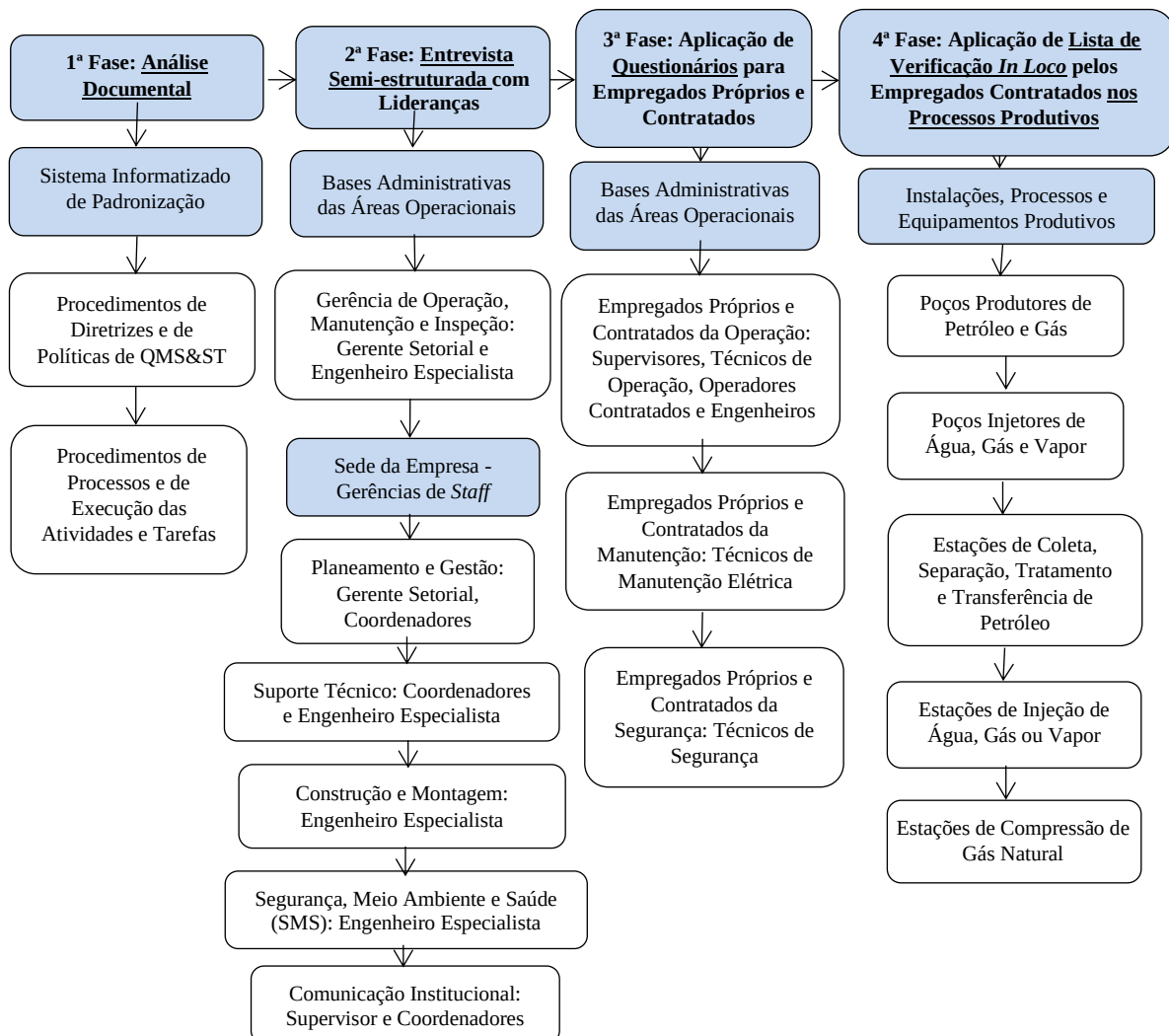
A coleta de dados foi iniciada com aplicação de guião de entrevista com perguntas abertas, para os gerentes setoriais e engenheiro especialista e consultores dos processos produtivos, para avaliar as práticas operacionais da empresa, na gestão da qualidade, segurança, meio ambiente, saúde e no atendimento dos requisitos definidos pelo órgão regulador brasileiro - Agência Nacional do Petróleo (ANP).

A observação direta nos processos produtivos, equipamentos de poços e instalações de estação de coleta, tratamento e transferência de petróleo, compressão e movimentação de gás, além da solicitação de documentação que definem as diretrizes e políticas de segurança,

meio ambiente e saúde, procedimentos de processos e de execução das atividades e tarefas dos campos produtores da unidade de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás do Nordeste brasileiro foram realizadas durante as visitas para aplicação do guião de entrevistas, dos questionários de percepção aos informantes e das listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais.

As estratégias para aplicação dos procedimentos metodológicos através dos instrumentos/técnicas de coleta de dados, como: entrevista semi-estruturada, questionário de percepção, lista de verificação *in loco*, observação direta, análise documental utilizadas na tese, com locais, gerências setoriais e informantes estão estruturadas de forma resumida na Figura 17.

Figura 17 - Fases de coleta de dados, análise documental, instrumentos de coleta de dados, locais, participantes, gerências setoriais



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para autorizar a coleta de dados a gerente geral dos campos produtores emitiu um carta de permissão de pesquisa para apresentar à comissão de ética da Plataforma Brasil, onde foram anexados todos os documentos exigidos incluindo mais dois relatórios parciais e um relatório final de desenvolvimento da Tese na Plataforma Brasil, que emitiu o Parecer Consubstanciado com a devida aprovação do Comitê de Ética, conforme Anexo A, para dar continuidade a pesquisa da Tese nos campos produtores do Nordeste brasileiro, e também para utilizar este parecer junto com a carta de autorização de pesquisa, como documentos de apresentação durante as visitas nos campos produtores para aplicação do guião de entrevistas, questionários de percepção e das listas de verificação *in loco*.

3.7 Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

O protocolo de estudo de casos múltiplos é um instrumento que trata de todas as decisões importantes a serem tomadas, assim como orientador e regulador da condução da estratégia da pesquisa (Martins, 2016; Gil, 2017). Neste apresenta as etapas do projeto, procedimentos de campo, questões norteadoras e o guia para o relatório do estudo de casos múltiplos, sendo uma das principais estratégias para aumentar a confiabilidade da pesquisa, com orientações para o pesquisador realizar a coleta de dados (Yin, 2015; Martins, 2016; Gil, 2017).

Para Martins (2016), o ponto central do protocolo deve ser construído no início do projeto, e caracteriza-se por um conjunto de questões que, de facto, refletem a investigação real, deve incluir planilhas de coleta de dados e conter um relatório final de estudo de caso.

Para Yin (2015) e Gil (2017), o protocolo de estudo de caso está estruturado com o instrumento, procedimentos e regras gerais a serem seguidas no uso do protocolo, e este aumenta a confiabilidade e orienta o pesquisador na realização da coleta de dados. Segundo os autores não existe um modelo padrão, mas recomenda-se na elaboração do protocolo subdividir em partes ou seções conforme a seguir:

- Seção A: visão geral do estudo de casos múltiplos, finalidades do protocolo / dados de identificação / introdução;

- Seção B: teste piloto/pré-teste, procedimento de coleta de dados / trabalho de campo;
- Seção C: questões específicas de coleta de dados / previsão de análise dos dados; e
- Seção D: guia para a elaboração do relatório de estudo de casos múltiplos.

A partir das subdivisões/seções definidas por Yin (2015) e Gil (2017) foi estruturado um protocolo de estudo de casos múltiplos para esta tese, conforme Apêndice B. Para a coleta de dados foram elaborados como instrumentos de pesquisa: guião de entrevista semi-estruturado, questionários de percepção de empregados próprios e contratados, e listas de verificação *in loco* com observação direta dos processos produtivos, conforme Apêndices B, C e D, específicos por gerências / departamentos responsáveis pelas implementações e manutenção de práticas de gestão operacional de requisitos das normas ISO's do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP, que permitem aferir em profundidade as análises quali-quantitativas.

3.8 Pré-teste dos instrumentos de coleta de dados

O pré-teste de um guião de entrevista, questionários de percepção e/ou listas de verificação é uma tarefa de avaliação dos instrumentos para a coleta de dados, que deve ser realizada antes do estudo de casos múltiplos aplicado a um pequeno grupo de diferentes categorias de indivíduos que compõem uma amostra, com o objetivo de assegurar que as respostas sejam entendidas e correspondam às informações previstas conforme planeado, assim como verificar no caso de entrevista se o entrevistado expressa-se de forma livre e com resultados consistentes (Pocinho, 2012, Gil, 2017).

Para Gil (2017) um pré-teste dos instrumentos de levantamento de dados caracteriza-se pela seleção de um grupo de indivíduos típicos em relação a um universo, que pode variar entre 10 a 20 participantes, que concordem a disponibilizar um tempo para responder às questões. Quando for testado o questionário deve-se observar o tempo de resposta, dificuldades nas respostas e se estas foram respondidas adequadamente. E no caso de entrevista observar se houve dificuldade para responder, se tem alguma pergunta que gera constrangimento e/ou

termos confusos. Segundo Gil (2017, p. 11) no pré-teste deve-se observar os seguintes aspectos:

- Clareza e precisão dos termos - verificar se há necessidade de explicações com frequência durante as perguntas;
- Quantidade de perguntas - se os entrevistados apresentam cansaço ou impaciência durante as respostas, porque pode ter excesso de perguntas;
- Forma das perguntas - pode ser conveniente fazer uma mesma pergunta sob duas formas diferentes, com objetivo de sondar a reação dos pesquisados;
- Ordem das perguntas - ter ideia de possível contágio que uma pergunta exerce sobre a outra, e local mais conveniente para incluir uma pergunta delicada; e
- Introdução - encontrar a melhor fórmula de introdução a ser utilizada quando ocorre a aplicação do instrumento.

3.8.1 Pré-teste do guião de entrevista

O pré-teste do guião de entrevistas foram desenvolvidos por 10 (dez) participantes, sendo 2 (dois) representantes de cada campo produtor, com média de 15 (quinze) anos de experiências em práticas de gestão operacional, na cadeia de valor de produção de petróleo e de gás natural e também em auditoria interna, com objetivo de simplificar a aplicação dos mesmos, verificar a quantidade e sequência lógica de perguntas nas fases do ciclo PDCA, e assim contribuir para um melhor entendimento das perguntas. Neste contexto, quanto ao quantitativo com um total de 328 de perguntas foram sugeridos dividir as mesmas em grupo e com no máximo 5 (cinco) a 10 (dez) perguntas por participante, para reduzir tempo de entrevista, tirar dúvidas dos entrevistados e levantar o máximo de conhecimentos sobre as práticas de gestão operacional dos campos produtores, assim como foram sugeridos simplificar e reduzir o tamanho dos textos das perguntas organizando-as em uma sequência lógica de temas comuns, conforme ciclo PDCA.

3.8.2 Pré-teste dos questionários de percepção

O pré-teste dos questionários de percepção foram executados por 15 (dez) participantes, sendo 3 (três) representantes de cada campo produtor, com média de 5 (cinco) anos de experiências nas atividades e tarefas de produção de petróleo e de gás natural, na

documentação técnica e nos procedimentos de execução/operacionais, com objetivo de observar a quantidade, a sequência de perguntas e o tempo total para realizar as respostas de cada categoria de perguntas por processo, e assim sugerir melhorias para reduzir dúvidas ao responder cada pergunta e também o tempo de respostas. Portanto, quanto ao quantitativo de perguntas foram observados a existência de muitas perguntas por categoria e por processo, contudo, não sendo possível reduzir por se tratar de requisitos definidos em padrões, normativos e que fazem parte da rotinas das equipes de operação, sendo sugerido responder os mesmos depois do expediente de trabalho para dedicar mais tempo e qualidade nas respostas, também foram recomendados reduzir o tamanho dos textos das perguntas e organizar as mesmas na sequência dos processos e equipamentos (entrada-processamento e saída) da cadeia de valor de produzir petróleo e gás natural.

3.8.3 Pré-teste da lista de verificação *in loco*

O pré-teste das listas de verificação *in loco* foram realizados por 10 (dez) participantes, sendo 2 (dois) representantes de cada campo produtor, com experiências de 15 (quinze) anos em práticas de gestão operacional, na cadeia de valor de produção de petróleo e de gás natural e também em auditoria interna, com objetivo de testar a aplicação dos mesmos, verificar a quantidade, o tempo de respostas e sequência lógica de perguntas. Neste contexto, quanto ao quantitativo de perguntas os participantes observaram a existência de muitas perguntas por categoria de pesquisa e por processo, porém não foi possível reduzir porque tratam-se de requisitos definidos em padrões, normativos e que fazem parte da rotina do dia-a-dia, neste caso foi sugerido responder no máximo 3 (três) listas de verificação *in loco* por categoria e por processo, durante as visitas/observação direta; também foi solicitado reduzir o tamanho dos textos das perguntas, organizar e juntar as perguntas similares por tipo de processo e equipamento, observando sempre a entrada de fluxo, o processamento e a saída da cadeia de valor, para produzir petróleo e gás natural, com objetivo de melhor avaliar os processos e equipamentos e melhorar a qualidade das respostas.

3.9 Termo de Consentimento Livre e Esclarecido - TCLE

Os participantes, o pesquisador e testemunhas assinaram um Termo de Consentimento Livre e Esclarecido - TCLE (Apêndice F), em duas cópias, sendo uma cópia entregue para o (a) participante e a outra cópia para o pesquisador, sendo arquivado por 5 (cinco) anos e após este prazo toda documentação será triturada pelo pesquisador.

3.10 Resumo do capítulo

Foi adaptado e apresentado um fluxograma com a classificação da metodologia científica aplicada ao presente trabalho de investigação, com a definição do método de investigação científica; tipos de pesquisa quanto aos objetivos e às abordagens; estratégias de pesquisa; técnicas de coleta de dados; e técnicas de análises de dados.

Na metodologia foi aplicado o método indutivo, quanto aos objetivos foram pesquisa exploratória e descritiva, com abordagens quantitativa e qualitativa, estratégias de pesquisa: bibliográfica, estudo de casos múltiplos e documental, aplicação dos instrumentos de coleta de dados: guião de entrevistas com lideranças, questionários de percepção junto aos empregados próprios e contratados e listas de verificação *in loco* com observação direta na documentação técnica e procedimentos de execução da instalação, processos e equipamentos operacionais, aplicando a estatística descritiva, triangulação de dados, análise documental e análise de conteúdo.

O instrumento de coleta de dados guião de entrevistas com lideranças e *staff* foi estruturado com requisitos das normas ISO do SGI e de RT da ANP nas quatro fases do ciclo PDCA; assim como os questionários (Q) de percepção e listas de verificação (LV) *in loco* para aplicação em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural, com foco nos poços produtores, poços injetores e estação, classificados nas 3 (três) principais categorias A; B e C, para coleta e consolidação de dados de gestão e transferência de conhecimento (A-GTC); ferramentas, EPI e veículo de operação (B-FE); integridade estrutural das instalações e segurança operacional dos processos e equipamentos de produção de poços produtores e poços injetores (C-PPI); e equipamentos e tanques de produção (C-ETP) de estações.

Foi elaborado e aplicado um protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos com os instrumentos de coleta de dados, após a realização de pré-teste nos 3 (três) instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista analisados por 10 (dez) participantes da liderança; questionários de percepção testados por 15 (quinze) participantes; e as listas de verificação com 10 (dez) participantes, com Termo de Consentimento Livre e Esclarecido - TCLE.

CAPÍTULO IV - CENÁRIOS DOS CAMPOS TERRESTRES (*ONSHORE*) PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Neste capítulo apresentamos os cenários do nosso objeto de estudo, composto pelos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E, as capacidades médias de produção de óleo e gás, características operacionais, com as quantidades de poços por campo e da força de trabalho, definição de um macrofluxo simplificado dos campos produtores, os tipos de equipamentos por tipo de processo e conceitos, conforme definido no macrofluxo de processos industriais.

4.1 Cenários da pesquisa

Os campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E são de médio e grande porte, localizados no Nordeste brasileiro, com mais de 40 anos em produção, caracterizados como campos maduros. As instalações operacionais estão posicionadas em regiões próximos de uma refinaria de petróleo, empresas petroquímicas e de distribuição de gás, resultando em baixo custo de transporte por oleodutos e gasodutos, e o petróleo é de alto valor devido a sua natureza parafínica.

Os processos da cadeia produtiva dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E geram os seguintes produtos: petróleo, gás natural e líquido de gás natural (LGN), e como subproduto a água produzida (BSW), sendo que estes campos produtores de petróleo e gás natural tem uma produção média bruta de fluído (óleo+gás+água) variando de 2.900 m³/dia a 35.500 m³/dia, com presença de água (BSW) na emulsão, média igual ou superior de 90% de água, produção de óleo média variando de 340 m³/dia a 2.020 m³/dia, produção de gás natural com média variando de 45.000 m³/dia a 617.000 m³/dia.

4.2 Principais características dos campos produtores de petróleo e gás natural

Principais características dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E: campos maduros, com mais de 40 anos em atividade, produção bruta (petróleo+gás+água) elevada e fluídos corrosivo, com salinidade superior a 40.000 ppm de sal, em alguns casos com presença de CO₂ e H₂S e fluído abrasivo (emulsão), devido a presença de areia (argila) da zona produtora (reservatório). A cadeia produtiva desses campos está estruturada com os seguintes principais processos operacionais:

- a) processo de elevação dos fluídos petróleo, gás associado e água produzida (BSW), também conhecido como escoamento vertical dos fluídos - elevação vertical dos fluídos do fundo do poço até a superfície, através das colunas de tubos dos poços produtores;
- b) processo do escoamento horizontal dos fluídos - deslocamento do petróleo das instalações da cabeça do poço até as estações de coleta/armazenamento, através das linhas ou colunas de tubos na posição horizontal;
- c) processo de coleta e separação primárias do petróleo para cliente final refinaria, o gás associado para injetar no *gás lift* e a água produzida para injetar e manter a pressão do reservatório/jazida;
- d) processo de tratamento do petróleo, para especificação de qualidade e atender requisitos de cliente;
- e) processo de armazenamento do petróleo - ponto de medição dos volumes produzidos para atender exigências da ANP, referência para os pagamentos de taxas e impostos obrigatórios as partes interessadas, e também para liberar a transferência do petróleo para o cliente;

- f) processo de transferência do petróleo - bombeamento do petróleo com especificação de qualidade para atender o cliente final Refinaria;
- g) processo de recuperação secundária - estação de tratamento e especificação da água produzida, para injeção e manutenção das pressões dos reservatórios de petróleo;
- h) processo de geração de vapor, para aquecer o petróleo parafínico, garantir a fluidez / escoamento e a transferência via dutos com pressão baixa;
- i) processo de admissão e compressão de gás para injeção e elevação de petróleo através dos poços pneumáticos - *gás lift*, e para exportação do gás excedente para Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN); e
- j) processo de captação e tratamento de água industrial para utilidades (caldeiras, geradores de vapor, sistema de refrigeração, limpeza e outros), Sistema Fixo (SFCI) e Sistema Móvel de Combate a Incêndio (SMCI) das instalações e processos produtivos de petróleo e de gás natural.

Nos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E apresentaram um quantitativo total de poços produtores de petróleo e de gás natural e de poços injetores de fluídos em operação igual a 1755 poços, acompanhados e monitorados por 332 empregados próprios 50 (15%) e contratados 282 (85%) de operação, com elevada terceirização de atividades fins, e a produção diária média em barril de óleo equivalente (boe) igual a 30.000 (boe), conforme Quadro 17.

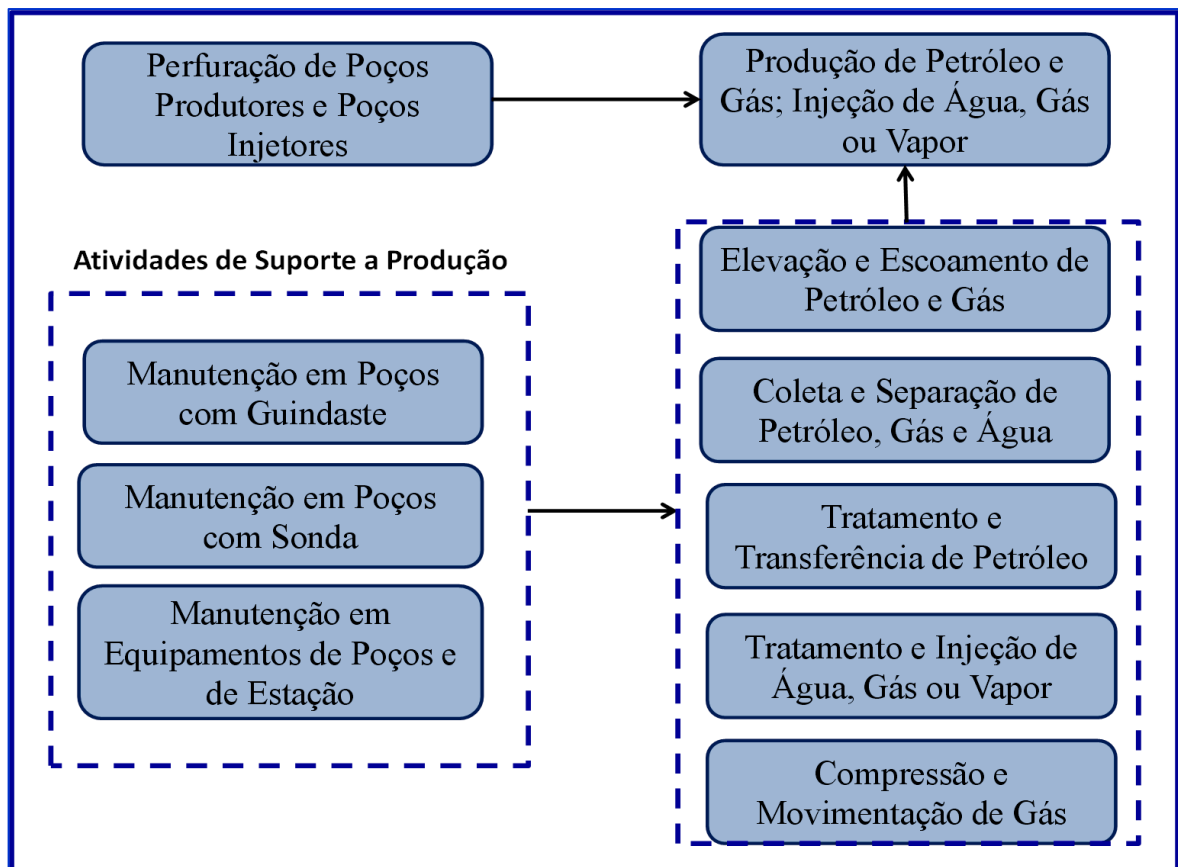
Quadro 17 - Quantidade de poços produtores operando, empregados próprios e contratados de operação e produção diária em barril de óleo equivalente (boe) dos campos produtores

Campo Produtor de Petróleo e Gás Natural do Nordeste	Quantidade de Poços Operando	Quantidade de Empregados Próprios e Contratados de Operação de Poços e Estações	Produção Diária (boe), sem Perdas
Campo A	283	60	3.000
Campo B	501	85	9.000
Campo C	526	87	10.500
Campo D	193	45	2.500
Campo E	252	55	5.000
Total	1.755	332	30.000

Fonte: Dados da Pesquisa. Elaborado pelo autor.

Os principais processos produtivos dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E estão estruturados de forma simplificada, conforme macrofluxo da Figura 18.

Figura 18 - Principais processos produtivos de um campo produtor de petróleo e gás natural



Fonte: Dados da Pesquisa. Elaborado pelo autor.

Os processos produtivos de petróleo e gás natural dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural A, B, C, D e E estão estruturados em cada fase do macrofluxo com os principais tipos de equipamentos por processo, conforme listados no Quadro 18.

Quadro 18 - Principais equipamentos por processos produtivos dos Campos produtores A, B, C, D e E, definidos no macrofluxo

Processos	Equipamentos
Perfuração e Completação de Poços, Elevação, Escoamento e Injeção de Fluidos	Sondas de Perfuração e Completação de Poços Produtores; Poços Injetores de Água, Gás ou Vapor; Linhas (tubos/dutos) / Satélites e/ou Multivias de Produção / Escoamento de Petróleo e de Injeção de Água, Gás ou Vapor.
Coleta e Separação	<i>Manifolds</i> e/ou Multivias de produção; Vasos Separadores de Óleo, Gás e Água e Vasos de Gás Scrubber / Condensado.
Tratamento	Vasos Tratadores de Óleo; Tanque de Lavagem de Óleo e Bombas de Dosagem de Produtos Químicos.
Armazenamento	Tanques de Teste de Produção de Poço e de Armazenamento de Petróleo.
Transferência	Bombas Alternativas; BCP's; BCPH's e Busters.
Tratamento e Injeção de Água Produzida	Tanques de Flotação e Pulmão; Bombas de Injeção de Água Produzida e Bombas de Dosagem de Produtos Químicos
Compressão de Gás	Compressores Alternativos de Gás.
Geração de Vapor	Caldeiras e Geradores de Vapor
Captação de Água Industrial para Utilidades	Poços de Captação e Bombas de Injeção de Água Industrial/Utilidades/Combate a Incêndio.

Fonte: Dados da Pesquisa. Elaborado pelo autor.

4.3 Processos de produção e principais equipamentos dos campos terrestres (onshore) produtores de petróleo e gás natural

O processo de produção dos campos terrestres produtores de petróleo e gás natural inicia-se a partir das atividades de perfuração e completação de poços produtores de petróleo, gás natural e condensado do gás, poços injetores de fluidos, poços de captação de água para utilidades e combate a incêndio, para a posterior elevação e escoamento do petróleo, gás natural e água, através de poços e dutos/tubulações, satélites e/ou multivias, estações de coleta de fluidos (petróleo, gás e água), vasos de separação de petróleo, gás natural e água, vasos de tratamento do petróleo, tanques de armazenamento do petróleo, medição do petróleo, do gás natural e da água produzida, utilização de bombas de transferência do petróleo especificado, conforme requisito do cliente, por oleodutos para a refinaria, injeção de água produzida pelas adutoras até os poços injetores de água, compressão de gás natural

para injeção em poços injetores de gás ou para elevação artificial de *gás lift*, e movimentação do gás e do condensado do gás por gasodutos para exportação/venda do gás a empresa de distribuição e venda para os clientes finais (Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2020).

4.3.1 Perfuração e completação de poço produtor de petróleo e poço injetor de fluídos

A perfuração de poço produtor de petróleo ou gás natural ou poço injetor de fluídos caracteriza-se pelas atividades e tarefas realizadas através de uma sonda de perfuração rotativa (Foto 1), com aplicação de rotação e peso sobre uma coluna de tubos de perfuração (tubos tipo comandos, de parede espessas e pesados com uma broca instalada na extremidade, e acima dessa composição de equipamentos constam uma coluna / seções de tubos de perfuração de paredes finas, que permitem a injeção de fluído de perfuração ou lama pelo interior da coluna, para remover os fragmentos da rocha cortados pela broca, que retorna para a superfície pelo espaço anular, formado pelas paredes do poço e a coluna de perfuração.

Foto 1 - Sonda de perfuração rotativa



Fonte: Foto do autor, 2018

Para iniciar o processo de produção de petróleo e gás associado em um poço devem-se executar as atividades e tarefas de completação de poço utilizando uma Sonda de Produção Terrestre - SPT (*onshore*) ou Marítima - SPM (*offshore*), iniciando com a instalação dos equipamentos da cabeça de produção, na cabeça do revestimento de produção e instalar também o equipamento de segurança (*Blowout Preventer* - BOP), para substituir o fluído de perfuração deixado pela sonda de perfuração, pelo fluído de completação, condicionar o revestimento e limpar fundo do poço, com uma coluna de tubos, comandos e broca, para

depois canhonear o revestimento do poço com segurança (abrir as zonas produtoras de petróleo e gás associado). Portanto, a completação de um poço caracteriza-se por um conjunto de atividades e tarefas subsequente a perfuração, para equipar o poço com os devidos equipamentos e o objetivo de produzir petróleo e/ou gás, ou injetar fluidos (Foto 2).

Foto 2 - Poço produtor de petróleo e gás associado



Fonte: Foto do autor, 2020

O processo de produção de petróleo e gás natural tem como principais atividades e tarefas a elevação e escoamento de petróleo e gás natural, através do escoamento vertical (fundo do poço até a superfície), e do escoamento horizontal (do duto/linha de produção), até vencer a pressão do vaso separador de petróleo, água e gás natural) e tanque de armazenamento de petróleo da estação de coleta, inter-relacionados com outros processos internos complementares, para a especificação do petróleo. Para Mançú, Gouveia e Cordeiro (2020) o processo de elevação e escoamento estão estruturados pelos diversos tipos de poços produtores de petróleo e de gás natural, poços injetores de água, gás e vapor, linhas de produção de 3" e de injeção, satélites e/ou multivias e *manifolds* de produção e de injeção.

4.3.2 Tipos de poços produtores e injetores, dutos / linhas de produção e de injeção, satélites e multivias de escoamento da produção

Os poços produtores escoam e/ou elevam a produção de petróleo, gás natural e água produzida do fundo do poço (bomba ou extremidade da coluna de tubos acima do topo ou abaixo da base do meio poroso/reservatório, conforme definido no programa de completação), até a estação de coleta, separação, tratamento e armazenamento do petróleo. Para a elevação de petróleo ou gás nos campos/concessões produtores (terrestre - *onshore*)

e (marítimos - *offshore*) existem diversos tipos de poços, de métodos de elevação natural ou artificial, sendo os principais poços: Surgente (S); Bombeio Mecânico (BM); Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP); Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), *Gás lift* (GL), poços injetores de água produzida, de gás e de vapor (Thomas, 2004, Mançú, 2013, Mançú, 2018 e Mançú, 2019).

4.3.2.1 Poço Surgente (S)

Poço equipado com o método Surgente (S) é um método de elevação natural que tem como princípio de funcionamento a elevação de petróleo, água e gás associado de forma natural, devido à alta pressão no fundo do poço, com energia suficiente, para vencer a pressão do escoamento vertical da coluna de tubos, pressão do escoamento horizontal do duto/linha de produção até vencer a pressão do vaso separador de óleo, água e gás natural e tanque de armazenamento de petróleo.

Este método Surgente é composto na subsuperfície por uma coluna de tubos de produção, obturador/*packer*, e na superfície é composto com uma “árvore de natal”, com válvulas de bloqueio e válvulas de dreno, conforme Foto 3.

Foto 3 - Poço equipado com o método de elevação natural Surgente (S)



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.2 Poço Bombeio Mecânico (BM)

Poço equipado com o método Bombeio Mecânico (BM) é um método de elevação artificial que tem como princípio de funcionamento a transformação de energia elétrica do motor em energia mecânica da unidade de bombeio (UB) do BM, caracterizando um movimento alternativo descendente e ascendente da UB, e a bomba de fundo produz no movimento ascendente, para vencer a pressão do escoamento vertical e horizontal até a do vaso separador de petróleo, água e gás natural e tanque de armazenamento de petróleo.

O método BM é composto na subsuperfície por uma coluna de tubos, coluna de hastes de bombeio, bomba de fundo (camisa e pistão), e na superfície com uma unidade de bombeio (UB), caixa de gaxetas contra vazamentos de petróleo (*stuffin-box*), motor elétrico da UB e quadro de comando, demonstrado na Foto 4.

Foto 4 - Poço equipado com o método de elevação artificial Bombeio Mecânico (BM)



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.3 Poço Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP)

Poço equipado com o método Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP) é um método de elevação artificial, que tem como princípio de funcionamento aplicação de rotação na coluna de hastes e rotor da bomba, através do cabeçote da bomba BCP, cujo movimento do fluido entre as cavidades da bomba de fundo (estator + rotor) vai ganhando pressão, para vencer o escoamento vertical e horizontal até a pressão do vaso separador de petróleo, água e gás natural e tanque de armazenamento de petróleo.

Este método BCP é composto na subsuperfície por uma coluna de tubos, coluna de hastes de bombeio, bomba de fundo com estator e rotor, e na extremidade com uma âncora de torque, e na superfície é composto por um cabeçote de acionamento de BCP, caixa de gaxetas contra vazamentos de petróleo, motor elétrico e quadro de comando na superfície (Foto 5).

Foto 5 - Poço equipado com o método de elevação artificial Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP)



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.4 Poço Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)

Poço equipado com Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um método de elevação artificial, que tem como princípio de funcionamento aplicar 3500 rotações por minuto (rpm), aos impulsores presos a um eixo da bomba centrífuga, que transfere energia ao fluído sob a forma de energia cinética, aumentando a sua velocidade, e o difusor estacionário na carcaça da bomba, redireciona o fluído para o impulsor posterior, transformando a energia cinética em pressão, até o último estágio da bomba, para vencer o escoamento vertical e horizontal até a pressão do vaso separador de petróleo, água e gás natural e tanque de armazenamento de petróleo.

Este método BCS (Foto 6) é composto na subsuperfície por uma coluna de tubos, motor elétrico e cabo elétrico de fundo de poço, protetor do motor, separador de gás ou admissão da bomba (*intake*) e bomba centrífuga de múltiplos estágios, formados por difusor e impulsor, e na superfície é composto por uma “árvore de natal”, válvulas de bloqueio, cabo elétrico de superfície, caixa de ventilação e de conexão/emenda dos cabos elétricos e quadro de comando.

Foto 6 - Poço equipado com o método de elevação artificial Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.5 Poço Gás lift

Poço *Gás lift* (GL) é um método de elevação artificial que tem como princípio de funcionamento um sistema pneumático, que utiliza um conjunto de equipamentos e a pressão de gás oriunda de uma estação de compressores, através do mandril de operação posicionado na coluna de tubos, para elevar o fluido do fundo do poço, a partir da válvula de retenção, até as instalações de superfície (vaso separador de petróleo, água e gás) e tanque de armazenamento de petróleo.

Este método é composto na subsuperfície por uma coluna de tubos, mandris, válvula de retenção (*stand valve*) e obturador / *packer*, e na superfície é composto por uma “árvore de natal”, com válvulas de bloqueio e válvulas de dreno, apresentado na Foto 7.

Foto 7 - Poço equipado com o método de elevação artificial Gás lift (GL)



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.6 Poço Injetor de Água, gás ou vapor

Poço injetor de água (Foto 8), gás ou vapor é um tipo de poço que é perfurado para suprir a pressão de reservatório, e também para realizar o escoamento no meio poroso / reservatório, porque durante o processo de produção ainda fica retido petróleo nos poros da rocha durante o ciclo de vida do poço. E neste caso, o poço injetor é perfurado para injetar água, gás ou vapor nas rochas dos reservatórios produtores de petróleo e gás, para deslocar os fluídos até o poço produtor, com objetivo de ocupar os espaços deixados pelo petróleo e para manter a pressão do reservatório, como um método de recuperação suplementar. A extração do petróleo, água e gás associado e não associado é realizada através dos métodos de elevação.

O poço tipo injetor de água é composto na subsuperfície por uma coluna de tubos, um obturador/*packer* e com um niple boca de sino na extremidade da coluna. No espaço anular acima do obturador é mantido uma coluna de fluído *packer-fluid*, com inibidor de corrosão para proteger o revestimento do poço e o obturador, e na superfície é composto por uma “árvore de natal simplificada”, com válvulas de bloqueio e válvulas de dreno.

Foto 8 - Poço injetor de água produzida



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.7 Dutos / linhas de produção / tubulações de aço de escoamento horizontal

Os métodos de elevação natural e artificial, através dos tipos de poços Surgente (S); Bombeio Mecânico (BM); Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP); Bombeio Centrífugo Submerso (BCS); e de *Gás lift* (GL) elevam o petróleo, água e gás, e às vezes até areia e outros contaminantes na emulsão, pela coluna de tubos de produção, processo este conhecido

como escoamento vertical de fluídos, através de dutos / linhas de produção / tubulações de aço de 2", 3" e 4", conhecido como escoamento horizontal de emulsão (petróleo, água produzida e gás), até os satélites, multivias e *manifolds* da estação de coleta. Já os poços injetores de água, utilizam linhas de injeção / tubulações / dutos de aço carbono revestidos com epóxi, poliuretano, pintados ou outros, ou tubulações de fibra de vidro de 3" e 4", mais resistentes à corrosão na injeção de água.

O processo de escoamento da produção de petróleo, gás e água produzida dos poços produtores para a estação de coleta e de injeção de água produzida em poços injetores caracteriza-se pelos dutos (linhas de produção - LP, linhas de injeção - LI, oleodutos, gasodutos, adutoras) de diversos diâmetros (Foto 9), definidos de acordo com o volume total em metros cúbicos (m³) ou barril (bbl) e a pressão de trabalho em kgf/cm² ou lbf/pol² (psi).

Todos esses tipos de dutos como: LP; LI; oleoduto, gasoduto e adutora tem válvulas de bloqueio de 2" e 3", válvulas de drenos e de monitoramento de pressão de ½" ou ¾", 1" e de 2", na saída da cabeça do poço, na chegada dos satélites, multivias e *manifold*; e na saída dos dutos das bombas de transferências de petróleo e/ou das bombas de injeção de água produzida tratada da estação, assim como na chegada de estação / parque de armazenamento de petróleo e de Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

Foto 9 - Dutos / Linhas de produção e de escoamento de petróleo, gás e água e dutos/linhas de injeção de água produzida, gás ou vapor



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.8 Satélite de Produção

No campo / concessão produtor de petróleo e gás normalmente encontram-se satélites de produção e/ou multivias para direcionar a produção individual de poços de diversos dutos de 3” para um único duto de maior diâmetro, normalmente de 4” ou 6”, com objetivo de reduzir custos com tubulação no escoamento horizontal até a estação de coleta e também o tamanho / extensão do *manifold* de chegada da produção, no final do escoamento horizontal, após a elevação do petróleo, água e gás do escoamento vertical.

No satélite de produção encontram-se um conjunto / bateria de válvulas de bloqueio e de dreno, distribuídos em três fases de dutos/*header*, sendo o primeiro duto de chegada o que recebe a produção total de todos os poços alinhados para este satélite, o duto / *header* posterior (do meio), com conjunto de válvulas de bloqueio, utilizado para alinhar válvula/fluxo de fluídos, para realizar o teste de produção de cada poço em tanque de teste específico na estação de coleta, e o último duto / *header* com conjunto de válvulas de bloqueio, para alinhar válvula / fluxo de fluídos da produção, para recebimento do raspador / *pig* na câmara de *pig*, que fica na área de recebimento do raspador / *pig* do satélite, conhecido como “chiqueiro” (Foto 10), porque recebe os resíduos do interior dos dutos (parafina, incrustação, areia e outros) raspado pelo *pig*, após a recuperação do mesmo.

Foto 10 - Satélite e dutos/linhas de produção e de escoamento de petróleo, gás e água produzida ou de injeção de água produzida, gás ou vapor



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.2.9 Multivia de Produção

Portanto, a multivia tem o mesmo objetivo de um satélite de produção, direcionar a produção individual de alguns poços de dutos / linhas de produção de 3”, para um único duto de maior diâmetro, com objetivo de reduzir custos com tubulação no escoamento horizontal até a estação de coleta, e também esta pode substituir o *manifold* de chegada da produção total na estação de coleta.

A multivia (Foto 11) é composta por um conjunto de válvulas de bloqueio de 3” e válvulas de dreno de ½”; ¾” ou 1”, para receber o raspador/*pig* no próprio corpo da válvula (conhecidas como *pig* válvulas), distribuídos num raio de 360°, e constam também um conjunto de válvulas de bloqueio de 2”, utilizada para alinhar direcionar fluxo de fluídos da produção, para o duto de maior diâmetro que escoar a produção total da multivia, enquanto executa a recuperação do raspador / *pig* lançado no poço, e os resíduos do interior dos dutos / linhas de produção (parafina, incrustação, areia e outros) raspado pelo *pig* com esta tecnologia são direcionados para os processos internos da estação coletora.

Foto 11 - Multivia e dutos/linhas de produção e de escoamento de petróleo, gás e água produzida ou de injeção de água produzida, gás ou vapor



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3 Equipamentos dos processos internos de uma estação de coleta de petróleo e gás natural

A estação de coleta de petróleo e gás natural é um sistema de produção com o objetivo de especificar o produto petróleo, através da redução de salinidade variando de 280 mg/l a 400

mg/l, de presença de água produzida e sedimentos (BSW), igual ou menor que 1% no petróleo, para ser transferido para a cliente interna refinaria de petróleo, comprimir/movimentar gás para poços de gás lift e exportar o gás natural excedente e condensado para a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), para posterior venda ao cliente externo empresa de distribuição de gás do estado.

Segundo Mançú, Gouveia e Cordeiro (2020) este sistema de produção está composto por um conjunto de processos interligados com o seguinte fluxo: coleta de fluídos/emulsão (petróleo, gás natural e água produzida) através de *manifolds* de produção; vasos de separação (petróleo, gás natural e água produzida); vasos de aquecimento e tratamento de petróleo com dosagem de produto químico; tanques de armazenamento de petróleo; bombas de transferência de petróleo, tanques de flotação e pulmão para tratamento da água produzida com produto químico, bombas de injeção de água nos poços injetores, vasos separadores de gás natural e compressores de gás natural, demonstrados a seguir.

4.3.3.1 Manifolds de válvulas e linhas produção e de injeção de água produzida

No processo de escoamento horizontal o *manifolds* com válvulas de bloqueio e linhas de produção (Foto 12) e *manifolds* com válvulas de bloqueio e linhas de injeção de água produzida (Foto 13) tem o mesmo objetivo de um satélite de produção / injeção e da multivia de produção / injeção, quanto a possibilidade de realizar teste de produção / injeção de poço, facilitar a recuperação de raspador / *pig* na câmara de recebimento de *pig* (RP), e este normalmente tem mais de um duto / *header* de produção / injeção, para poder distribuir a produção (petróleo+gás+água produzida) total de grupo de poços, de acordo a capacidade de processamento dos separadores de óleo e gás da estação de coleta. E também tem as câmaras de recebimento de *pig* (RP), e dos resíduos dos dutos (parafina, incrustação, areias e outros), para garantir o escoamento dos fluídos à baixa pressão dos satélites e multivias até os vasos separadores de óleo e gás.

Foto 12 - Manifolds de válvulas e linhas/dutos de escoamento de petróleo



Fonte: Foto do autor, 2020

Foto 13 - Manifolds e linhas/dutos de injeção de água produzida



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.2 Vasos Separadores Verticais e Horizontais

Depois que o petróleo, água e gás se deslocam pelas três fases do escoamento, sendo estes: escoamento no meio poroso (reservatório), escoamento vertical (coluna de tubos de produção) e escoamento horizontal (linhas/dutos de produção), com chegada no *manifold* da estação de coleta, a produção bruta (petróleo, água e gás) escoada é distribuída de acordo com a capacidade de processamento de cada vaso separador de petróleo, água e gás. O vaso separador de petróleo, água e gás é fabricado com estrutura vertical (Foto 14) ou em estrutura horizontal (Foto 15), classificado também como: bifásico ou trifásico.

O gás natural separado do fluido é comprimido para injeção no sistema de *gás lift*, e o excedente de gás é exportado para a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), para especificação do mesmo e venda para a empresa cliente de distribuição de gás da região/estado. A água produzida que foi coletada nas fases de separação e tratamento dos

flúidos (petróleo e água produzida) é tratada com produtos químicos e injetada nos poços injetores de água produzida na estação de tratamento e injeção de água.

Foto 14 - Vasos separadores verticais bifásicos



Fonte: Foto do autor, 2020

Foto 15 - Vasos separadores horizontais trifásicos



Fonte: Foto do autor, 2020

Após a separação dos flúidos, o petróleo vai para o vaso de tratamento, com o objetivo de reduzir a salinidade e a presença de água (BSW) no petróleo, para garantir a especificação do petróleo, realizar a medição final, depois é transferido para um parque de armazenamento para reaquecimento e transfência para a refinaria cliente.

4.3.3.3 Vasos Tratadores de Petróleo

Os vasos tratadores de petróleo termoquímicos verticais (Foto 16) utilizados em estação de coleta mais complexa, normalmente cada vaso tratador tem uma capacidade volumétrica de 4088 bbl/dia, operando com uma temperatura no fluído variando de 50° C a 80° C, através

da queima de gás combustível, nas fornalhas dos tratadores e dosagem de produto químico desemulsificante, com o objetivo de eliminar a presença de água produzida do petróleo, através de tratamento termoquímico, para especificar o petróleo, com máximo teor de água igual a 1% (BSW) e sal menor que 300 mg/l, para a refinaria cliente.

Foto 16 - Vasos tratadores de petróleo



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.4 Tanques de Coleta de Petróleo e de Teste de Produção

Os tanques da estação de coleta e/ou armazenamento (Foto 17) de fluídos brutos (petróleo+água) de maiores capacidades volumétricas, normalmente são de 3.000 barris e 5.000 barris (bbl) são utilizados em estação de coleta simplificada que não possui um processo de tratamento de fluído. Nas estações de coleta simplificada apenas realiza o armazenamento temporário dos volumes bruto (petróleo+água) de fluídos produzidos pelos poços, em um tanque de maior capacidade volumétrica, e também realizar teste de produção de cada poço, no tanque de menor capacidade volumétrica, normalmente de 500 bbl e 1.000 bbl, conforme período de teste definido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), para realizar a medição operacional, o controle de previsão da produção diária e a transferência para uma estação de tratamento e transferência do petróleo, que possui tanques de maiores capacidades variando de 5.000 bbl à 20.000 bbl, do campo/concessão produtor.

Foto 17 - Tanques de coleta de fluido (petróleo e água) e de teste de produção de poço



Fonte: Foto do autor, 2018

4.3.3.5 Bombas de Transferência, injeção de água e Dosadora de Produto Químico

As bombas de transferência de petróleo, injeção de água produzida e dosadora de produtos químicos utilizadas nas estações de coleta, de injeção de água e em parques de armazenamento de petróleo, normalmente são do tipo: bomba alternativa horizontal - BAH, bomba de cavidades progressivas horizontal - BCPH (Foto 18), bomba centrífuga de superfície horizontal - BCSH (Foto 19) ou Booster, com o objetivo de transferir e/ou injetar os volumes brutos de fluidos armazenados e medidos diariamente nos tanques de produção e nos tanques de teste de poços da estação de coleta, para uma estação de tratamento e transferência de petróleo, assim como para dosagem de produtos químicos no tratamento do petróleo e/ou no tratamento da água produzida antes de injetar nos poços injetores.

Foto 18 - Bombas BCPH de transferência de petróleo



Fonte: Foto do autor, 2020

Foto 19 - Bombas BCSH de injeção de água produzida



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.6 Caldeiras de Geração e Injeção de Vapor

As caldeiras (Foto 20) são utilizadas na estação de tratamento e transferência de petróleo, para transformar água potável/industrial tratada, em vapor, a uma temperatura variando de 130° C à 150° C, através da queima de gás combustível, com injeção contínua de vapor nas serpentinas dos tanques de lavagem cheio de fluídos, com temperatura variando de 50° C a 70° C na interface água/óleo, e injeção de vapor nos tanques de armazenamento de petróleo tratado, para manter a temperatura do petróleo tratado acima de 50° C, para garantir a especificação do petróleo, através de dreno de água livre e retratamento do petróleo, quando necessário, e também para transferir o petróleo com baixa pressão, para evitar risco de congelamento e/ou vazamento do oleoduto até a refinaria cliente.

Foto 20 - Caldeiras para aquecer os fluídos dos tanques de lavagem e o petróleo para transferência



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.7 Tanques de Lavagem e Tratamento de Petróleo

Os tanques de lavagem (Foto 21) operam cheios de fluídos, tem uma capacidade de volume variando de 5.000 bbl a 10.000 bbl ou conforme definição de projeto, com uma temperatura na interface água/óleo variando de 50° C a 70° na interface água/óleo, recebendo e lavando a produção total (petróleo e água produzida) pelos poços do campo/concessão produtor, com dosagem de produto químico desemulsificante na emulsão, nos pontos de coleta, para acelerar o processo de tratamento, e assim garantir a especificação do petróleo, com máximo teor de água igual a 1% (BSW) e sal menor que 300 mg/l, para a refinaria cliente.

Depois do processo de lavagem e separação dos fluídos (petróleo e água), o petróleo é escoado por gravidade para os tanques de armazenamento, com tempo de residência até o tanque atingir o nível alto permitido. Já a água produzida separada é escoada por gravidade para os tanques de flotação/filtração e pulmão, para a qualificação e especificação da água de injeção nos poços injetores, através da estação de tratamento e injeção de água produzida.

Foto 21 - Tanques de lavagem e tratamento de petróleo



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.8 Tanques de Flotação de Água Produzida

Os tanques de flotação (Foto 22) normalmente tem capacidade volumétrica variando de 2.000 bbl a 5.000 bbl, recebem a água produzida separada pelos tratadores de petróleo ou pelos tanques de lavagem e tem como objetivo filtrar/separar o óleo residual da água produzida através da separação gravitacional. Para minimizar os impactos da corrosão e da

incrustação são injetados produtos químicos, como: sequestrante de oxigênio, inibidor de corrosão e inibidor de incrustação. A água produzida flotada/filtrada é escoada por gravidade para o tanque pulmão, para injeção nos poços.

Foto 22 - Tanques de flotação de água produzida



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.9 Tanques Pulmão de Água Produzida

Os tanques pulmão de água produzida tratada (Foto 23) normalmente tem capacidade volumétrica variando de 2.000 bbl a 5.000 bbl, onde são coletadas amostras da água produzida tratada, para análise em laboratório do teor de óleo e graxa (TOG) presente na água, que está sendo injetada nos poços injetores, pelas bombas de injeção de água produzida da estação de tratamento e injeção de água, para evitar danos futuros nas zonas dos poços injetores.

Foto 23 - Tanque pulmão de água produzida tratada



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.10 Tanques de Armazenamento de Petróleo

Os tanques de armazenamento (Foto 24) da estação de tratamento e transferência de petróleo recebem o petróleo tratado e especificado pelos tratadores de petróleo e/ou pelos tanques de lavagem, após o processo de tratamento termoquímico. Normalmente, cada tanque tem capacidade volumétrica variando de 2.000 bbl a 20.000 bbl. O tanque de armazenamento com petróleo deve ser mantido aquecido com 60° C a 70° C, para evitar o congelamento do petróleo no tanque e garantir petróleo quente para transferência à pressão baixa, até o parque de armazenamento ou até a refinaria cliente.

Foto 24 - Tanques de armazenamento de petróleo tratado / especificado



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.11 Vasão Separador Horizontal Bifásico (Gás Natural e Condensado)

Na estação de coleta com sistema de compressão, injeção e movimentação/exportação de gás os vasos separadores verticais e horizontais bifásicos (gás natural e condensado) de menores capacidades de volumes, que fazem parte do sistema de compressão de gás estão instalados próximos dos separadores bifásicos e trifásicos (petróleo, gás natural e água produzida) da estação de coleta, com o objetivo de separar o condensado do gás e outras impurezas, para posterior admissão no vasão separador horizontal bifásico (gás natural+condensado) de grande capacidade de volume de gás natural (Foto 25), que está conectado ao gasoduto de admissão dos compressores, para evitar o risco de entrada de líquido com gás natural no primeiro estágio de compressão, que poderá caracterizar falha no compressor ou quebra de pistão, devido a calço hidráulico.

Foto 25 - Vazão separador horizontal bifásico de gás natural e condensado



Fonte: Foto do autor, 2020

4.3.3.12 Compressor de Gás Natural

O compressor de gás natural (Foto 26) recebe a produção de gás especificado, produzido pelos poços produtores de petróleo e gás, que foram processados pelos separadores horizontais e verticais, bifásicos e trifásicos da estação de coleta e da estação de compressão de gás. Este tem por objetivo a sucção do gás a baixa pressão (3 a 4 kgf/cm²) na linha/duto de saída do vazão separador horizontal e comprimir na linha/duto de recalque a alta pressão (80 a 100 kgf/cm²), para os satélites das linhas/dutos de aço de injeção de 2" de cada poço produtor de petróleo do método *gás lift*, como também alimentar o sistema de gás combustível para consumo dos processos internos da estação de coleta e de compressão, além de exportar o excesso de gás para Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

Foto 26 - Compressor alternativo para movimentação, injeção e exportação de gás natural



Fonte: Foto do autor, 2020

Nas atividades e tarefas de rotinas operacionais diárias e periódicas em poços produtores e poços injetores, e nos demais processos produtivos e equipamentos de operação das estações

de coleta, estações de injeção de água e nas estações de compressão de gás natural apresentam riscos de qualidade, de impactos ao meio ambiente, segurança operacional, de integridade estrutural das instalações, e a saúde no trabalho de empregados próprios e contratados de operação e manutenção, que caracterizam a obrigatoriedade de investimentos em treinamento e capacitação das equipes de operação e de manutenção, inovação tecnológica, principalmente em automação de poços e das estações, definição de procedimentos de execução / operacional para atendimento de requisitos de normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, e de regulamentos técnicos, como: RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP da ANP, sendo este o órgão regulador e fiscalizador da indústria do petróleo no Brasil, porque adotam as melhores práticas do mercado nas áreas de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho.

4.4 Resumo do capítulo

Os cinco campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro estão em atividades / produção por mais de 40 anos, caracterizados como campos maduros, localizados próximos de refinaria, empresa petroquímicas e de empresas de distribuição de gás natural, com baixo custo de transporte/escoamento dos produtos petróleo por meio de oleodutos e gás natural por gasodutos. Atualmente, o volume de produção de petróleo está variando de 340 m³/dia à 2020 m³/dia, e de gás natural e condensado uma produção média variando de 45.000 m³/d à 617.000 m³/dia.

A cadeia produtiva dos cinco campos terrestres (*onshore*) está estruturada com uma média de 202 a 476 poços produtores em operação, sendo os principais tipos de métodos de elevação natural e artificial de petróleo e de gás associado: Poço Surgente; BM; BCP; BCS e GL, composto também por estações de coleta de petróleo, gás e água, separação de petróleo, gás e água, tratamento de petróleo, armazenamento e transferência de petróleo; assim como, por estações de tratamento de água produzida para injeção nos poços injetores de água; e estações de compressão de gás natural e condensado do gás, para injeção em poços, com objetivo de manter pressão do reservatório/jazida, e para elevação de petróleo através de poços do método gás *lift*. O gás excedente da movimentação é exportado.

CAPÍTULO V - MODELO DE INTEGRAÇÃO DE REQUISITOS DE PRÁTICAS DE GESTÃO OPERACIONAL DE NORMAS ISO DE SGI E DE RT DA ANP

5.1 Introdução

Neste capítulo apresentamos o desenho de proposta de integração dos sistemas de gestão das normas: ABNT NBR ISO 9001:2015 (SGQ); ABNT NBR ISO 14001:2015 (SGA) e ABNT NBR ISO 45001:2018 (SGS&ST), com os requisitos dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional (SGSO), integridade estrutural das instalações (SGI), dutos terrestre (DT), sistema submarino (SGSS) e de integridade de poço (SGIP), nos processos, instalações e atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, definidos nos regulamentos técnicos: RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP, da Agência Nacional de Petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP), órgão regulador e fiscalizador na área de E&P no Brasil, estruturados em matriz de correspondência dos requisitos comuns e específicos de Qualidade, Meio Ambiente, Segurança Operacional, Integridade das Instalações e Saúde no Trabalho (QMSOI&ST), elaboração de listas de verificação (LV), boletins diário de operação (BDO) e painéis informativos de contingenciamento (PIC), com indicação de ações imediatas para as equipes de operação, nos casos de falhas operacionais.

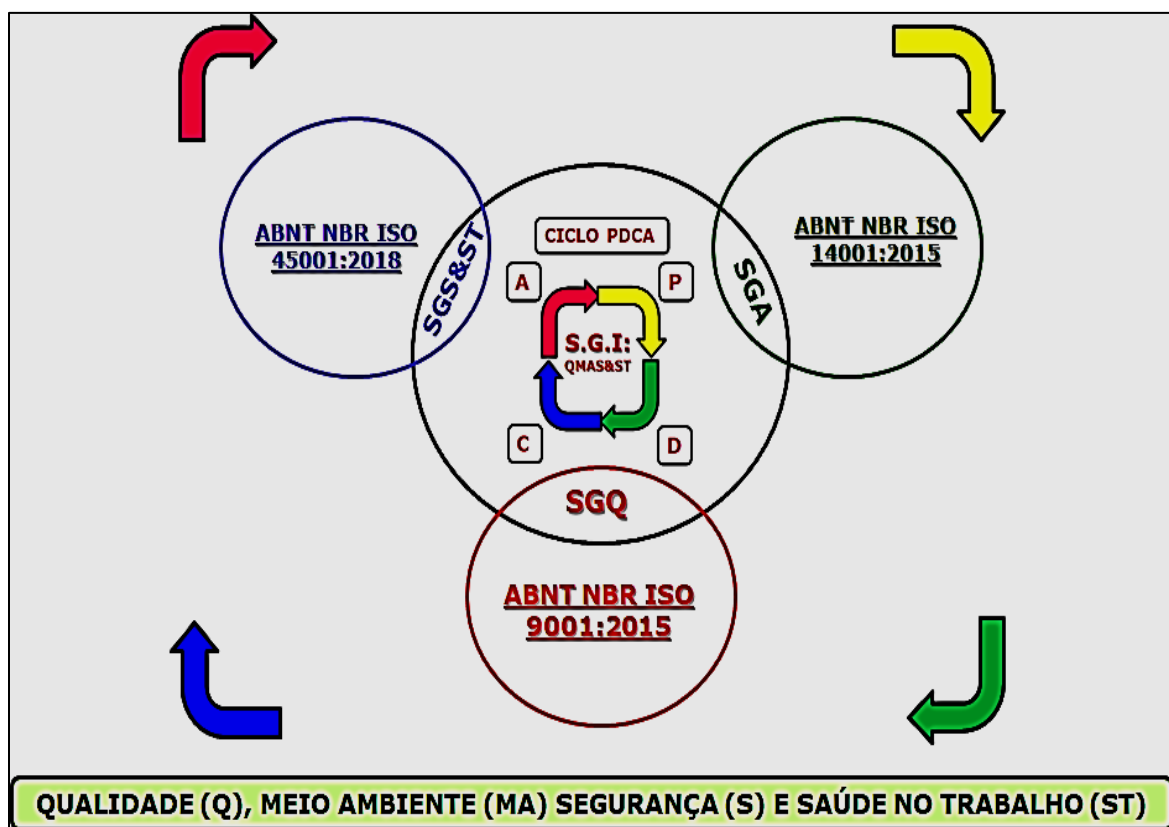
5.2 Modelo de integração de requisitos de prática de *gestão operacional* das normas ABNT NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018

As normas ABNT NBR ISO 9001 - Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ); ABNT NBR ISO 14001- Sistema de Gestão do Ambiente (SGA) foram revisados em 2015 e a norma ABNT NBR ISO 45001 - Sistema de Segurança e Saúde no Trabalho (SGS&ST) foi publicada em 2018, para substituir a norma OHSAS 18001:2007, ambas estruturadas com 10 (dez) seções similares, para possibilitar o processo de integração / correspondência dos

requisitos comuns e específicos em uma matriz, que caracterizam um sistema de gestão integrado (SGI) de QMS&ST.

As normas dos sistemas de gestão de QMS&ST podem ser incorporados na gestão global da organização de forma individual ou integradas, para certificação na área de qualidade (ABNT NBR ISO 9001:2015), e/ou na área ambiental (ABNT NBR ISO 14001:2015), e/ou na área de segurança e saúde do trabalho (ABNT NBR ISO 45001:2018). Como também adotam a estratégia de fazer a implantação desses sistemas de gestão integrados (SGI), tomando como referência as seções e requisitos da norma ABNT NBR ISO 9001, em correspondência aos requisitos das normas ABNT NBR ISO 14001:2015 e da ABNT NBR ISO 45001:2018, conforme desenho na Figura 19.

Figura 19 - Desenho de modelo de integração das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015, NBR ISO 45001:2018, com base no ciclo PDCA



Fonte: Elaborado pelo autor

5.2.1 Matriz de correspondência simplificada das seções 4 a 10 das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, no ciclo PDCA

Santos *et al.* (2018), definiu uma matriz de correspondência simplificada estruturada nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA, com as 7 (sete) seções (4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10) e requisitos das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, para certificação e de aplicação voluntária, conforme Quadro 19, sendo a fase “Planeamento” do ciclo PDCA caracterizada como de maior complexidade, esforço e de tempo de execução, porque envolve o atendimento das 4 (quatro) seções 4, 5, 6 e 7 e requisitos das normas ABNT NBR ISO integradas, com estudos e análises das questões externas e internas da organização, definição da liderança, responsabilidades e autoridades, políticas, missão, visão, valores, objetivos e metas, para a qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST), com planos de ação e recursos necessário.

Quadro 19 - Matriz de correspondência simplificada das seções 4 a 10 das normas da ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA

Matriz de Correspondência entre o ciclo PDCA e as Seções 4 a 10 das Normas da ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018			
Ciclo PDCA	NBR ISO 9001:2015	NBR ISO 14001:2015	NBR ISO 45001:2018
Plan (Planear)	Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização
	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança e Participação dos Trabalhadores
	Seção 6 - Planeamento	Seção 6 - Planeamento	Seção 6 - Planeamento
	Seção 7 - Suporte	Seção 7 - Suporte	Seção 7 - Suporte
Do (Executar)	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação
Check (Verificar)	Seção 9 - Avaliação de desempenho	Seção 9 - Avaliação de desempenho	Seção 9 - Avaliação de desempenho
Action (Agir)	Seção 10 - Melhoria	Seção 10 - Melhoria	Seção 10 - Melhoria

Fonte: Adaptado de Santos *et al.*, 2018

Para fazer a integração das normas ABNT NBR ISO de certificação dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) recomenda-se adotar a estrutura das 4 (quatro) fases do ciclo PDCA, com as 7 (sete) seções e requisitos da norma NBR ISO 9001:2015 (SGQ), para estruturar e fazer a correlação com as 7 (sete) seções e requisitos da norma NBR ISO 14001:2015 (SGA), e as 7 (sete) seções requisitos da norma ISO 45001:2018 (SGS&ST), que caracterizam um

sistema de gestão de QMS&ST, com os requisitos comuns e específicos explicitados em uma matriz de correspondência (Mançú, Gouveia e Cordeiro, 2019).

5.2.2 Matriz de correspondência das seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, no ciclo PDCA

Os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI caracterizam-se como práticas de gestão operacional que devem ser aplicadas na gestão global de organizações que buscam a certificação nas áreas de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho, apresentando requisitos comuns com possibilidade de integração e requisitos que são de aplicações específicas em cada uma das áreas dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO, conforme Quadro 20.

Quadro 20 - Matriz de correspondência das 7 (sete) seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, nas fases do ciclo PDCA

Matriz de correspondência das 7 (sete) seções 4 a 10 e principais requisitos das Normas ABNT NBR ISO do SGI, nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA			
Ciclo PDCA	NBR ISO 9001:2015	NBR ISO 14001:2015	NBR ISO 45001:2018
Plan (Planear)	Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização	Seção 4 - Contexto da organização
	4.1 Entendendo a organização e seu contexto	4.1 Entendendo a organização e seu contexto	4.1 Entendendo a organização e seu contexto
	4.2 Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas	4.2 Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas	4.2 Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas
	4.3 Determinando o escopo do sistema de gestão da qualidade	4.3 Determinando o escopo do sistema de gestão ambiental	4.3 Determinando o escopo do sistema de gestão da segurança e da saúde
	4.4 Sistema de gestão da qualidade e seus processos	4.4 Sistema de gestão ambiental	4.4 Sistema de gestão da segurança e da saúde
	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança
	5.1 Liderança e comprometimento	5.1 Liderança e comprometimento	5.1 Liderança e comprometimento
	5.1.1 Generalidades		
	5.1.2 Foco no cliente		
	5.2 Política	5.2 Política ambiental	5.2 Política da segurança e da saúde
	5.2.1 Desenvolvendo a política da qualidade		

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 20 - Matriz de correspondência das 7 (sete) seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, nas fases do ciclo PDCA

Plan (Planear)	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança	Seção 5 - Liderança
	5.2.2 Comunicando a política da qualidade	5.2 Política ambiental	5.2 Política da segurança e da saúde
	5.3 Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais	5.3 Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais	5.3 Papéis, responsabilidades e autoridades organizacionais
Plan (Planear)	Seção 6 - Planejamento	Seção 6 - Planejamento	Seção 6 - Planejamento
	6.1 Ações para abordar riscos e oportunidades	6.1 Ações para abordar riscos e oportunidades	6.1 Ações para abordar riscos e oportunidades
		6.1.1 Generalidades	6.1.1 Generalidades
		6.1.2 Aspectos ambientais	6.1.2 Perigos e riscos
		6.1.3 Requisitos legais e outros requisitos	6.1.3 Requisitos legais e outros requisitos
		6.1.4 Planejamento de ações	6.1.4 Planejamento de ações
	6.2 Objetivos da qualidade e planejamento para alcançá-los	6.2 Objetivos ambientais e planejamento para alcançá-los	6.2 Objetivos da segurança e da saúde e planejamento para alcançá-los
		6.2.1 Objetivos ambientais	6.2.1 Objetivos da segurança e da saúde
		6.2.2 Planejamento de ações para atingir os objetivos ambientais	6.2.2 Planejamento de ações para atingir os objetivos da segurança e da saúde
	6.3 Planejamento de mudanças	6.3 Planejamento de mudanças	6.3 Planejamento de mudanças
Plan (Planear)	Seção 7 - Apoio / Suporte	Seção 7 - Apoio / Suporte	Seção 7 - Apoio / Suporte
	7.1 Recursos	7.1 Recursos	7.1 Recursos
	7.1.1 Generalidades		
	7.1.2 Pessoas		
	7.1.3 Infraestrutura		
	7.1.4 Ambiente para a operação dos processos		
	7.1.5 Recursos de monitoramento e medição		
	7.1.6 Conhecimento organizacional		
	7.2 Competência	7.2 Competência	7.2 Competência
	7.3 Conscientização	7.3 Conscientização	7.3 Conscientização
	7.4 Comunicação	7.4 Comunicação	7.4 Comunicação
		7.4.1 Generalidades	7.4.1 Generalidades
		7.4.2 Comunicação interna	7.4.2 Comunicação interna
		7.4.3 Comunicação externa	7.4.3 Comunicação externa
	7.5 Informação documentada	7.5 Informação documentada	7.5 Informação documentada
	7.5.1 Generalidades	7.5.1 Generalidades	7.5.1 Generalidades
	7.5.2 Criando e atualizando	7.5.2 Criando e atualizando	7.5.2 Criando e atualizando
	7.5.3 Controlo de informação documentada	7.5.3 Controlo de informação documentada	7.5.3 Controlo de informação documentada

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 20 - Matriz de correspondência das 7 (sete) seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, nas fases do ciclo PDCA

	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação
	8.1 Planeamento e controlo operacional	8.1 Planeamento e controlo operacional	8.1 Planeamento e controlo operacional
Do (Executar)	8.2 Requisitos para produtos e serviços	8.2 Preparação e resposta a emergências	8.2 Preparação e resposta a emergências
	8.2.1 Comunicação com o cliente		
	8.2.2 Determinação de requisitos relativos a produtos e serviços		
	8.2.3 Análise crítica de requisitos relativos a produtos e serviços		
	8.2.4 Mudanças nos requisitos para produtos e serviços		
	8.3 Projeto e desenvolvimento de produtos e serviços		
	8.3.1 Generalidades		
	8.3.2 Planeamento de projeto e desenvolvimento		
	8.3.3 Entradas de projeto e desenvolvimento		
	8.3.4 Controlo de projeto e desenvolvimento		
	8.3.5 Saídas de projeto e desenvolvimento		
	8.3.6 Mudanças de projeto e desenvolvimento		
	8.4 Controlo de processos, produtos e serviços externamente		
	8.4.1 Generalidades		
	8.4.2 Tipo e extensão de controlo		
	8.4.3 Informação para provedores externos		
	8.5 Produção e provisão de serviço		
	8.5.1 Controlo de produção e de provisão de serviço		
	8.5.2 Identificação e rastreabilidade		
	8.5.3 Propriedade pertencente a clientes e provedores externos		
	8.5.4 Preservação		
	8.5.5 Atividades pós-entrega		

Continua

Cont. Quadro 20 - Matriz de correspondência das 7 (sete) seções 4 a 10 e principais requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, nas fases do ciclo PDCA

Do (Executar)	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação	Seção 8 - Operação
	8.5.6 Controle de mudanças		
	8.6 Liberação de produtos e serviços		
	8.7 Controle de saídas não conformes		
Check (Verificar)	Seção 9 - Avaliação de desempenho	Seção 9 - Avaliação de desempenho	Seção 9 - Avaliação de desempenho
	9.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação	9.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação	9.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação
	9.1.1 Generalidades	9.1.1 Generalidades	9.1.1 Generalidades
	9.1.2 Satisfação do cliente	9.1.2 Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos	9.1.2 Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos
	9.1.3 Análise e avaliação		
	9.2 Auditoria interna	9.2 Auditoria interna	9.2 Auditoria interna
		9.2.1 Generalidades	9.2.1 Generalidades
		9.2.2 Programa de auditoria interna	9.2.2 Programa de auditoria interna
	9.3 Análise crítica pela direção	9.3 Análise crítica pela direção	9.3 Análise crítica pela direção
Action (Agir)	Seção 10 - Melhoria	Seção 10 - Melhoria	Seção 10 - Melhoria
	10.1 Generalidades	10.1 Generalidades	10.1 Generalidades
	10.2 Não conformidade e ação corretiva	10.2 Não conformidade e ação corretiva	10.2 Não conformidade e ação corretiva
	10.3 Melhoria contínua	10.3 Melhoria contínua	10.3 Melhoria contínua

Fonte: Adaptado das normas NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015; NBR ISO 45001:2018 e Santos, et al., 2018.

As seções e os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018 foram estruturados tomando como referência a norma ABNT NBR ISO 9001:2015, o ciclo PDCA, integração das normas, número dos requisitos, seções e descrição dos requisitos, através de uma matriz de correspondência, com práticas de gestão operacional, para utilização na elaboração dos instrumentos de coleta de dados de guião de entrevistas, questionários de percepção e listas de verificação *in loco* para avaliação de desempenho no atendimento de requisitos normativos nas frentes operacionais, nas áreas de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST) em atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural.

5.2.3 Modelo de integração das seções 4 a 10 e de requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI - ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, no ciclo PDCA

Na análise e estruturação das 4 (quatro) fases do ciclo PDCA, com as 7 (sete) seções 4 a 10 foram observados 116 (cento e dezesseis) requisitos na norma NBR ISO 9001:2015 (SGQ), que constam no seu conteúdo o termo “deve” ou “devem”, estes foram adotados como referência em uma matriz de integração com as 7 (sete) seções 4 a 10 e os 77 (setenta e sete) requisitos com o termo “deve” ou “devem” da norma NBR ISO 14001:2015 (SGA), e com as 7 (sete) seções 4 a 10 e os 85 (oitenta e cinco) requisitos, também com o termo “deve” ou “devem” na norma NBR ISO 45001:2018 (SGS&ST), para implementação e certificação dos requisitos comuns e específicos, onde individualmente totalizam 278 requisitos de práticas de gestão operacional de aplicação voluntária em qualquer tipo de organização, com ou sem fins lucrativos, conforme Quadro 21.

Quadro 21 - Quantidade de requisitos das normas ABNT NBR ISO de sistemas de gestão para integração

Normas ABNT NBR ISO	Seções	Quantidade de Requisitos
ABNT NBR ISO 9001:2015	4 a 10	116
ABNT NBR ISO 14001:2015	4 a 10	77
ABNT NBR ISO 45001:2018	4 a 10	85
Total de Requisitos		278

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da análise das normas ABNT NBR ISO

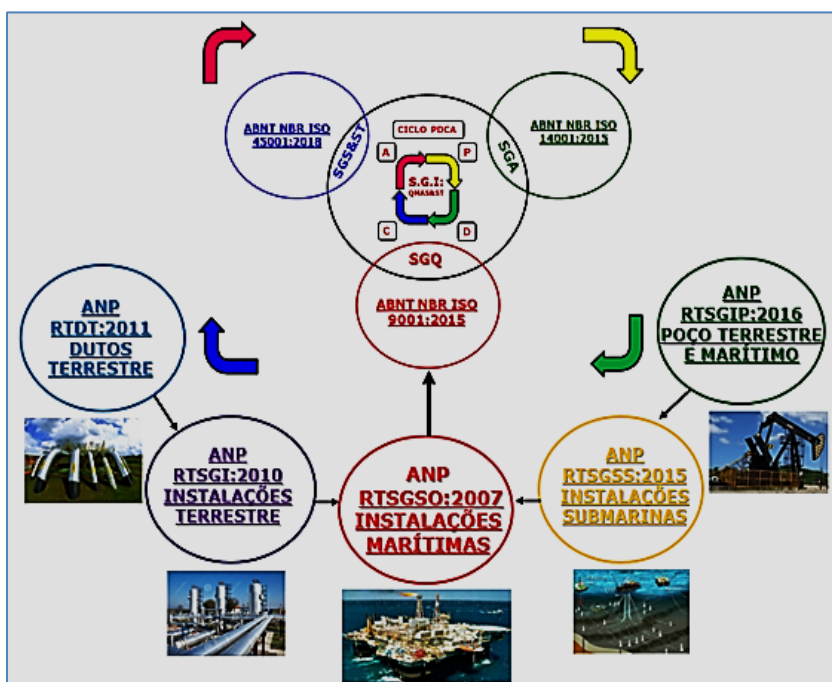
O modelo de integração do SGI foi estruturado em uma matriz com 172 requisitos comuns e específicos das normas de certificação NBR ISO (Apêndice J), distribuídos nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA e nas seções 4 a 10 das normas da seguinte forma: na fase *Plan* / Planear e nas seções 4 a 7 da norma constam um total de 73 requisitos, distribuídos da seguinte forma: seção 4 - contexto da organização com 09 requisitos; seção 5 - liderança com 20 requisitos; seção 6 - planejamento com 13 requisitos e na seção 7 - apoio/suporte com 31 requisitos; na fase *Do* / Executar da seção 8 - operação está composto por 71 requisitos, na fase *Check* / Verificar da seção 9 - avaliação de desempenho apresentam 20 requisitos e na fase *Action* / Agir na seção 10 - melhoria tem 08 requisitos, apresentam correspondência para a integração com as práticas de gestão operacional definidos em regulamentos técnicos (RT) da ANP.

A partir da matriz de integração das seções e requisitos dos sistemas de gestão de QMS&ST que caracteriza o SGI, integrados com os requisitos das práticas de gestão (PG) de RT da ANP torna-se relevante a elaboração de um padrão de gestão ou do tipo procedimento de execução / operacional padrão (PE / POP), definindo as diretrizes, atividades e tarefas para as melhores práticas de gestão operacional a serem incorporadas no sistema de gestão global da organização, com e sem fins lucrativos, assim como para desenvolver instrumentos de coleta de dados de gestão operacional, de auditoria interna nos processos internos, rotas/inspeções planejadas nas instalações, como: guia de entrevista, questionário, lista de verificação, boletim, painel informativo de contingência, assim como para avaliação de desempenho da implementação e manutenção do SGI, com possibilidades de identificar desvios, por fase do ciclo PDCA, seção e/ou requisito, para análise e tomada de decisões de forma objetiva nas frentes operacionais.

5.3 Modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de RT da ANP para E&P, nas fases do ciclo PDCA

Foi definido um modelo de integração das 7 (sete) seções 4 a 10 e dos requisitos comuns e específicos das 3 (três) normas ABNT NBR do SGI - NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, para certificação em QMS&ST, com práticas de gestão operacional estruturadas nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA, para a integração com as 17 (dezessete) práticas de gestão (PG), categorias e requisitos comuns e específicos dos 5 (cinco) regulamentos técnicos (RT) da ANP, como: RTSGSO, sendo este a base para integração com requisitos do RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP aplicados à E&P, conforme desenho preliminar definido na Figura 20, que representa o modelo de integração de requisitos de normas ISO do SGI, que utiliza a estrutura da norma ISO 9001:2015, para integração com requisitos dos RT da ANP a partir das PG do RTSGSO.

Figura 20 - Desenho do modelo de integração de requisitos do RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP nos PG do RTSGSO da ANP, para integração com os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI



Fonte: Elaborado pelo autor

Portanto, o RTSGSO:2007 (Segurança Operacional) é o regulamento técnico da ANP que apresenta um conjunto de 17 (dezessete) práticas de gestão bem estruturado, para fazer interface com os demais sistemas de gestão e práticas a serem adotados na gestão global de uma organização concessionária ou operadora de campos produtores de petróleo e gás natural, e neste contexto deve-se utilizar o mesmo como referência para a realizar a correlação e integração com as demais práticas de gestão e requisitos comuns e específicos dos sistemas de gerenciamento de integridade estrutural das instalações, dutos terrestres, sistema submarino e integridade de poço produtor e injetor, aplicados na exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*) no Brasil, definidos pela ANP, como: RTSGI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016.

5.3.1 Matriz de correspondência das Práticas de Gestão (PG) e Categorias dos RT da ANP - RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP

Para possibilitar a integração do SGI, composto pelas seções e requisitos comuns e específicos das normas ABNT NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO

45001:2018, com as práticas de gestão operacional, com os requisitos dos RT definidos pela ANP: RTSGSO:2007, RTSGI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016 foi estruturada uma matriz tomando como referência a estrutura das 17 (dezesete) Práticas de Gestão do RTSGSO:2007, conforme Quadro 22, para posterior caracterização das práticas de gestão operacional de requisitos comuns e específicos.

Quadro 22 - Matriz de correspondência das práticas de gestão e categorias de principais requisitos dos RT da ANP - RTSGSO:2007, RTSGSI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016

Resoluções e Regulamentos Técnicos da ANP de Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional e de Integridade Estrutural das Instalações para E&P				
Resolução ANP nº 43/2007	Resolução ANP nº 2/2010	Resolução ANP nº 6/2011	Resolução ANP nº 41/2015	Resolução ANP nº 46/2016
Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (RTSGSO), das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (RTSGI) Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural	Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (RTSGSS)	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade das Instalações de Poço (RTSGIP) Terrestres e Marítimo de Produção de Petróleo e Gás Natural
Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
1. Objetivo	1. Introdução; 2. Objetivo	1. Introdução; 3. Escopo	1. Introdução	1. Introdução
2. Definições	3. Definições	4. Definições	2. Definições	2. Definições 3. Lista de Siglas
3. Abrangência	4. Abrangência	6. Abrangência	3. Abrangência	4. Abrangência
4. Estrutura das Práticas de Gestão (PG)				
5. Documentação de Segurança Operacional (DSO)	10. Documentação de Segurança Operacional (DSO)		4. Cadastro de Sistemas Submarinos	
	5. Referências Normativas e Legais	5. Referências Normativas e Legais		
		2. Protocolo de Responsabilidades	5. Protocolo de Responsabilidades	

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 22 - Matriz de correspondência das práticas de gestão e categorias de principais requisitos dos RT da ANP - RTSGSO:2007, RTSGSI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016

Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
PG 1. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade gerencial	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	31. Estrutura Organizacional 32. Disponibilização e Planejamento de Recursos	6. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	Prática de Gestão (PG) 1. Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
PG 2. Envolvimento do Pessoal	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	33. Envolvimento do Pessoal	7. Envolvimento da Força de Trabalho	PG 2. Envolvimento da Força de Trabalho
PG 3. Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	34. Identificação de Tarefas Críticas 35. Treinamento Para Qualificação	8. Qualificação, Treinamento e Desempenho da Força de Trabalho	PG 3. Gestão de Competências
PG 4. Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos			9. Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	PG 4. Fatores Humanos
PG 5. Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas	6. Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento	36. Contratadas	10. Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas	PG 5. Seleção, Controle e Gerenciamento de Empresas Contratadas
PG 6. Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho			11. Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho	Prática de Gestão nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
PG 7. Auditorias			12. Auditoria Interna	PG 7. Auditorias
PG 8. Gestão da Informação e da Documentação	7. Informação e Documentação		13. Gestão da Informação e da Documentação	PG 8. Gestão da Informação e da Documentação
PG 9. Investigação de Incidentes	9. Plano de Emergência		14. Investigação de Incidentes	PG 9. Incidentes
PG 10. Projeto, Construção, Instalação e Desativação	12. Projeto da Instalação 13. Construção e Montagem da Instalação 18. Desativação da Instalação	8. Documentação do Projeto 11. Construção e Montagem 12. Documento “Como Construído” 13. Comissionamento 50. Desativação Temporária 51. Desativação Permanente	20. Projeto 21. Fabricação e Instalação 24. Reutilização 25. Extensão da vida útil 26. Descomissionamento e Desativação	PG 10. Etapas do Ciclo de Vida do Poço

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 22 - Matriz de correspondência das práticas de gestão e categorias de principais requisitos dos RT da ANP - RTSGSO:2007, RTSGSI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016

Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
PG 11. Elementos Críticos de Segurança Operacional	14. Elementos Críticos de Segurança Operacional	15. Operação	15. Elementos Críticos de Segurança Operacional	PG 11. Elementos Críticos de Integridade de Poço
PG 12. Identificação e Análise de Risco	8. Identificação e Análise de Riscos	9. Avaliação de Risco	16. Análise de Riscos	PG 12. Análise de Riscos
PG 13. Integridade Mecânica	15. Inspeção de Equipamentos e Tubulações 16. Manutenção de Equipamentos e Tubulações	16. Inspeção 17. Manutenção 25. Controle da Corrosão 26. Controle da Corrosão Externa 27. Controle da Corrosão Interna 28. Controle da Corrosão Atmosférica 29. Prazos 38. Programa de Gerenciamento da Integridade	23. Gerenciamento da Integridade	PG 13. Integridade do Poço
PG 14. Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	9. Plano de Emergência	41. Identificação das Emergências 42. Plano de Resposta A Emergência 43. Oleodutos 44. Gasodutos	18. Planejamento e Gerenciamento de Emergências	PG 14. Planejamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço
PG 14. Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	9. Plano de Emergência	45. Gestão dos Recursos de Resposta 46. Comunicação do Incidente 47. Investigação do Incidente 48. Gerenciamento do Plano de Resposta a Emergência	18. Planejamento e Gerenciamento de Emergências	PG 14. Planejamento e Gerenciamento de Emergências de Controle de Poço
PG 15. Procedimentos Operacionais	17. Operação e Processo	15. Operação	22. Operação	PG 15. Procedimentos
PG 16. Gerenciamento de Mudanças	17. Operação e Processo	19. Sistema de Gerenciamento de Mudanças	17. Gestão de Mudanças	PG 16. Gestão de Mudanças

Continua

Cont. Quadro 22 - Matriz de correspondência das práticas de gestão e categorias de principais requisitos dos RT da ANP - RTSGSO:2007, RTSGSI:2010, RTDT:2011, RTSGSS:2015 e RTSGIP:2016

Correspondência dos Requisitos dos Regulamentos Técnicos da ANP				
RTSGSO	RTSGI	RTDT	RTSGSS	RTSGIP
PG 17. Práticas de Trabalho Seguro e Procedimento de Controlo em Atividades Especiais	17. Operação e Processo	15. Operação	19. Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controlo em Atividades Especiais	PG 17. Preservação Ambiental
		18. Registro do Histórico do Duto		
		20. Sinalização das Faixas de Dutos		
		22. Conscientização Pública		
		23. Prevenção de Danos Causados por Terceiros		
		39. Processos Básicos do PGI		

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2011; ANP, 2015 e ANP, 2016.

O RTSGSO foi utilizado como referência para definir a matriz de correspondência com os demais requisitos dos regulamentos técnicos da ANP, como o RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP, aplicados nos processos de perfuração e produção na área de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil, através das 17 (dezessete) práticas de Gestão (PG) que compõem a estrutura do RTSGSO.

5.3.2 Modelo de integração dos requisitos de práticas de gestão operacional dos regulamentos técnicos da ANP - RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP

No RTSGSO foram analisados 17 (dezessete) práticas de gestão (PG) e contabilizados um total de 125 (cento e vinte e cinco) requisitos obrigatórios definidos em tópicos e subtópicos até o nível 3, que constam no seu conteúdo o termo “deve”, ou “devem”, ou “deverão”, ou “garantir”, ou “estabelecer” práticas de gestão e/ou operacional, sendo estas PG utilizados como estrutura e referência na elaboração de uma matriz de integração com os demais requisitos de RT da ANP, que também possuem o termo “deve”, ou “devem”, ou “deverão”, ou “garantir”, ou “estabelecer”, como: RTSGI com 03 (três) capítulos e 204 (duzentos e quatro) requisitos obrigatórios; RTDT com 10 (dez) capítulos e 357 requisitos obrigatórios; RTSGSS com 26 categorias / tópicos principais e 294 (duzentos e noventa e quatro)

requisitos obrigatórios e RTSGIP com 17 (dezessete) práticas de gestão (PG) e 133 (cento e trinta e três) requisitos obrigatórios, e um total geral de 1113 requisitos obrigatórios para aplicação nas instalações, processos, atividades e tarefas de Exploração e Produção (E&P), conforme Quadro 23.

Quadro 23 - Quantidade de requisitos dos RT da ANP para integração ao SGI

Regulamentos Técnicos (RT) da ANP	Práticas de Gestão (PG) / Capítulos / Categorias / Tópicos	Quantidade de Requisitos
RTSGSO:2007	Capítulos 2, 3 e 4 com 17 PG	125
RTSGI:2010	Capítulos 2 e 3	204
RTDT:2011	Capítulos II e X	357
RTSGSS:2015	Categorias / Tópicos 4 a 26	294
RTSGIP:2016	Capítulo 2 com 17 PG	133
Total de Requisitos dos RT		1113

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da análise dos RT da ANP

O modelo de integração dos requisitos com as principais práticas de gestão operacional comuns e específicos dos regulamentos técnicos da ANP foram definidos com o objetivo de possibilitar a integração com os requisitos comuns e específicos das principais práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO dos sistemas de gestão integrados (SGI): NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, estruturados nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA.

Neste contexto, o modelo integrado de requisitos voluntários das principais práticas de gestão operacional de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST) das normas ISO do SGI e o modelo integrado de requisitos obrigatórios das principais práticas de gestão operacional de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações (SOI) dos RT da ANP, quando estruturados em um único modelo integrado caracterizam a QMSOI&ST, possibilitando uma maior garantia de qualidade, preservação ambiental, segurança operacional, integridade estrutural das instalações, processos, equipamentos, dutos, sistemas submarinos, poços produtores de petróleo e gás natural e de poços injetores de água, gás e vapor, na área de exploração e produção (E&P).

5.3.3 Modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de Regulamentos Técnicos (RT) da ANP

As seções, práticas de gestão operacional de requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI (NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018) implementadas na gestão global de empresas que atuam na indústria do petróleo no Brasil, especificamente nas atividades de exploração e produção de petróleo, de forma integrada com as práticas de gestão operacional de regulamento técnico de sistema de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO, 2007); e de regulamentos técnicos de sistemas de gerenciamentos de integridade estrutural das instalações dos processos produtivos (RTSGI, 2010); dutos terrestres (RTDT, 2011); sistemas submarinos (RTSGSS, 2015) e de poços produtores e poços injetores (RTSGIP, 2016), definidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) caracterizam um sistema de gestão de QMSOI&ST, para aplicação nas rotinas diárias e periódicas de gestão operacional de campos produtores de petróleo e de gás natural, com objetivo de garantir a melhoria contínua nas áreas de qualidade, preservação ambiental, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e saúde no trabalho.

Neste contexto, foi desenvolvido um desenho do modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de sistemas de gestão de normas ABNT NBR ISO do SGI e de requisitos de regulamentos técnicos de sistemas de gerenciamento da ANP, conforme Figura 21, estruturados nas quatro fases do ciclo PDCA, as 7 (sete) seções: 4; 5; 6; 7; 8; 9 e 10 da norma ABNT NBR ISO 9001:2015 e as 17 (dezessete) Práticas de Gestão (PG) do RTSGSO da ANP, e elaborado uma matriz de integração consolidada com os requisitos das normas do SGI e dos RT da ANP, para aplicação nas rotinas e diagnósticos de sistemas de gestão e práticas de campos terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*) produtores de petróleo e de gás natural no Brasil, referentes a requisitos obrigatórios definidos pela ANP e a requisitos voluntários definidos pelas normas ISO do SGI.

de trabalho, aplicação de análise preliminar de riscos (APR, HAZOP , FMEA e outras) com identificação da lista de elementos críticos composto por: sistemas, equipamentos e padrões críticos, para a segurança operacional, gestão de mudança de pessoas, tecnologias e de procedimentos com qualidade, aplicação de práticas seguras de acompanhamento e monitoramento dos parâmetros operacionais dos processos e equipamentos e uma maior percepção de riscos de todas as equipes operacionais.

O modelo integrado de requisitos de práticas de gestão operacional também poderá ser aplicado em campos produtores de petróleo em outros países produtores de petróleo, como boas práticas da indústria do petróleo em segurança operacional e de integridade estrutural das instalações de exploração e produção de petróleo (E&P).

5.3.4 Modelo de integração de requisitos de práticas de gestão operacional de normas ABNT NBR ISO do SGI e de RT da ANP, nas fases do ciclo PDCA

A integração das seções e requisitos com a descrição das práticas de gestão operacional voluntárias de normas ABNT NBR ISO do SGI e de PG de requisitos obrigatórios de RT da ANP que caracterizam a QMSOI&ST, em uma matriz tem como objetivo principal consolidar conhecimentos para incorporar na gestão global de campos produtores de petróleo e de gás natural as melhores práticas nas áreas de qualidade, preservação do meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações, dutos terrestre, sistema submarino, poços produtores de petróleo e gás natural, poços injetores de água, gás e vapor, assim como saúde no trabalho em atividades e tarefas de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P).

O modelo de integração de requisitos de QMSOI&ST possibilita a melhoria contínua dos sistemas de gestão, porque consolidam boas práticas de gestão operacional reconhecidas pelo mercado e também de conformidade legal, contribui para a elaboração de instrumentos de coleta de dados de gestão operacional através de listas de verificação (LV), para inspeção planeada e auditorias internas periódicas, como ferramenta de diagnóstico de sistemas de gestão e também para avaliação da percepção de empregados próprios e contratados, quanto ao atendimento de requisitos voluntários e legais nas frentes operacionais, assim como na

elaboração de LV e boletins de rotinas diárias de acompanhamento e monitoramento de poços produtores, poços injetores e processos produtivos, para auxiliar na tomada de decisão das equipes de operação, gerentes e fiscais de contratos e das lideranças, com foco no atendimento dos requisitos de QMSOI&ST.

Neste modelo de integração (Apêndice A) constam uma matriz com um total geral de 328 requisitos comuns e específicos de práticas de gestão operacional de QMSOI&ST de normas ABNT NBR ISO do SGI e de RT da ANP, definidos nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA e nas seções 4 a 10 da norma ABNT NBR ISO 9001:2015 utilizado como estrutura padrão, sendo que na fase *Plan* / Planejar composta pelas seções 4 a 7 dessa norma constam um total de 131 requisitos, distribuídos da seguinte forma: seção 4 - contexto da organização com 12 requisitos; seção 5 - liderança com 32 requisitos; seção 6 - planejamento com 30 requisitos e na seção 7 - apoio / suporte com 57 requisitos; na fase *Do* / Executar da seção 8 - operação está composto por 148 requisitos, na fase *Check* / Verificar da seção 9 - avaliação de desempenho apresentam 35 requisitos e na fase *Action* / Agir na seção 10 - melhoria tem 14 requisitos.

O modelo de integração dos requisitos das normas ABNT NBR ISO e dos RT da ANP foi utilizado para a elaboração de instrumentos de coleta de dados, como: guião de entrevista (Apêndice C) para identificar as práticas de gestão operacional da liderança de campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro, para atender requisitos dos sistemas de gestão de QMSOI&ST; questionários de percepção (Apêndice D) para coletar dados de empregados próprios e contratados de operação, quanto às percepções sobre o processo de gestão e transferência de conhecimento, a segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estações de produção nos campos produtores, diante da terceirização de atividade fim e da alta rotatividade de pessoal na exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural; e também listas de verificação (LV) para aplicação *in loco* no sistema de gestão, nas instalações, processos e equipamentos produtivos (Apêndice E), para avaliar presencialmente o nível de atendimento dos requisitos nas frentes operacionais, após a triangulação de dados, análise comparativa e validação dos resultados.

Os requisitos consolidados no modelo de integração também disponibilizam conhecimentos para o desenvolvimento de boletins e listas de verificação (LV) para aplicação diária na operação, acompanhamento e monitoramento e coleta de dados de poços e processos internos de produção de petróleo e de gás natural, para a melhoria contínua em qualidade, preservação do meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST) e para auxiliar os engenheiros responsáveis técnicos pelas instalações, os supervisores, empregados próprios e contratados de operação na tomada de decisão.

5.4 Resumo do capítulo

A elaboração dos desenhos de modelos de integração dos requisitos voluntários das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos requisitos obrigatórios dos RT da ANP de forma separada e a estruturação das matrizes de correspondência dos requisitos comuns e específicos de cada sistema de gestão proporcionou uma visão global de cada sistema de gestão e possibilitou a elaboração de um desenho de modelo integrado das normas do SGI com os RT da ANP, com a caracterização do modelo integrado estruturado com as seções 4 à 10 da norma ABNT NBR ISO 9001:2015 e requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI: NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, com referência / correspondência às 17 (dezessete) Práticas de Gestão (PG) do RTSGSO e aos requisitos dos RT da ANP: RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP, classificados nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA.

O modelo de integração das normas ABNT NBR ISO do SGI com os RT da ANP foi utilizado para a elaboração dos 3 (três) instrumentos de coleta de dados, como: guião de entrevistas, questionários de percepção, listas de verificação *in loco*, para aplicar nos cinco campos produtores e alcançar os objetivos da pesquisa, assim como para elaboração de boletins diários de operação e listas de verificação com práticas de gestão operacional para aplicação em rotas/inspeções de rotinas diárias e periódicas mensal, semestral ou anual, e em auditoria interna, para a melhoria contínua do desempenho em QMSOI&ST.

CAPÍTULO VI - RESULTADOS DAS PRÁTICAS DE GESTÃO OPERACIONAL PARA ATENDER REQUISITOS DO SGI E DOS RT DA ANP DE QMSOI&ST

6.1 Introdução

Neste capítulo apresentamos os resultados das práticas de gestão operacional de 5 (cinco) campos produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro para atender aos requisitos voluntários integrados das normas certificáveis ABNT NBR ISO dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI): NBR ISO 9001:2015 (Sistema de Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001:2015 (Sistema de Gestão Ambiental) e NBR ISO 45001:2018 (Sistema de Gestão da Segurança e da Saúde no Trabalho) de QMS&ST, e atender os requisitos obrigatórios dos Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional e de Integridade (SOI) das Instalações, Dutos, Sistemas Submarinos e de Poços Produtores e Injetores terrestre (*onshore*) e marítimo (*offshore*), definidos nos Regulamentos Técnicos (RT) da ANP (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP), que caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) de QMSOI&ST.

Para alcançar os resultados foram realizados coletas de dados e informações através de instrumentos de coleta de dados, como: guião de entrevista estruturado com 328 perguntas, distribuído numa média de 6 a 10 perguntas para cada um dos 35 participantes profissionais da gestão e de *staff* (lideranças), com tempo médio de empresa e de experiência acima de 10 anos, aplicação de questionários de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos, para 165 profissionais empregados próprios e prestadores de serviços de operação contratados, com formação de nível técnico superior e formação de nível técnico médio, ambos da área operacional, com tempo médio de empresa e experiência igual ou menor que 5 anos (60%), assim como aplicação de listas de verificação (LV) *in loco* em estações, processos produtivos, equipamentos, poços produtores e injetores, executados por 10 (dez) profissionais, sendo 4 empregados próprios e 6 prestadores de serviços de operação

contratados de nível técnico médio, responsáveis pelas atividades e tarefas de rotinas de acompanhamento e monitoramento dos processos produtivos e dos poços produtores de petróleo e injetores de fluídos, conforme descrição a seguir, dos resultados alcançados a partir da análise dos dados coletados nos 3 instrumentos de coleta de dados utilizado nos estudos de casos.

6.2 Resultados do guião de entrevista estruturado no ciclo PDCA com os requisitos integrados de QMSOI&ST aplicados nos campos produtores de petróleo

As 328 perguntas do guião de entrevista e os resultados alcançados foram estruturadas no ciclo PDCA, sendo: seções 4, 5, 6 e 7 com 131 (40%) perguntas; seção 8 com 148 (45%) perguntas; seção 9 com 35 (11%) perguntas; e na seção 10 com 14 (4%) perguntas, com requisitos integrados das normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP, como: o sistema de gestão de qualidade (ISO 9001), sistema de gestão ambiental (ISO 14001), sistema de gestão da segurança operacional (ISO 45001 e RTSGSO), sistema de gestão de integridade das instalações e do sistema de gestão da saúde no trabalho (RTSGI; RTDT, RTSGSS; RTSGIP e ISO 45001), que caracterizam o Sistema de Gestão Integrado (SGI) de QMSOI&ST, conforme Quadro 24, subtópicos de resultados e de discussão a seguir.

Quadro 24 - Estrutura do guião de entrevista nas fases do ciclo PDCA, seções e principais requisitos de QMSOI&ST

Ciclo PDCA	Seção e Requisitos de QMSOI&ST
Plan (Planear)	Seção 4 - Contexto da Organização
	Contexto interno e externo
	Necessidades e expectativas de partes interessadas
	Escopo do sistema de gestão de QMSOI&ST
	Sistemas de gestão de QMSOI&ST e seus processos
	Seção 5 - Liderança
	Liderança e comprometimento
	Foco no cliente, ambiental, segurança e saúde no trabalho
	Valores e política de gestão de QMSOI&ST (SGI)
	Política de QMSOI&ST
	Comunicação da política de QMSOI&ST
	Papéis, atribuições, responsabilidades e autoridades organizacionais
	Participação dos trabalhadores e sistema de comunicação
	Seção 6 - Planejamento
	Ações para abordar riscos e oportunidades de de QMSOI&ST
	Aspectos e impactos ambientais e perigos e riscos de MSOI&ST
	Avaliação de riscos e oportunidades de SOI&ST
	Requisitos legais e outros requisitos
	Planeamento de ações

Continua

Cont. Quadro 24 - Estrutura do guião de entrevista nas fases do ciclo PDCA, seções e principais requisitos de QMSOI&ST

Plan (Planear)	Seção 7 - Apoio / Suporte
	Planeamento de objetivos e metas de QMSOI&ST
	Planeamento de ações para atingir os objetivos e metas do SGI
	Planeamento de mudanças
	Recursos
	Pessoas
	Infraestrutura
	Ambiente de trabalho e fatores humanos
	Recursos de monitoramento e medição
	Conhecimento organizacional
	Competência
	Conscientização
	Comunicação interna e externa
	Criação, atualização e controlo da informação documentada
Do (Executar)	Seção 8 - Operação
	Planeamento e controlo operacionais
	Preparação e resposta a emergências e comunicação com partes interessadas
	Requisitos para produtos e serviços
	Comunicação com o cliente
	Determinação de requisitos relativos a produtos e serviços
	Análise crítica de requisitos relativos a produtos e serviços
	Mudanças nos requisitos para produtos e serviços
	Projeto e desenvolvimento de produtos e serviços
	Planeamento de projeto e desenvolvimento
	Entradas de projeto e desenvolvimento
	Controlo de projeto e desenvolvimento
	Saídas de projeto e desenvolvimento
	Mudanças de projeto e desenvolvimento
	Controlo de processos, produtos e serviços providos externamente
	Tipo e extensão de controlo
	Informação para provedores externos
	Produção e provisão de serviço
	Controlo de produção e de provisão de serviço
	Identificação e rastreabilidade
	Propriedade pertencente a clientes e provedores externos
	Preservação
	Atividades pós-entrega
	Controlo de mudanças
	Liberação de produtos e serviços.
	Controlo de saídas não conformes.
Check (Verificar)	Seção 9 - Avaliação de Desempenho
	Monitoramento, medição, análise e avaliação
	Generalidades
	Satisfação do cliente
	Análise e Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos
	Auditoria interna
	Programa de auditoria interna
	Análise crítica pela direção
Action (Ação/Agir)	Seção 10 - Melhoria
	Não conformidade e ação corretiva
	Melhoria contínua

Fonte: Adaptado das normas ABNT NBR ISO do SGI e RT da ANP

Na fase *Plan* (Planejar) do ciclo PDCA, composta pelas seções 4, 5, 6 e 7 das normas ISO do SGI integrados com as práticas de gestão dos RT da ANP foram estruturados 131 (40%) perguntas, de um total de 328 perguntas estruturadas em um guião de entrevista sobre os requisitos normativos de QMS&ST integrados com os requisitos de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações (SOI) definidos nos regulamentos técnicos da ANP, que caracterizam o Sistema de Gestão Integrado (SGI) da QMSOI&ST.

As 131 perguntas foram distribuídas da seguinte forma: 12 perguntas na seção 4 - Contexto da Organização; 34 perguntas na seção 5 - Liderança; 27 perguntas na seção 6 - Planejamento; e 58 perguntas na seção 7 - Apoio / Suporte, para identificar as práticas de gestão operacional a partir de entrevistas com as lideranças dos campos produtores de petróleo e de gás natural, conforme resultados detalhados nos subtópicos a seguir.

6.2.1 Resultados das entrevistas sobre requisitos das normas ISO e RT da ANP, fase P (*Plan/Planejar*), seção 4 - Contexto interno e externo

6.2.1.1 Contexto interno e externo dos campos produtores de petróleo e gás natural

Para a análise do contexto externo dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram realizadas pesquisas de mercado com consultorias especializadas e pesquisas em fontes internacionais, para conhecer: preço de petróleo, mudança regulatória, concorrência, opinião pública, imagem, e outros nas áreas política, econômica, social, tecnológica, ambiental e legal.

Para conhecer o contexto interno dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram realizadas análises críticas pelas gerências setoriais especializadas em sistemas de gestão para identificar eventos típicos, como: desvios críticos em indicadores de desempenho do sistema informatizado de gerenciamento de resultados, realização de investimentos e de desinvestimentos, desenvolvimento de competências técnicas e de gestão, tecnológicas com alto potencial de geração de valor. Ambos com aplicação de matriz e análise SWOT/FOFA, e estes foram utilizados para a formalização do planejamento estratégico, definição de

políticas de QMS&ST, princípios, missão, visão, valores e comportamentos esperados na organização.

O monitoramento do contexto interno e externo dos campos produtores de petróleo e de gás natural definidas nos objetivos do SGI foi realizado através de indicadores de desempenho definidos no Sistema Informatizado de Gerenciamento de Resultados desdobrados do planejamento estratégico, com acompanhamento e análise nas reuniões de gestão mensal e nas reuniões de análise crítica (RAC) trimestral, controladas no sistema informatizado de programação e acompanhamento de reuniões, com ações, prazos e responsáveis cadastrados no sistema informatizado de controle de plano de ação.

6.2.1.2 Necessidades e expectativas das partes interessadas

As necessidades e expectativas das partes interessadas nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram determinadas a partir das reuniões com clientes, especificação de produtos e serviços definidos em procedimentos de execução, acordo coletivo de trabalho com sindicatos, reuniões com fornecedores, representantes do governo, comunidades, elaboração de protocolos de responsabilidades e avaliação de requisitos legais.

6.2.1.3 Escopo do sistema de gestão de QMSOI&ST dos campos produtores

O escopo do SGI e dos RT da ANP nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram as instalações, processos administrativos e processos operacionais de exploração e produção de petróleo e gás natural *onshore* (terrestre) e *offshore* (marítimo). Estes foram comunicados aos empregados próprios e contratados através da política de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST) divulgados em painéis nas áreas e instalações de maior circulação de pessoas, também definido no padrão do Manual de Gestão do SGI; no padrão de Gerenciamento da Rotina e no Memorial Descritivo de Contratos de Serviços disponíveis em Sistemas Informatizados Corporativos específicos, comunicados a partir do treinamento dos empregados próprios e contratados nestes padrões, no período admissional e também anualmente no treinamento de aperfeiçoamento, após retorno de férias.

6.2.1.4 Sistemas de gestão de QMSOI&ST e seus processos

A estrutura organizacional para gerenciar o SGI e os RT da ANP dos campos produtores de petróleo e de gás natural foi formada por equipes multidisciplinares com empregados próprios e contratados nas diversas funções e cargos, com atribuições e responsabilidades específicas para implementar, manter e gerenciar os sistemas de gestão integrados (SGI) de QMSOI&ST e para atender os requisitos dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da ANP, requisitos legais e estatutários, com monitoramento em indicadores de desempenho disponíveis no Sistema Informatizado Corporativo de Gerenciamento de Resultados.

A implementação e manutenção do SGI e dos RT da ANP nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram caracterizadas através da definição de atribuições e responsabilidades no padrão do Manual de Gestão do SGI e/ou no padrão de Gerenciamento da Rotina disponíveis no Sistema Informatizado Corporativo de Padronização, estruturada em uma matriz por cargo/função para gerentes, consultores, coordenadores, supervisores, engenheiros, técnicos de operação, manutenção e de segurança, apoio administrativo e da equipe específica de implementação e manutenção do SGI de QMSOI&ST.

Os principais processos, sequência e interações estabelecidas no SGI de QMSOI&ST dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram os processos de: gestão, exploração de petróleo e de gás natural, desenvolvimento da produção, elevação de petróleo e gás natural, escoamento e coleta, tratamento e transferência de petróleo e do condensado do gás associado, injeção de água, gás e vapor, processamento do gás associado e movimentação do gás natural.

As atribuições e responsabilidades dos empregados próprios para atender o SGI e os RT da ANP nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram definidas por função e cargo, sendo as atribuições cadastradas no sistema informatizado corporativo da gerência de recursos humanos, e as responsabilidades estão definidas em uma matriz no padrão do Manual de Gestão do SGI e dos RT da ANP, no padrão de Gerenciamento da Rotina e nos

procedimentos operacionais/execução (POP/PE), assim como em requisitos do Memorial Descritivo de Contratos de Serviços e de Aquisição de Bens.

Quanto aos recursos e métodos para atender o SGI e os RT da ANP foram sinalizados como principais: mão de obra qualificada, aquisição de bens/recursos materiais e de prestação de serviços, sistema informatizado de padronização para a gestão e transferência de conhecimento/treinamento dos empregados próprios e contratados, tecnologias de informação como o SAP/ERP e outros software/aplicativos, para aquisição, controle, gerenciamento de todos os recursos disponíveis e sistemas corporativos de indicadores de desempenho nas quatro dimensões do *Balanced Scorecard* e de planos de ação para os desvios e processo de melhoria contínua.

As medições e indicadores de desempenho do SGI e os RT da ANP dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estruturados nas quatro dimensões/perspectivas definidas no *Balanced Scorecard* (BSC), sendo: Financeiro, Cliente e Mercados, Processos internos, Crescimento e Aprendizagem, no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural avaliam os processos produtivos, riscos e oportunidades para atender o SGI e os RT da ANP através de estudos de riscos dos processos APR e HAZOP, realização de auditoria interna, inspeções planejadas, divulgação de alertas de segurança, meio ambiente e saúde a partir de acidentes ocorridos, lições aprendidas, elaboração de relatórios de tratamento de anomalias, análise crítica de procedimentos de execução e realização de reuniões de gestão mensal e de análise crítica dos indicadores de desempenho trimestral.

6.2.2 Resultados das entrevistas sobre os requisitos das normas ISO e RT da ANP, na fase P (*Plan/Planear*), seção 5 - Liderança

6.2.2.1 Liderança e comprometimento

A alta direção dos campos produtores de petróleo e de gás natural demonstra sua liderança e comprometimento com relação ao SGI e aos RT da ANP através da definição do planejamento estratégico, da política de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde (QSMS), da missão, visão e valores e comportamentos esperados, código de ética e código de conduta, da governança, da gerência de conformidades (compliance), do canal de denúncias, telefone verde para comunicação de incidentes ambientais, estruturação de padrão de manual de gestão e padrão de gerenciamento das rotinas, com definição de atribuições, responsabilidades e autoridades sobre os requisitos do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP para cada empregado, desdobramento dos objetivos e metas e disponibilização dos recursos necessários para atendimento dos mesmos.

A garantia da participação efetiva dos gerentes da instalação nas atividades de integridade das instalações e de segurança operacional nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram caracterizadas pela realização de reuniões diárias, semanais e mensais de SMS e de análise crítica dos processos e da produção, com definição de objetivos, metas e indicadores de desempenho de QMSOI&ST individuais e por equipe, no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de desempenho disponível no SAP/R3-ERP, assim como na realização de auditorias internas nas normas ISO e dos RT da ANP, e nas auditorias comportamentais nas frentes operacionais também realizadas pelos supervisores, gerentes e fiscais de contrato, assim como nos estudos de riscos dos processos e no tratamento das ações de recomendação definidas nestes estudos.

O sistema de proteção de empregados próprios e prestadores de serviços contratados nos campos produtores quanto as represálias ao relatar incidentes, perigos, riscos e oportunidades na organização foram definidas em procedimento de diretrizes pela alta direção e na disponibilização de recursos como o canal de comunicação (telefone interno 0800) da ouvidoria, que garante o sigilo e a não identificação do denunciante, do código de ética e do código de conduta, definição da política de QMSOI&ST e de procedimentos de execução que definem a obrigatoriedade de parar a execução de qualquer tarefa que possa caracterizar um incidente e/ou acidente e de comunicar imediato ao supervisor e engenheiro responsável técnico da instalação. Todos os empregados foram incentivados a dar sugestões

e a fazer relatos e denúncias para setores e pessoas preparadas para realizar os registros e tratamentos dos desvios denunciados e/ou relatados.

A liderança dos campos produtores de petróleo e de gás natural responsabiliza-se pela eficácia do SGI e dos RT da ANP com a realização de planejamentos dinâmicos com revisões periódicas e de tomada de decisão de curto, médio e longo prazo, para atendimento dos objetivos e metas diárias, mensais e anuais referente ao planejamento operacional, alinhados com o planejamento tático (médio prazo) e o planejamento estratégico (longo prazo), com realização de reuniões de análise crítica trimestral, para avaliação dos indicadores de desempenhos monitorados no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados na intranet e definição de ações de correção dos desvios ou para melhoria contínua.

Os recursos necessários para atender o SGI e os RT da ANP foram assegurados e disponibilizados pela alta direção dos campos produtores através da realização do planejamento anual (PAN) de recursos financeiros, humanos e materiais para atender os requisitos das normas do SGI e dos RT da ANP, traduzidos em objetivos, metas e indicadores de desempenho para monitoramento e análise crítica mensal no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados. Este PAN normalmente é realizado a partir do mês de agosto até o mês de novembro de cada ano, negociação com a alta direção da empresa e posteriormente cadastrado no SAP/R3-ERP.

A importância de uma gestão em conformidade com os requisitos do SGI e dos RT da ANP foi comunicada pela alta direção aos empregados próprios e prestadores de serviços contratados através da divulgação da política do SGI de QMSOI&ST, de treinamentos nos procedimentos de execução, cursos sobre os regulamentos técnicos e normas do SGI (SGQ, SGA e de SGS&ST), palestras e treinamentos frequentes, lições aprendidas, programas e momentos de SMS, reuniões diárias, semanais e mensais de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde.

O alcance de bons resultados e da melhoria contínua no atendimento aos requisitos do SGI e dos RT da ANP foram assegurados pela alta direção através da realização de reuniões de análise crítica (RAC) pelas gerências, auditorias internas nas instalações terrestres e marítimas, auditoria comportamental e de padrão nas frentes operacionais, inspeção planeada de SMS realizadas mensalmente pela comissão da CIPA com participação das gerências de segurança, operação e manutenção.

6.2.2.2 Foco no cliente, ambiental, segurança e saúde no trabalho

Os requisitos do cliente, ambiental, segurança, saúde no trabalho, estatutários e regulamentares foram determinados e comunicados internamente nos campos produtores de petróleo e de gás natural através do padrão do manual de gestão do SGI, do padrão de gerenciamento da rotina, dos procedimentos operacionais, das diretrizes definidas na política de QMSOI&ST e nos padrões das 15 diretrizes de segurança, meio ambiente e segurança (SMS), desdobrados em indicadores de desempenho, além de comunicados através de programas internos educacionais e de conscientização, divulgados nas reuniões diárias, semanais e mensais, para empregados próprios e prestadores de serviços contratados, assim como foi definido no verso do crachá individual dos empregados as 10 Regras de Ouro de Segurança, em painéis de SMS instalados nos principais corredores, com comunicação via correio notes e pela página da intranet/rede.

Os principais requisitos do cliente, estatutários e regulamentares foram atendidos nos campos produtores de petróleo e de gás natural através da especificação do produto quanto a qualidade do petróleo escoado e do gás natural processado, acidente zero, vazamento zero, atendimento aos programas de saúde dos colaboradores, segurança operacional, integridade das instalações, retorno sobre o capital aplicado e lucratividade, que são monitorados, acompanhados, controlados e analisados mensalmente pelas lideranças (gestores), staffs e coordenadores, em reuniões de análise crítica mensal e trimestral (RAC), com elaboração de plano de ação para desvios.

Os requisitos ambientais foram atendidos nos campos produtores de petróleo e de gás natural através do acompanhamento e monitoramento dos seguintes indicadores de desempenho:

vazamento zero, recuperação de áreas degradadas, monitoramentos de rios e riachos localizadas nas áreas das concessões de produção de petróleo, recuperação de encostas/taludes das locações dos poços e o monitoramento atmosférico.

Os requisitos de segurança e saúde no trabalho foram atendidos nos campos produtores de petróleo e de gás natural através do acompanhamento e monitoramento dos seguintes indicadores de desempenho: Taxa de Acidentados Registráveis - TAR, Realização de Exames Médicos Periódicos - REMP.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural determinaram e abordaram os riscos e oportunidades que poderiam afetar a conformidade de produtos, serviços e a satisfação das partes interessadas através de análise do contexto interno e externo, com aplicação da matriz SWOT/FOFA, da identificação das melhores práticas do mercado nas áreas de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde no trabalho, também a partir de estudos de riscos de APR e HAZOP, de práticas de lições aprendidas e do levantamento dos aspectos e impactos com ação de controle para cada atividade, definidos nos procedimentos operacionais.

6.2.2.3 Política de gestão e valores de QMSOI&ST (SGI)

A política do SGI e os valores esperados dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estabelecidos a partir dos resultados da identificação e análise do contexto interno e externo, com aplicação da matriz SWOT/FOFA, com definição de procedimentos de diretrizes de QMSOI&ST, da identificação das melhores práticas do mercado e lições aprendidas, nas áreas de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e saúde no trabalho, na indústria de exploração e produção de petróleo e do gás natural.

A compatibilidade da política do SGI com a direção estratégica dos campos produtores de petróleo e de gás natural se caracterizaram quando a alta direção assumiu compromissos e definiram diretrizes para atender aos requisitos das partes interessadas nas dimensões política, econômica, social, tecnológica, ambiental e legal alinhadas com a missão, visão,

valores e comportamentos esperados nas frentes operacionais, assim como ao definir no planejamento operacional (curto prazo), tático (médio prazo) e estratégico (longo prazo).

6.2.2.4 Política de QMSOI&ST

O comprometimento da alta direção com o trabalho seguro e a saúde dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados foi definido quando da elaboração da política do SGI de QMSOI&ST, com a definição de diretrizes para atendimentos dos requisitos legais, estatutários e de normas regulamentadoras brasileiras de segurança e saúde no trabalho, dos regulamentos de integridade das instalações e de segurança operacional definidas pela ANP, assim como nas melhores práticas de mercado e de lições aprendidas em segurança e saúde no trabalho, conforme a norma ISO 45001:2018.

Para atender os requisitos das partes interessadas a política do SGI de QMSOI&ST dos campos produtores de petróleo e de gás natural foi estruturada com diretrizes, com foco na qualidade, meio ambiente, na segurança operacional, integridade das instalações e saúde no trabalho, para a conscientização dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados através de divulgação nas áreas de maior circulação de pessoas e pela página da intranet/rede dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

Os objetivos, metas e a melhoria contínua foram definidas a partir das diretrizes, compromissos assumidos e declarados pela alta direção, definidas na política do SGI de QMSOI&ST, para atender os requisitos das partes interessadas, legais e estatutários, através do desdobramento dos objetivos em metas, em indicadores de desempenho a nível individual e em equipe.

6.2.2.5 Comunicação da política de QMSOI&ST dos campos produtores

Os valores esperados, a política do SGI de QMSOI&ST, objetivos, metas e planos de ação foram aplicados, comunicados e entendidos pelos empregados próprios e prestadores de serviços contratados nos campos produtores de petróleo e de gás natural através da

intranet/rede, reuniões semanais de segurança, padrão do manual de gestão do SGI e de gerenciamento da rotina, procedimentos operacionais, painéis/banners de comunicação fixados nas paredes de áreas administrativas e áreas operacionais de maiores circulação, como: recepção, corredores, refeitórios, escritórios, sala de treinamento, sala de reunião e auditório.

Para as demais partes interessadas a política do SGI foi disponibilizada pela internet, e quando solicitada a mesma é enviada via email corporativo ou por carta externa, assim como definidos memoriais descritivos dos contratos de serviços e de aquisição de bens.

A política do SGI é mantida como informação documentada através da padronização com detalhamento em procedimento específico, cadastrada, protegida e gerenciada no sistema informatizado de padrões, divulgado via Internet e intranet e por painel/banner nas frentes operacionais.

6.2.2.6 Atribuições, responsabilidades e autoridades nos campos produtores

As atribuições, responsabilidades e autoridades para atender os requisitos do SGI e dos RT da ANP nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estabelecidas e comunicadas através da definição em matrizes disponíveis no padrão do manual de gestão do SGI, no padrão de gerenciamento da rotina e nos procedimentos operacionais, ambos disponíveis para consulta, comunicação e treinamento via declaração de empregados próprios no sistema informatizado de padrões. Para os prestadores de serviços contratados as atribuições e responsabilidades nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estabelecidas no memorial descritivo dos contratos de serviços e de bens, e comunicadas de forma presencial e controlados com lista de presença.

A liderança dos campos produtores de petróleo e de gás natural asseguram que suas ações para atender os requisitos do SGI e os RT da ANP estão conformes a partir dos resultados dos indicadores de desempenho em QMSOI&ST acompanhados no painel de bordo (*Balanced Scorecard* - BSC) estruturado no sistema informatizado de gerenciamento de

resultados, com avaliação em reuniões de análise crítica mensal e trimestral, com plano de ação corretiva e/ou preventiva. E para garantir a melhoria contínua realizam auditorias internas, auditorias comportamentais, verificação do cumprimento dos procedimentos (VCP) operacionais e as inspeções planeadas da comissão interna de prevenção de acidentes (CIPA), ambos com plano de ação.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural asseguram que os processos internos desenvolvam e entreguem os produtos e serviços conforme negociados através da realização da definição e divulgação da política de QMSOI&ST, do planejamento anual / operacional, tático e estratégico, da realização das reuniões de análise crítica dos objetivos, metas e indicadores de desempenho, da padronização das atividades e tarefas administrativas e operacionais para explorar e produzir petróleo e gás natural, execução dos treinamentos periodicos dos empregados próprios e contratados.

Os resultados dos desempenhos do SGI e dos RT da ANP são controlados, acompanhados e relatados para a alta direção através do sistema informatizado de gerenciamento de resultados e das reuniões de análise crítica realizadas mensalmente por videocom com a alta direção dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

6.2.2.7 Consulta e participação dos trabalhadores e sistema de comunicação

O processo para consulta e participação dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados na melhoria do SGI e dos RT da ANP definidos pelas lideranças dos campos produtores de petróleo e de gás natural foi estabelecido a partir das reuniões diárias de segurança realizadas pelos supervisores nas frentes operacionais, das reuniões semanais de segurança realizadas pelos gerentes setoriais com participação da equipe de segurança e dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados, assim como através de programa de sugestão dos empregados em sistema informatizado específico disponível na intranet/rede.

As lideranças dos campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem os recursos e a participação dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados para a

melhoria do SGI e dos RT da ANP através da formalização dos padrões de diretrizes, de processos e dos procedimentos operacionais disponíveis e controlados no sistema informatizado de padronização, da realização dos treinamentos nos procedimentos, em cursos de ensino à distância (EAD) pela intranet e de cursos presenciais e/ou pela intranet de requisitos de conformidade legal, coordenadas pelas equipes de recursos humanos e gerenciadas no sistema informatizado de gerenciamento de treinamento e desenvolvimento de pessoal.

As barreiras para a participação dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados na melhoria do SGI e dos RT da ANP dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram determinadas e removidas pelas lideranças, através da definição, disponibilização e comunicação da política de QMSOI&ST, do código de ética e do código de conduta, assim como nos incentivos proporcionados para a participação em programas de sugestão de melhorias e de denúncias para desvios de conduta com sigilo, para sistemas informatizados de canal 0800 de comunicação gratuita com Ouvidoria e canal 0800 de comunicação gratuita com órgãos reguladores/fiscalizadores.

A comunicação entre as gerências, os empregados próprios e os prestadores de serviços contratados nos campos produtores de petróleo e de gás natural foi estabelecida pela liderança visando a melhoria do SGI e dos RT da ANP, através de correio notes, página da intranet, sistema informatizado de gerenciamento de resultados dos indicadores de desempenho, dados e informações de recursos disponíveis no SAP/R3-ERP, nas reuniões diária, semanal e mensal de gestão e na reunião trimestral de análise crítica de resultados, assim como dos requisitos assumidos na política de QMSOI&ST e na definição de diretrizes, práticas de portas abertas nas salas das lideranças/gerentes, para romper barreiras e facilitar o acesso e comunicação dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados.

6.2.3 Resultados das entrevistas sobre os requisitos das normas ISO e RT da ANP, na fase P (*Plan/Planear*), seção 6 - Planeamento

6.2.3.1 Ações para abordar riscos e oportunidades de de QMSOI&ST

As ações para abordar os riscos, as oportunidades e para aumentar os efeitos desejáveis no SGI e nos RT da ANP foram definidas a partir dos resultados das análises dos contextos interno e externo dos campos produtores de petróleo e de gás natural com aplicação da matriz SWOT/FOFA e definição do planejamento estratégico, das recomendações de estudos de riscos das instalações, processos e equipamentos, através da utilização das técnicas de APR e HAZOP , identificação de não conformidades em auditorias internas; análise crítica de indicadores de desempenho do sistema de gerenciamento de resultados com definição de ações para desvios, ações para desvios identificados em inspeções planejadas de SMS realizadas pelos cipistas e equipe multidisciplinar e definição de ações para tratar as anomalias ocorridas nos processos produtivos. Assim como nas ações definidas na Gestão de Mudança de pessoas, tecnologias e procedimentos realizadas pelas diversas gerências setoriais de operação e de suporte técnico e de apoio operacional.

A prevenção dos efeitos indesejáveis para garantir os resultados esperados e a melhoria contínua no SGI e nos RT da ANP dos campos produtores de petróleo e de gás natural, foi estabelecida através da realização de reunião diária, semanal e mensal de gestão, e de reunião trimestral de análise crítica dos indicadores de desempenho dos resultados de volumes de produção, perdas de produção, custos operacionais, segurança, meio ambiente e saúde no trabalho (SMS), com a padronização dos processos, das atividades e tarefas operacionais, realização de treinamentos de empregados próprios e prestadores de serviços contratados, atendimentos aos requisitos de sistemas de gestão integrados (SGI) e de requisitos legais, assim como na divulgação de alertas de SMS e das lições aprendidas com incidentes e acidentes para todos empregados próprios e contratados.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural avaliaram a eficácia das ações cadastradas e gerenciadas no sistema informatizado corporativo de controle de planos de ações, para abordar os riscos e oportunidades de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e de saúde no trabalho (QMSOI&ST), através dos gerentes operacionais, gerentes de suporte técnico e de apoio operacional dos campos produtores, após a execução da ação pelos devidos responsáveis, com evidência objetiva documentada

em anexo, análise da eficácia da ação implementada e aprovação gerencial com assinatura digital.

As responsabilidades na operação de duto terrestre e marítimo, compartilhado com outras empresas ou gerências da organização foram definidas em procedimento mútuo de operação (PMO) para duto terrestre (*onshore*) exigido pelo regulamento técnico RTDT, e em procedimento de protocolo de responsabilidade (PR) para duto marítimo (*offshore*), exigido pelo regulamento técnico RTSGSS, ambos elaborados e aprovados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). O PMO e PR foram elaborados com a participação dos responsáveis de origem e de destino, com definição dos limites de responsabilidades operacionais e de manutenção do duto, com elaboração de fluxograma e outros tipos de documentos do duto em anexo, cadastrados e gerenciados no sistema informatizado corporativo de padrões e documentação técnica dos dutos armazenados e disponíveis no sistema informatizado corporativo de documentação técnica.

6.2.3.2 Aspectos e impactos ambientais e perigos e riscos de MSOI&ST

A identificação dos aspectos, impactos, perigos e riscos das atividades operacionais para o meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e de saúde no trabalho (MSOI&ST), com as devidas ações de controle estão definidas nos procedimentos operacionais dos campos produtores de petróleo e de gás natural, com o objetivo de evitar os incidentes e acidentes nos processos produtivos. A formalização dessa identificação foi cadastrada em planilhas com as devidas análises no sistema informatizado especializado de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) na intranet dos campos produtores, para evitar a caracterização de evento indesejado.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural identificaram as listas de elementos críticos (LEC) de segurança operacional, como: equipamentos, sistemas e padrões críticos, a partir dos estudos de riscos aplicando as técnicas de APR e de HAZOP nas instalações, processos e equipamentos de produção de petróleo. E a lista de elementos críticos (LEC) foi cadastrada e está disponível para consulta dos empregados próprios no sistema informatizado corporativo de estudo de riscos de processo e uma cópia digital em pdf está

na rede intranet das gerências. Para consulta imediata de prestadores de serviços contratados foram impressas cópias físicas da LEC, para realizar divulgação, treinamento e disponibilizar na instalação.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural formalizaram a identificação e análise de riscos, dos elementos críticos e as recomendações de controle, conforme diretrizes e ações definidas em um procedimento específico de execução com as atividades, tarefas e formulários em anexo, e um sistema informatizado corporativo de estudo de risco de processo, para a análise, execução, controle, avaliação, cadastro e armazenamento dos estudos de riscos através das técnicas de APR e HAZOP, assim como dos elementos críticos de segurança operacional (LEC), as recomendações e plano de ações, com prazo e responsáveis.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural formalizaram as ações de contingência no caso de falha, degradação de equipamento e sistema crítico e/ou componentes críticos do sistema, constantes na lista de elementos críticos (LEC), conforme procedimento de execução específico com as atividades e tarefas e planilha em anexo, que deve ser preenchida e atualizada a partir dos resultados e de definições de equipamentos, sistemas e procedimentos operacionais definidos como de salvaguardas de proteção (SP) e de salvaguardas de mitigação (SM) constantes nos estudos de riscos, através das técnicas de APR e HAZOP aplicados nos processos produtivos dos campos produtores.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural avaliam os riscos e oportunidades do SGI e dos RT da ANP através da análise do ambiente interna a partir dos resultados das reuniões de análise crítica dos indicadores de desempenho de segurança operacional, integridade das instalações e poços, dos estudos de riscos das instalações e processos operacionais, análises de oportunidades na gestão de resultados de auditorias internas e externas, auditorias comportamentais, verificação do cumprimento de procedimentos, das inspeções planejadas realizada pela comissão interna de prevenção de acidentes (CIPA).

Os campos produtores de petróleo e de gás natural retêm informação documentada (registros) da identificação, análise e avaliação dos riscos através da elaboração dos registros de dados e informações e geração de relatórios, com lista dos nomes dos membros da equipe

de execução da aplicação de técnicas de estudo de APR e de HAZOP , com documentos utilizados no estudo em anexo ao relatório, armazenados em sistema informatizado corporativo de estudo de riscos de processos, para facilitar a rastreabilidade e garantir evidências objetivas em auditorias internas e externas, quando solicitado.

6.2.3.3 Avaliação de riscos e oportunidades de SOI&ST

As principais questões externas e internas, e os requisitos das partes interessadas consideradas pelos campos produtores de petróleo e de gás natural que foram abordados no SGI e RT da ANP, relacionados a situação econômica, política e social do país, avanços tecnológicos, situação do desemprego, educação, saúde, aspectos ambientais, legislação municipal, estadual e federal, órgãos reguladores, segurança pública, inflação, taxas de juros, tributação, forças sindicais, acordos coletivos de trabalhadores, direitos trabalhistas e previdência social foram definidas em objetivos, metas e em indicadores de desempenho cadastrados e acompanhados no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados pelas lideranças dos campos produtores.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém informação documentada sobre avaliação de riscos e oportunidades do ambiente externo e interno, processos e ações necessárias para abordá-las através de um sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados dos indicadores de desempenho, do sistema informatizado corporativo de padrões de diretrizes, de processo e operacional com atividades, tarefas e documentos em anexo, assim como em um sistema informatizado corporativo de estudo de risco de processo, para análise, execução, controle, avaliação, cadastro e armazenamento dos estudos de riscos através das técnicas de APR e HAZOP , assim como as devidas recomendações e planos de ações com prazo e responsáveis.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabeleceram a integração das ações para tratar os riscos e oportunidades para os processos do SGI e dos RT da ANP através da estruturação dessas ações em projetos, programas, tarefas e ações oriundas das análises do ambiente externo e interno, dos estudos de riscos e de programas de melhorias contínuas de

QMSOI&ST, cadastrados e gerenciados em um sistema informatizado especializado de controle de plano de ação para garantir a integração e rastreabilidade das mesmas. A análise qualitativa ou quantitativa dos riscos e as recomendações de correção e/ou prevenção definidas para o controle dos mesmos foram realizadas conforme procedimento operacional específico e a norma N-2762 disponível no sistema informático de normas técnicas (nortec@petrobras.com.br), assim como cadastrado no sistema informatizado corporativo de estudo de riscos de processo e aplicadas nos campos produtores. Esta norma, padrões e demais documentos da indústria do petróleo de conhecimento público podem ser solicitadas através da Lei de Acesso a Informações nº 12.727, de 11 de novembro de 2021.

6.2.3.4 Requisitos legais e outros requisitos

As boas práticas de engenharia e os requisitos legais para o atendimento do SGI e dos RT da ANP são aplicadas a partir do procedimento de diretrizes de melhorias contínuas, estudos realizados por equipes e/ou grupo de trabalho multidisciplinar específicas e estruturadas com atribuições para identificar desvios e aplicar boas práticas, que reúnem-se mensalmente para analisar procedimentos de execução, processos de gestão operacional e adotar ações para a melhoria contínua. Além de realizar abrangência com divulgação de alertas de segurança, meio ambiente e saúde no trabalho (SMS), de incidentes e acidentes, com a análise e ações de correção e as lições aprendidas com os desvios, incidentes e acidentes.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém informação documentada dos requisitos legais e outros requisitos estatutários em sistemas informatizados específicos na intranet e na rede das gerências operacionais, como: sistema informatizado de padronização de diretrizes, processos e de execução, sistema informatizado de normas técnicas nacionais e internacionais como as normas ISO, e também existem disponíveis nos sites das instituições/órgãos reguladores e fiscalizadores brasileiro de segurança, meio ambiente e saúde do trabalho (SMS).

6.2.3.5 Planeamento e ações para atender requisitos legais e outros requisitos

O planeamento e as ações para atender aos requisitos legais e outros requisitos do SGI e dos RT da ANP são realizados anualmente nos campos produtores de petróleo e gás natural através do planeamento anualmente do negócio (PAN) e/ou planeamento mestre de produção (PMP) anual e mensalmente avaliados nas reuniões sistematizadas de gestão. O PAN é executado com análise e definição dos recursos nos meses de setembro, outubro e novembro de cada ano, para definir os recursos e ações necessárias para atender a política de QMSOI&ST e alcançar a sua visão, missão, valores esperados, os objetivos, metas e indicadores de desempenho, para atender os requisitos legais e outros requisitos.

Nos campos produtores de petróleo e de gás natural o planeamento das ações de controlo para os aspectos, impactos, perigos e riscos das atividades estão definidos nos procedimentos operacionais das atividades e tarefas dos processos produtivos, em uma tabela específica, com ação de controlo específica para cada aspecto, impacto, perigo e risco de cada atividade, para garantir os resultados definidos nos objetivos, metas e nos indicadores de desempenho do padrão.

6.2.3.6 Planeamento e ações para atender aos objetivos e metas de QMSOI&ST

Os objetivos e metas do SGI dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram planeados para atender os requisitos de QMSOI&ST através do planeamento anual do negócio (PAN) e/ou no planeamento mestre de produção (PMP) anual, com acompanhamento e avaliação mensal nas reuniões de gestão e avaliado também na reunião de análise crítica trimestral.

O planeamento e desdobramento dos objetivos e metas em níveis relevantes em equipe e individual foram realizadas no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de desempenho de pessoal disponível no SAP/R3-ERP, com acompanhamento e justificativas dos desvios mensalmente pelos empregados próprios, supervisores e gerentes. Para prestadores de serviços contratados os desempenhos esperados são definidos no memorial

descritivo dos contratos de bens e serviços, fiscalizados pelo gerente e fiscais de contrato de serviços de cada campo produtor.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural comunica os objetivos, metas e indicadores de desempenho do SGI e dos RT da ANP para os empregados próprios nos procedimentos de diretrizes, de processo e operacionais, assim como no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de desempenho de pessoal disponível no SAP/R3-ERP. E para os prestadores de serviços contratados comunica os objetivos, metas e indicadores de desempenho do SGI e dos RT da ANP através de requisitos definidos no memorial descritivo dos contratos de bens e serviços.

Os objetivos e metas do SGI e dos RT da ANP estão mantidos como informação documentada nos campos produtores de petróleo e de gás natural a partir da definição e formalização da política de qualidade, meio ambiente, segurança operacional e integridade das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST) e mantida na intranet/Web, assim como através do painel de bordo (*Balanced Scorecard* - BSC) de indicadores de desempenho no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados de desempenho na intranet/Web, e também nos padrões de diretrizes, de processos e de execução das atividades e tarefas cadastrado e armazenado no sistema informatizado corporativo de padrões na intranet/Web e o desdobramento no sistema informatizado de gerenciamento de desempenho de pessoal no SAP/R3-ERP.

Os principais indicadores de desempenho do SGI e RT da ANP acompanhados e gerenciados na Unidade de Negócio de Exploração e Produção de petróleo e de gás natural referentes aos campos produtores de petróleo e de gás natural, no período de 2017 a 2020 foram: P. ÓLEO - Produção de Óleo Diária (bbl/dia); P. GÁS - Produção de Gás Diária (Mm³/d); P. BOE - Barril de Óleo Equivalente (Óleo+Gás) Diária (bbl/dia); Índice de Eficiência da Produção - IEP (%) e Índice de Perdas Não Identificadas-IPNI (%), (sendo estes indicadores de Qualidade); VAZO - Índice de Vazamento de Óleo (m³) e N° de Vazamentos (Qtd) (Indicadores de Meio Ambiente); TOR - Taxa de Ocorrência Registrável (adimensional) (Indicador de Segurança e Saúde no Trabalho); PARAR - Índice de Atendimento de Recomendações de Análise de Riscos (%); TASP - Taxa de Anomalia de Segurança de

Processo (%); IACL - Indicador de Auditoria Comportamental pela Liderança (%); e CPMEQSP - Índice de Cumprimento de Planos de Manutenção de Equipamentos Críticos de Segurança Processo (%), sendo estes indicadores de Qualidade, Meio Ambiente, Segurança Operacional, Integridade Estrutural das Instalações e de Saúde no Trabalho.

Os principais recursos, ações, responsáveis e prazos planeados pelos campos produtores de petróleo e de gás natural, para atingir os objetivos do SGI e dos RT da ANP foram definidos no planejamento anual de negócios (PAN) e/ou no planejamento mestre de produção (PMP), estruturados por projeto, programa, tarefa e ação, com cadastrado, acompanhado e avaliação da eficácia executada pelas lideranças no sistema informatizado de controle de plano de ação na intranet/Web. E os recursos materiais e humanos foram definidos no sistema SAP/R3-ERP.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem o sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente no SGI e nos RT da ANP através da solicitação de ordens de manutenção corretiva ou preventiva no sistema informatizado de planejamento de recursos empresariais SAP/R3-ERP, e também definem programas de melhorias nas áreas de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST) pelo sistema informatizado de controle de plano de ação na intranet/Web.

6.2.3.7 Planejamento de mudanças nos campos produtores

O processo de gestão de mudança de pessoas, tecnologias e de procedimentos nos campos produtores de petróleo e gás natural foram formalizadas através de procedimento de diretrizes e de execução específicos cadastrados e armazenados em sistema informatizado corporativo de padronização disponível na intranet/Web, com aplicação obrigatória nos casos de mudanças, para identificar riscos, definir ações de controle e fazer a gestão da mudança (GM) em sistema informatizado (SIGM) especializado para controle e/ou eliminar os riscos com aplicação de plano de ação.

6.2.4 Resultados das entrevistas sobre práticas de gestão operacional dos requisitos das normas ISO e RT da ANP, fase P (*Plan/Planear*), seção 7 - Apoio / Suporte

6.2.4.1 Recursos necessários nos campos produtores

Os campos produtores de petróleo e de gás natural disponibilizam os recursos necessários para a implementação, manutenção e melhoria contínua do SGI e dos RT da ANP após a realização do planeamento anual (PAN) e do planeamento mestre de produção (PMP) definidos em planilhas MS Excel, que são submetidos a alta direção dos campos produtores de petróleo e de gás natural para realizar ajustes e aprovação dos planeamentos, com posterior cadastrado desses recursos no sistema informatizado de Planeamento de Recursos Empresariais (SAP/R-ERP), para utilização durante o ano, com acompanhamento mensal.

Os padrões, normas e boas práticas de engenharia na aquisição de bens e serviços nos campos produtores de petróleo e de gás natural são atendidas pelos fornecedores através do cumprimento dos requisitos definidos no memorial descritivo de contrato de serviços e de bens negociadas, acordadas e assinadas entre as partes e fiscalizadas por gerentes e fiscais de contrato representantes dos campos produtores. E são monitorados por indicadores de desempenho com apresentação mensal na reunião do Programa de Segurança das Empresas Contratadas (PASEC), com participação de toda liderança e empresas fornecedoras de serviços e bens.

Os recursos de provedores externos para atender ao SGI e aos RT da ANP são definidos e detalhados no memorial descritivo (MD) do contrato de prestação de serviço ou de bens. Assim como foi incluído no MD que a empresa contratada é reponsável pelo atendimento ao SGI e aos RT da ANP, e também foi exigido em contrato que a empresa prestadora de serviço entregue a gerência e fiscalização de contrato um documento chamado *Bridging Document* (documentos / padrões de referência da empresa contratada para atender o regulamento técnico RTSGSO), que tem como objetivo promover alinhamento, cooperativo e colaborativo dos sistemas de gestão de segurança e integridade de poços dos campos produtores de petróleo e de gás natural. Este *Bridging Document* descreve quais normas, procedimentos e manuais devem ser seguidos durante a execução do contrato.

Os critérios de seleção e avaliação de desempenho de empresas contratadas de prestação de serviços e de bens estabelecidos pelos campos produtores de petróleo e de gás natural são definidos através do Índice de Desempenho de Fornecedor (IDF) que é calculado quando o fiscal e/ou gerente do contrato responde um questionário no sistema SAP/R3-ERP. Cada contrato possui o seu fator de desempenho específico de acordo com a atividade a ser executada. E os principais critérios de seleção e avaliação são:

- Ocorrências de SMS;
- Atendimento à legislação trabalhista vigente (entrega mensalmente dos documentos trabalhistas), analisada pelo fiscal de contrato, com emissão de relatório de ocorrência (RO) e arquivada no SAP/R3-ERP;
- Qualidade no serviço (medido através do fator de desempenho com critérios de medição definidos no contrato de prestação de serviços);
- Disponibilidade diária das frentes operacionais solicitadas;
- Avaliações mensal do Programa de Segurança das Contratadas (aspectos gerais de SMS); e
- Atendimento dos prazos contratuais e das solicitações da fiscalização.

As responsabilidades das empresas contratadas de prestação de serviços e de aquisição de bens para atender ao SGI e aos RT da ANP estabelecidas pelos campos produtores de petróleo e de gás natural foram formalizadas no memorial descritivo do contrato, que também define a obrigatoriedade da empresa contratada em cumprir os requisitos dos RT da ANP de segurança operacional e de integridade das instalações pertinentes, assim como os requisitos do SGI de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho. E os procedimentos da empresa contratada devem atender e estar alinhados com os padrões dos campos produtores.

6.2.4.2 Pessoas para a gestão e operação dos campos produtores

As pessoas necessárias para implementar, manter e melhorar o SGI e os RT da ANP nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estruturadas por equipes composto de empregados próprios de nível técnico médio e de prestadores de serviços contratados com formação de nível superior, curso de pós graduação em gestão de petróleo e gás e/ou em SGI, conhecimento e experiências em SGI, com atividades e tarefas específicas para a implementação e manutenção dos requisitos do SGI e dos RT da ANP, apoio a gestão e acompanhamento do atendimento desses requisitos de forma permanente.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural designam seus empregados próprios e/ou prestadores de serviços de engenharia de processo e de elevação como representantes e responsáveis técnicos das atividades de operação, manutenção e inspeção, para responder sobre as rotinas e desvios dos processos produtivos da instalação operacional, através de envio de documento formal digital pelo sistema informatizado especializado, com cópia para a alta administração, gerência de planejamento e controle, gerências operacionais, de manutenção, construção e montagem, suporte operacional e de suporte técnicos e de operação da produção.

6.2.4.3 Infraestrutura dos campos produtores

Os procedimentos e planos para inspeção, teste e manutenção para a integridade mecânica das instalações e a segurança operacional dos processos produtivos dos campos produtores de petróleo foram desenvolvidos e são gerenciados pela gerência de manutenção e inspeção que são responsáveis pelas disciplinas, atividades e tarefas de manutenção mecânica, elétrica, instrumentação, automação e de caldeiraria, com procedimentos de execução específicos formais de manutenção para cada disciplina, cadastrados e armazenados no sistema informatizado de padronização para consulta imediata e realização de treinamentos via declaração digital pelas equipes de manutenção. E os planos de inspeção, teste e manutenção das instalações, processos e equipamentos estão cadastradas no sistema SAP/R3-ERP e são executadas por prestação de serviços de manutenção de empresa contratada pelos campos produtores.

Os critérios de classificação e de prazos definidos na organização para o atendimento das recomendações de inspeção nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram realizadas a partir de inspeções e testes, conforme cronograma de inspeção e testes nas instalações, processos e equipamentos definidos no sistema informatizado especializado de planejamento de recursos empresariais SAP/R3-ERP, onde são definidas as recomendações, com os devidos critérios de classificação da criticidade das Recomendações Técnicas de Inspeção (RTI): A, B, C e D, assim como dos prazos limites de execução das RTI: “A” prazo de execução igual a 30 dias; “B” igual a 180 dias; “C” igual a 365 dias e “D” igual a 730 dias.

Os programas de manutenção de faixas de dutos e de controlo de corrosão, para execução dos serviços nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram realizadas através da emissão e controlo da execução de recomendações técnicas da inspeção (RTI) de faixa de dutos, via sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP, e de programas de monitoração e controlo da corrosão realizados via sistema informatizado corporativo de controlo de plano de ação.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém atualizados os desenhos de construção, montagem e de localização da faixa de duto desde a fase de projeto até a conclusão do empreendimento em um banco de dados do sistema informatizado corporativo de documentação técnica na intranet.

6.2.4.4 Ambiente de trabalho e fatores humanos

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém um ambiente de trabalho adequado para a operação segura dos seus processos através da aplicação das técnicas de organização e simplificação do trabalho, com aplicação da ferramenta da qualidade 5 S e atendimento dos requisitos dos sistemas de gestão da qualidade, ambiental, segurança e saúde no trabalho (SGI) e dos requisitos dos regulamentos técnicos (RT) de integridade das instalações e de segurança operacional dos processos produtivos, dutos, poços produtores e injetores. Assim como analisa os aspectos de ambiente de trabalho considerando fatores humanos, quanto a percepção de QMSOI&ST, ao conhecimento, capacitação e habilitação

em gestão e na área técnica / operacional, através de auditorias internas, auditorias comportamentais, avaliação de eficácia de treinamento periódicas e da pesquisa de clima organizacional anual.

6.2.4.5 Recursos de monitoramento e medição

Os campos produtores de petróleo e de gás natural fornecem os recursos de monitoramento e medição para comprovar a conformidade dos produtos e serviços através de análises de laboratórios, inspeções de recebimento e análises de materiais; conferência dos serviços contratados pelos fiscais/gerentes de contrato, avaliação final da inspeção da conformidade dos serviços realizados referentes a recomendações emitidas, e também na definição, acompanhamento e monitoramento dos indicadores de desempenho no sistema informatizado de gerenciamento de resultados na intranet.

Os equipamentos de medição dos campos produtores de petróleo e de gás natural foram identificados com um número de TAG, com validade de calibração e rastreabilidade pelo sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP, com cronograma, plano de manutenção e de calibração, para garantir a qualidade das medições e assim atender os requisitos de órgão regulador brasileiro.

O Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI) das instalações, processos e equipamentos para todo o ciclo de vida da instalação foi estabelecido e documentado/formalizado em procedimento de execução específico disponível em sistema informatizado corporativo de padrões, onde abrange todas as fases do ciclo de vida da instalação (projeto, construção, operação, manutenção/inspeção e descomissionamento), com base em normas e regulação pertinentes, devidamente documentada e arquivada em sistemas informatizado corporativo de documentação técnica e também no sistema SAP/R3-ERP.

O programa e procedimento de monitoramento e controle de corrosão das instalações dos campos produtores de petróleo e de gás natural foi estabelecido em procedimento de execução específico cadastrado em sistema informatizado corporativo de padrões, e o

monitoramento da corrosão é realizado através de análises químicas e de cupons de teste, em atendimento a normas e regulamentos vigentes.

Os recursos de medição e a base de calibração dos equipamentos da organização estão retidos como informação documentada (registros) no sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP e a base de calibração dos equipamentos está definido no procedimento de execução específico disponível no sistema informatizado corporativo de padrões.

6.2.4.6 Conhecimento organizacional dos campos produtores

Os campos produtores de petróleo e de gás natural determinam os conhecimentos necessários através de matriz de proficiência e de treinamentos para a operação segura dos seus processos considerando os diferentes níveis de habilidade e de proficiência e o grau de instrução dos profissionais, bem como o nível de responsabilidade e o risco associado às tarefas executadas. A força de trabalho é capacitada, educada e conscientizada com relação aos aspectos de segurança, meio ambiente ou de saúde envolvidos nos locais de trabalho e nas atividades desempenhadas. Assim como os programas de capacitação, educação e conscientização são mantidos durante todo o período em que os profissionais estiverem a serviço dos campos produtores.

Os conhecimentos necessários para a conformidade de produtos e serviços determinados pelos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estabelecidos em procedimentos operacionais, na divulgação de orientações básicas em SMS, na definição de matrizes de treinamentos específicos contemplando os riscos existentes no local de execução dos serviços, bem como aqueles intrínsecos ao próprio serviço. Sendo de responsabilidade da Fiscalização de contrato, o monitoramento e controlo de forma a ter o seu desempenho e a performance avaliados continuamente, objetivando identificar desvios e necessidades de ajustes em relação ao previamente planeado, fornecer subsídios para a avaliação da eficácia do planeamento e tomada de decisão, e permitir que se busque o alinhamento com os objetivos de negócio dos campos produtores.

O conhecimento organizacional foi mantido e disponibilizado no momento em que assegura o comprometimento explícito das gerências dos campos produtores de petróleo e de gás natural com a política e valores de QMSOI&ST, de modo a sensibilizar a força de trabalho para seu cumprimento; executa o levantamento de necessidades e implementação, em todos os níveis, de programas de capacitação, educação e conscientização em SMS; promove a implementação de programas que estimulam a adoção de comportamentos seguros, saudáveis e de respeito ao meio ambiente, dentro e fora da empresa; realiza a avaliação periódica da capacitação da força de trabalho com relação às exigências de SMS; e estabelece a implementação de mecanismos que promovam a melhoria constante da capacitação da força de trabalho.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém processo de lições aprendidas e de percepção de riscos a partir da divulgação de alertas de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) em reunião de dialogo semanal de segurança (DSS), com participação de gerentes, engenheiros, supervisores e demais empregados próprios e contratados prestadores de serviços de operação e de manutenção de poços e de estação de campos produtores, lições aprendidas a partir da análise e tratamento das anomalias de incidentes e acidentes que envolvem pessoas, processos e equipamentos, para fazer abrangência nas diversas gerências, assim como enviam via email os alertas de SMS para conhecimento dos relatos e ações tomadas para todos empregados próprios e contratados de operação e de manutenção.

6.2.4.7 Competências

Os campos produtores de petróleo e de gás natural determinam as competências dos empregados próprios que podem afetar o SGI e os RT da ANP a partir dos programas de capacitação, educação e conscientização em QMSOI&ST, que são planejados com base na identificação das necessidades associadas aos riscos e aspectos de segurança, meio ambiente e saúde e levam em conta, entre outros, os seguintes itens do sistema de gestão de QMSOI&ST: política, objetivos e metas; legislação aplicável; procedimentos aplicáveis; nível de desempenho em QMSOI&ST requerido; preparo para resposta e atendimento a emergências de SMS; práticas de QMSOI&ST; e lições extraídas de relatórios de anomalias de SMS. As competências para prestadores de serviços contratados foram definidas no

memorial descritivo dos contratos e são verificados pelos fiscais de contrato de cada campo produtor.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem a classificação das funções e treinamentos quando foram estabelecidos, implementados e mantidos programas específicos de capacitação em QMSOI&ST para os empregados da liderança, supervisores, técnicos de operação, fiscais e gerentes de contrato. De forma que seja assegurada a competência dos empregados que executam tarefas com potenciais impactos em QMSOI&ST, com base na formação apropriada, no treinamento ou experiência, bem como na avaliação periódica de sua capacitação. E para prestadores de serviços contratados a classificação das funções e treinamentos foram definidas no memorial descritivo (memória descritiva) dos contratos e são verificados pelos fiscais de contrato de cada campo produtor.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem os níveis de treinamento, competências, habilidade e conhecimentos específicos, por funções quando disponibilizam os recursos necessários para a implementação dos programas de capacitação, educação e conscientização em QMSOI&ST. Esses programas são implementados através de iniciativas tais como: programas de aperfeiçoamento, treinamento de reciclagem, treinamento no local de trabalho, campanhas, estágios, diálogos diário e semanal de SMS e reuniões setoriais com o objetivo de tornar pessoas e equipes aptas a exercerem determinadas atividades, aplicando conhecimentos e habilidades para realizar suas funções e/ou atribuições, com competência, promovendo a mobilização de conhecimentos (saber), habilidades (fazer) e atitudes (querer) necessárias ao desempenho de atividades ou funções, segundo padrões de qualidade e produtividade requeridos pela natureza do trabalho.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem a qualificação e o treinamento necessários à realização das atividades dos procedimentos operacionais através das matrizes de treinamento definido no padrão do manual de gestão do SGI para empregados próprios e definido no memorial descritivo do contrato para os prestadores de serviços.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural asseguram que os empregados próprios são competentes com base na formação, treinamento ou experiência ao definir a responsabilidade para a Gerência de Segurança Operacional de orientar aos demais gerentes para realizar o mapeamento das matrizes de padrões críticos das Gerências de Operação da Produção, Manutenção e de Inspeção, e estabeleçam que todos os empregados devem assinar a declaração de conhecimento dos padrões críticos. Estes gestores, realizam o mapeamento nas matrizes de padrões críticos das gerências de Operação da Produção, Manutenção e Inspeção e estabelecem que os empregados mapeados assinem as declarações de conhecimento com meta de 100% de atendimento - estes devem conhecer os padrões aplicáveis nos campos produtores.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural tomam medidas para assegurar que os empregados próprios possam adquirir as competências necessárias quando identificam os mesmos que desempenham tarefas críticas, considerando somente as instalações onde o empregado exerce suas tarefas e associa estes às atividades.

As tarefas críticas dos processos produtivos e poços produtores e injetores definidas nos estudos de riscos foram associadas aos treinamentos dos empregados próprios e de prestadores de serviços a partir da elaboração da matriz de treinamento nos procedimentos operacionais críticos e da verificação do cumprimento do procedimento crítico nas frentes operacionais, para evitar riscos de incidentes e acidentes no ambiente de trabalho. Esta associação deve ser feita considerando a instalação na qual o empregado exerce suas atividades e as tarefas críticas e os procedimentos críticos de segurança operacional identificados nesta instalação. Se o empregado exercer suas atividades em mais de uma instalação, o mesmo deve ser associado a todas as atividades correspondentes a todas as tarefas críticas e a todos os procedimentos críticos de segurança operacional que o mesmo exerce, em todas as instalações onde o mesmo trabalha.

Os campos produtores identificam o procedimento operacional que descreve a tarefa crítica nas Análises Preliminares de Risco (APR). Estas tarefas críticas foram identificadas nas APR como causa do cenário acidental cuja severidade é IV para pessoas ou V para meio ambiente, e foram descritas como a ação que provoca o cenário em desacordo com o item. O

Engenheiro Responsável Técnico da gerência identifica os procedimentos críticos de segurança operacional. Estes procedimentos são os padrões que foram considerados como salvaguardas (preventivas ou mitigadoras) em cenários de severidade IV para pessoas ou V para meio ambiente.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural implementam, avaliam e documentam a eficácia das ações tomadas para a habilidade e competência dos colaboradores a partir da elaboração da matriz de treinamento com o mapeamento dos empregados que necessitam de treinamentos. A evidência da realização do treinamento fica registrada no sistema informatizado corporativo de padrões, a partir da declaração digital dos empregados após a leitura dos padrões nesse sistema.

O treinamento deve ocorrer sempre que for aprovada uma revisão. Para as revisões dos padrões críticos, cuja o gestor classifique como relevantes à segurança operacional para a sua gerência, o prazo máximo para a realização do treinamento e registro via declaração digital deve ser de 30 (trinta) dias, descontados os períodos em que os empregados mapeados estejam em férias ou afastados por licença médica. Para estes casos, deve ser usados outros meios para a efetiva e plena divulgação da alteração relevante, como reuniões de divulgação, treinamento no local de trabalho, entre outros que gestor identifique eficaz para pronto conhecimento do empregado impactado registrar os meios de divulgação utilizados.

Os prestadores de serviços contratados realizam os treinamentos nos procedimentos operacionais em cópia física nas salas de reuniões das instalações dos campos produtores. A eficácia dos programas de capacitação, educação e conscientização em QMSOI&ST dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados são medidas por meio de avaliação de desempenho das pessoas treinadas e pela aplicação da técnica de verificação do cumprimento dos procedimentos críticos.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém atualizado o cadastro funcional dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados para garantir a rastreabilidade, a validade dos treinamentos e a qualificação técnica através do controle dos

treinamentos de Conformidade Legal e Normativos de MSOI&ST realizado pela Gerência de Gestão de Pessoas, com referência a validade dos treinamentos mapeados para cada empregado próprio, e dos prestadores de serviços pela matriz de treinamento e pelos indicadores de desempenho definido no memorial descritivo do contrato.

Os treinamentos mapeados de Conformidade Legal e Normativos de MSOI&ST são atendidos através das seguintes formas para todos empregados: curso pela intranet e treinamentos presencial nos locais de trabalho, conforme orientações constantes no procedimento de Programa de Desenvolvimento de Recursos Humanos, tendo como meios de ensino os formatos presenciais e/ou EAD. O controle é monitorado pelo Indicador de desempenho do Índice de Validade dos Cursos da Matriz de Conformidade Legal e Normativos de MSOI&ST. E tem como objetivo acompanhar a validade dos cursos da Matriz de Conformidade Legal e Normativos de MSOI&ST.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural retêm informação documentada (registros), como evidência de competência dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados através de controle dos registros de presença nos treinamentos, arquivamento dos certificados de treinamentos em pdf no sistema informatizado de gestão de treinamentos. Quanto as informações de realização de treinamentos, estes são migrados através do SAP\R3-ERP para os respectivos currículos digitais na intranet; as informações são controladas e disponibilizadas para as gerências através de relatórios de status de treinamentos gerados a partir do indicador de desempenho. E as listas de presença arquivadas em meio eletrônico ou meio físico na gerência de recursos humanos, nas salas das equipes de SGI ou dos supervisores.

6.2.4.8 Conscientização

Os campos produtores de petróleo e de gás natural asseguram que os empregados próprios e os prestadores de serviços contratados estejam conscientes da política do SGI através das palestras de divulgação em salas de treinamento e/ou de reuniões, definição em procedimento de diretrizes, comunicação via painel / banner nos principais corredores e em outros ambientes de maior circulação de pessoas, como também são encaminhadas cópias

da política para as empresas contratadas de prestação de serviços e de aquisição de bens para comunicar aos prestadores de serviços com registros em lista de presença por força de cláusulas contratuais.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural asseguram que os empregados próprios e os prestadores de serviços contratados estejam conscientes dos objetivos do SGI e dos RT da ANP através da realização de negociação e desdobramento dos objetivos e metas para atender aos requisitos do SGI e dos RT da ANP, com acompanhamento e justificativas para desvios/não atendimento no sistema informatizado corporativo de desempenho de pessoal próprio no sistema SAP/R3-ERP, e desdobrados nos itens do contrato para prestadores de serviços contratados. Os indicadores de desempenho de atendimento aos objetivos e metas são monitorados e acompanhados no sistema informatizado corporativo de resultados de desempenho disponíveis na intranet/Web.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural asseguram que os empregados próprios e os prestadores de serviços contratados estejam conscientes da sua contribuição para a eficácia do SGI e dos RT da ANP a partir da realização mensal de acompanhamento e de justificativas dos empregados próprios, para não atendimento de objetivos, metas e de indicadores de desempenho, controlados no sistema informatizado corporativo de desempenho de pessoal próprio no sistema SAP/R3-ERP, com *feedback* / orientações de melhoria do gerente e/ou supervisor para ao empregado. Já os itens desdobrados em contrato para prestadores de serviços o *feedback* orientações para os desvios mensal são relatados em relatório de ocorrência (RO), que pode caracterizar cobrança de multas à empresa contratada.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural promovem atividades de conscientização e de informações relacionadas com o SGI e os RT da ANP para todos os colaboradores através da realização de reunião de diálogos diário de segurança (DDS) coordenado pelo supervisor e de reunião de diálogo semanal de segurança (DSS) coordenado pelo gerente, com participação dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados, onde são realizadas palestras de conscientização e de informações de QMSOI&ST e de lições aprendidas a partir de alertas de SMS em incidentes e acidentes com pessoas e tecnologias, relacionadas ao SGI e os RT da ANP, com participação direta dos gerentes setoriais,

supervisores, engenheiros, colaboradores próprios, contratados e de técnicos de segurança, meio ambiente e de saúde.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural promovem a conscientização dos colaboradores, relativo as situações que possam provocar incidentes através de programas como a realização de auditorias comportamentais para identificação de desvios, inspeções planeadas, avaliação das empresas prestadoras de serviços, divulgação de acidentes e incidentes (quase acidentes), de alertas de SMS, divulgação de alertas preventivos de SMS, treinamentos em regras de ouro de segurança, fatores de risco e compromisso com a vida.

6.2.4.9 Comunicação interna e externa nos campos produtores

Os campos produtores de petróleo e de gás natural determinam a comunicação interna e externa pertinente para o SGI e os RT da ANP através da formalização de uma gerência setorial específica de comunicação, estruturada com supervisão, empregados próprios e prestadores de serviços contratados, com atividades específicas definidas em procedimentos de diretrizes e de execução de comunicação interna com os colaboradores próprios e contratados e de comunicação externa com as partes interessadas, disponível em sistema informatizado corporativo de padrões, e também disponibilizam canais de comunicação via telefone verde, para os casos de vazamentos de petróleo, gás e/ou água produzida ou outros tipos de acidentes, assim como telefone de denúncias, aplicativo de comunicação via email na Internet e intranet, com chave e senha individual.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem o(s) seu(s) processo(s) de comunicação do SGI e dos RT da ANP assegurando que a informação comunicada seja confiável e considerando seus requisitos legais através da estruturação de procedimentos de execução de comunicação interna e de comunicação externa, de declaração na política de QMSOI&ST, com definição de procedimentos de diretrizes relacionados ao código de ética e ao código de conduta, disponíveis em sistema informatizado corporativo de padrões, comunicação via painel/banner, pelos aplicativos e software disponíveis na intranet.

As comunicações pertinentes referentes ao SGI e aos RT da ANP são respondidas pelos campos produtores através da gerência de comunicação, conforme procedimento de execução específico, o código de ética e o código de conduta, respeitando a confidencialidade, sigilo e confiabilidade das informações. A retenção da informação documentada (registros) como evidência de suas comunicações internas e externas são realizadas formalmente via tecnologias de informação, como: sistema informatizado corporativo de comunicação via email e/ou cartas externas, pelos aplicativos e software de comunicação disponível na intranet, com manutenção de cópias digitais controladas para garantir a rastreabilidade.

A comunicação interna das informações pertinentes para o SGI e aos RT da ANP entre os diversos níveis e funções dos empregados próprios e dos prestadores de serviços contratados acontecem através dos procedimentos de diretrizes e de execução, com treinamento via declaração no sistema informatizado corporativo de padrões e ou presencial com os contratados, via email pelo sistema de comunicação *MS Outlook*, painéis com políticas e diretrizes de QMSOI&ST nos principais corredores, salas e áreas de maior circulação, assim como pelos aplicativos e sistemas disponíveis na intranet/Web. A comunicação interna das mudanças no SGI e nos RT da ANP, como apropriado é realizada via e-mail pelo sistema de comunicação outlook na intranet e/ou internet, a partir das revisões e treinamentos nos procedimentos de diretrizes e de execução / operacionais.

Os campos produtores comunicam-se com os órgãos externos via email pelo sistema de comunicação *MS Outlook* na intranet e/ou Internet, carta externa e em sistema informatizado especializado de comunicação com a ANP e outros órgãos externos, conforme definido no processo de comunicação externa e em procedimentos de diretrizes e de execução no sistema informatizado corporativo de padrões.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural realizam reuniões e encontros com comunidade, órgão municipal, escola, empresa e outros, para conscientização e mobilização pública através de uma gerência setorial específica de responsabilidade social, quando a necessidade de participação em simulados de emergência e/ou para atender demandas das mesmas. No caso de conflito e/ou impasses a gerência setorial de terras apoia a gerência

setorial de responsabilidade social nestes momentos, isto quando a comunidade faz manifestações nas áreas operacionais para apresentar pleitos e queixas, geralmente relacionados a poeira, ruído dos equipamentos no período noturno, rachaduras nos imóveis, comportamento inadequado de colaboradores, entre outros. As reuniões são agendadas por demanda, quando ocorrem manifestações ou quando a comunidade apresenta queixa junto aos campos produtores.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural implementaram e divulgaram o processo de comunicação interna e externa via telefone de emergência gratuito 24 h em procedimento de execução específico com treinamento dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados, definição e divulgação dos meios de comunicação por telefones, como o 0800 de controle interno, e também de comunicação direta com órgãos fiscalizadores, em painéis / banners nas áreas de maiores circulações de pessoas, assim como por email específicos para comunicação de emergências e/ou desvios de tecnologias, pessoas e para denúncias à gerência de ouvidoria.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém e retém a documentação do programa de atividades de esclarecimento e mobilização da comunidade através da definição de procedimentos específicos, e os registros como as atas de reunião são arquivadas na pasta da propriedade de terra de locação de poços e/ou estação, onde se localiza a instalação que gerou a queixa. E parte da documentação (registros) ficam sob a guarda da gerência setorial de responsabilidade social arquivadas em pdf na rede/intranet.

6.2.4.10 Criação, atualização e controle de Informação documentada

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem as informações documentadas necessárias e requeridas para a implementação eficaz e manutenção do SGI e dos RT da ANP através de procedimentos escritos e divulgados internamente para conhecimento e treinamento dos empregados próprios via declaração no sistema informatizado corporativo de padrões e/ou treinamento de prestadores de serviços contratados em sala de aula/reunião com registro via lista de presença, para garantir a eficácia na implementação e manutenção do SGI e dos RT da ANP.

Os principais documentos técnicos obrigatórios terrestre (*onshore*) e marítimo (*offshore*) de E&P definidos nos RT da ANP, com foco na integridade estrutural da instalação e na segurança operacional, que a organização deve elaborar e submeter ANP, assim como disponibilizar para consulta dos empregados próprios e dos prestadores de serviços, para a gestão e transferência de conhecimento são: Descrição de Unidade Terrestre e Marítima (DUT e DUM), fluxogramas de processos; matriz de correlação dos requisitos do RTSGSO versus padrões dos campos produtores e das empresas contratadas e a planta de classificação de área.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural criam e atualizam a informação documentada, asseguram a identificação, descrição, o formato, a análise crítica e a aprovação, a adequação ao uso e proteção através da formalização de todas as atividades e tarefas administrativas e operacionais, de acordo com os processos identificados na organização, em sistema informatizado corporativo de padrões, onde realizam os treinamentos dos executantes via declaração, roda o ciclo PDCA e faz-se ajustes nos procedimentos controlando-os por versão e data. Além disso o controle da informação documentada, o desenvolvimento, atualização, distribuição, controle, integridade, recuperação, retenção e disposição são garantidas pelo sistema informatizado. A análise crítica dos procedimentos e a atualização acontecem a cada 2 (dois) anos.

Existem vários sistemas informatizados corporativos nos campos produtores para o controle dos diversos tipos de informações na qual são documentadas, íntegras e tratadas, com acesso ao sistema por grau de sigilo e disponibilização da informação para consulta imediata na intranet/Web, com chave/*login* e senha pessoal. A documentação técnica tem o controle em sistema informatizado corporativo de documentação técnica. Existe também o *backup* / cópia de todas as informações documentadas em vários servidores que se copiam entre si, garantindo disponibilidade e integridade das informações documentadas.

6.2.4.11 Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores na fase P (Plan/Planejar) do ciclo PDCA, seções 4, 5, 6 e 7 das normas ISO do SGI

Na fase *Plan* (Planejar) do ciclo PDCA aplicamos 131 (40%) perguntas de um total de 328 perguntas do guião de entrevista, estruturadas nas seções 4; 5; 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI, e neste contexto observamos um total de 60 principais práticas de gestão operacional dos campos produtores estudados distribuídas entre as seções, para o atendimento de requisitos dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015; ISO 14001 e ISO 45001:2018 integrados aos requisitos de sistemas de gerenciamento de RT da ANP, demonstrado no Quadro 25.

Quadro 25 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase Plan (Planejar) do ciclo PDCA e seções 4; 5; 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Plan / Planejar	4 - Contexto da Organização	Conheceram o ambiente externo através da aplicação da matriz SWOT/FOFA, quanto ao contexto político; econômico; social; tecnológico; ambiental e legal.
		Conheceram o ambiente interno através de auditorias, inspeções planejadas e de avaliação de indicadores de desempenho, instalações, processos e equipamentos, com aplicação de estudos de riscos de cenários através das técnicas APR e HAZOP.
		Identificaram as necessidades e requisitos das partes interessadas a partir de reuniões periódicas com representantes e/ou definição em normas, regulamentos e/ou padrão.
		Estruturaram a política de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST), princípios, valores, comportamentos esperados, missão e visão.
		Definiram objetivos, metas e indicadores de desempenho de QMSOI&ST.
		Definiram estrutura organizacional de lideranças, com atribuições e responsabilidades para aquisição de recursos, definição de métodos, objetivos e metas de QMSOI&ST.
		Elaboraram Planeamento estratégico, tático e operacional com planos de ação específicos para alcançar os objetivos e metas de QMSOI&ST.
		Aplicaram um sistema de gestão global para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO do SGI e de Regulamentos Técnicos da ANP aplicáveis aos campos produtores de petróleo.
		Estruturaram um sistema de medição e monitoramento dos indicadores de desempenho nas perspectivas dos acionistas, mercado e clientes, processos internos, desenvolvimento e aprendizado.
Plan / Planejar	5 - Liderança	Realizaram análise crítica dos resultados de relatórios de estudos de riscos com APR e HAZOP, de auditorias internas e externas, de investigação de incidentes e acidentes, e de resultados de indicadores de desempenho em QMSOI&ST.
		Demonstraram liderança e comprometimento na definição do Planeamento estratégico, tático e operacional, com objetivos e metas.
		Documentaram e comunicaram o Planeamento estratégico, tático e operacional aos empregados próprios e contratados para atender requisitos de QMSOI&ST.
		Estabeleceram, documentaram e comunicaram a política de QMSOI&ST, princípios, valores e comportamentos esperados, missão e visão aos empregados próprios e contratados.
		Estabeleceram, documentaram e comunicaram as atribuições e responsabilidades aos empregados próprios e contratados para uma efetiva participação em atender requisitos de QMSOI&ST.
		Estabeleceram, documentaram e comunicaram o manual do código de ética e código de conduta aos empregados próprios e contratados.
		Implantaram sistema e métodos de comunicação interna e externa com partes interessadas e comunicaram aos empregados próprios e contratados.
Plan / Planejar	6 - Melhoria Contínua	Formalizaram métodos de comunicação interna de relatos de incidentes, lacunas e outros, com proteção aos empregados próprios e contratados contra represálias após os relatos.
		Realizaram análises de causa raiz para identificar as causas das não conformidades e implementar ações corretivas para evitar a recorrência.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 25 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Plan* (Planejar) do ciclo PDCA e seções 4; 5; 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Plan / Planejar	5 - Liderança	Responsabilizaram sobre a eficácia do atendimento aos requisitos de QMSOI&ST do SGI e dos regulamentos técnicos (RT) da ANP nos campos produtores.
		Asseguraram os recursos necessários para garantir o atendimento aos requisitos de QMSOI&ST do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP nos campos produtores.
		Asseguraram uma gestão, produtos e serviços em conformidade com os requisitos do SGI e de RT da ANP.
		Estabeleceram, comunicaram e atenderam requisitos de clientes, QMSOI&ST do SGI e dos regulamentos técnicos (RT) da ANP nos campos produtores.
		Determinaram e abordaram os riscos e oportunidades de QMSOI&ST nos campos produtores.
		Assumiram compromissos e definiram diretrizes para atender requisitos de QMSOI&ST, com trabalho seguro e saúde dos empregados nos campos produtores.
		Definiram objetivos e metas de QMSOI&ST nos campos produtores.
		Controlam, acompanham e relataram resultados de desempenho de QMSOI&ST nos campos produtores.
		Realizaram reuniões de análise crítica da gestão, dos resultados e desenvolveram melhorias contínuas.
Plan / Planejar	6 - Planejamento	Estruturaram o Planejamento Anual do Negócio (PAN) e/ou Plano Mestre de Produção (PMP) com planos de ações específicos (programas), definição dos recursos, responsáveis e prazos para abordar riscos e oportunidades das análises dos contextos/ambientes externo e interno, para atender aos objetivos e metas de QMSOI&ST de requisitos legais e outros requisitos do SGI e dos RT da ANP, além das recomendações dos estudos de riscos APR e HAZOP aplicados nos campos produtores.
		Planearam as avaliações de riscos e de oportunidades das principais questões externas e internas, e dos requisitos das partes interessadas consideradas pelos campos produtores.
		Estruturaram diversos sistemas informatizados corporativo específicos, como: SAP/R3-ERP, de gerenciamento de padrões, controle de documentos técnicos, de tratamento de anomalias, controle de estudo de riscos, de plano de ação e outros, incluindo sistema informatizado de gerenciamento de resultados de indicadores de desempenho de avaliação de riscos e oportunidades do ambiente externo e interno, processos e ações para alcançar os objetivos e metas de QMSOI&ST.
		Planearam as reuniões diárias, semanais, quinzenal, mensal de análise da produção, das perdas e reunião de análise crítica (RAC) de atendimentos aos requisitos de QMSOI&ST.
		Formalizaram procedimento para identificar os aspectos e impactos ambientais, perigos e riscos de segurança e saúde das atividades dos procedimentos operacionais padrão (POP) e/ou de Execução (PE), com ações de controle para evitar desvios e/ou falhas.
		Formalizaram procedimento de estudo de riscos com APR e HAZOP e definição da Lista de Elementos Críticos (LEC) composto pelos sistemas, equipamentos e procedimentos críticos, para dar tratamento diferenciado nas manutenções preventivas.
		Definiram cronograma de estudos de riscos com aplicação das técnicas APR e HAZOP, para identificação dos sistemas, equipamentos e procedimentos críticos definidos como salvaguarda de proteção (SP) e salvaguarda de mitigação (SM) de vazamentos e acidentes.
		Formalizaram os procedimentos operacionais padrão (POP) e/ou de execução (PE), para capacitação dos empregados próprios e contratados.
		Formalizaram o procedimento de contingência para emergência com ações para falhas e degradação de sistemas e equipamentos e nos casos de acidentes.
		Formalizaram procedimento de gestão de mudança de pessoas, tecnologia/equipamentos e de procedimentos operacionais padrão (POP) e/ou de execução (PE).
		Formalizaram os procedimentos mútuos de operação (PMO) e de Protocolo de Responsabilidades de operação de oleoduto e gasoduto.
		Formalizaram a Documentação Técnica de Segurança Operacional (DSO); Descrição de Unidade Terrestre e Marítima; Matriz de Correspondência de RT da ANP; Fluxogramas de Engenharia; Fluxogramas de Processo; Planta de Classificação de Área e outras.
		Formalizaram o procedimento e matriz de treinamento dos empregados próprios e contratados, em procedimentos operacionais padrão (POP) e de execução (PE), na documentação técnica de segurança operacional e em outras de conformidade legal.
		Estabeleceram o Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI) das instalações, processos e equipamentos para todo o ciclo de vida da instalação, em procedimento de execução específico disponível em sistema informatizado corporativo de padrões.
		Estabeleceram um sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente no SGI e nos RT da ANP, para solicitação de ordens de manutenção/serviço (OM/OS) corretiva e/ou preventiva, ambas cadastradas no sistema informatizado de Planejamento de recursos empresariais SAP/R3-ERP.
		Planearam avaliação da eficácia das ações dos planos de ações específicos para alcançar os objetivos e metas de QMSOI&ST de requisitos do SGI e outros de conformidade legal de RT da ANP, além das recomendações de APR e HAZOP.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 25 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Plan* (Planear) do ciclo PDCA e seções 4; 5; 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Plan / Planear	7 - Apoio / Suporte	Disponibilizaram os recursos necessários para manutenção dos processos, equipamentos, melhoria contínua e atender requisitos do SGI e dos RT da ANP, conforme definidos no Planejamento Anual (PAN) e do Planejamento Mestre de Produção (PMP).
		Realizaram aquisição de bens tecnológicos, materiais e de prestação de serviços conforme padrão, normas e boas práticas de engenharia definidos em Memorial Descritivo (MD) de contrato de prestação de serviços e de aquisição de bens negociadas junto as empresas fornecedoras, para atender requisitos das normas ISO do SGI e de RT da ANP.
		Estabeleceram os critérios de seleção e avaliaram o desempenho de empresas contratadas de prestação de serviços e de bens através do Índice de Desempenho de Fornecedor (IDF).
		Estruturaram e disponibilizaram as equipes de pessoas necessárias para atender os requisitos do SGI e de RT da ANP, além de manter, melhorar e operar os poços e estações dos campos produtores de petróleo com empregados próprios e contratados, formados em nível técnico médio e nível superior de engenharia de processo, de elevação e de manutenção.
		Disponibilizaram os procedimentos operacionais e de execução, planos de manutenção e de inspeção e teste, para a integridade mecânica das instalações e a segurança operacional dos processos produtivos e equipamentos dos campos produtores de petróleo cadastrados e armazenados no sistema informatizado de padronização, para consulta imediata e realização de treinamentos dos empregados próprios e contratados.
		Disponibilizaram programas de manutenção de faixas de dutos, de monitoramento e controle de corrosão, para execução dos serviços nos campos produtores de petróleo e de gás natural, em atendimento as recomendações técnicas da inspeção (RTI) de faixa de dutos, cadastrados em sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP.
		Desenvolveram um ambiente de trabalho adequado para a operação segura dos seus processos através da aplicação das técnicas de organização e simplificação do trabalho, aplicação da ferramenta da qualidade 5 S e em atendimento aos requisitos dos sistemas de gestão da qualidade, ambiental, segurança e saúde no trabalho (SGI) e dos requisitos dos regulamentos técnicos (RT) da ANP.
		Forneceram recursos de monitoramento e medição para comprovar a conformidade dos produtos e serviços, com análises de laboratório, inspeções de recebimento e de análises de materiais; conferência dos serviços contratados pelos fiscais/gerentes de contrato, avaliação final da inspeção da conformidade dos serviços.
		Identificaram os equipamentos de medição com número de TAG, etiqueta de validade de calibração e rastreabilidade, com cadastrado do equipamento, plano de manutenção e de calibração, cronograma e controle no sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP.
		Disponibilizaram os recursos para atender o Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI) das instalações, processos e equipamentos para todo o ciclo de vida da instalação conforme definido em procedimento de execução (PE).
		Determinaram os conhecimentos necessários em matriz de proficiência e de treinamentos disponível em anexo no manual de gestão do SGI dos campos produtores, para a capacitação, educação, conscientização e operação segura dos seus processos, considerando os diferentes níveis de habilidade e de proficiência e o grau de instrução dos profissionais, bem como o nível de responsabilidade, o risco associado às tarefas executadas, aos aspectos de segurança, meio ambiente ou de saúde envolvidos nos locais de trabalho e nas atividades desempenhadas, para a conformidade de produtos e serviços.
		Determinaram as competências dos empregados próprios que podem afetar o SGI e os RT da ANP a partir dos programas de capacitação, educação e conscientização em QMSOI&ST que são planejados com base na identificação das necessidades associadas aos riscos e aspectos de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).
		Desenvolveram processo de lições aprendidas e de percepção de riscos a partir da divulgação de alertas de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) em reunião de dialogo semanal de segurança (DSS), com participação de gerentes, engenheiros, supervisores e demais empregados próprios e contratados prestadores de serviços de operação e de manutenção de poços e de estação de campos produtores.
		Disponibilizaram os procedimentos operacionais críticos para treinamentos dos empregados, que descrevem tarefas críticas identificadas a partir de estudo de risco com as técnicas de Análises Preliminares de Risco (APR) e de Perigo e Operabilidade (HAZOP), para causa de cenário acidental cuja severidade IV para pessoas ou V para meio ambiente.
		Definiram os treinamentos em cursos de conformidade legal e normativos para realizar através da internet, intranet e também treinamento presencial nos locais de trabalho, conforme orientações em procedimento de execução de Programa de Desenvolvimento de Recursos Humanos (PDRH) dos campos produtores.

Continua

Cont. Quadro 25 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Plan* (Planear) do ciclo PDCA e seções 4; 5; 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Plan / Planear	7 - Apoio / Suporte	Disponibilizaram um sistema informatizado de gestão de treinamentos e de controle de registros, como evidência de capacitação, educação e conscientização dos empregados próprios e contratados prestadores de serviços de operação e manutenção de poços e de estação dos campos produtores, através de controle de lista de presença nos treinamentos e de cópias em pdf de certificados de treinamentos de conformidade legal.
		Disponibilizaram procedimentos de diretrizes e de execução de comunicação interna com empregados e comunicação externa com partes interessadas via e-mails, sistema de comunicação com a ANP e outros órgãos externos pela intranet e/ou internet, carta externa e/ou telefone verde de emergência gratuito 0800, para atender requisitos de SGI e de RT.
		Disponibilizaram os documentos técnicos obrigatórios terrestre (<i>onshore</i>) e marítimo (<i>offshore</i>) de E&P definidos nos RT da ANP, com foco na integridade estrutural da instalação e na segurança operacional, para submeter ANP, como: DUT; DUM; Fluxogramas de Engenharia e de Processo e plantas de classificação de área, ambas com controle por sistema informatizado.

Fonte: Elaborado pelo autor

6.2.5 Resultados das entrevistas sobre os requisitos de QMSOI&ST na fase D (Do/Executar), seção 8 - Operação

Na fase *Do* (Executar) do ciclo PDCA, seção 8 das normas ISO do SGI integrados com práticas de gestão dos RT da ANP foram estruturados 148 (45%) perguntas de um total de 328 perguntas do guião de entrevista, com os requisitos normativos de QMS&ST integrados com os requisitos de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações (SOI) definidos nos regulamentos técnicos da ANP, que caracterizam o Sistema de Gestão Integrado (SGI) da QMSOI&ST, para identificar as práticas de gestão operacional a partir de entrevistas com as lideranças dos campos produtores de petróleo e de gás natural, conforme resultados detalhados nos subtópicos a seguir.

6.2.5.1 Planeamento e controlo operacional dos campos produtores

O processo de planeamento e controlo operacional para o fornecimento de produtos e serviços nos campos produtores de petróleo e de gás natural foram estruturados para atender aos requisitos de QMSOI&ST, através da execução da ferramenta da qualidade do ciclo PDCA, definição de objetivos, metas e indicadores de desempenho, com análises críticas periódica, elaboração e revisão de procedimentos operacionais, realização dos treinamentos de empregados próprios e prestadores de serviços contratados, controlo em sistemas informatizados corporativos, garantindo atualizações frequentes, e quando algum usuário do

procedimento identifica alguma fragilidade, dispara uma solicitação de sugestão para o gestor do procedimento analisar a necessidade e assim executar a revisão.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantém e controlam as informações documentadas (procedimentos e registros) de transporte, manuseio, armazenamento, preservação, inspeções de materiais e a medida de proteção, a partir da elaboração e revisão de procedimentos de diretrizes, de processo e de execução de transporte, manuseio, armazenamento, preservação, inspeções de materiais e a medida de proteção, que são controlados e estão disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios on-line via declaração no sistema informatizado corporativo de padrões e treinamento presencial com lista de presença para prestadores de serviços contratados, conforme definido em memorial descritivo de contrato de serviços e/ou de aquisição de bens.

A consulta as informações documentadas de “como construído” de um empreendimento na fase de construção e montagem da instalação com todos os documentos técnicos da fase de execução são arquivadas em um banco de dados do sistema informatizado corporativo de documentação técnica. O acesso à consulta é franqueado para todos os empregados próprios e prestadores de serviços contratados através de login/chave e senha para a segurança da informação.

A formalização do comissionamento das instalações e equipamentos em conformidade com as regulamentações legais, após a realização dos serviços de construção e montagem nos campos produtores foram realizadas através do agendamento, convocação da equipe de operação (clientes) e entrega de obra/empreendimento com aplicação de lista de verificação (anexo do procedimento operacional específico) com os devidos requisitos do cliente e geração de plano de ação, com prazo e responsável para as pendências, conforme procedimento operacional, atividades e tarefas específicos disponíveis para consulta e treinamentos no sistema informatizado corporativo de padrões.

As informações documentadas (procedimentos e registros) do comissionamento das instalações e equipamentos contendo teste de estanqueidade/hidrostático e elaboração de

relatório do teste, junto com os relatórios de inspeção e controle de qualidade foram mantidas pelos campos produtores no "*book*" da obra. Assim como o teste de aceitação de campo que é uma etapa predecessora à conclusão. Tais documentos, entre outros, fazem parte da lista de verificação (anexo do procedimento operacional específico) e os mesmos são obrigatórios para o aceite da conclusão da obra pelo fiscal da obra da gerência de construção e montagem e representantes das áreas de operação (cliente final), segurança industrial e da manutenção. Toda documentação fica armazenada e disponível para consulta no sistema informatizado corporativo de documentação técnica.

Os requisitos mínimos para a fabricação, instalação e comissionamento das instalações e equipamentos, para garantir a integridade mecânica e a segurança operacional foram estabelecidos pelos campos produtores, após agendamento e conclusão de reunião no sistema informatizado corporativo de programação e acompanhamento de reuniões, para formalizar a entrega da obra. A equipe multidisciplinar composta por representantes das áreas de construção & montagem, segurança industrial, manutenção e operação (cliente final), verificam a integridade e conformidade da instalação com o projeto, com aplicação de lista de verificação.

A lista de verificação (anexo do procedimento operacional específico) serve como referencial para a identificação de todos os itens relevantes do ponto de vista documental, após atestada a conformidade da instalação e assinado o certificado de transferência de obra de investimento o fiscal de contrato da gerência de construção & montagem emite um documento interno formal com a relação de equipamentos e instrumentos para a gerência de suporte técnico realizar o registro desses elementos no SAP/R3-ERP e gerar os planos de inspeção e manutenção dos mesmos.

Os critérios operacionais dos processos e equipamentos foram definidos pelos campos produtores a partir das análises dos manuais dos fabricantes dos equipamentos executados pelos engenheiros e supervisores de operação e manutenção, das boas práticas da indústria do petróleo e das experiências adquiridas pelas equipes de operação e de manutenção nas disciplinas de mecânica, elétrica, instrumentação e automação e de caldeiraria, com elaboração de procedimentos com tabelas de dados e instrumentos de coleta de dados em

anexo aos mesmos (boletins) cadastrados e disponíveis para consulta e treinamentos no sistema informatizado corporativo de padrões.

O controlo de processo(s), de acordo com os critérios operacionais foram implementados pelos campos produtores através da elaboração de procedimentos operacionais e de manuais de operação dos processos e equipamentos para consulta e realização de treinamentos de empregados próprios e prestadores de serviços contratados, incluindo tabelas em anexo com os critérios operacionais dos processos e equipamentos e os limites superior, inferior e médio aceitáveis de controlo da normalidade, definidos nos manuais dos fabricantes dos equipamentos, nas boas práticas da indústria do petróleo e também identificados a partir das experiências adquiridas pelas equipes de operadores e de manutenção.

6.2.5.2 Estudo de riscos de processos na fase operação com método APR e HAZOP

As análises de riscos dos processos, atividades e tarefas na fase de operação são realizadas pelos campos produtores a partir dos estudos de riscos de processos (ERP), com aplicação de ferramentas/técnicas de análise preliminar de riscos (APR) e de análise de perigo e operacionalidade (HAZOP), e posteriormente elaboração e/ou revisão de conteúdos dos procedimentos operacionais, levantamento de aspectos, impactos e ação de controlo para cada atividade em anexo ao padrão, com realização de treinamento e capacitação dos empregados próprios e contratados, assim como garantir a gestão e transferência de conhecimento.

A identificação dos equipamentos, sistemas, procedimentos e tarefas críticas, e assim como os cenários acidentais a serem contemplados no Plano de Emergência foram realizados a partir dos estudos de riscos com aplicação das técnicas de APR e HAZOP nos processos produtivos dos campos produtores, onde foram analisados os diversos cenários acidentais para as diversas fases dos processos produtivos, e nestes foram identificados os equipamentos, sistemas e os procedimentos críticos como salvaguarda de proteção (SP), para garantir o controlo e a segurança dos processos, e também as salvaguardas de mitigação para reduzir os impactos e danos das falhas dos processos.

Para os campos produtores realizarem a comunicação da Lista dos Elementos Críticos (LEC) de segurança operacional (equipamentos, sistemas e procedimentos críticos), para as equipes de operação própria e prestadores de serviços contratados, primeiro estes realizam os estudos de riscos dos processos (ERP) produtivos, com aplicação da técnica de APR e HAZOP, identificam e elaboram a lista dos elementos críticos (LEC) de segurança operacional, elaboram um relatório com os resultados dos estudos de riscos, com as devidas salvaguardas de proteção ou de mitigação para os riscos identificados por cenários, para equipamentos e sistemas, que são comunicados para todos empregados próprios e contratados pelo engenheiro responsável técnico da instalação, com controle de registro da comunicação através de lista de presença com assinatura e matrícula dos participantes. E ainda são mantidas cópias físicas impressas dos estudos de riscos (APR e HAZOP) e da LEC na instalação operacional/posto de trabalho, para consulta imediata, e/ou em arquivo em pdf na pasta rede/intranet da gerência operacional.

A comunicação das medidas temporárias para suprir a falta de elementos críticos (equipamentos e sistemas críticos), devido a falha, degradação ou fora de operação para as equipes de operação foram definidas em procedimentos de execução específico, no sistema de controle de inibição no momento da emissão de permissão de trabalho (PT) e na planilha de Cadastro de Equipamentos Críticos (CEC) com o devido contingenciamento, disponível para consulta na sala de operação, e estes também são comunicados aos empregados próprios e prestadores de serviços contratados, pelo engenheiro responsável técnico e com lista de presença para o controle de registro.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantêm a lista de todos os procedimentos críticos definidos nos estudos de riscos de APR e HAZOP, estruturada na lista de elementos críticos e também desdobrada em uma matriz de treinamento específica para empregados próprios e para prestadores de serviços contratados, disponível na rede da intranet, para acompanhamento, controle e realização de auditoria de verificação de cumprimento do procedimento (VCP) executados pelas lideranças, que caracterizam se os empregados próprios e/ou contratados estão "apto" ou "inapto" para executar as atividades e tarefas críticas com segurança, e nesta fase são identificados a necessidade de revisão/atualização do padrão e novas necessidades de retreinamento. A revisão dos padrões críticos também

ocorre na análise crítica obrigatória realizada a cada 2 (dois) anos pelos órgãos gestores do padrão, no sistema informatizado corporativo de padrões.

A implantação de programa de manutenção e calibração para a garantia de confiabilidade e funcionalidade dos equipamentos e sistemas críticos das instalações e dutos nos campos produtores identificados nas avaliações de risco através da aplicação da APR e HAZOP nas instalações de produção de petróleo foram cadastrados e identificados com tagueamento (TAG específico), no sistema corporativo SAP/R3-ERP, e para cada um deles é feito um plano de manutenção específico, cuja realização é sistematicamente acompanhada por indicadores de desempenho no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados.

As atividades de identificação dos elementos críticos de integridade de poço produtor de petróleo e de gás natural e injetor de fluídos, que são componentes do conjunto solidário de barreira (CSB) primário e secundário: equipamentos, sistemas e procedimentos críticos foram definidas em um procedimento de análise e avaliação de riscos de segurança de processo, que orienta quando e como devem ser feitas as análises de risco de poço produtor e injetor, com elaboração de lista dos elementos críticos (LEC) do poço.

Os equipamentos, sistemas e procedimentos operacionais padrão (POP) e/ou de execução (PE) críticos foram os identificados como salvaguarda de proteção (SP) e/ou de mitigação (SM) para os cenários avaliados, com severidade para pessoas e meio ambiente igual a IV (crítica) ou V (catastrófica) ou severidade igual a V para imagem e patrimônio. Corroborando, a resolução da ANP nº 46, de 1/11/2016 (SGIP) também exige que todos os elementos de conjunto solidário de barreiras (CSB) de poços sejam tratados como elementos críticos.

6.2.5.3 Conjunto solidário de Barreira (CSB) de poço produtor e poço injetor

Os campos produtores de petróleo e de gás natural garantem durante todo o ciclo de vida do poço produtor e injetor, no mínimo 02 (dois) conjuntos solidários de barreiras (CSB), sendo

o primário e o secundário independentes, através da definição de procedimentos de rotinas diárias da operação, que durante as visitas/inspeções em campo identificam possíveis anomalias e as reportam ao supervisor responsável pela instalação, para posterior análise e tratamento. São possíveis fonte de informação sobre falhas e degradações de CSB: monitoramento dos anulares de todos os poços (alterações na pressão podem indicar falha no primeiro CSB para poços com packer, por exemplo), testes de DHSV e válvulas da árvore de natal, além do acompanhamento da eficiência da produção (diminuição da produção prevista pode indicar furo de coluna ou outra anormalidade no poço).

Os critérios dos campos produtores para instalar uma válvula de segurança DHSV (SSSV) na coluna de tubos de produção, abaixo da cabeça de produção e do suspensor / donat, no interior do revestimento / anular do poço foram previstas no projeto de completação do poço para produção com instalação através de uma sonda de intervenção / completação, isto para todos os poços produtores do método de elevação natural - surgente. A DHSV tem a função de bloqueiar o fluxo de produção descontrolada (blowout) para o meio ambiente nos casos de incidentes e/ou acidentes por algum tipo de impacto/choque com as instalações de poço produtor surgente - elevação natural de petróleo e de gás natural.

Para a avaliação periódica da condição de “não surgência” do poço produtor e injetor existe procedimento específico para esta avaliação periódica da surgência de todos os poços produtores e injetores de fluídos, com aplicação de métodos de análise computacional e de testes em campo, com período de validade anual. Todos os poços devem ter diagnóstico de surgência válido e no prazo, independente do método de avaliação utilizado. Isso diminui os riscos na intervenção do poço, pois já se tem mapeado os poços de maior risco (surgentes), podendo ser previsto a instalação do equipamento DHSV, necessário para a instalação preventivamente.

6.2.5.4 Licença ambiental de operação (LAO), certificado de vistoria do corpo de bombeiro (CVCB) e ficha de inform. de segurança de produto químico (FISQP)

Os campos produtores disponibilizam uma cópia digital da licença ambiental de operação (LAO) no sistema informatizado corporativo de gestão da licença ambiental dos campos produtores, e também disponibiliza uma cópia física em pdf impressa fixada na parede da sala de operação das instalações dos processos operacionais, assim como outra cópia física impressa disponível no veículo ou trallier de operação para as equipes de campo, junto com os procedimentos de execução das equipes de intervenção em poço, nas fases de construção, intervenção e abandono do poço.

As principais ações dos campos produtores e a situação atual para atender as condicionantes ambientais definidas na LAO foram analisadas, identificadas e elaborado um plano de ação, que estão cadastradas no sistema informatizado corporativo de gestão da licença ambiental de operação. As principais ações foram: recuperação de áreas degradadas; controle de emissão de gases; instalação de contenção nos antepoços dos poços produtores e injetores; disposição correta e tratamento final dos resíduos sólidos, líquidos e gasosos.

O Certificado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (CVCB) no sistema fixo e móvel de combate a incêndio (SFCI e SMCI) estão disponível para consulta e evidência objetiva em auditorias internas e externas, através de cópias físicas impressas fixadas nas paredes das salas de operação, para conhecimento dos empregados próprios e prestadores de serviços contratados dos campos produtores de petróleo e de gás natural, e também é mantida uma cópia do CVCB em pdf na rede/intranet da gerência de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).

As Fichas de Informação de Segurança de Produtos Químicos (FISQP) utilizados nos processos produtivos para auxiliar no tratamento do petróleo e do gás produzidos nos campos produtores estão disponíveis para consulta em cópias digitais de FISQP no sistema informatizado corporativo de gestão de produtos químicos, para futuras impressões e/ou consultas, assim como disponibilizam cópias físicas das FISQP nos pontos de armazenamento e de dosagem de produtos químicos nas instalações dos processos

operacionais de tratamento, armazenamento, transferência de petróleo e movimentação de gás natural, para consulta imediata e ações de emergências.

6.2.5.5 Sinalização de segurança, identificação de equipamentos, planos de manutenção, integridade e inspeção, controle de mudanças e de resíduos sólidos

A sinalização de segurança e a identificação do tagueamento (TAG) e também da identificação do sentido de fluxo dos diversos tipos de fluídos produzidos foram definidas em placas de avisos posicionados ao lado das instalações, processos e equipamentos produtivos, assim como através da pintura/identificação e sinalização direta nas próprias instalações, processos, equipamentos e tubulações dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

Os principais tipos de sinalização de segurança nas instalações foram definidos na norma regulamentadora nº 26 de sinalização e em normas internas técnicas específicas de identificação de tagueamento (TAG), de aviso/alerta de segurança e de cores nas tubulações definidas pelos campos produtores, como as pinturas das tubulações e de faixa nas cores: preta, vermelha, verde, azul, amarela e outras cores, aplicadas diretamente na instalação, tubulações, sinalização vertical (placas, cancelas etc.) e horizontal (advertências pintadas no piso e identificação nos equipamentos e tubulações).

Os requisitos mínimos de integridade, segurança e ambiental definidos pelos campos produtores para a área/locação e para a instalação de um poço produtor e injetor foram definidos através da resolução ANP nº 46, de 1/11/2016 e regulamento técnico anexo (SGIP) e resolução nº 2 de 14/01/2010 e regulamento técnico anexo (RTSGI).

Os requisitos mínimos de manutenção e integridade das locações foram estabelecidos nessas resoluções, como a obrigatoriedade de instalação de placa de identificação do poço padronizada (TAG), com todas as informações de segurança importantes para empregados próprios, prestadores de serviços contratados e para a comunidade impactada pelos processos produtivos, incluindo a exigência de cerca e portão de proteção ao redor da locação,

existência de antepoço, bloqueio para acesso inadvertido no poço, instalação de grades e/ou gaiolas nos equipamentos dentre outros.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural estabelecem os planos e procedimentos de inspeção, ensaios e registros, assim como de manutenção de equipamentos estáticos, dinâmicos e tubulações relacionando as atividades de manutenção, inspeção e de testes e calibrações periódicos a serem realizados para a garantir a integridade da instalação, em conformidade com procedimentos operacionais específicos da gerência de manutenção e de inspeção, de normas e regulamentos vigentes, cadastrados e gerenciados no sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP, acompanhados por indicadores de desempenho com análise crítica mensal e trimestral no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados na intranet.

O controle das mudanças planejadas e analisadas, com ações para mitigar quaisquer efeitos adversos foram realizadas através de procedimento operacional de gestão de mudança, com a formalização das atividades e tarefas executadas no sistema informatizado corporativo de gestão de mudança (SIGM) dos campos produtores e do sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação, ambos disponíveis para consulta.

O armazenamento, tratamento e destinação final dos resíduos sólidos, materiais, equipamentos e de efluentes, de forma correta e com o devido registro foram executados pelos campos produtores, conforme procedimento operacional de gestão dos resíduos sólidos e efluentes, com instalações e demais recursos para a disposição correta desses tipos de resíduos, estes aprovados pelos órgãos reguladores dos governos municipal, estadual e federal, e também definidos como obrigatórios e formalizados na licença ambiental de operação (LAO) das instalações e processos produtivos dos campos produtores.

6.2.5.6 Análise crítica dos resultados do planejamento

Os campos produtores asseguram que os resultados do planejamento foram adequados as operações através da elaboração e definição de procedimentos operacional específicos e da

realização de reuniões de análise crítica para avaliar o acompanhamento dos resultados e assim comparar com o que foi planejado com os resultados das operações, utilizando os sistemas informatizados corporativos disponibilizados. Assim também asseguram que os processos terceirizados sejam controlados através da fiscalização e gestão dos contratos dos campos produtores e das auditorias realizadas em fornecedores de serviços (AFS) realizadas a cada 6 (seis) meses, para verificar o atendimento das cláusulas contratuais, e quando não são atendidas o fiscal de contrato de cada campo produtor emite um relatório de ocorrência e aplica multa quando necessário.

Os campos produtores mantêm informação documentada para monitorar e medir as características das operações e atividades no sistema informatizado corporativo de padrão para empregados próprios, e padrões em cópia física impressos para os empregados contratados, com acompanhamento, monitoramento dos limites operacionais e tomada de decisão a partir dos resultados *on-line* das variáveis de controle disponíveis em tempo real no supervisão/sala de controle da automação, com equipes de operadores trabalhando em regime de turno ininterrupto (24 horas/dia) nas frentes operacionais.

Os campos produtores desenvolveram procedimentos operacionais para manter, inspecionar, verificar e analisar os elementos do conjunto solidário de barreira (CSB) primário e secundário do poço produtor e injetor, com os devidos limites dos parâmetros operacionais e de tolerância superior, inferior e média esperada de controle, no sistema informatizado corporativo de padrões, com dados e informações de resultados da execução disponíveis em sistema informatizado corporativo de controle de poço produtor e injetor.

6.2.5.7 Parada e partida de poço produtor e injetor, documento de entrega de poço, verificação da integridade e funcionalidade de CSB, analisar e tratar incidente

Os campos produtores mantêm informação documentada de poço produtor e injetor referente as atividades e tarefas de parada e partida dos equipamentos definidos nos procedimentos operacionais de cada método de elevação de petróleo e de gás natural, como poços equipado por: bombeio mecânico (BM); bombeio de cavidades progressivas (BCP); bombeio centrífugo submerso (BCS); pneumáticos (GLC, GLI, GLP, PLU, GFI), no sistema

informatizado corporativo de padrões, disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados.

Os campos produtores atualizam e enviam a documentação obrigatória de entrega de poço (*Well Handover*) antes da fase de intervenção no poço produtor de petróleo e injetor de fluídos, com sonda de intervenção de completação e/ou sonda de intervenção de limpeza/manutenção corretiva de equipamentos em falha instalados para a produção de petróleo e de gás natural, realiza as revisões dos dados no sistema informatizado de controle de poço, conforme definido em procedimento operacional disponível em sistema informatizado corporativo de padrões.

Os dados e informações das intervenções em poço para a atualização da documentação técnica de entrega de poço (*Well Handover*) foram realizadas em sistema informatizado corporativo de controle de poço, executadas pela engenharia de reservatório, engenharia de poço e pela engenharia de elevação, posterior a saída da sonda de intervenção do poço, através a atualização do documento de entrega de poço (*Well Handover*), pelas equipes de intervenção em poço produtor e poço injetor, junto com o documento de solicitação de intervenção de poço (SPI), após a execução dos serviços de intervenção.

Os campos produtores realizam periodicamente a inspeção visual na locação e instalações de poço produtor e de poço injetor (no estado 1 e 2 poços operando), e em abandono temporário (estado 3, 4 e 5 poços parados), para identificar erosão e/ou excesso de vegetação na estrada de acesso e na locação, falta de cerca e portão e/ou falha de integridade, vazamento na instalação e falta de sinalização. Existe procedimento para inspeção visual dos poços e do entorno da locação.

Na inspeção realizada pelo operador contratado, é aplicado uma lista de verificação, onde são avaliadas condições como o próprio acesso a locação (importante ser capaz de permitir uma sonda de perfuração e/ou sonda de completação entrar na locação do poço, no caso de uma emergência); existência/integridade de cerca na área da locação; grade de proteção ao redor do poço (para poços com equipamentos móveis, como BM e BCP); antepoço (com

mureta de proteção e grade para impedir acesso); vegetação alta; vazamentos aparentes e resíduos oleosos na locação e antepoço, dentre outros itens. A frequência de monitoramento varia de acordo com o risco do poço, que vai de 3 meses para os poços de maior risco (poços surgentes, vazão alta, presença de H₂S e degradação/falha de algum elemento de CSB), até 24 meses para poços de menor risco.

Os campos produtores garantem a preservação da integridade da cabeça do poço e das instalações, da linha de produção e de injeção operando (poço no estado 1, 2) e/ou em abandono temporário (poço no estado 3, 4 ou 5), a partir das rotinas diárias executadas pelo operador, que passa pelo menos 2 vezes por semana em cada poço em operação e na periodicidade de 3 a 24 meses nos poços abandonados de acordo com o risco. E nestas rotinas periódicas forma previstos testes / verificações dos elementos (acessórios) do conjunto solidário de barreira (CSB) primária e secundária, de acordo com os planos de manutenção, inspeção e de verificação, cadastrados no sistema SAP/R3-ERP. Quando identificadas anomalias nos CSB, essas falhas são gerenciadas através de RTA (Relatório de Tratamento de Anomalias) e/ou por gestão de mudança, nos casos de alterações de tecnologias para correção de falhas.

A preservação do acesso, locação e da sinalização de segurança e do TAG (identificação) do poço, em abandono temporário (poço no estado 3, 4 e 5) foram garantidas através do planejamento de visita do operador, conforme plano de inspeção/monitoramento dos poços, que varia conforme o risco do poço, com rotinas, inspeções e verificações que são diárias, mensais, semestrais, anuais ou a cada dois anos.

Os campos produtores mantêm informação documentada para a condução de investigação de incidentes e acidentes, e elaboram Relatórios de Tratamento de Anomalias (RTA) das instalações e de poço produtor e injetor através da constituição de uma comissão de investigação e de análise de incidentes (quase acidentes) e acidentes com o uso de modelo de relatório padronizado e com documentos em anexo no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de análise e tratamento de anomalias na intranet, onde são registrados, investigados, analisados e criados planos de ação, para os desvios, incidentes (quase acidentes) e acidentes ocorridos nos campos produtores.

Os campos produtores tratam os incidentes e enviam relatórios anuais consolidados dos incidentes e acidentes, com a ação corretiva e/ou preventivas e avaliação de tendências, para órgão regulador ANP registrados no sistema de cadastro de incidentes - CADINC, e enviados para ANP através do sistema integrado de segurança operacional (SISO) - sistema via internet de cadastro de comunicados iniciais de incidentes (CI) e relatórios detalhados de incidentes (RDI) mantido e usado pela ANP para o recebimento, análise de dados, fiscalização e acompanhamento de incidentes.

Os campos produtores asseguram que os procedimentos operacionais estão atualizados com instruções claras e específicas para execução das atividades e tarefas, e estão disponíveis para os empregados próprios e prestadores de serviços contratados rodando o ciclo PDCA, através das análises críticas periódicas, dos procedimentos, garantindo atualizações frequentes, e também quando algum usuário de procedimento operacional identifica alguma fragilidade e/ou desvio, neste caso o mesmo solicita uma sugestão de revisão, para o gestor do procedimento analisar e executar a revisão, quando pertinente.

Os campos produtores estabelecem os procedimentos operacionais de parada e partida dos equipamentos de processos produtivos e de poços produtores e injetores, com atualização das informações relativas à pré-operação dos mesmos. Para cada tipo de equipamento de processos e de poço equipado com método de elevação natural e artificial existe um procedimento operacional disponível para consulta e treinamento dos operadores, que executam a rotina de partida e parada de equipamentos. Quando acontece qualquer tipo de anomalia, o supervisor é informado para solicitar algum tipo de recurso de manutenção, gerenciar a falha ou se necessário abrir uma gestão de mudança para avaliação do risco operacional do equipamento, caso permaneça em operação.

Os campos produtores gerenciam os equipamentos e tubulações “retirados de operação temporário” ou para realizar “manutenção” através da identificação *in loco* no equipamento, com placa "Fora de Operação" ou “Em Manutenção”, com válvulas bloqueadas/fechadas e plano de isolamento de energias, de acordo com procedimentos operacionais específicos. Os equipamentos cadastrados no SAP/R3-ERP também tem seu status alterado conforme a sua situação atual. No caso dos elementos críticos, são aplicadas as medidas de contingência

específicas no cadastro de elementos críticos (documento onde são descritos os elementos críticos, os critérios de aceitação e a contingência no caso de falha).

Os campos produtores mantem e garantem que equipamentos *stand by* / redundantes para comutação estejam disponíveis para a imediata operação, no caso de substituição de outro equipamento para a manutenção preventiva, corretiva ou no caso de falhas, através de aplicação de planos de manutenção preventiva para todos os equipamentos que estão em operação e/ou disponíveis / *stand by*.

Os principais tipos de manutenção corretiva e preventiva definidos pelos campos produtores, para a locação de um poço foram identificadas através de inspeções regulares para avaliação da condição e a integridade. Quando identificado desvio ou condições inseguras a equipe de operação solicita o tratamento dos desvios, para as gerências de suporte operacional de serviços gerais e de construção e montagem.

6.2.5.8 Documentação de Segurança Operacional (DSO) e outros documentos técnicos exigidos pela ANP

Os documentos técnicos, padrões e/ou manual da instalação exigidas pela ANP e definidos pelos campos produtores para garantir a segurança operacional foram a:

- Descrição da Unidade Terrestre (DUT) para os campos/concessões terrestres (*onshore*);
- Descrição da Unidade Marítimo (DUM) para os campos/concessões marítimos (*offshore*);
- Fluxogramas de engenharia e de processo;
- Planta de classificação elétrica de área;
- Manual de operação com os devidos limites operacionais;
- Procedimentos de execução dos processos e equipamentos operacionais das estações e dos poços produtores de petróleo e de gás natural e de injeção de água, gás ou vapor, disponíveis para consulta imediata e para treinamentos, controlados em

sistema informatizado corporativo de padrões, que trata das rotinas diárias e de partida e parada de equipamentos, assim como o que fazer no caso de identificação de anomalias.

Os campos produtores definiram os tipos de procedimentos de execução/operacionais de responsabilidades de operação de dutos terrestres e de sistema submarino, para empresas ou gerências que compartilham a operação do mesmo oleoduto, gasoduto e/ou sistema submarino, através da elaboração de procedimento operacional mútuo de operação (PMO) de oleoduto, gasoduto, e também procedimento de protocolo de responsabilidades (PR) para sistema submarino, que definem os limites operacionais do oleoduto, as responsabilidades de operação, de manutenção e de inspeção de cada gerência usuária do mesmo duto e as diretrizes/orientações do PR.

Os campos produtores realizaram também a identificação e análise de riscos, para a execução da desativação da instalação e implementação das ações corretivas e/ou preventivas através de técnicas de estudo de riscos de processos (ERP) aplicando as técnicas de APR e a HAZOP, com registro e disponibilidade para consulta no sistema informatizado corporativo de gestão dos estudos de riscos. E para a implementação e gestão das ações utilizam o sistema informatizada corporativo de controle de plano de ação.

A sistemática adotada nos campos produtores para verificar a integridade da instalação e existência de vazamentos em juntas, gaxetas ou tubulações de poço produtor e injetor, em abandono temporário, para executar ação corretiva e/ou preventiva através de visita/inspeção do operador conforme plano de inspeção/monitoramento dos poços e de verificação, que varia conforme o risco do poço (inspeções e verificações entre 3 e 24 meses). Ao identificar vazamento ou outro tipo de desvio, o operador comunica imediatamente ao supervisor da área responsável pela instalação, para iniciar as tratativas para resolução do problema.

Os campos produtores executam o abandono temporário ou permanente de poço produtor e injetor, conforme procedimento operacional específico, realizam e documentam a avaliação de integridade de instalações, equipamentos, dutos e sistema submarino reutilizados, através

da aplicação de procedimento operacional de gestão de mudança, para avaliação dos riscos do poço, avaliação do estado de integridade dos elementos de CSB e mudança da rotina, caso necessário, de manutenção, inspeção e monitoramento. Isto é feito para garantir que o poço se encontra em uma condição segura. Para o abandono permanente é utilizado uma sonda de intervenção para retirar todos os equipamentos e fazer o arrasamento definitivo do poço (abandono permanente), para atender as exigências dos requisitos do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços - SGIP, aprovado pela resolução da ANP nº 46, de 1/11/2016.

6.2.5.9 Interferência de terceiros, descomissionamento, condições de segurança, análise de perigos e permissão de trabalho, procedimentos e sistema de comunicação

Os campos produtores mantem informação documentada de gestão das interferências de terceiros e programa de prevenção de danos por atividades de terceiros, envolvendo obras próximas das instalações e faixas de dutos de forma preventiva, através da gerência de manutenção e inspeção que sinalizam e monitoram as faixas de dutos e as instalações.

As interferências de terceiros em instalações e faixas de dutos são tratadas conforme procedimento operacional específico. Ao identificar a interferência, enviam comunicação para os campos produtores realizarem o devido tratamento. A partir da posse da informação realizam vistoria local, notificam aos interferentes e providenciam os meios para finalizar as interferências - seja através de uso de recursos internos ou através do acionamento judicial.

O descomissionamento das instalações fora de operação com a remoção dos processos produtivos e equipamentos e/ou de poço produtor ou injetor desativados, com a recuperação ambiental foram executadas através de comunicação e envio de documentação técnica de desativação para o órgão regulador ANP e órgãos ambientais, conforme definido em procedimento operacional específico de descomissionamento de instalações e poço, para entregar a área/locação ao proprietário da terra. Toda documentação de desativação do empreendimento fica arquivado em pdf em sistema informatizado corporativo de gerenciamento de documentação técnica dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

As condições de segurança e análises dos perigos existentes no ambiente de trabalho dos campos produtores, que deve ser verificada antes da emissão da Permissão de Trabalho (PT), para a execução de atividades e tarefas são: organização e limpeza do ambiente de trabalho, isolamento, sinalização e avisos de segurança, liberação de energias nos equipamentos, aplicar plano de bloqueio com raquetes, observar a posição segura durante a execução das atividades e tarefas, responder questionário de Análise de Perigo Nível 1 (APN1) para atividades de baixo risco, e responder o questionário de Análise de Perigo Nível 2 (APN2) para atividades de médio e alto risco, quando apresentar uma resposta “SIM” na APN1 e elaboração de Análise de Risco da Tarefa (ART) para anexar a PT.

As principais Recomendações Adicionais de Segurança (RAS) são definidas pelos técnicos de segurança, para realizar atividades e tarefas críticas de manutenção corretiva e preventiva, durante a emissão da Permissão de Trabalho (PT), e na execução de atividades e tarefas operacionais críticas nas instalações, processos produtivos, equipamentos, poços produtores ou poços injetores.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural mantêm informação documentada das PT emitidas e executadas com documentos (APN1 e APN2) em anexos, no sistema informatizado corporativo de Permissão de Trabalho, com instruções e formulários de autorizações claras e concisas, conforme definido e estruturado em procedimento operacional específico e nos manuais de segurança, disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios e prestadores de serviços contratados, no sistema informatizado corporativo de padrões, e também mediante diretrizes definidas na norma interna N-2162 dos campos produtores, disponível para consulta no sistema informatizado corporativo de normas técnicas (Nortec).

A retenção da informação documentada (registros / formulários anexos das PT, cópias físicas) estão disponibilizadas para consulta, com levantamento estatístico e controlo de indicadores de desempenho, assim como para evidência objetiva em auditorias internas e externas de toda documentação desde as PT planeadas, emitidas, encerradas e canceladas, junto com os documentos de análise de riscos e listas de verificação, ambos com controlo em sistema informatizado corporativo de gerenciamento de permissão de trabalho. E as

cópias físicas de toda documentação junto com a permissão de trabalho (PT) assinadas pelo emitente e requisitante ficam arquivadas em pastas A-Z na sala dos supervisores de produção dos campos produtores, por período definido em procedimentos operacionais, para posterior trituração e descarte.

Os campos produtores mantêm informação documentada de procedimento operacional para gerenciar operações simultâneas durante a permissão de trabalho (PT) executada em paralelo, com categorias e tipos de operações onde tenham interfaces. Estes são controladas no sistema informatizado corporativo de padrões e no sistema informatizado de permissão de trabalho, e também as cópias físicas de toda documentação de permissão de trabalho arquivadas em pastas A-Z na sala dos supervisores de produção.

Os campos produtores estruturaram um sistema de comunicação adequado e confiável entre os pontos remotos das áreas operacionais e a sala do supervísório de controlo da automação, responsável pela comunicação interna via rádio móvel *Trunkking*, por telefone fixo através de número de ramal e de número de telefone externo com DDD e gratuito de número 0800.

Os campos produtores mantem informação documentada dos procedimentos operacionais, com instruções claras, concisas e específicas para os empregados próprios e prestadores de serviços contratados, nas frentes operacionais. Estes procedimentos operacionais são controlados pelo sistema informatizado corporativo de padrões e também tem cópias impressa disponíveis nos postos de trabalho dos empregados contratados para consulta imediata e treinamento. E retém informação documentada de toda documentação (relatório de análise de riscos, LEC e recomendações de correção e prevenção) dos estudos de riscos aplicado com as técnicas de APR e HAZOP armazenados no sistema informatizado corporativo de estudo de risco de processo (SERP).

6.2.5.10 Preparação e resposta a emergência, simulados, treinamento, comunicação com partes interessadas, cenários acidentais e confiabilidade dos processos

Os campos produtores implementam e mantêm o(s) processo(s) necessário(s) para preparar-se e responder a potenciais situações de emergências identificadas através da gerência de

segurança, meio ambiente e saúde (SMS), com a elaboração de procedimento operacional do Plano de Resposta a Emergências (PRE) às situações de risco iminente, para responder a todas as situações potenciais de emergências identificadas nos estudos de riscos de APR e HAZOP e através de lições aprendidas de alertas de SMS, que fica disponível para consulta e treinamento dos empregados próprios e contratados no sistema informatizado corporativo de padrão.

O padrão do PRE é submetido a simulados com cronograma anual para os diversos cenários de riscos identificados nos estudos de riscos de APR e HAZOP e através de lições aprendidas de alertas de SMS, para aprimorar o treinamento dos empregados próprios e contratados e identificar necessidade de revisão desse padrão no sistema informatizado corporativo de padrão.

Todos os relatórios dos resultados dos exercícios de simulados realizados nos campos produtores de petróleo e de gás natural, com ações corretivas e/ou preventivas são armazenados no sistema informatizado corporativo de simulados, com aviso da data de vencimento pelo email corporativo de cada empregado responsável pela ação e este sistema também emite um aviso para o email quando está faltando 7 (sete) dias para a data do vencimento.

As ações de prevenção ou mitigação de consequências decorrentes de situações de emergências nos campos produtores de petróleo e de gás natural são tomadas a partir de possíveis desvios e/ou falhas identificados nos estudos de riscos, nos simulados de emergências e identificados também nos estudos e análises das anomalias ocorridas nos processos produtivos, cadastradas e gerenciadas pelo sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação e pelo sistemas de tratamento de anomalias ocorridas.

As ações de respostas as emergências planeadas são testadas periodicamente, abrangendo todos os cenários previstos no Plano de Emergência, através de simulados do procedimento operacional de respostas a emergências, conforme cronograma anual, com participação de equipe multidisciplinar de brigadistas.

Os campos produtores provêm informações pertinentes e treinamento relacionado à preparação e resposta a emergências, incluindo pessoas que realizam trabalhos sob o seu controle através dos estudos de riscos e das lições aprendidas a partir dos alertas de SMS nos processos produtivos, incluindo pessoas e tecnologias, que caracterizam a necessidade de revisão dos padrões e de treinamento, toda vez que revisar itens críticos do procedimento operacional.

Os empregados próprios e prestadores de serviços contratados foram instruídos a respeito dos perigos existentes na instalação, quanto a incêndios, explosões e liberação de substâncias tóxicas através do treinamento nas cópias impressas das plantas de classificação elétrica de áreas, quanto ao nível de explosividade e também a partir dos relatórios com os resultados de estudos de riscos de APR e HAZOP, ambos disponíveis na sala de operação dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

A partir do treinamento no procedimento operacional de resposta a emergências, com base na matriz e programa de treinamento com controle do previsto versus realizados, de cursos de conformidade legal como: curso básico de segurança, primeiros socorros, brigadista, cursos de Normas Regulamentadoras (NR): NR10, NR11, NR13, NR20, NR33 e NR35 e também nos procedimentos de resposta a emergências e de operação dos sistemas fixos de combate a incêndios de cada campo produtor, contemplando toda equipe de resposta à emergência.

Quanto a hipótese acidental de “vazamento de óleo” os campos produtores de petróleo e gás natural definiram e estruturaram um procedimento operacional de emergência individual (PEI) específico para tratar de todas as hipóteses de vazamento de óleo com ações de correção e salvaguardas de mitigação, para os diversos cenários identificados nos estudos de riscos de APR e HAZOP.

Os campos produtores estabelecem que os empregados próprios e prestadores de serviços contratados foram capacitados e exercem responsabilidades a respeito do Plano de Resposta a Emergência (PRE) a partir do treinamento no procedimento operacional do PRE e da

participação dos simulados de emergência, com cenários de emergências identificados nos estudos de riscos de APR e HAZOP. Estes cenários de emergências assim como todos os recursos de resposta, incluindo sistemas, equipamentos de emergência, bem como as empresas contratadas de apoio a emergência e o compartilhamento de recurso a ser acionado estão definidos no PRE.

Os sistemas confiáveis e eficazes de comunicação interna e alarme, bem como procedimento de comunicação externa incluindo agências reguladoras, governamentais, corpo de bombeiro e outros foram estruturadas em tabelas com responsáveis, instituições externas e número de telefones e também definido diretrizes para as diversas gerências dos campos produtores, com número de telefones de emergência e do telefone verde de comunicação interna e de emergências, também definido no procedimento de execução de resposta a emergência (PRE).

Os campos produtores instruem os empregados próprios e prestadores de serviços contratados para realizarem a comunicação de ocorrências de aspectos / perigos das atividades identificados na instalação para a liderança, conforme definido no procedimento operacional, com os devidos aspectos e impactos das atividades a serem executadas na instalação, processos produtivos, poços produtores e injetores.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural realizam a comunicação das orientações básicas de segurança para visitantes, ou empregados de outras unidades e/ou de empresas parceiras nas áreas administrativas, com controle de registros de assinaturas dos participantes, executadas pelos técnicos de segurança com aplicação vídeo informativo e outras orientações expressas, que acessam as instalações e poços pela primeira vez. Também realizam comunicação das orientações básicas de segurança e registros com assinaturas dos participantes, em todas as instalações dos processos operacionais visitadas, atividade esta executada pelo vigilante dessas instalações operacionais.

O processo de comunicação de emergência para órgãos externos como a ANP, o corpo de bombeiro, polícia, defesa civil, órgão ambiental e a outras autoridades foram definidas no

procedimento operacional de resposta a emergência (PRE), com responsáveis na gerência de segurança, meio ambiente e saúde, na gerência de suporte operacional e de controle da produção e sistemas informatizados corporativos específicos de comunicação disponível na intranet/Web.

Os cenários acidentais de emergência foram identificados através dos estudos de riscos de APR e HAZOP, e a partir de alertas de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) de acidentes críticos, com recomendações, onde os conhecimentos são utilizados no programa de lições aprendidas, e estes passam por simulados mensais, com cronograma anual e participação de equipe multidisciplinar de brigadistas composto por empregados próprios e parceiros.

6.2.5.11 Requisitos para produtos e serviços dos campos produtores

A confiabilidade dos campos produtores de petróleo e de gás natural quanto aos processos produtivos estarem operando conforme planejado para atender os requisitos de produtos e serviços foram caracterizados com a elaboração de procedimentos de execução/operacionais e de manuais de operação, definições das atividades e conjunto de tarefas, conforme resultados esperados, limites de controle e ações de correções para desvios e/ou falhas, levantamento de atividades com seus aspectos, impactos e ação de controle para os riscos identificados, com aplicação de formulários (boletins e listas de verificação) de coleta de dados em anexo ao padrão, disponíveis para consulta imediata, com realização de treinamentos via declaração no sistema informatizado corporativo de padrões e também de forma presencial através de treinamento no local de trabalho (TLT), para empregados próprios e prestadores de serviços contratados de operação e manutenção.

6.2.5.12 Comunicação com clientes

Os campos produtores de petróleo e gás natural comunicam-se com os clientes internos (entre gerências setoriais) e os clientes externos (refinaria para os produtos petróleo e condensado do gás e empresa distribuidora de gás do produto gás natural), através de reuniões presenciais e/ou pelo *Microsoft Teams*, emails e/ou carta externa enviadas pelo *MS Outlook*. Normalmente as reuniões são realizadas em períodos trimestrais, com pautas e atas

cadastradas em sistemas informatizados corporativos de controle de reuniões. Assim como, determinam os requisitos relativos a produtos e serviços, e revisam essas informações antes dos compromissos de fornecer os mesmos aos clientes, nos procedimentos de diretrizes, de processos e de execução/operacionais com as especificações do produto e/ou serviço, ambos disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios e de prestadores de serviços contratados de operação.

6.2.5.13 Determinação de requisitos para produtos e serviços, análise crítica e mudanças

Os campos produtores de petróleo e gás natural definem processos que estabelecem o fornecimento de produtos e serviços, que atendam aos requisitos do cliente a partir da aquisição de produtos e de serviços através de contratos de bens e de serviços com prazo mínimo de 2 (dois) a 3 (tres) anos, com possibilidade de aditivo de tempo para renovação por mais 2 (anos), com base nas melhores práticas do mercado e sempre alinhados com a política *just-in-time*, estoque mínimo.

Os campos produtores realizam as análises críticas dos requisitos relativos a produtos e serviços, definido no memorial descritivo (MD) dos contratos, através de reuniões de análise crítica realizadas a cada 3 (três) meses, a partir dos resultados dos indicadores de desempenho, com plano de ação para desvios, ambos acompanhados e controlados por sistema informatizados corporativos de gerenciamento de resultados e de controle de plano de ação. As modificações (mudanças) são planejadas, realizadas de forma controlada e tomadas medidas para mitigar efeitos contrários através do procedimento da diretriz de gestão de mudanças disponível para consulta e realização de treinamento no sistema informatizado corporativo de padrões.

6.2.5.14 Projeto e desenvolvimento de produtos e serviços, ambiente de trabalho e fatores humanos

A implementação de projeto e desenvolvimento de produtos e serviços de acordo com os requisitos das normas, padrões da indústria, com critérios de boas práticas de engenharia

foram estabelecidas em projetos de escopo definido, e também através de contratos por demanda, chamados de guarda-chuvas. Em ambos os casos são habilitadas empresas de engenharia com reconhecida capacidade técnica e obrigadas contratualmente a desenvolver todas as atividades observando as normas técnicas e legislação vigente.

Os campos produtores estabelecem, implementam e mantêm um processo de projeto e desenvolvimento que seja apropriado para assegurar a subsequente provisão de produtos e serviços através de procedimento de diretrizes e operacionais de controle de execução de processos para nortear as atividades necessárias da cadeia de valor, de elaboração de projetos e estudos técnicos de engenharia, de projeto conceitual; de projeto básico; e de projeto executivo, que norteiam a avaliação da viabilidade técnica e econômica de seus projetos, sejam eles de desenvolvimento da produção ou de segurança, meio ambiente e saúde (SMS). E a área de projetos é responsável pelo suprimento de materiais necessários ao empreendimento na fase de implantação.

Os campos produtores consideram a natureza, duração e complexidade das atividades de projeto e desenvolvimento a partir da avaliação e acompanhamento dos projetos, seguindo as diretrizes dos padrões de acompanhamento de projetos de investimento e de definição de projeto de desenvolvimento da produção ou de segurança, meio ambiente e saúde (SMS), disponíveis e gerenciados no SAP/R3-ERP. Em seguida, a área de projetos elabora os estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE) e acompanha a realização orçamentária (Pós EVTE), seguindo as orientações do padrão de acompanhamento e consolidação da realização orçamentária dos projetos de investimento em desenvolvimento da produção ou de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).

Os campos produtores consideram as normas e boas práticas de engenharia na aquisição de materiais e equipamentos através da manutenção de um cadastro de fornecedores qualificados segundo critérios rígidos de capacitação técnica. Os materiais são categorizados e classificados individualmente através de cadastro no sistema SAP/R3-ERP no módulo necessidade de materiais (NM), com todas as características técnica do material. A classificação segue as normas API, ASME, ABNT, Etc. Quando é lançada uma consulta para aquisição no mercado é indicado o NM e os alternativos.

Os campos produtores consideram a redução da exposição humana às consequências de eventuais falhas de equipamentos ou sistemas, que possam ocorrer durante a operação quando economicamente viável, com aplicação de sistemas automáticos de controle e intertravamento. Entretanto, diversas instalações não apresentam um nível adequado de automação, por falhas na priorização dos investimentos ou mudanças constantes de escopo.

Os aspectos que possam introduzir riscos ao SGI, aos fatores humanos e ao ambiente de trabalho, na fase de projeto, construção, montagem e desativação foram estabelecidos a partir de projetos conceituais que consideram um nível adequado de automação. Esses aspectos são considerados nas análises de riscos das fases de projeto, porque podem existir falhas na implantação dos projetos, e nestes casos são consideradas redundâncias, que aumentam a complexidade do processo introduzindo riscos adicionais. Os estágios de processos requeridos, incluindo análises críticas de projeto e desenvolvimento aplicáveis foram executadas pela coordenação dos serviços com empregado próprio, realização de reuniões de apresentação dos projetos e análises de riscos envolvendo representantes da operação, manutenção e segurança, meio ambiente e de saúde.

6.2.5.15 Entradas, controle, saídas e mudanças em projeto e desenvolvimento nos campos produtores

As atividades de verificação e validação de projeto e desenvolvimento requeridas consideram os recursos de empregados próprios dos campos produtores, na execução de serviços de elaboração do projeto conceitual e de coordenação dos serviços. Contudo, a qualidade dos projetos é função e responsabilidade da prestadora de serviços contratada, que passa por auditorias de fornecedores de serviços (AFS) executadas pela gerência e fiscalização do contrato e também acompanhamento gerencial dos indicadores de desempenho, em sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados (SIGER).

As responsabilidades e autoridades envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento foram estabelecidas através dos carimbos nos documentos de projeto e suportadas por anotação de responsabilidade técnica (ART). Essas ART foram emitidas pelos responsáveis técnicos das empresas de projeto contratadas.

Os recursos internos e externos necessários para o projeto e desenvolvimento de produtos e serviços dos campos produtores são analisados quando surge a demanda de um novo empreendimento e neste momento para fiscalizar as fases do projeto básico e executivo são contrados prestadores de serviços de fiscalização para atender essas demandas. Já a realização das apresentações, acompanhamento e gestão de implantação do projeto é realizada sob a coordenação de empregado próprio.

O controle de interfaces entre pessoas envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento das disciplinas que elaboram os projetos foram realizadas pela empresa contratada de projeto, não havendo participação direta de empregado próprio.

O envolvimento de clientes internos e usuários no processo de projeto e desenvolvimento foram concretizadas nas reuniões periódicas com a equipe de operação, com apresentação da situação das fases dos projetos. Os esclarecimentos necessários para a elaboração dos projetos são obtidos pela coordenação a partir de demandas da empresa projetista.

Os requisitos para a provisão subsequente de produtos e serviços atende a legislação, que considera que os produtos e serviços podem ser prestados por empresa contratada que se considere capacitada. Existe uma etapa de avaliação da empresa pelos campos produtores, onde não há limitação de participantes no processo de contratação.

6.2.5.16 Controle de processos de projeto e desenvolvimento nos campos produtores

O nível de controle esperado para o processo de projeto e desenvolvimento por clientes e outras partes interessadas pertinentes foram executados pelo coordenador de projetos dos campos produtores que monitorou os indicadores do projeto (escopo, custo, prazo) e comunicou para as partes interessadas a situação do projeto.

A gerência de construção e montagem que executam os projetos dos campos produtores elaboram toda documentação, desenhos e relatórios da execução do projeto nas áreas operacionais e possui procedimento operacional de entrega de obras ao cliente campo produtor, onde o mesmo atesta o recebimento da obra, através de um Termo de Obra de Investimento (TOI), conforme definido em projeto e requisitos de Qualidade, Segurança,

Meio Ambiente e Saúde (QSMS) atendidos, ambos armazenados no sistema informatizado corporativo de documentação técnica.

Os requisitos funcionais e de desempenho do projeto com diversos documentos foram cadastrados e armazenados no sistema informatizado corporativo de documentação técnica, com revisão e controle de todos os requisitos funcionais e de desempenho definidos no projeto conceitual e de detalhamento, ambos são submetidos aos clientes em reuniões específicas para tratamento do andamento do projeto e do atendimento de requisitos de funcionalidade e de confiabilidade.

Os campos produtores consideram a informação derivada de atividades similares de projeto e desenvolvimento anteriores a partir das experiências adquiridas em projetos já concluídos e também as definidas em lições aprendidas, a partir dos resultados do tratamento das anomalias/desvios, armazenados em sistema informatizado corporativo de tratamento de anomalias, assim como aprendizados através das boas práticas de mercado.

Nos campos produtores tem estruturado equipes de engenheiros e supervisores com atribuições de avaliar requisitos legais e estatutários, para atendimento nos projetos e desenvolvimento dos novos empreendimentos.

O procedimento de diretriz para novos empreendimentos determina a obrigatoriedade de aplicar as melhores práticas de QSMS do mercado durante a fase de projeto ou de melhorias via gestão de mudança. Neste contexto, as boas práticas de mercado, requisitos definidos em norma técnicas da indústria do petróleo e em outras normas brasileiras são consideradas nos projetos, operação, manutenção e descomissionamento das instalações, processos, equipamentos, poços produtores e injetores. Toda documentação e registros de projeto desde o início até a conclusão são armazenados e controlados no sistema informatizado corporativo de documentação técnica.

Todos os projetos nos campos produtores são acompanhados e monitorados quanto ao andamento das fases executadas e pendências, controlados em sistemas informatizados

corporativos de gerenciamento de projetos, com realização de reuniões de análise crítica mensal e plano de ação para desvios controlados no sistema informatizado de controle de plano de ação. No entanto, os projetos realizados passam por inspeções e auditorias internas e externas realizadas por equipes multidisciplinar e pelo cliente do empreendimento, com controle de documentos (relatórios e registros) em sistemas informatizados corporativos.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural para receber um empreendimento novo realiza auditoria para verificar se a obra atende aos requisitos e recebe a obra junto com a gerência de manutenção, para ambos assinarem um Termo de Recebimento de Obra de Investimento (TOI), para fazer a pré-operação e cadastrar os planos de manutenção preventiva e preditiva no sistema SAP/R3-ERP.

Os campos produtores cadastram os planos de ações com prazo e responsável vinculados a projetos, armazenados e controlados no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação, com realização de reuniões de *follow up* para acompanhar o andamento. Em toda ação realizada é obrigatório anexar a evidência de realização no sistema, para verificação da eficácia pelo gerente setorial, e também como evidência objetiva em futuras auditorias internas e externas. A informação documentada sobre essas atividades de verificação e validação foram retidas através do armazenamento dos documentos do tipo relatórios de auditorias, pautas, atas, ações concluídas, outros documentos em anexos e indicadores de desempenho, em sistemas informatizados especialistas corporativos.

6.2.5.17 Saídas de projeto e desenvolvimento nos campos produtores

Os campos produtores asseguram que as saídas de projeto e desenvolvimento atendam aos requisitos de entrada e também para que as saídas de projeto e desenvolvimento sejam adequadas para os processos subsequentes de provisão de produtos e serviços foram elaborados planejamentos, plano de ação, com execução do plano, de reuniões de análise crítica de cada fase do projeto, das inspeções, auditorias internas e externas realizadas, indicadores de desempenho e sistemas informatizados corporativos disponíveis para a gestão dos novos empreendimentos.

Os campos produtores asseguram que saídas de projeto e desenvolvimento incluam ou referenciem requisitos de monitoramento e medição, como apropriado e critérios de aceitação, assim como especifiquem as características dos produtos e serviços que sejam essenciais para o propósito pretendido, sua provisão segura e apropriada, através da realização de auditorias internas e externas, definição de acompanhamento dos indicadores de desempenho de desenvolvimento de projeto, com plano de ação para desvios, com prazo e responsável vinculados a projetos específicos, cadastrados e controlados no sistema informatizado corporativo de controlo de documentação técnica e de plano de ação, com realização de reuniões de *follow up* para acompanhar o andamento.

A emissão de certificado de aprovação da construção e montagem da instalação, que atesta a conformidade antes do início da operação é formalizada pela gerência de projeto, construção e montagem, que emite para os campos produtores um documento de termo de entrega de obra de investimento (TOI), atestando a conformidade com os requisitos definidos pelo cliente, com assinatura de concordância do cliente - operação e manutenção neste documento. O certificado conhecido como TOI recebido pelos campos produtores, junto com toda documentação técnica do novo empreendimento, incluindo fluxogramas e desenhos desde o projeto básico até a conclusão do empreendimento são armazenados no sistema informatizado corporativo de controlo de documentação técnica.

6.2.5.18 Mudanças de projeto e desenvolvimento

Os campos produtores identificam, analisam criticamente e controlam mudanças feitas durante, ou subsequente ao projeto, nas fases de construção e montagem e no desenvolvimento de produtos e serviços através do sistema informatizado corporativo de gestão de mudança, onde consta neste a análise da proposta de mudança no projeto, construção, montagem e desenvolvimento de produtos e serviços e plano de ação com prazo e responsáveis para a solução dos problemas.

A gestão de mudança no caso de desvio de especificação de projeto também é executada no sistema informatizado corporativo de gestão de mudança, e no caso de mudança de

especificação do projeto, de pessoas, tecnologia e/ou de procedimento são analisados os riscos e estruturado plano de ação, com prazo e responsáveis para a solução dos problemas.

Os campos produtores retem informação documentada sobre as mudanças de projeto e desenvolvimento, os resultados de análises críticas, a autorização das mudanças, e as ações tomadas para prevenir impactos adversos através do formulário de análise da mudança (FAM) com todas as informações cadastradas no sistema informatizado corporativo de gestão de mudança, com plano de ação, prazo e responsáveis para a solução dos problemas e documentos/registros anexos a FAM.

Os desvios e falhas de produtos e serviços nos campos produtores são registrados em sistemas informatizados corporativos de tratamento de anomalias, para análise por uma equipe multidisciplinar, com elaboração de plano de ação para correção, normalmente caracteriza revisão de padrões, treinamento de pessoas e implantação de outras tecnologias.

Os campos produtores asseguram que processos, produtos e serviços providos externamente estejam conformes a partir da especificação dos requisitos de qualidade, segurança, meio ambiente e de saúde (QSMS) nos contratos negociados com fornecedores de bens e de serviços, e também com a realização de auditorias de fornecedores a cada 6 (seis) meses e com plano de ação para não conformidades.

6.2.5.19 Controle de processos, produtos e serviços providos externamente

Os controles dos produtos e serviços de provedores externos destinados a incorporação nos produtos e serviços dos campos produtores, e os produtos e serviços providos diretamente para o(s) cliente(s) por provedores externos foram determinados nos indicadores de desempenho de fornecedores, a partir do monitoramento e acompanhamento de requisitos de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e de Saúde (QSMS), definidos no memorial descritivo dos contratos de aquisição de bens e de serviços.

Os campos produtores determinam e aplicam critérios para a avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos no sistema

informatizado corporativo SAP/R3-ERP com todas as informações de fornecedores de aquisição de bens e de serviços, com critérios e histórico de avaliações de desempenho e especialidades, armazenados em um banco de dados. A cada 3 (três) meses são realizadas avaliações de desempenho dos fornecedores (ADF) em QSMS, com plano de ação para desvios.

A retenção de informação documentada da avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos foi realizada no SAP/R3-ERP. Já as ações necessárias decorrentes das avaliações foram retidas no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação. E os indicadores de desempenho dos fornecedores são retidos, acompanhados e monitorados no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados.

Os campos produtores asseguram que processos, produtos e serviços providos externamente não afetem adversamente a capacidade da organização de entregar consistentemente produtos e serviços conformes para seus clientes, através da especificação de requisitos de qualidade, meio ambiente, segurança e de saúde no memorial descritivo (MD) dos contratos negociados com fornecedores de aquisição de bens e de serviços estruturados, definidos em procedimentos operacionais específicos, com realização de auditorias de fornecedores de serviços, também formalizadas em procedimento operacional.

A comunicação para provedores externos, seus requisitos para os processos, produtos e serviços foram definidas em procedimentos operacionais específicos e no memorial descritivo (MD) de contrato de aquisição de bens e de serviços, assim também por cartas externas enviadas via email, assinadas entre cliente e fornecedores, armazenados e controlados no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de contratos.

Os campos produtores disponibilizam informações documentadas que definem as características dos produtos e provisão de serviços através dos procedimentos de diretrizes e operacional que estão disponíveis no sistema informatizado corporativo de padrões, com as devidas características dos produtos e provisão de serviços.

O controle do fornecimento dos seus produtos e provisão de serviços, quanto a disponibilidade de informação documentada que define as atividades e resultados esperados foram determinados em procedimento operacional específico, com atividades e tarefas, automação de processos e equipamentos, monitoramento e controle de produtos e de serviços durante 24 horas/dia, ambos controlados em sistemas informatizados especialistas.

6.2.5.20 Identificação e rastreabilidade dos produtos e serviços

Os campos produtores definem métodos eficazes para garantir a identificação e rastreabilidade dos produtos e serviços durante o processo de funcionamento através da automação dos processos, equipamentos e monitoramento na sala de operação/supervisório durante 24 horas/dia, e também através da padronização das atividades e tarefas no sistema informatizado corporativo de padrões.

A preservação das saídas durante produção e provisão de serviço na extensão necessária, para assegurar conformidade com requisitos foram definidas em rotinas e controles operacionais, com acompanhamento e monitoramento a cada 2 horas *in loco*, e monitoramento à distância pela sala de controle/supervisório por 24 horas/dia.

6.2.5.21 Atividade pós-entrega de produtos e serviços nos campos produtores

O atendimento aos requisitos para atividades pós-entrega associadas com os produtos e serviços foram executadas conforme procedimento de execução/operacional de transferência de obra de investimento, no que versa sobre a assistência técnica, que se estende por um período de 90 dias, depois do recebimento da obra pelo cliente. Vencido este prazo a responsabilidade passa para a gerência de manutenção e de inspeção. As atividades pós-entrega foram definidas e administradas através da emissão do Termo de entrega de Obra de Investimento (TOI), que encerra o processo de implantação e inicia-se a fase de operação.

O TOI é o documento que permite o acompanhamento pós entrega, o saneamento de eventuais pendências e a imobilização do capital, que é quando a instalação passa a sofrer a

depreciação do capital. Todas as fases do ciclo de um investimento são controladas no SAP/R3-ERP.

Os campos produtores consideram os requisitos estatutários e regulamentares, as consequências indesejáveis potenciais, a natureza, uso e o tempo de vida pretendido, requisitos do cliente e retroalimentação de cliente nas atividades pós-entrega através da realização de reuniões de análise crítica durante toda fase do empreendimento com o cliente, realiza teste de bancada/laboratório e emite certificado de especificação, conforme projeto junto com a TOI para o cliente no ato da entrega da obra.

6.2.5.22 Controle de mudanças para produção ou provisão de serviços, treinamentos, comunicação, critérios de aceitação e não conformidades

A análise crítica dos riscos e o controle das mudanças temporárias e permanentes para produção ou provisão de serviços, na extensão necessária para assegurar continuamente conformidade com requisitos do SGI foram realizadas no sistema informatizado corporativo de gestão de mudanças (SIGM) e no sistema informatizado corporativo de estudos de riscos de processos (ERP), com aplicação de técnicas de análise de riscos APR e HAZOP, com coordenação e participação de equipe multidisciplinar composto por representantes da operação, manutenção segurança, meio ambiente e saúde (SMS), projeto, construção e montagem.

O procedimento operacional documentado para avaliar e gerenciar a mudança temporária e/ou permanente de procedimento, instalação / tecnologias ou pessoal foram mantidos através de sistema informatizado corporativo de padrões e do sistema informatizado corporativo de gestão de mudança, com coordenação e participação de equipe multidisciplinar composto por representantes da operação, manutenção segurança, meio ambiente e saúde (SMS), projeto, construção e montagem.

A comunicação e treinamento dos empregados próprios e prestadores de serviços contratados de operação nos procedimentos e na documentação técnica da instalação afetada pela mudança foram realizados através do envio de mensagens internas, para que os mesmos

façam a leitura e assinatura eletrônica via declaração nos procedimentos em sistema informatizado, e também através da verificação de cumprimento de padrões (VCP).

A retenção da informação documentada, que descreva os resultados das análises críticas de mudanças foi realizada através de sistemas informatizados corporativos, como: sistema de controlo de plano de ação (CPA), sistema de programação e acompanhamento de reuniões (PROAR), sistema informatizado/integrado de gerenciamento de anomalias (SIGA) e o sistema informatizado de gerenciamento de mudanças (SIGM).

A definição dos critérios de aceitação dos produtos e serviços foram especificados em projeto conceitual, básico e detalhado, e também validados através de testes e análises de laboratório com emissão de certificado ao cliente, assim como emissão de certificado de especificação de requisitos definidos em projeto para os clientes, no ato de entrega do empreendimento, produtos e serviços.

As atividades de monitoramentos e medição para verificar os critérios de aceitação para controlo e resultados de processo foram definidos em procedimentos operacionais, com atividades e tarefas, formulários de inspeção, monitoramento e acompanhamento de empreendimentos, indicadores de desempenho dos investimentos e de realização da obra, com análise crítica interna mensal e trimestral com o cliente.

Os campos produtores administram os resultados do processo de não conformidades de modo a impedir seu uso intencional através de procedimento operacional específico de tratamento de anomalias, com ação, prazo e responsável, com documentos em anexo de evidência objetiva da execução, verificação e avaliação da eficácia do tratamento da anomalia pelo gerente do campo produtor de petróleo, ambos controlados e acompanhados por sistema informatizado corporativo de tratamento de anomalia e de controlo de plano de ação.

6.2.5.23 Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores na fase D (Do/Executar) do ciclo PDCA, seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Na fase *Do* (Executar) do ciclo PDCA, seção 8 - Operação, das normas ABNT NBR ISO do SGI - ISO 9001:2015 (SGQ); ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST) integrados com práticas de gestão dos RT da ANP foram estruturados 148 (45%) perguntas de práticas de gestão operacional de um total de 328 perguntas do guião de entrevista, sendo identificados 95 principais / relevantes práticas de gestão operacional dos campos produtores de petróleo e de gás natural pesquisados, para atender requisitos de normas ISO de QMS&ST e de regulamentos técnicos da ANP, que caracterizam o Sistema de Gestão Integrado (SGI), conforme Quadro 26.

Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Executar) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Executaram o Planejamento e controle operacional para o fornecimento de produtos e serviços nos campos produtores em atendimento aos requisitos de QMSOI&ST, através da definição de objetivos, metas e de indicadores de desempenho, com realização de análises críticas periódicas, elaboração e revisão de procedimentos operacionais, treinamentos de empregados próprios e prestadores de serviços contratados de operação e de manutenção.
		Mantiveram e controlaram as informações documentadas (procedimentos e registros) de transporte, manuseio, armazenamento, preservação, inspeções de materiais e a medida de proteção a partir da elaboração e revisão de procedimentos de diretrizes, de processo e de execução, que são controlados e disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios e contratados de operação e manutenção via declaração no sistema informatizado corporativo de padrões e treinamento presencial controlado por lista de presença.
		Controlaram as informações documentadas de “como construído” de um empreendimento na fase de construção e montagem da instalação com todos os documentos técnicos da fase de execução em um banco de dados do sistema informatizado corporativo de documentação técnica.
		Realizaram consulta de padrões, documentos técnicos das instalações e utilizaram o <i>e-mail</i> via correio notes para comunicação interna em sistemas informatizados corporativo pelos empregados próprios e contratados de operação e manutenção, através de <i>login/chave</i> e senha individual de acesso, para a segurança da informação.
		Formalizaram o comissionamento das instalações e equipamentos em conformidade com as regulamentações legais, após a realização dos serviços de construção e montagem nos campos produtores, através do agendamento, convocação da equipe de operação (clientes) e entrega de obra/empreendimento, com aplicação de lista de verificação (anexo do procedimento operacional específico), atendimento de requisitos do cliente e geração de plano de ação, com prazo e responsável para pendências.
		Mantiveram as informações documentadas (procedimentos e registros) do comissionamento das instalações e equipamentos contendo teste de estanqueidade/hidrostático e elaboração de relatório do teste, junto com os relatórios de inspeção e controle de qualidade no “book” da obra. Assim como de teste de aceitação de campo que é uma etapa predecessora à conclusão.
		Estabeleceram os requisitos mínimos para a fabricação, instalação e comissionamento das instalações e equipamentos, para garantir a integridade mecânica e a segurança operacional, após agendamento e a conclusão de reunião no sistema informatizado corporativo de programação e acompanhamento de reuniões, para formalizar a entrega da obra.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Aplicaram lista de verificação (anexo do procedimento operacional específico) de identificação de todos os itens relevantes do ponto de vista documental, após atestada a conformidade da instalação e assinado o certificado de transferência de obra de investimento pelo fiscal de contrato da gerência de construção & montagem, que emite um documento interno formal com a relação de equipamentos e instrumentos, para cadastro desses elementos no SAP/R3-ERP e gerar os planos de inspeção e manutenção dos mesmos.
		Definiram os critérios operacionais dos processos e equipamentos a partir das análises dos manuais dos fabricantes dos equipamentos, conhecimentos e experiências de engenheiros e supervisores de operação, de manutenção e das boas práticas da indústria do petróleo, com elaboração de procedimentos operacionais padrão (POP) e/ou de execução (PE).
		Implementaram o controle de processo(s), de acordo com os critérios operacionais, através da elaboração de procedimentos operacionais e de manuais de operação dos processos e equipamentos, para consulta e realização de treinamentos de empregados próprios e contratados de operação e manutenção.
		Realizaram as análises de riscos dos processos, atividades e tarefas na fase de operação a partir dos estudos de riscos de processos (ERP), com aplicação de ferramentas/técnicas de análise preliminar de riscos (APR) e de análise de perigo e operacionalidade (HAZOP), com posterior elaboração e/ou revisão de conteúdos dos procedimentos operacionais.
		Elaboraram e/ou revisaram conteúdos dos procedimentos operacionais e do levantamento de aspectos, impactos e ação de controle para cada atividade definido no padrão, com realização de treinamento e capacitação dos empregados próprios e contratados, assim como garantir para garantir a gestão e transferência de conhecimento.
		Identificaram os “equipamentos, sistemas, procedimentos e tarefas críticas” que compõem a Lista de Elementos Críticos (LEC) dos processos, assim como os cenários acidentais a serem contemplados no padrão do Plano de Resposta a Emergência (PRE) a partir dos estudos de riscos com aplicação das técnicas de APR e HAZOP nos processos produtivos dos campos produtores, com definição de salvaguarda de proteção (SP), para garantir o controle e a segurança dos processos, e também de salvaguarda de mitigação (SM), para reduzir os impactos e danos das falhas de processos e equipamentos.
		Realizaram a comunicação da Lista dos Elementos Críticos (LEC) de segurança operacional (equipamentos, sistemas e procedimentos críticos), para as equipes de operação própria e contratados de operação e manutenção.
		Mantiveram as cópias físicas impressas dos estudos de riscos (APR e HAZOP) e da LEC disponível na instalação operacional/posto de trabalho, para consulta imediata, e/ou em arquivo em pdf digital na pasta rede/intranet da gerência operacional.
		Definiram a comunicação de medidas temporárias para suprir a falta de elementos críticos (equipamentos e sistemas críticos de processo produtivo), devido a falha, degradação ou fora de operação, para conhecimento e aplicação pelos empregados próprios e contratados de operação, escrita de forma detalhada em procedimento operacional padrão e/ou de execução (POP/PE) específico para controle de inibição no momento da emissão de Permissão de Trabalho (PT), e com ação de contingenciamento a serem executados pelos empregados definida em planilha de Cadastro de Equipamentos Críticos (CEC), disponível para consulta na sala da Central de Operação da Produção e controle da automação (COP).
		Mantiveram a lista de todos os procedimentos críticos definidos nos estudos de riscos de APR e HAZOP, definidas na lista de elementos críticos e também desdobrada em uma matriz de treinamento específica para empregados próprios e contratados, disponível na rede da intranet da gerência de operação.
		Aplicaram procedimento de análise e avaliação de riscos de segurança de processo com as atividades de identificação dos elementos críticos de integridade de poço produtor de petróleo e de gás natural e poço injetor de fluidos, componentes dos conjuntos solidários de barreiras (CSB) primário e secundário, como: equipamentos, sistemas e procedimentos críticos definidos com Salvaguarda de Proteção (SP) e Salvaguarda de Mitigação (SM).
		Identificaram os equipamentos, sistemas e procedimentos operacionais padrão (POP) e/ou de execução (PE) críticos, definidos como Salvaguarda de Proteção (SP) e/ou de Mitigação (SM) para os cenários acidentais avaliados com severidade para pessoas e meio ambiente igual a IV (crítica) ou V (catastrófica) ou severidade igual a V para imagem e patrimônio.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Implantaram programa de manutenção e de calibração para equipamentos e sistemas críticos de poços e de estação, para garantia de confiabilidade e funcionalidade das instalações, processos e dutos nos campos produtores, com cadastrado e identificação com tagueamento (TAG específico) no sistema corporativo SAP/R3-ERP.
		Estabeleceram durante todo o ciclo de vida do poço produtor e poço injetor no mínimo 2 (dois) conjuntos solidários de barreiras (CSB) de segurança, sendo estes primário e secundário independentes, definidos em procedimentos operacional padrão (POP) e/ou de execução (PE), para visitas/inspeções de poços e identificação de possíveis anomalias, e posterior análise e tratamento de falhas e degradações de equipamentos e sistemas críticos.
		Estabeleceram como fontes de informação sobre falhas e degradações de CSB o monitoramento dos anulares de todos os poços (alterações na pressão podem indicar falha no primeiro CSB para poços com <i>packer</i> , por exemplo), testes da válvula de segurança DHSV instalada na coluna de produção de poços surgentes, de válvulas da árvore de natal, além do acompanhamento da eficiência da produção (diminuição da produção prevista pode indicar furo de coluna ou outra anormalidade no poço).
		Instalaram válvula de segurança DHSV na coluna de produção do poço surgente com a função de evitar / bloquear o fluxo de produção descontrolada (<i>blowout</i>) para o meio ambiente, nos casos de incidentes e/ou acidentes por algum tipo de impacto/choque com as instalações de poço produtor surgente - elevação natural de petróleo e de gás natural.
		Avaliaram periodicamente a condição de “não surgência” de poço produtor e poço injetor com aplicação de procedimento específico e métodos de análise computacional e de testes em campo, com período de aplicação e validade anual.
		Disponibilizaram cópia digital da Licença Ambiental de Operação (LAO) das estações e dos poços no sistema informatizado corporativo de gestão da LAO dos campos produtores, assim como uma cópia física da LAO de estação em pdf impressa fixada na sala de operação das instalações operacionais, e também uma cópia física impressa da LAO de poços disponível no veículo ou <i>trailer</i> de operação para as equipes de campo.
		Analysaram as condicionantes ambientais definidas na LAO e elaboraram um plano de ação para atendimento dessas condicionantes ambientais, que estão cadastradas no sistema informatizado corporativo de gestão da LAO.
		Atenderam condicionantes ambientais como: recuperação de áreas degradadas; controle de emissão de gases; instalação de contenção nos antepoços dos poços produtores e injetores; disposição correta e tratamento final dos resíduos.
		Receberam o Certificado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (CVCB) no sistema fixo e móvel de combate a incêndio (SFCEI e SMCEI) dos campos produtores e disponibilizaram cópia digital do certificado para evidência objetiva em auditorias internas e externas, assim como CVCB em cópia física impressa fixada nas salas da Central de Operação da Produção e Automação (COP), para conhecimento dos empregados próprios e contratados.
		Disponibilizaram as Fichas de Informação de Segurança de Produtos Químicos (FISQP) em cópias digitais no sistema informatizado corporativo de gestão de produtos químicos, para futuras impressões e/ou consultas, assim como cópias físicas das FISQP disponíveis / fixadas nos pontos de armazenamento e nos pontos de dosagem de produtos químicos nas instalações dos processos operacionais.
		Estabeleceram a sinalização de segurança, a identificação do tagueamento (TAG) e pintura de seta de sentido de fluxo dos diversos tipos de fluidos produzidos (petróleo, gás, água produzida e outros) nas tubulações/dutos, instalaram placas de avisos ao lado das instalações, processos e equipamentos produtivos, assim como pintura de identificação e sinalização diretamente nas instalações.
		Instalaram placa de identificação do poço padronizada (TAG), com todas as informações de segurança para empregados próprios e contratados, e de orientação e alerta para a comunidade impactada pelos processos produtivos, assim como cerca e portão de proteção ao redor da locação do poço, para evitar acesso inadvertido ao poço, existência de antepoço aberto para armazenar fluido vazados da instalação, com grades e/ou gaiolas ao redor do antepoço e dos equipamentos de bombeio de petróleo, gás e água produzida.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Estabeleceram os planos e procedimentos de inspeção, ensaios e registros, assim como de manutenção de equipamentos estáticos, dinâmicos e tubulações relacionando as atividades de manutenção, inspeção e de testes e calibrações periódicos a serem realizados para a garantir a integridade da instalação e a segurança operacional, cadastrados e gerenciados no sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP e em conformidade com procedimentos operacionais específicos.
		Realizaram o controle e análise de mudanças planejadas em tecnologias (instalações, processos e equipamentos), de pessoas e procedimento operacional, com ações para mitigar efeitos adversos com aplicação de procedimento de gestão de mudança, com a formalização das atividades e tarefas executadas no sistema informatizado corporativo de gestão de mudança dos campos produtores e do sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação.
		Realizaram o armazenamento, tratamento e destinação final dos resíduos sólidos, materiais, equipamentos e de efluentes, com o devido registro, seguindo procedimento operacional de gestão dos resíduos sólidos e efluentes, com instalações e demais recursos para a disposição correta desses tipos de resíduos, conforme aprovação pelos órgãos reguladores dos governos municipal, estadual e federal, e também para atendimento de condicionantes definidas na licença ambiental de operação (LAO) das instalações e processos produtivos dos campos produtores.
		Asseguraram adequados resultados das ações do planejamento das operações, através da elaboração e definição de procedimentos operacionais específicos (POP e PE) e da realização de reuniões de análise crítica (RAC) para avaliar os resultados, assim como para compará-las com o planejado, utilizando sistemas informatizados corporativos.
		Asseguraram que os processos terceirizados sejam controlados através da fiscalização e gestão dos contratos dos campos produtores e de auditorias realizadas em fornecedores de serviços (AFS) realizadas a cada 6 (seis) meses, para verificar o atendimento das cláusulas contratuais, e quando não são atendidas o fiscal de contrato de cada campo produtor emite um relatório de ocorrência e aplica multa quando necessário.
		Mantiveram informações documentadas (procedimentos operacionais) para monitorar e medir as características das operações e atividades no sistema informatizado corporativo de padrão para empregados próprios, e padrões em cópia física impressos para os empregados contratados, com acompanhamento, monitoramento dos limites operacionais e tomada de decisão a partir dos resultados <i>on-line</i> das variáveis de controle disponíveis em tempo real no supervisão/sala da Central de Operação da Produção e controle da automação (COP).
		Aplicaram procedimentos operacionais (POP e PE) para manter, inspecionar, verificar e analisar os elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) primário e secundário do poço produtor e injetor, com os devidos limites dos parâmetros operacionais e de tolerância superior, inferior e média esperada de controle, disponíveis no sistema informatizado corporativo de padrões.
		Definiram as atividades e tarefas de parada e partida dos equipamentos em procedimentos operacionais (POP e PE) de cada método de elevação de petróleo e de gás natural, como poços: bombeio mecânico (BM); bombeio de cavidades progressivas (BCP); bombeio centrífugo submerso (BCS); pneumáticos (GLC, GLI, GLP, PLU, GFI), disponíveis no sistema informatizado corporativo de padrões.
		Atualizaram e enviaram documentação obrigatória de entrega de poço (<i>Well Handover</i>) antes e após a fase de intervenção no poço produtor de petróleo e injetor de fluidos, com sonda de intervenção de completação e/ou sonda de intervenção de limpeza/manutenção corretiva de equipamentos em falha, conforme definido em procedimento operacional.
		Realizaram periodicamente a inspeção visual na locação e instalações de poço produtor e de poço injetor (poço no estado 1 e 2 poços operando), e em abandono temporário (poço no estado 3, 4 e 5 poços parados), com identificação de erosão e/ou excesso de vegetação na estrada de acesso e na locação, falta de cerca e portão e/ou falha de integridade, vazamento na instalação e falta de sinalização, através de procedimento para inspeção visual dos poços e do entorno da locação do mesmo.
		Estabeleceram a preservação da integridade da cabeça do poço e das instalações, da linha de produção e de injeção operando (poço no estado 1, 2) e/ou em abandono temporário (poço no estado 3, 4 e 5) a partir das rotinas diárias executadas pelo operador, que passa pelo menos 2 vezes por semana em cada poço em operação e na periodicidade de 3 a 24 meses nos poços abandonados de acordo com o risco.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Estabeleceram plano de inspeção e de manutenção para a preservação do acesso, locação e da sinalização de segurança e da placa do TAG do poço, em abandono temporário (estado 3, 4 e 5), com rotinas de inspeções e verificações diárias, mensais, semestrais, anuais ou a cada dois anos, conforme cronograma definida pela gerência de operação.
		Mantiveram informação documentada (procedimentos operacionais) para a condução de investigação de incidentes e acidentes, e elaboraram Relatórios de Tratamento de Anomalias nas instalações de estação, de poço produtor e de poço injetor, através da equipe da comissão de investigação e de análise de incidentes (quase acidentes) e acidentes.
		Trataram os incidentes e enviam relatórios consolidados de investigação de incidentes e acidentes para órgão regulador ANP, com ação corretiva ou preventivas, e avaliação de tendências,
		Estabeleceram os procedimentos operacionais de parada e partida dos equipamentos de processos produtivos de estação, de poços produtores e de poços injetores. Para cada tipo de equipamento de processos e de poço equipado com método de elevação natural e artificial existe um procedimento operacional (POP ou PE) disponível para consulta e realização de treinamento dos empregados próprios e contratados, que executam a rotina de partida e parada de equipamentos de produção.
		Realizaram o controle dos equipamentos e tubulações “retirados de operação temporário” ou para realizar “manutenção” através da identificação <i>in loco</i> no equipamento, com placa de aviso de segurança “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”, com válvulas bloqueados/fechadas e plano de isolamento de energias, de acordo com procedimentos operacionais específicos.
		Mantiveram disponíveis equipamentos <i>stand by</i> /redundantes para comutação/substituição e imediata operação, e assim evitar perdas de produção, com a substituição do equipamento em manutenção preventiva ou corretiva devido falha.
		Disponibilizaram os documentos técnicos, padrões e/ou manual da instalação exigidas pela ANP e definidos pelos campos produtores para garantir a segurança operacional, como: DUM; DUT; Fluxogramas; Plantas, Padrões e Manual de Operação.
		Identificaram e analisaram os riscos para desativação da instalação com implementação de recomendações, através de estudo de riscos de processos (ERP) aplicando as técnicas de APR e a HAZOP.
		Verificaram a integridade da instalação e existência de possível vazamento de fluidos (petróleo, gás ou água produzida) em juntas, gaxetas ou tubulações de poço produtor e poço injetor, em abandono temporário, para executar ação corretiva e/ou preventiva, através de visita/inspeção do operador, conforme plano de inspeção/monitoramento definida em lista de verificação (LV) e em POP / PE.
		Executaram o abandono temporário ou permanente de poço produtor e injetor, conforme procedimento operacional específico (POP e PE), realizaram e documentaram a avaliação de integridade de instalações, equipamentos, dutos e sistema submarino reutilizados, através da aplicação de procedimento operacional de gestão de mudança.
		Trataram as interferências de terceiros em instalações e faixas de dutos, conforme procedimento operacional específico (POP e PE). Ao identificar a interferência, enviaram comunicação para os campos produtores realizarem o devido tratamento.
		Realizaram descomissionamento de instalações fora de operação com a remoção dos processos produtivos e equipamentos e/ou de poço produtor ou injetor desativados, recuperação ambiental da locação e também comunicaram e enviaram a documentação técnica de desativação para o órgão regulador ANP e órgão ambiental.
		Estabeleceram as condições de segurança e análises dos perigos existentes no ambiente de trabalho, para ser verificada antes da emissão da Permissão de Trabalho (PT) e com execução de atividades e tarefas de segurança, como: organização e limpeza do ambiente de trabalho, isolamento da área com cerquite e/ou cones e/ou fita zebra, sinalização e avisos de segurança, liberação de energias dos equipamentos, aplicação de plano de bloqueio com raquetes.
		Definiram as principais recomendações adicionais de segurança (RAS) através de técnicos de segurança, para realizar atividades e tarefas críticas de manutenção corretiva ou preventiva, durante a emissão da Permissão de Trabalho (PT), e na execução de atividades e tarefas operacionais críticas nas instalações quando necessário.
		Mantiveram informação documentada (registros/formulários) de emissão e encerramento de Permissão de Trabalho (PT), com documentos em anexo: formulários de análise preliminar de riscos nível 1 e análise preliminar de riscos nível 2 (APN1 e APN2), ambos cadastrados e armazenados no sistema informatizado corporativo de Permissão de Trabalho.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Disponibilizaram informações documentadas (registros/formulários e os anexos APN1 e APN2 das PT's em meio digital e em cópia física) estão disponibilizadas para consulta, levantamento estatístico e controle de indicadores de desempenho, assim como para evidência objetiva em auditorias internas e externas de toda documentação desde as PT's planejadas com anexos emitidas, encerradas e canceladas.
		Estruturaram um sistema de comunicação adequado e confiável entre os pontos remotos das áreas operacionais e a sala do supervisor da Central de Operação da Produção (COP) de controle da automação, responsável pela comunicação interna via rádio móvel <i>Tracking</i> , por telefone fixo através de nº de ramal e nº de telefone externo com DDD e por telefone gratuito 0800.
		Implementaram e mantiveram processo(s) necessário(s) para preparar e responder a potenciais situações de emergências identificadas, com suporte da gerência de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) e conforme procedimento operacional de resposta as emergências (PRE).
		Realizaram simulados do padrão PRE nos cenários de riscos dos processos, conforme cronograma anual dos diversos cenários de riscos identificados nos de riscos de APR e HAZOP, para aprimorar o treinamento dos empregados próprios e contratados.
		Elaboraram e armazenaram os relatórios dos resultados dos exercícios de simulados realizados nos campos produtores de petróleo e de gás natural, com ações corretivas e/ou preventivas no sistema informatizado corporativo de controle de simulados.
		Tomaram ações de prevenção e/ou mitigação de consequências decorrentes de situações de emergências nos campos produtores de petróleo e de gás natural, a partir de desvios e/ou possíveis falhas identificadas nos estudos de riscos, nos simulados de emergências e nas análises das investigações de anomalias ocorridas nos processos e equipamentos produtivos.
		Levantaram informações pertinentes e realizaram treinamentos relacionado à preparação e resposta a emergências, incluindo pessoas que realizam trabalhos sob o seu controle através dos estudos de riscos e das lições aprendidas a partir dos alertas de SMS nos processos produtivos.
		Realizaram treinamentos nos procedimentos operacionais de poços, estação, em cursos de conformidade legal e no padrão de resposta a emergências (PRE), com base na matriz e programa de treinamento, monitorados em indicadores de desempenho com previsto versus realizado, sendo os principais cursos de conformidade legal: curso básico de segurança, primeiros socorros, brigadista, cursos de Normas Regulamentadoras (NR): NR10, NR11, NR13, NR20, NR33 e NR35.
		Definiram e estruturaram um procedimento de emergência individual (PEI) específico, para hipótese acidental de "vazamento de óleo" nos campos produtores de petróleo e gás natural, com ações de correção e salvaguarda de mitigação (SM), para os diversos cenários acidentais identificados nos estudos de riscos de APR e HAZOP.
		Estruturaram sistemas confiáveis e eficazes de comunicação interna e alarme, bem como procedimento de comunicação externa incluindo para agências reguladoras, governamentais, corpo de bombeiro e outros, com responsáveis, instituições externas e nº de telefones e diretrizes para diversas gerências dos campos produtores, com nº de telefones de emergência e do telefone verde de comunicação interna e de emergências, ambos definidos no procedimento de resposta a emergência (PRE).
		Orientaram os empregados próprios e prestadores de serviços contratados para realizarem a comunicação de ocorrências de aspectos/perigos das atividades identificados na instalação para a liderança, assim como para abrir ordens de serviços (OS) para equipe de manutenção.
		Realizaram comunicação de orientações básicas de segurança para visitantes, ou empregados de outras unidades e/ou de empresas parceiras em visita, nas áreas administrativas e com controle de registros de assinaturas dos participantes.
		Estabeleceram processo de comunicação de emergência para órgãos externos como a ANP, corpo de bombeiro, polícia, ambulâncias da Samu, defesa civil, órgão ambiental e a com outras autoridades, conforme procedimento de resposta a emergência (PRE).
		Garantiram a confiabilidade de operação dos poços e estação dos campos produtores de petróleo e de gás natural, através de atividades e tarefas definidas em procedimento operacional padrão e/ou de execução (POP e PE) e em manuais de operação, para atender os requisitos de produtos e serviços.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Estabeleceram a comunicação com clientes internos (entre gerências setoriais) e com os clientes externos (refinaria para os produtos petróleo e condensado do gás e empresa distribuidora de gás do produto gás natural), através de reuniões presenciais e/ou pelo <i>Microsoft Teams</i> , <i>e-mails</i> e/ou carta externa enviadas pelo <i>Outlook</i> , e normalmente essas reuniões são realizadas em períodos trimestrais, com pautas e atas cadastradas em sistema informatizado de controle de reuniões.
		Forneceram produtos e serviços, que atendem aos requisitos do cliente a partir da aquisição de produtos e de serviços de qualidade através de contratos com fornecedores de bens e de serviços, com tempo de contrato de 2 (dois) a 3 (três) anos e aditivo pelo mesmo tempo.
		Realizaram as reuniões de análises críticas dos requisitos relativos a produtos e serviços, definidos nos memoriais descritivos dos contratos, através de reuniões de análise crítica (RAC) realizadas a cada 3 (três) meses, a partir dos resultados dos indicadores de desempenho.
		Realizaram projeto e desenvolvimento de produtos e serviços de acordo com os requisitos das normas, padrões da indústria, com critérios e boas práticas de engenharia.
		Estruturaram e mantiveram cadastro de fornecedores qualificados segundo critérios rígidos de capacitação técnica, para a aquisição de materiais e equipamentos com base em padrões, normas e boas práticas de engenharia.
		Estabeleceram as responsabilidades e autoridades envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento, para acompanhamento e controle das etapas com Anotações de Responsabilidade Técnica (ART) por profissionais de engenharia e geologia dos campos produtores.
		Definiram o nível de controle esperado para o processo de projeto e desenvolvimento por clientes e outras partes interessadas pertinentes, através do coordenador de projetos dos campos produtores, que acompanharam e monitoraram os indicadores de desempenho do projeto (escopo, custo, prazo) e comunicaram para as partes interessadas o andamento.
		Elaboraram documentação, desenhos e relatórios da execução do projeto nas áreas operacionais e procedimento operacional de entrega de obras ao cliente do campo produtor, com recebimento de um atestado de recebimento da obra, conhecido como termo de obra de investimento (TOI).
		Cadastraram os requisitos funcionais e de desempenho do projeto e armazenaram diversos documentos do projeto no sistema informatizado corporativo de documentação técnica, para rastreabilidade, revisão e controle.
		Desenvolveram controle de todos os projetos com acompanhamento e monitoramento do andamento das fases executadas e pendências em sistemas informatizados corporativos de gerenciamento de projetos, com realização de reuniões de análise crítica mensal e plano de ação para desvios.
		Para receber um empreendimento novo realiza auditoria para verificar se a obra atende aos requisitos e recebe a obra junto com a gerência de manutenção, para ambos assinarem um Termo de Recebimento de Obra de Investimento (TOI), e também fazer a pré-operação e cadastrar os planos de manutenção preventiva e preditiva no sistema SAP/R3 - ERP.
		Identificaram, analisaram criticamente e controlam mudanças feitas durante, ou subsequentemente ao projeto, nas fases de construção, montagem e no desenvolvimento de produtos e serviços, através do sistema informatizado corporativo de gestão de mudança.
		Analisaram os riscos de mudança de especificação de projeto, de pessoas, tecnologia e/ou de procedimento, com plano de ação, prazo e responsável para a solução do problema.
		Registraram os desvios e falhas de produtos e serviços nos campos produtores em sistema informatizado corporativo de tratamento de anomalias, para análise por uma equipe multidisciplinar, com elaboração de plano de ação para correção.
		Determinaram e aplicaram critérios para a avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos no sistema informatizado corporativo SAP/R3-ERP, com informações de fornecedores de aquisição de bens e de serviços.
		Realizaram a retenção de informação documentada da avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos no SAP/R3-ERP.
		Estabeleceram comunicação para provedores externos, seus requisitos para os processos, produtos e serviços em procedimentos operacionais específico e no memorial descritivo de contrato de aquisição de bens e de serviços.

Continua

Cont. Quadro 26 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Do* (Execução) do ciclo PDCA e seção 8 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Do / Executar	8 - Operação	Determinaram métodos eficazes para garantir a identificação e rastreabilidade dos produtos e serviços durante o processo de funcionamento, através da automação dos processos, equipamentos e monitoramento na sala da Central de Operação/Supervisão da Produção (COP) durante 24 horas/dia, e também através da padronização das atividades e tarefas no sistema informatizado corporativo de padrões.
		Realizaram o atendimento dos requisitos para atividades pós-entrega associadas com os produtos e serviços, conforme procedimento de execução/operacional (POP e PE) de transferência de obra de investimento, no que versa sobre a assistência técnica, que se estende por um período de 90 dias.
		Realizaram análise crítica dos riscos e controle das mudanças temporárias e permanentes para produção ou provisão de serviços, na extensão necessária para assegurar continuamente conformidade com requisitos do SGI em sistema informatizado corporativo de gestão de mudanças (SIGM) e no sistema informatizado corporativo de estudos de riscos de processos (ERP), com aplicação de técnicas de análise de riscos APR e HAZOP.
		Realizaram comunicação e treinamento dos empregados próprios e contratados de operação, nos procedimentos e na documentação técnica da instalação afetada pela mudança através do envio de mensagens internas pelo correio notes, para que os mesmos façam a leitura e assinatura eletrônica via declaração nos procedimentos no sistema informatizado e também através da verificação de cumprimento de padrões (VCP).
		Realizaram a retenção da informação documentada (registros), que descreve os resultados das análises críticas de mudanças, através de sistemas informatizados corporativos, como: sistema de controle de plano de ação (CPA), sistema de programação e acompanhamento de reuniões (PROAR), sistema informatizado/integrado de gerenciamento de anomalias (SIGA) e o sistema informatizado de gerenciamento de mudanças (SIGM).
		Definiram as atividades de monitoramentos e medição para verificar os critérios de aceitação, controle de resultados de processo, conforme procedimentos operacionais (POP e PE), com atividades e tarefas, formulários de inspeção, monitoramento e acompanhamento de empreendimentos, indicadores de desempenho dos investimentos e de realização da obra, análise crítica interna mensal e trimestral com o cliente.
		Administraram os resultados do processo de não conformidades de modo a impedir seu uso intencional, através de procedimento operacional específico (POP e PE) de tratamento de anomalias, com ação, prazo e responsável, documentos em anexo de evidência objetiva da execução, verificação e avaliação da eficácia do tratamento da anomalia pelo gerente.

Fonte: Elaborado pelo autor

6.2.6 Resultados das entrevistas sobre os requisitos de QMSOI&ST na fase C (*Check/Verificar*) do ciclo PDCA, seção 9 - Avaliação

Na fase *Check* (Verificar) do ciclo PDCA foi estruturado na seção 9 - Avaliação de Desempenho das normas ISO do SGI, integrados com práticas de gestão dos RT da ANP 35 (11%) perguntas de um total de 328 perguntas do guia de entrevista, com os requisitos normativos de QMS&ST integrados com os requisitos de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações (SOI) definidos nos regulamentos técnicos da ANP, que caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) da QMSOI&ST, para identificar as práticas de gestão operacional a partir de entrevistas com as lideranças dos campos produtores de petróleo e de gás natural, conforme resultados detalhados nos subtópicos a seguir.

6.2.6.1 Monitoramento, medição, análise e avaliação da eficácia do SGI e RT da ANP nos campos produtores

O monitoramento, medição, análise, metas e indicadores de desempenho proativos e reativos dos campos produtores, para avaliação da eficácia do SGI e dos RT da ANP foram determinados em procedimentos de execução / operacionais específicos, estruturados no *Balanced Scorecard* - BSC (painel de bordo) em quatro perspectivas: indicadores de desempenho de acionistas; clientes e mercados; processos internos; crescimento e desenvolvimento, para monitoramento e acompanhamento das metas nas reuniões de análise crítica mensal e trimestral.

Os campos produtores monitoram e avaliam os resultados das inspeções e testes de integridade mecânica adotando frequência de inspeção e avaliando os resultados dos relatórios de inspeções de integridade mecânica das instalações e equipamentos, com ações, prazos e responsáveis, utilizando como referência as normas nacionais e internacionais e procedimentos operacionais vigentes.

O monitoramento do desempenho das atividades e de garantia que as Permissões de Trabalho (PT) e os controles sejam atualizados até a conclusão dos trabalhos foram executadas através do sistema informatizado corporativo de gerenciamento das permissões de trabalho (PT), das PT programadas, emitidas e encerradas nos campos produtores de petróleo, com armazenamento dos formulários da PT e demais documentos de análise de riscos em anexo, onde consta hora da emissão, início para o trabalho, verificações periódicas, encerramento da PT, assinaturas do emitente e do requisitante da PT, das recomendações adicionais de segurança, além de dados e gráficos estatísticos para controle.

Os objetivos, metas e indicadores de desempenho para medição e monitoramento dos processos, produtos e serviços foram definidos em procedimento operacional específicos disponíveis no sistema informatizado corporativo de padrões, e este padrão especifica os indicadores de desempenho que são controlados no sistema informatizado de gerenciamento de resultados, analisados, com justificativa para desvios ou resultados superiores, e também para tomada de decisão pela liderança.

Os métodos de monitoramento, medição, análise e avaliação dos indicadores de desempenho são definidos em procedimento de execução específico para assegurar resultados válidos, em sistema informatizado corporativo de padronização, com cadastro dos indicadores de desempenho e métodos no sistema informatizado de gerenciamento de resultados.

No procedimento operacional de indicadores de desempenho dos campos produtores de petróleo são definidos os períodos de monitoramento e de medição, e também nos contratos de serviços constam a sistemática de medição dos serviços prestados, resultados de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).

No memorial descritivo dos contratos de aquisição de bens e de serviços constam a sistemática de análise e avaliação dos resultados das metas negociadas, medição dos serviços prestados, resultados de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).

Os objetivos, a avaliação de desempenho e da eficácia do SGI dos campos produtores foram estabelecidos a partir das análises das questões externas e internas dos campos produtores de petróleo, da política e diretrizes de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QMS&ST), assim como atendimento aos requisitos legais e estatutários, ambos definidos em procedimentos de execução específico disponível no sistema informatizado corporativo de padronização.

6.2.6.2 Satisfação do cliente dos campos produtores

Os campos produtores monitoram a percepção de clientes, quanto ao grau em que suas necessidades e expectativas foram atendidas pelo sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados, estruturados num painel de bordo em quatro dimensões: acionistas, clientes e mercado, processos internos, crescimento e aprendizagem, com determinação de métodos para obter, monitorar e analisar criticamente essas informações em procedimento operacional, com as devidas atividades e tarefas de monitoramento e análise dos indicadores de desempenho dos processos produtivos dos campos produtores.

Os campos produtores estabelecem um sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente a partir das reuniões de análise crítica dos indicadores de desempenho disponíveis no sistema informatizado de gerenciamento de resultados, onde são tomadas as decisões e definição de ações de correção e preventivas, para os indicadores com desempenho insuficientes, com ações cadastradas no sistema informatizado de controle de plano de ação, com prazos e responsáveis, vinculados a um projeto e programa.

6.2.6.3 Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos nos campos produtores

A implementação e manutenção do(s) processo(s) necessário(s) para avaliar o atendimento aos seus requisitos legais e outros requisitos caracteriza-se através dos grupos de trabalhos multidisciplinar que analisam e avaliam o atendimento dos requisitos legais e estatutários e da disponibilização de sistema informatizado de controle de plano de ação e do sistema informatizado de gerenciamento de indicadores de desempenho dos campos produtores.

Os meios para avaliação periódica do atendimento à legislação e aos regulamentos técnicos de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações pertinentes foram estabelecidos a partir da estruturação de grupos de trabalhos multidisciplinar para analisar e avaliar as ações e recursos necessários para atendimento aos requisitos legais e estatutários, que são cadastrados no sistema de controle de plano de ação e no painel de bordo do sistema informatizado de gerenciamento de indicadores de desempenho dos campos produtores.

Os procedimentos de diretrizes, de processo e operacional de monitoração e medição apropriada dos campos produtores estão armazenados e disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios e prestadores de serviços contratados no sistema informatizado corporativo de padrões.

A retenção da informação documentada de monitoração e medição apropriada como evidência dos resultados de monitoramento e medição estão disponíveis com as devidas justificativas dos desvios no sistema informatizado de gerenciamento de resultados,

estruturados num painel de bordo em quatro dimensões: acionistas, clientes e mercado, processos internos, crescimento e aprendizagem.

6.2.6.4 Análise e avaliação nos campos produtores

A análise e avaliação dos dados e informações apropriadas de conformidade de produtos e serviços, do grau de satisfação das partes interessadas, do desempenho e da eficácia do SGI e dos RT da ANP provenientes de monitoramento e medição foram realizadas nas reuniões diárias, semanal, mensal e trimestral, referentes aos indicadores de desempenho dos campos produtores de petróleo e de gás natural, com definição de ação, prazo e responsável para os desvios.

A avaliação da implementação eficaz do planeamento dos campos produtores de petróleo e de gás natural foi realizada através da medição, monitoramento e acompanhamento dos indicadores de desempenho no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados, conforme principais indicadores de desempenho em QSMS e resultados alcançados no período de 2017 a 2020 definidos no Quadro 27, e também a partir da realização de auditorias internas e externas. E a avaliação da eficácia das ações e dos documentos de evidência objetiva em anexo aos projetos e programas de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e de saúde no trabalho (QMSOI&ST) realizados no sistema informatizado corporativo de controle de planos de ações foram realizadas pelos gerentes dos campos produtores de petróleo.

Quadro 27 - Principais indicadores de desempenho do SGI e RT da ANP dos campos produtores

Principais indicadores de desempenho	2017	2018	2019	2020	META/2020
P. ÓLEO - Produção de Óleo diária	88%	95%	95%	84%	96%
P. GÁS - Produção de Gás diária	93%	94%	94%	86%	100%
P. BOE -Barril de Óleo Equivalente (Óleo+Gás)	-----	92%	93%	84%	97,5%
IEP - Índice de Eficiência Operacional	89%	85%	85%	83,5%	85%
IPNI - Índice de Perdas Não Indentificada	13%	11%	12%	12%	10,6%
VAZO - Índice de Vazamento de Óleo	1,129%	0,177%	0,017%	0,424%	0,094%
Nº de Vazamentos em %	-----	-----	110%	130%	100%
TOR - Taxa de Ocorrência Registrável	1,03	0,89	0,28	0,0	0,0

Continua

Cont. Quadro 27 - Principais indicadores de desempenho do SGI e RT da ANP dos campos produtores

Principais indicadores de desempenho	2017	2018	2019	2020	META/2020
PARAR - Índice de Atendimento de Recomendações de Análise de Riscos	100%	100%	100%	100%	100%
TASP - Taxa de Anomalia de Segurança de Processo	0,40%	0,07%	0%	0%	0%
IACL - Indicador de Auditoria Comportamental pela Liderança	100%	100%	100%	100%	100%
ICPMEQSP - Índice de Cumprimento de Planos de Manutenção de Equipamentos Críticos de Segurança Processo	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Elaborado pelo autor

Quanto a avaliação do desempenho de provedores externos e a necessidade de melhorias no SGI e nos RT da ANP este se caracteriza na reunião trimestral de análise crítica do programa de segurança das empresas contradas, com participação e apresentação dos resultados dos últimos 3 (três) meses e elaboração de plano de ação, com prazo e responsável realizadas por cada empresa contratada que prestam serviços para os campos produtores de petróleo e de gás natural.

Os procedimentos de diretrizes, de processo e operacional dos campos produtores estão armazenados e disponíveis para consulta e treinamento dos empregados próprios e prestadores de serviços contratados no sistema informatizado corporativo de padrões. A retenção da informação documentada de monitoração e medição apropriada como evidência dos resultados de monitoramento e medição estão disponíveis com as devidas justificativas dos desvios no sistema informatizado de gerenciamento de resultados, estruturados num painel de bordo em quatro dimensões: acionistas, clientes e mercado, processos internos, crescimento e aprendizagem.

6.2.6.5 Auditoria interna nos campos produtores

Os campos produtores de petróleo conduzem auditorias internas de SGI e dos RT da ANP a cada 2 (dois anos), executadas por equipes multidisciplinar e com elaboração de relatórios. Os critérios e escopo de auditoria interna são definidos em procedimento de execução específico através das estratégias dos campos produtores (aprendizado com acidentes fatais,

padrões de diretrizes e normas internas), exigências dos requisitos das normas do SGI, dos regulamentos técnicos da ANP, Ibama (meio ambiente) e outros, ambos disponíveis no sistema informatizado corporativo de padrões.

A seleção de auditores e a condução de auditorias para assegurar a objetividade e a imparcialidade do processo foram definidas em procedimento operacional de auditorias internas disponível para consulta no sistema informatizado corporativo de padrões. Os auditores selecionados e treinados exercem cargos de gerentes, coordenadores e supervisores, e também de funções de engenharia e técnicos de nível médio com experiências e conhecimento dos processos produtivos, em poços produtores e injetores dos campos produtores, que trabalham na operação, manutenção, SMS, projetos, construção e montagem com experiências e capacitação nas suas disciplinas de atuação.

A definição da equipe de auditoria considera o tamanho e complexidade da instalação e os elementos críticos de segurança operacional, sendo estes escolhidos para atuar em disciplinas de gestão e técnica, ambos com experiências e capacitados nas suas áreas de atuação durante a carreira profissional, foram treinados e selecionados para auditar nas seguintes disciplinas: gestão; segurança operacional; segurança das operações; integridade dos ativos; integridade de poço produtor e injetor; meio ambiente; saúde; e outras dimensões específicas.

O auditor líder é selecionado e designado após participações em auditorias internas anteriores, como auditor interno em uma das disciplinas de gestão; segurança operacional; segurança das operações; integridade dos ativos; integridade de poço produtor e injetor; meio ambiente; saúde, dos conhecimentos adquiridos, habilidades em trabalhar em equipe, ter competências e experiências no processo de avaliação das normas do SGI e dos RT da ANP, boa comunicação e visão sistêmica dos diversos processos produtivos dos campos produtores, ser proativo, participar e ser aprovado no curso de formação de auditor líder.

6.2.6.6 Programa de auditoria interna, execução, conclusão, relatório e comunicação

O plano de auditoria é elaborado a partir do estágio do ciclo de vida das instalações/empreendimento, da importância dos processos concernentes, as mudanças que afetam a organização, dos resultados de auditorias internas e externas anteriores, exigências corporativas, legais ou regulatória, e também a partir de ocorrências de acidentes críticos ocorridos em ano corrente e anteriores a elaboração do plano.

Para atender esta demanda legal, a gerência de auditoria definiu um procedimento operacional com as condições gerais, os requisitos, escopo, dimensões temas e subtemas para avaliação nas auditorias internas nos campos produtores de petróleo e de gás natural *onshore* (terrestre) e *offshore* (marítima).

O programa de auditoria tem uma frequência de aplicação anual nas instalações dos campos produtores de petróleo e gás natural *onshore* (terrestre), e no ano posterior nas instalações *offshore* (marítima), com definição dos membros da equipe de auditoria, escopo, instalações a serem auditadas e os prazos de realização, com envio para conhecimentos de todos os interessados através de documento de comunicação interna numerada, com data e assinatura digital via email corporativo.

As avaliações de desempenho, as investigações de acidentes a partir da análise e geração do relatório de tratamento de anomalia disponível no sistema informatizado corporativo de tratamento de anomalias, e também os riscos de acidentes foram considerados na elaboração do plano de auditoria.

A partir da execução do plano de auditoria elaboraram o plano de ação, executaram as ações corretivas e/ou preventivas apropriadas para as não conformidades, com prazos compatíveis com os riscos, com base nos resultados definidos no relatório de auditoria interna ou auditoria externa.

Após a conclusão, elaboração e apresentação do relatório final de auditoria interna e/ou externa, a equipe de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) dos campos produtores realizaram reunião de análise crítica das não-conformidades de auditoria, com definição de ações, prazos compatíveis com os riscos e os devidos responsáveis de cada gerência setorial, para corrigir as não conformidades de auditoria, com documentos em anexo de evidência objetiva, verificação e avaliação da eficácia pelos gerentes setoriais, ambos cadastrados no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação na rede/intranet e comunicado ao órgão regulador ANP brasileiro.

Os relatórios consolidados de auditoria interna ou auditoria externa são enviados pela gerência de auditoria para os gerentes dos campos produtores, através de documento de comunicação interna numerada, com data e assinatura digital via email corporativo.

Os programas e relatórios de auditorias internas e externas em pdf estão armazenados na rede/intranet da gerência responsável pela condução das auditorias internas e externas, assim como as cópias dos programas e relatórios em pdf são enviadas para os gerentes dos campos produtores, para executar ações corretivas das não-conformidades e acompanhar indicadores de desempenho no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados.

Os campos produtores comunicam as ações corretivas e/ou preventivas em andamento aos empregados próprios e prestadores de serviços contratados envolvidos na atividade auditada através da apresentação dos relatórios de auditorias internas e externas e dos planos de ação, com ações corretivas e preventivas para as não conformidades, comunicadas na reunião de gestão mensal e na reunião de análise crítica trimestral (*follow up*) realizadas nos campos produtores.

6.2.6.7 Análise crítica pela direção

A alta direção dos campos produtores analisam criticamente o SGI da organização e os RT da ANP a intervalos planejados através de reuniões periódicas trimestral realizadas pelo comitê de gestão da unidade de negócios, conduzida pela gerência geral com participação

dos gerentes de primeira linha dos campos produtores de petróleo e de gás natural, com elaboração e cadastro do plano de ação no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação, monitoramento e acompanhamento na reunião mensal de gestão e na reunião trimestral de análise crítica.

A implementação das ações corretivas e preventivas, com os prazos, responsáveis e acompanhamento dos resultados do tratamento das não conformidades passam pela verificação das evidências objetivas em anexo da ação executada pelo responsável, e também para avaliação da eficácia e aprovação do gerente setorial.

6.2.6.8 Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores na fase C (Check/Verificar) do ciclo PDCA, seção 9 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Na fase *Check* (Verificar) do ciclo PDCA e seção 9 - Avaliação de Desempenho, das normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015 (SGQ); ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST) integrados com práticas de gestão dos RT da ANP foram estruturados 35 (11%) perguntas de práticas de gestão operacional de um total de 328 perguntas do guia de entrevista, sendo identificados 13 principais práticas de gestão operacional dos campos produtores de petróleo e de gás natural pesquisados, para atender requisitos de normas ISO de QMS&ST e de regulamentos técnicos de SOI da ANP, que caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) de QMSOI&ST, verificados no Quadro 28.

Quadro 28 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Check* (Verificar) do ciclo PDCA e seção 9 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
<i>Check / Verificar</i>	9 - Avaliação de Desempenho	Determinaram o monitoramento, medição e análise de metas previsto versus realizado em indicadores de desempenho, estruturados nas quatro perspectivas do <i>Balanced Scorecard-BSC</i> (painel de bordo): indicadores de acionistas; clientes e mercados; processos internos; crescimento e desenvolvimento dos campos produtores, para avaliação da eficácia do SGI e dos RT da ANP, conforme procedimentos de execução/operacionais específicos (POP e PE), para monitoramento e acompanhamento das metas nas reuniões de análise crítica mensal e trimestral.
		Monitoraram e avaliaram os resultados das inspeções e testes de integridade mecânica adotando frequência de inspeção e avaliando os resultados dos relatórios de inspeções de integridade mecânica das instalações e equipamentos, com ações, prazos e responsáveis, utilizando como referência as normas nacionais e internacionais e procedimentos operacionais vigentes.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Quadro 28 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Check* (Verificar) do ciclo PDCA e seção 9 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Check / Verificar	9 - Avaliação de Desempenho	Executaram o monitoramento do desempenho das atividades e de garantia que as Permissões de Trabalho (PT) e os controles sejam atualizados até a conclusão dos trabalhos de manutenção preventiva e/ou corretiva, através do sistema informatizado corporativo de gerenciamento das permissões de trabalho (PT), quanto as PT's programadas, emitidas e encerradas nos campos produtores de petróleo, com armazenamento dos formulários da PT e demais documentos de análise de riscos em anexo.
		Definiram os objetivos, metas e indicadores de desempenho para medição e monitoramento dos processos, produtos e serviços, em procedimento operacional específicos (POP e PE) disponíveis no sistema informatizado corporativo de padrões, com controle, acompanhamento, monitoramento, análise e justificativas no sistema informatizado de gerenciamento de resultados.
		Estabeleceram os métodos de monitoramento, medição, análise e avaliação dos indicadores de desempenho em procedimento de execução específico (POP e PE), para assegurar resultados válidos, em sistema informatizado corporativo de padronização, com cadastro dos indicadores de desempenho e métodos no sistema informatizado de gerenciamento de resultados.
		Definiram os períodos de monitoramento e de medição em procedimento operacional (POP e PE) de indicadores de desempenho dos campos produtores de petróleo, e também nos contratos de serviços constam a sistemática de medição dos serviços prestados, resultados de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).
		Estabeleceram a sistemática de análise e avaliação dos resultados das metas negociadas, medição dos serviços prestados, resultados de segurança, meio ambiente e saúde (SMS).no memorial descritivo de contratos de aquisição de bens e de serviços.
		Estruturaram os objetivos, metas, avaliação de desempenho e de eficácia do SGI dos campos produtores a partir das análises dos contextos / questões externas e internas dos campos produtores de petróleo, da política e diretrizes de qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho (QSMS&T), assim como atendimento aos requisitos legais e estatutários.
		Monitoraram a satisfação de clientes, quanto ao grau em que suas necessidades e expectativas foram atendidas pelo sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados.
		Estabeleceram um sistema de ações corretivas e preventivas para desempenho insuficiente a partir das reuniões de análise crítica dos indicadores de desempenho disponíveis no sistema informatizado de gerenciamento de resultados.
		Avaliaram o atendimento aos requisitos legais e outros requisitos, através dos grupos de trabalhos multidisciplinar que analisam e avaliam o atendimento dos requisitos legais e estatutários, e com ações para desvios cadastradas no sistema informatizado de controle de plano de ação.
		Estabeleceram os meios para avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos técnicos de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações pertinentes, a partir da estruturação de grupos de trabalhos multidisciplinar para analisar e avaliar as ações e recursos necessários para atendimento aos requisitos legais e estatutários.
		Realizaram a retenção da informação documentada (registros) de monitoração e medição apropriada como evidência dos resultados de monitoramento e medição, com as devidas justificativas dos desvios no sistema informatizado de gerenciamento de resultados, estruturados num painel de bordo (<i>Balanced Scorecard</i> - BSC) em quatro dimensões: acionistas, clientes e mercado, processos internos, crescimento e aprendizagem.

Fonte: Elaborado pelo autor

6.2.7 Resultados das entrevistas sobre os requisitos de QMSOI&ST na fase A (*Action/Agir*) do ciclo PDCA, seção 10 - Melhoria

Na fase *Action* (Ação / Agir) do ciclo PDCA, alinhado com a seção 10 - Melhorias das normas ISO do SGI e integrados com práticas de gestão dos RT da ANP foram estruturados 14 (4%) perguntas de um total de 328 perguntas do guião de entrevista, com os requisitos normativos de QMS&ST integrados com os requisitos de segurança operacional e de

integridade estrutural das instalações (SOI) definidos nos regulamentos técnicos da ANP, que caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) de QMSOI&ST, para identificar as práticas de gestão operacional a partir de entrevistas com as lideranças dos campos produtores de petróleo e de gás natural, conforme resultados detalhados nos subtópicos a seguir.

6.2.7.1 Não conformidade e ação corretiva nos campos produtores

Os campos produtores determinam e selecionam as oportunidades de melhoria em produtos e serviços para atender a requisitos, corrigem, previnem ou reduzem os efeitos indesejados, melhoram o desempenho e a eficácia do sistema de gestão da qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e a saúde no trabalho (QMSOI&ST), assim como abordam futuras necessidades e expectativas das partes interessadas, com implementação de ações necessárias a partir dos resultados das reuniões de gestão mensal e das reuniões de análise crítica trimestral e dos resultados de auditorias internas e externas anteriores dos campos produtores de petróleo, assim como a partir das abrangências das não conformidades de outros campos produtores, das lições aprendidas e das boas práticas da indústria do petróleo.

Os campos produtores reagem a não conformidade e, quando aplicável, analisando criticamente as não conformidades e determinam as suas causas, com ação para controlá-la, corrigi-la e/ou eliminar essa(s) causa(s) da não conformidade, a fim de que ela não se repita ou ocorra em outro lugar, e também lida com as consequências, após análise, elaboração, execução do plano de ação, monitoramento e acompanhamento dos indicadores de desempenho no sistema informatizado corporativo de gerenciamento de resultados.

Os campos produtores implementam ações necessárias e analisam criticamente a eficácia de ação corretiva tomada nas reuniões trimestral de análise crítica das não conformidades definidas nos relatórios de auditorias internas e externas e cadastradas no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação, para controle, verificação e avaliação da eficácia pelos gerentes setoriais dos campos produtores de petróleo.

Os riscos e oportunidades do SGI e dos RT da ANP determinados na fase de planejamento dos campos produtores foram atualizados nos procedimentos operacionais de cada atividade, na tabela de levantamento de aspectos e impactos e de ação de controle disponíveis no sistema informatizado de padrões, assim como nos estudos de riscos de processos (ERP) aplicados com as técnicas de APR e HAZOP, disponíveis para consulta no sistema informatizado de estudo de riscos de processos.

As ações corretivas e/ou preventivas referentes às recomendações contidas nos estudos de riscos foram implementadas a partir do cadastro das ações negociadas de recomendação de estudos de APR e HAZOP, com responsáveis e definição de prazos, no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação.

6.2.7.2 Melhoria contínua nos campos produtores

Os campos produtores realizam as mudanças para melhoria contínua do SGI e dos RT da ANP através da realização de reuniões de gestão mensal, de reuniões de análise crítica trimestral e dos ciclos de auditorias internas e externas, além dos prazos previstos nos sistemas de gestão, para análise crítica e revisão dos procedimentos de 15 diretrizes de SMS, procedimentos de processos e operacional / execução.

A retenção da informação documentada da mudança como evidência objetiva foram armazenadas nos sistemas informatizados corporativos específicos de gestão dos campos produtores. A melhoria contínua da adequação, suficiência e eficácia do SGI e dos RT da ANP foi alcançada a partir de auditorias internas, externas e realização de reunião mensal de gestão e da reunião de análise crítica trimestral, com elaboração e acompanhamento do plano de ação.

A avaliação dos riscos realizadas periodicamente durante as fases de projeto, construção, comissionamento, operação e antes da desativação foram alcançadas através das análises e gerenciamento de riscos de segurança de processos na fase do projeto conceitual, básico, detalhado, do comissionamento, pré-operação, operação, de mudanças na fase de operação,

e desativação das instalações dos campos produtores. O armazenamento *on-line* dos estudos de riscos APR, HAZOP e relatórios detalhados consta no sistema informatizado corporativo de controlo de estudos de riscos de processo (SERP).

Os campos produtores consideram os resultados de análise, avaliação e as saídas de análise crítica pela alta direção, para determinar se existem necessidades ou oportunidades que devem ser abordadas como parte de melhoria contínua, através da elaboração de novos projetos, programas, atividades e tarefas (ação) de melhoria contínua, com prazo e responsável, cadastrados, monitorados e acompanhados no sistema informatizado corporativo de controlo de plano de ação, com verificação e avaliação da eficácia das diversas ações concluídas e aprovação pelo gerente setorial.

6.2.7.3 Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores na fase A (Action/Agir) do ciclo PDCA, seção 10 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Na fase *Action* (Agir) do ciclo PDCA e seção 10 - Melhoria, das normas ABNT NBR ISO do SGI: ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 integrados com práticas de gestão dos RT da ANP foram estruturados 14 (4%) perguntas de práticas de gestão operacional de um total de 328 perguntas do guião de entrevista, sendo identificados 09 principais / relevantes práticas de gestão operacional dos campos produtores de petróleo e de gás natural pesquisados, para atender requisitos de QMS&ST de normas ISO e de regulamentos técnicos de SOI da ANP, que caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) de QMSOI&ST, observados no Quadro 29.

Quadro 29 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Action* (Agir) do ciclo PDCA e seção 10 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
<i>Action / Agir</i>	10 - Melhoria	Determinaram e selecionaram as oportunidades de melhoria em produtos e serviços para atender a requisitos, corrigir, prevenir ou reduzir os efeitos indesejados, melhorar o desempenho e a eficácia do sistema de gestão da qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e a saúde no trabalho (QMSOI&ST), assim como abordam futuras necessidades e expectativas das partes interessadas.
		Implementaram ações necessárias e analisam criticamente a eficácia do tratamento das não conformidades identificadas em relatórios de auditorias internas e externas, nas reuniões trimestral de análise crítica, cadastradas em sistema informatizado corporativo de controlo de plano de ação, para avaliação da eficácia pelos gerentes setoriais.

Continua

Cont. Quadro 29 - Principais práticas de gestão operacional dos campos produtores para atender requisitos da fase *Action* (Agir) do ciclo PDCA e seção 10 das normas ABNT NBR ISO do SGI

Fase do Ciclo PDCA	Seção das Normas ABNT NBR do SGI	Principais Práticas de Gestão Operacional dos Campos Produtores para Atender Requisitos Normativos e de Regulamentos Técnicos
Action / Agir	10 - Melhoria	Atualizaram os riscos e oportunidades do SGI e de RT da ANP determinados na fase de Planejamento dos campos produtores e definidos nos procedimentos operacionais específicos (POP e PE), por cada atividade de operação, na tabela de levantamento de aspectos e impactos e de ação de controle disponíveis no sistema informatizado de padrões, assim como nos estudos de riscos de processos (ERP) aplicados com as técnicas de APR e HAZOP, disponíveis para consulta no sistema informatizado de estudo de riscos.
		Reagiram e analisaram as não conformidades e determinam as suas causas, com ação para controlá-la, corrigi-la e/ou eliminar essa(s) causa(s), afim de que não se repita.
		Implementaram as ações corretivas e/ou preventivas de recomendações dos estudos de riscos APR e HAZOP, gerenciadas no sistema informatizado corporativo de controle de plano de ação.
		Realizaram mudanças para melhoria contínua do SGI e de RT da ANP através da realização de reuniões de gestão mensal, reuniões de análise crítica trimestral e dos ciclos de auditorias internas e externas, além de análise crítica e revisão dos procedimentos das 15 diretrizes de SMS, procedimentos de processos (PP) e operacional padrão / execução (POP e PE).
		Estabeleceram a retenção da informação documentada (registros) da mudança como evidência objetiva, nos sistemas informatizados corporativos de gestão de mudança dos campos produtores.
		Desenvolveram a melhora contínua de adequação, eficiência e eficácia no atendimento de requisitos do SGI e de RT da ANP a partir dos resultados de auditorias internas, externas, definidas em reunião mensal de gestão e de análise crítica trimestral, com elaboração e acompanhamento do plano de ação.
		Consideraram os resultados de análise crítica e de avaliação das saídas, para atender as necessidades e/ou oportunidades de melhorias, através da implementação de novos projetos, programas, atividades e tarefas (ação), com prazo e responsável.

Fonte: Dados da pesquisa

6.3 Resultados dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* nos poços produtores e injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E

Para a coleta de dados por categorias e por processo definidos nos questionários de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos, alcançamos uma participação média de 50% da equipe de operação de poços produtores e de poços injetores, com retorno de 90 (noventa) questionários de percepção de empregados próprios e contratados de operação dos campos produtores. E para a coleta de dados através das listas de verificação *in loco* por categorias e por processos estes foram aplicados em 50 poços, referente a 3% do total de 1755 poços em operação, sendo verificados 10 poços por campo produtor estudado, quantitativo superior ao adotado em auditorias internas e externas, com a participação de 5 empregados contratados da operação treinados e sob a supervisão do pesquisador, para observação direta, verificação da documentação técnica, dos procedimentos operacionais, da segurança operacional e da integridade de instalações dos poços.

Nos resultados dos dados sociodemográficos, quanto ao tipo de estrutura 80 (89%) participantes trabalham apenas com poços e 10 (11%) em estações remotas/marginais e poços, sendo: 20 (22%) participantes lotados no campo produtor “A” e 25 (28%) no campo produtor “B”, sendo estes os maiores em quantidade de instalações e de poços; e 15 (17%) participantes em cada um dos campos produtores “C”, “D” e “E”. Quanto à função e vínculo empregatício observam-se que 58 (64%) dos participantes foram de operadores contratados; 27 (30%) de operadores próprios. No grau de instrução prevalece a formação técnica de nível médio igual a 66 (73%) e 14 (11%) de formação técnica de nível superior. No regime de trabalho destacam-se as equipes que trabalham no regime administrativo igual a 78 (87%) e 10 (11%) no turno ininterrupto; e quanto ao tempo de empresa 70 (78%) tinham de 1 ano a 5 anos, conforme Tabela 4.

Tabela 4 - Dados sociodemográficos de participantes na pesquisa por campo, dos empregados próprios e contratados de operação de poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E

Variáveis dos 90 Participantes da Equipe de Operação de Poços		
Tipo de Estrutura / Participantes	Qtd	%
Poços	80	89%
Estação + Poços	10	11%
Campos Produtores de Petróleo	Qtd	%
Campo “A”	20	22.2%
Campo “B”	25	27.8%
Campo “C”	15	16.7%
Campo “D”	15	16.7%
Campo “E”	15	16.7%
Função e Vínculo Empregatício	Qtd	%
Técnico de Operação Próprio	27	30%
Operador Contratado	58	64%
Supervisor Contratado	5	6%
Grau de Instrução	Qtd	%
Ensino Médio	10	6%
Técnico de Nível Médio	66	73%
Técnico de Nível Superior	14	11%
Regime de Trabalho	Qtd	%
Administrativo - Equipe de Poços	78	87%
Turno Ininterrupto - Equipe de Estação + Poços	10	11%
Sobreaviso - Equipe de Poços	2	2%
Tempo de Empresa	Qtd	%
1 a 5 Anos	70	78%
6 a 10 Anos	8	9%
11 a 15 Anos	5	5%
16 a 20 Anos	7	8%

Fonte: Dados da pesquisa

6.3.1 Resultados dos questionários (Q) de percepção dos empregados próprios e contratados de operação de poços produtores e injetores por categoria

Para a pesquisa dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E foram tabulados 90 (noventa) questionários, cada totalizando 157 perguntas, estruturadas com base em requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGI e RTSGIP da ANP, com práticas de gestão operacional, agrupadas em 3 (três) categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços, distribuídos da seguinte forma:

- Categoria A-GTC Poços - gestão e transferência de conhecimento das políticas de QMSOI&ST, padronização das atividades e tarefas, documentação técnica e outros com 60 perguntas;
- Categoria B-FE Poços - disponibilidade e qualidade dos recursos materiais nas frentes operacionais, como: ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e condições do veículo de operação com 35 perguntas; e
- Categoria C-PPI Poços - integridade das instalações e segurança operacional de poços produtores de petróleo, poços injetores de fluídos, tubulações, dutos, satélites e/ou multivias de escoamento da produção de petróleo e do escoamento da injeção de fluídos com 62 perguntas.

6.3.1.1 Resultados dos questionários (Q) de percepção da categoria A-GTC Poços - gestão e transferência de conhecimento para equipe de operação de poços

Para alcançar os resultados sobre a gestão e transferência de conhecimento (GTC) para empregados próprios e contratados de operação de poços nos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E aplicamos 90 questionários estruturados cada com 60 perguntas na categoria A-GTC, com foco principal na documentação técnica de segurança operacional (DSO) da instalação, plantas de classificação elétrica de área, estudos de riscos de processos APR e HAZOP, políticas de QMSOI&ST, procedimentos operacionais, treinamentos, capacitação e educação, gestão de mudança de tecnologia,

procedimento e/ou de pessoas, onde observamos uma quantidade (Qtd) total geral de 5400 respostas das 60 perguntas, e desse total observamos 37 perguntas com quantitativos e valores percentuais de respostas que podem representar lacunas na gestão e transferência de conhecimento para as equipes de operação de poços, sendo: 582 (11%) respostas “discordo totalmente”, 663 (12%) respostas “discordo parcialmente”, 1296 (24%) respostas “indiferente”, médias das medianas variando de 2 a 4 nas respostas individuais, e média geral das medianas igual a 3.7, conforme Tabela 5, que podem caracterizar falhas de treinamento, educação, capacitação e habilitação dos empregados próprios e contratados de operação dos campos produtores, com riscos para as operações de rotinas diárias, de parada e partida dos processos e equipamentos para manutenção, e para o não atendimento de requisitos das partes interessadas (*stakeholders*).

Tabela 5 - Resultados consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimentos para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DE POÇOS		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E									
VAR	CATEGORIA A - GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) - EQUIPE DE POÇOS	ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA									
		DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)									
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	MED
GTC 01	Participou da Palestra de Ambientação na admissão?	0	0%	16	18%	9	10%	32	36%	33	4.0
GTC 02	Comunicaram a Política do SGI?	0	0%	0	0%	5	6%	15	17%	70	5.0
GTC 03	Comunicaram os objetivos e metas do SGI?	0	0%	7	8%	10	11%	33	37%	40	4.0
GTC 04	Treinar nos padrões dos Manuais de Segurança?	0	0%	0	0%	6	7%	7	8%	77	5.0
GTC 05	Treinar nos padrões das 15 Diretrizes de SMS?	0	0%	0	0%	6	7%	17	19%	67	5.0
GTC 06	Treinar no Padrão de Resposta a Emergência (PRE)?	0	0%	2	2%	6	7%	28	31%	54	5.0
GTC 07	Treinar no Padrão de Operar Sistema Fixo de Combate a Incêndio?	1	1%	0	0%	6	7%	23	26%	60	5.0
GTC 08	Treinar nas 10 Regras de Ouro de Segurança?	2	2%	0	0%	6	7%	10	11%	72	5.0
GTC 09	Treinar no Manual de Operação (MO) da Instalação onde trabalho?	0	0%	0	0%	11	12%	7	8%	72	5.0
GTC 10	Treinar nos procedimentos de operação (POP/PE) da Instalação?	0	0%	0	0%	8	9%	22	24%	60	5.0
GTC 11	Acessa o Sistema Informatizado de Padrões/Procedimentos?	12	13%	20	22%	5	6%	26	29%	27	4.0
GTC 12	Acessa o Sistema de Controle de Produção Diária?	17	19%	25	28%	14	16%	9	10%	25	3.0
GTC 13	Acessa o Sistema de Emissão de Permissão de Trabalho (PT)?	11	12%	0	0%	6	7%	11	12%	62	5.0
GTC 14	Emitir Permissão de Trabalho (PT) para equipe de manutenção?	2	2%	0	0%	6	7%	7	8%	75	5.0
GTC 15	Acessa os padrões do Manual de Segurança?	8	9%	25	28%	2	2%	22	24%	33	4.0
GTC 16	Acessa os padrões das 15 Diretrizes de SMS?	13	14%	18	20%	6	7%	32	36%	21	4.0
GTC 17	Acessa o padrão PRE e Operar o SFCI da instalação?	12	13%	17	19%	15	17%	18	20%	28	4.0
GTC 18	Tem o crachá das 10 Regras de Ouro de Segurança?	8	9%	18	20%	0	0%	30	33%	34	4.0
GTC 19	Acessa o Manual de Operação da Instalação?	6	7%	12	13%	2	2%	35	39%	35	4.0
GTC 20	Acessa os padrões PE's da Contratante?	7	8%	18	20%	27	30%	14	16%	24	3.0
GTC 21	Acessa os procedimentos operacionais da contratada?	3	3%	0	0%	9	10%	32	36%	46	5.0
GTC 22	Padrões POP da contratada possui os aspectos e impactos de SMS?	0	0%	0	0%	15	17%	17	19%	58	5.0
GTC 23	Padrões da contratada estão atualizados pelos padrões da contratante?	17	19%	24	27%	17	19%	25	28%	7	3.0
GTC 24	Padrões POP's da contratada estão em cópias impressas controladas?	0	0%	0	0%	11	12%	31	34%	48	5.0
GTC 25	Tem painel com ação de contingência para equipamento crítico?	22	24%	30	33%	15	17%	14	16%	9	2.0
GTC 26	Treinamento teóricos nos padrões foram de qualidade?	6	7%	22	24%	5	6%	35	39%	22	4.0
GTC 27	Treinamentos práticos dos padrões foram de qualidade?	5	6%	23	26%	7	8%	31	34%	24	4.0
GTC 28	Treinamentos de aperfeiçoamento nos padrões foram realizadas?	5	6%	16	18%	9	10%	41	46%	19	4.0
GTC 29	Participou de cursos técnicos de aperfeiçoamento?	4	4%	22	24%	17	19%	45	50%	2	4.0
GTC 30	Boletins e/ou listas de verificação (LV) tem nº do POP/PE?	1	1%	15	17%	21	23%	25	28%	28	4.0
GTC 31	Registra a passagem de serviço em Livro de Ocorrência?	2	2%	13	14%	5	6%	13	14%	57	5.0
GTC 32	Registra a passagem de serviço em Sistema Informatizado?	32	36%	23	26%	16	18%	5	6%	14	2.0
GTC 33	Conhece a Documentação de Segurança Operacional (DSO)?	6	7%	4	4%	21	23%	46	51%	13	4.0
GTC 34	Acessa a Descrição da Unidade Terrestre (DUT) de operação?	8	9%	11	12%	25	28%	33	37%	13	4.0
GTC 35	Documento DUT de operação da Instalação está atualizado?	2	2%	8	9%	41	46%	17	19%	22	3.0
GTC 36	Conhece os Fluxogramas de Processo e de Engenharia da Instalação?	2	2%	14	16%	10	11%	47	52%	17	4.0
GTC 37	Acessa os Fluxogramas de Processo e de Engenharia?	16	18%	6	7%	11	12%	38	42%	19	4.0
GTC 38	Conhece a Planta de classificação elétrica de área?	23	26%	6	7%	24	27%	29	32%	8	3.0
GTC 39	Acessa a planta de classificação elétrica de área?	19	21%	23	26%	25	28%	21	23%	2	3.0
GTC 40	Conhece a Planta Baixa da Instalação As Biult - Como Construído?	23	26%	20	22%	25	28%	13	14%	9	3.0
GTC 41	Acessa a Planta Baixa da Instalação As Biult- Como Construído?	24	27%	17	19%	37	41%	3	3%	9	3.0

Continua

Cont. Tabela 5 - Resultados consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimentos (GTC) para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

VAR	CATEGORIA A - GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) - EQUIPE DE POÇOS	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
GTC 42	Fluxogramas e Plantas da instalação estão atualizados?	11	12%	10	11%	46	51%	2	2%	21	23%	3.0
GTC 43	Conhece a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?	11	12%	12	13%	36	40%	18	20%	13	14%	3.0
GTC 44	Acessa a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?	30	33%	11	12%	26	29%	20	22%	3	3%	3.0
GTC 45	Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação está atualizado?	10	11%	16	18%	46	51%	15	17%	3	3%	3.0
GTC 46	Conhece o Controle de Inibição de Equipamentos Críticos?	29	32%	16	18%	39	43%	5	6%	1	1%	2.5
GTC 47	Acesso o Módulo de Controle de Inibição no Sistema na Intranet?	32	36%	11	12%	39	43%	8	9%	0	0%	3.0
GTC 48	Conhece a Lista de Verificação de DCBI's de Válvula de Alívio (PSV)?	36	40%	3	3%	34	38%	5	6%	12	13%	3.0
GTC 49	Aplica mensalmente a Lista de Verificação de DCBI's?	36	40%	10	11%	41	46%	2	2%	1	1%	2.0
GTC 50	Conhece como preencher o Livro de Registro de Segurança de vaso?	23	26%	4	4%	37	41%	15	17%	11	12%	3.0
GTC 51	Estudos de risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?	16	18%	6	7%	41	46%	20	22%	7	8%	3.0
GTC 52	Estudos de risco APR/HAZOP estão na validade (5 anos)?	3	3%	11	12%	66	73%	3	3%	7	8%	3.0
GTC 53	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está disponível para consulta?	1	1%	11	12%	32	36%	29	32%	17	19%	4.0
GTC 54	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está na validade?	0	0%	16	18%	41	46%	25	28%	8	9%	3.0
GTC 55	Alvará de funcionamento está disponível para consulta?	2	2%	5	6%	48	53%	15	17%	20	22%	3.0
GTC 56	Alvará de funcionamento está na validade?	3	3%	10	11%	46	51%	24	27%	7	8%	3.0
GTC 57	Licença Ambiental de Operação (LAO) disponível para consulta?	1	1%	6	7%	52	58%	25	28%	6	7%	3.0
GTC 58	Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade?	10	11%	4	4%	53	59%	18	20%	5	6%	3.0
GTC 59	Mapa de Riscos da instalação está disponível na instalação?	6	7%	5	6%	9	10%	26	29%	44	49%	4.0
GTC 60	Mapa de Riscos da instalação está atualizado?	3	3%	21	23%	42	47%	15	17%	9	10%	3.0
TOTAL DE RESPOSTAS, VALOR PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		582	11%	663	12%	1296	24%	1249	23%	1610	30%	3.7
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		5400								3.7		
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-IND=INDIFERENTE; 4-CP=CONCORDO PARCIALMENTE; 5-CT=CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA												

Fonte: Dados da pesquisa

Na Tabela 6 apresentamos os resultados das 5400 respostas consolidadas dos questionários de 90 participantes da equipe de poços, com quantitativo, valor percentual e média das medianas sobre a categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimentos, onde observamos 1610 (30%) respostas “concordo totalmente”, 1296 (24%) respostas “indiferente”, com média geral das medianas igual a 3.7.

Tabela 6 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campos Produtores e Nº Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campos A, B, C, D e E N=90	Concordo Totalmente	1610	30%	3.7
	Concordo Parcialmente	1249	23%	
	Indiferente	1296	24%	
	Discordo Parcialmente	663	12%	
	Discordo Totalmente	582	11%	
Total de Respostas		5400	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados das respostas dos questionários da categoria A-GTC por campo produtor A, B, C, D e E identificamos similaridades quanto aos quantitativos de respostas, valores percentuais e média das medianas, sendo verificado no campo produtor “A” os valores 345 (29%) respostas “indiferente”, e 325 (27%) respostas “concordo totalmente”, de um total de

1200 respostas referentes a 20 participantes da equipe de poços, e média das medianas de 3.4, demonstrado na Tabela 7.

Tabela 7 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “A”

Campo Produtor e Nº Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “A” N=20	Concordo Totalmente	325	27%	3.4
	Concordo Parcialmente	229	19%	
	Indiferente	345	29%	
	Discordo Parcialmente	119	10%	
	Discordo Totalmente	182	15%	
Total de Respostas		1200	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” verificamos 408 (27%) respostas “indiferente”, e 391 (26%) respostas “concordo totalmente”, de um total de 1500 respostas referentes a 25 participantes da equipe de poços, e média das medianas de 3.6, definido na Tabela 8.

Tabela 8 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “B”

Campo Produtor e Nº Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “B” N=25	Concordo Totalmente	391	26%	3.6
	Concordo Parcialmente	360	24%	
	Indiferente	408	27%	
	Discordo Parcialmente	146	10%	
	Discordo Totalmente	195	13%	
Total de Respostas		1500	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “C” identificamos 354 (39%) respostas “concordo totalmente”, e 239 (27%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas de 3.9, de um total de 900 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “C”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	354	39%	3.9
	Concordo Parcialmente	239	27%	
	Indiferente	145	16%	
	Discordo Parcialmente	126	14%	
	Discordo Totalmente	36	4%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” levantamos 240 (27%) respostas “discordo parcialmente”, e 230 (26%) respostas “concordo totalmente”, e média das medianas de 3.2, de um total de 900 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, observado na Tabela 10.

Tabela 10 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “D”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	230	26%	3.2
	Concordo Parcialmente	194	21%	
	Indiferente	158	17%	
	Discordo Parcialmente	240	27%	
	Discordo Totalmente	78	9%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Já no campo produtor “E” contabilizamos 310 (34%) respostas “concordo totalmente”, e 240 (27%) respostas “indiferente”, e média das medianas de 3.8, de um total de 900 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipe de poços do campo produtor “E”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	310	34%	3.8
	Concordo Parcialmente	227	25%	
	Indiferente	240	27%	
	Discordo Parcialmente	32	4%	
	Discordo Totalmente	91	10%	
Total de Respostas		900	100%	

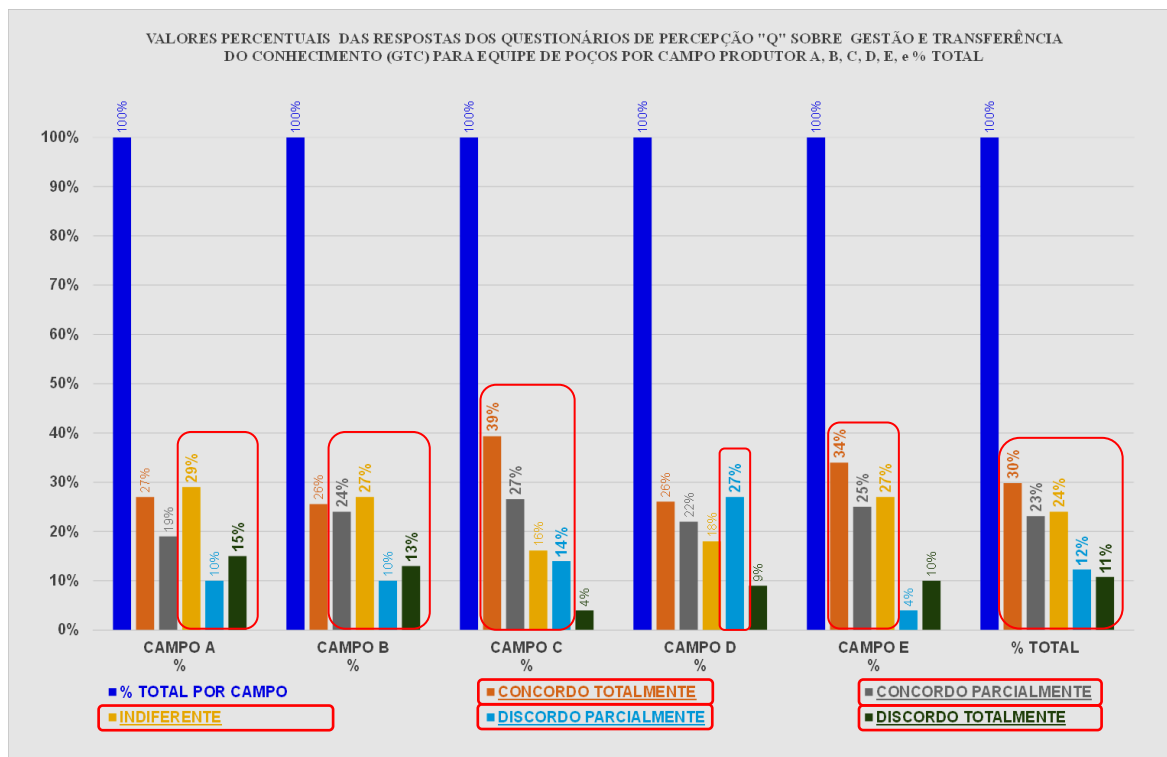
Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados das respostas da categoria de A-GTC Poços dos 5 (cinco) campos produtores observamos a média das medianas maiores que 3.6 nos campos produtores “C” (3.9); e “E” (3.8), representando que mais de 50% das respostas foram referentes as respostas “concordo parcialmente” e “concordo totalmente”.

Na comparação dos valores percentuais dos campos produtores verificamos valor percentual total médio igual a 30% para resposta “concordo totalmente” e de 23% para resposta “concordo parcialmente”, e por campo produtor os melhores resultados foram 39% e 27% no campo “C”, e no campo “E” 34% e 25%. Para respostas “indiferente” o % total médio foi igual a 24%, sendo mais representativo no campo “A” 29% e nos campos “B” e “E” iguais a 27%. Identificamos também % total médio de 12% de respostas “discordo parcialmente” e 11% de respostas “discordo totalmente”, com maior relevância no campo “D” 27% e no campo “C” 14% respostas “discordo parcialmente”, e campo “A” 15% e no campo “B” 13% respostas “discordo totalmente”, demonstrado no Gráfico 1, que caracterizam possíveis lacunas na gestão e transferência de conhecimento (GTC).

Gráfico 1 - Valores percentuais consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) - gestão e transferência de conhecimentos (GTC) para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.1.2 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE Poços - ferramentas, EPI e veículo de operação para a equipe de poços

Nos resultados das respostas das 35 perguntas dos questionários com 90 participantes na categoria B-FE Poços, sobre a disponibilidade, qualidade e condições dos recursos ferramentas, EPI e veículos de operação verificamos um total geral de 3150 respostas, sendo identificadas um total de 140 (4%) respostas “discordo totalmente”, 114 (4%) respostas “discordo parcialmente”, 471 (15%) respostas “indiferente”, médias das medianas variando de 1 a 5, e média geral das medianas igual a 4,6 (Tabela 12), sinalizando possíveis lacunas quanto a qualidade, disponibilidade e condições dos recursos ferramentas, EPI e veículo de operação, que podem contribuir para imprevistos de ferramentas e riscos para a segurança operacional.

Tabela 12 - Resultados consolidados dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE sobre ferramentas, EPI e veículo de operação para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DA EQUIPE DE POÇOS		CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E										
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA										
VAR	CATEGORIA B - RECURSOS FERRAMENTAS, EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL E VEÍCULO (FE)	DISCORDO (1-DT/2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT/5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
FE 01	Ferramentas de serviço estão em boas condições de uso?	8	9%	0	0%	0	0%	11	12%	71	79%	5
FE 02	Lanterna de serviço para área classificada (Ex) está operacional?	8	9%	8	9%	42	47%	9	10%	23	26%	3
FE 03	Marreta de bronze de serviço está em boas condições de uso?	2	2%	11	12%	2	2%	10	11%	65	72%	5
FE 04	Chaves Griffe estão com molas e mordentes em boas condições de uso?	2	2%	6	7%	0	0%	0	0%	82	91%	5
FE 05	Manômetro de serviço está operacional?	0	0%	6	7%	0	0%	14	16%	70	78%	5
FE 06	Manômetro de serviço está com calibração na validade?	6	7%	3	3%	2	2%	11	12%	68	76%	5
FE 07	Termômetro móvel de serviço está operacional?	9	10%	0	0%	66	73%	3	3%	12	13%	3
FE 08	Termômetro móvel de serviço está com calibração na validade?	9	10%	0	0%	72	80%	4	4%	5	6%	3
FE 09	Trena de medição móvel de serviço está operacional?	6	7%	0	0%	31	34%	3	3%	50	56%	5
FE 10	Trena de medição móvel de serviço está com calibração na validade?	6	7%	0	0%	27	30%	16	18%	41	46%	4
FE 11	Detector de H2S BW/MSA de serviço está operacional?	6	7%	0	0%	17	19%	15	17%	52	58%	5
FE 12	Detector de H2S BW/MSA de serviço está com calibração na validade?	6	7%	0	0%	17	19%	15	17%	52	58%	5
FE 13	Medidor multigás de serviço está operacional?	6	7%	0	0%	61	68%	1	1%	22	24%	3
FE 14	Medidor multigás de serviço está com calibração na validade?	6	7%	0	0%	61	68%	1	1%	22	24%	3
FE 15	Fardamento é anti chama resistente a fogo (RF)?	0	0%	6	7%	0	0%	10	11%	74	82%	5
FE 16	Fardamento está em boa condição de uso?	0	0%	6	7%	2	2%	9	10%	73	81%	5
FE 17	Capacete tem Certificado de Aprovação (CA)?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 18	Capacete está na validade de 5 anos?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 19	Capacete está em boa condição de uso?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 20	Carneira do capacete está em boa condição de uso?	0	0%	0	0%	6	7%	0	0%	84	93%	5
FE 21	Máscara semifacial tem Certificado de Aprovação (CA)?	0	0%	0	0%	6	7%	0	0%	84	93%	5
FE 22	Máscara semifacial está na validade (3 anos)?	0	0%	0	0%	6	7%	10	11%	74	82%	5
FE 23	Filtro da sua máscara semifacial está na validade (6 meses)?	0	0%	0	0%	6	7%	0	0%	84	93%	5
FE 24	Botas estão em boas condições de uso?	0	0%	6	7%	2	2%	0	0%	82	91%	5
FE 25	Óculos de segurança estão em boas condições de uso?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 26	Protetor auricular está em boa condição de uso?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 27	Luvas estão em boas condições de uso?	0	0%	0	0%	6	7%	2	2%	82	91%	5
FE 28	Carteira de motorista (CNH) está na validade?	0	0%	0	0%	6	7%	0	0%	84	93%	5
FE 29	Veículo de serviço tem controle de velocidade?	0	0%	0	0%	6	7%	0	0%	84	93%	5
FE 30	Veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?	60	67%	0	0%	27	30%	0	0%	3	3%	1
FE 31	Veículo de serviço está com a documentação na validade?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 32	Veículo de serviço está com os pneus em boas condições de uso?	0	0%	8	9%	0	0%	0	0%	82	91%	5
FE 33	Veículo de serviço está com faróis e lanternas operacionais?	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%	84	93%	5
FE 34	Veículo de serviço está com manutenções preventivas na validade?	0	0%	6	7%	0	0%	3	3%	81	90%	5
FE 35	Pneu socorro, triângulo, chave de roda estão em boas condições de uso?	0	0%	6	7%	0	0%	2	2%	82	91%	5
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		140	4%	114	4%	471	15%	149	5%	2276	72%	4.6
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		3150							4.6			
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-IND=INDIFERENTE; 4-CP=CONCORDO PARCIALMENTE; 5-CT=CONCORDO TOTALMENTE; MED=MEDIANA												

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas dos questionários de 90 participantes da equipe de poços dos 5 (cinco) campos produtores totalizamos 3150 respostas, com quantitativos, valores percentuais e medianas sobre os recursos ferramentas, EPI e veículo de operação, onde observamos 2276 (72%) resposta “concordo totalmente”, 471 (15%) respostas “indiferente”, e média geral das medianas igual a 4.6, validando que mais de 50% das respostas foram “concordo totalmente”, conforme Tabela 13.

Tabela 13 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campos Produtores e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria B-FE Campos A, B, C, D e E N=90	Concordo Totalmente	2276	72%	4.6
	Concordo Parcialmente	149	5%	
	Indiferente	471	15%	
	Discordo Parcialmente	114	4%	
	Discordo Totalmente	140	4%	
Total de Respostas		3150	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados das respostas por campo produtor verificamos como mais relevante no campo “A” 465 (66%) respostas “concordo totalmente”, e 103 (15%) respostas “indiferente”, e média das medianas 4.5, com total de 700 respostas de 20 participantes da equipe de poços (Tabela 14).

Tabela 14 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “A”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “A” N=20	Concordo Totalmente	465	66%	4.5
	Concordo Parcialmente	31	4%	
	Indiferente	103	15%	
	Discordo Parcialmente	54	8%	
	Discordo Totalmente	47	7%	
Total de Respostas		700	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” identificamos 596 (68%) respostas “concordo totalmente”, 135 (15%) respostas “indiferente”, e média das medianas 4.5, de um total de 875 respostas referentes a 25 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 15.

Tabela 15 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “B”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “B” N=25	Concordo Totalmente	596	68%	4.5
	Concordo Parcialmente	39	5%	
	Indiferente	135	15%	
	Discordo Parcialmente	54	6%	
	Discordo Totalmente	51	6%	
Total de Respostas		875	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “C” contabilizamos 407 (78%) respostas “concordo totalmente”, 86 (16%) respostas “indiferente”, e média das medianas igual a 4.5, de um total de 525 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 16.

Tabela 16 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “C”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	407	78%	4.5
	Concordo Parcialmente	18	3%	
	Indiferente	86	16%	
	Discordo Parcialmente	1	0%	
	Discordo Totalmente	13	2%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” levantamos 402 (77%) respostas ‘concordo totalmente’, 84 (16%) respostas “indiferente”, e média das medianas igual a 4.5, de um total de 525 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, verificado na Tabela 17.

Tabela 17 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “D”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	402	77%	4.5
	Concordo Parcialmente	26	5%	
	Indiferente	84	16%	
	Discordo Parcialmente	1	0.2%	
	Discordo Totalmente	12	2%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Já no campo produtor “E” verificamos 406 (77%) respostas “concordo totalmente”, 63 (12%) respostas “indiferente”, e média das medianas de 4.6, de um total de 525 respostas de 15 participantes da equipe de poços, evidenciado na Tabela 18.

Tabela 18 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de poços do campo produtor “E”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	406	77%	4.6
	Concordo Parcialmente	35	7%	
	Indiferente	63	12%	
	Discordo Parcialmente	4	1%	
	Discordo Totalmente	17	3%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

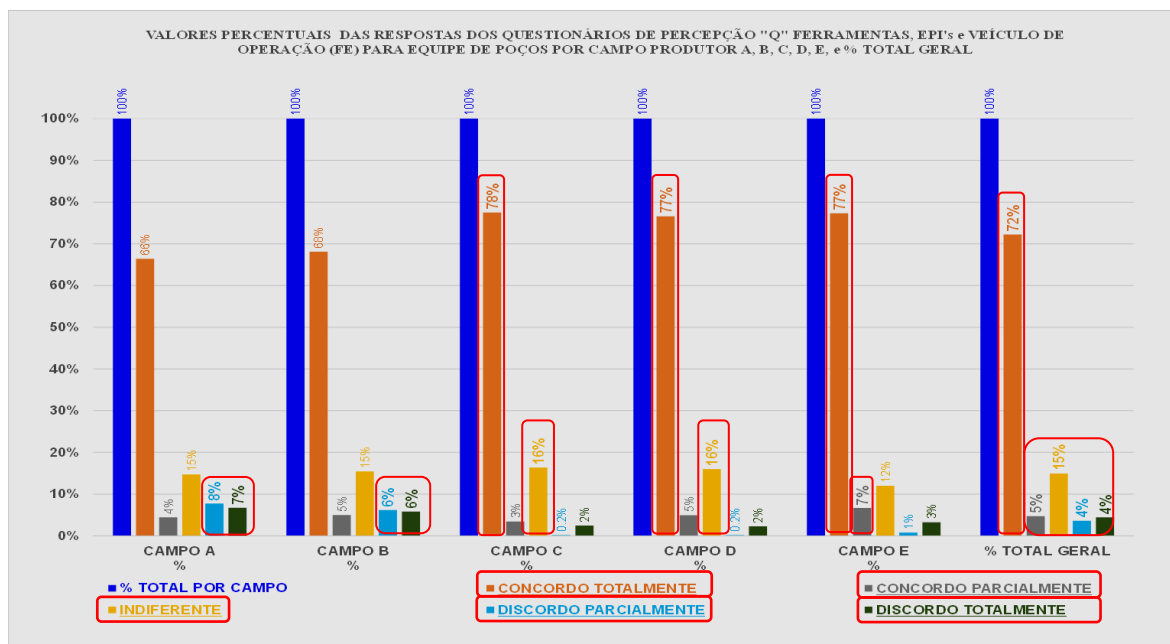
* Índice composto da média das medianas

Nos resultados das respostas da categoria B-FE Poços do campo produtor “A” totalizaram 700 respostas, campo produtor “B” igual a 875 respostas, campos produtores “C”, “D” e “E” ambos com um total de 525 respostas, com média geral das medianas igual a 4.6, caracterizando que mais de 50% das respostas em cada campo produtor foram para “concordo totalmente”.

No Gráfico 2 apresentamos os resultados comparativos dos valores percentuais das respostas dos questionários de percepção por campo produtor, onde verificamos que as respostas “concordo totalmente” da categoria FE apresentaram os maiores valores percentuais nos campos “C” 78%, “D” 77% e “E” 77%, em relação ao % total médio igual a 72%. Para as respostas “indiferentes” observamos os valores mais representativos no campo “C” 16% e campo “D” 16%, em comparação ao % total médio de 15%. Nas respostas “discordo

parcialmente” e “discordo totalmente” identificamos no campo “A” 8% e 7%, e no campo “B” 6% e 6%, com base no % total médio de 4%, sinalizando pequenas lacunas quanto a disponibilidade, qualidade e condições dos recursos ferramentas, EPI e veículo de operação para a equipe de poços.

Gráfico 2 - Valores percentuais consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) sobre ferramentas, EPI e veículo (FE) para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.1.3 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI Poços - poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E

Nos resultados consolidados das 5580 respostas de um total de 62 perguntas de questionários de percepção estruturados na categoria C-PPI Poços sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional de poços produtores, poços injetores, tubulações/dutos, satélites e/ou multivias, aplicados a 90 participantes dos 5 (cinco) campos produtores, observamos 36 perguntas com quantitativos e valores percentuais de respostas com possíveis lacunas, sendo: 308 (6%) respostas “discordo totalmente”, 983 (18%) respostas “discordo parcialmente”, 840 (15.1%) respostas “indiferente”, médias das medianas variando de 2 a 4, e média geral das medianas igual a 3,7, demonstrado na Tabela 19, que podem caracterizar riscos de incidentes (quase acidentes e/ou acidentes), com impactos para a segurança, ambiental e saúde no trabalho (SMS).

Tabela 19 - Resultados consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DE POÇOS		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E											
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA											
VAR	CATEGORIA C - POÇOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E INJETORES DE FLUIDOS (PPI)	DISCORDO (1-DT/2-DP) / INDIFFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT/5-CP)											
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED	
PPI 01	Pistas de acesso ao poço estão em boas condições de trânsito?	7	8%	30	33%	4	4%	47	52%	2	2%	4.0	
PPI 02	Placas de identificação com TAG/Nº do poço instalado na locação?	1	1%	31	34%	7	8%	49	54%	2	2%	4.0	
PPI 03	Placas de identificação de poço estão com dados legíveis?	0	0%	24	27%	6	7%	47	52%	13	14%	4.0	
PPI 04	Placas de identificação de poço tem logotipo/marca da empresa?	6	7%	15	17%	6	7%	60	67%	3	3%	4.0	
PPI 05	Placas de identificação de poço tem a sinalização dos riscos?	6	7%	15	17%	12	13%	32	36%	25	28%	4.0	
PPI 06	Placas de identificação de poço tem a sinalização dos EPI's?	6	7%	13	14%	6	7%	53	59%	12	13%	4.0	
PPI 07	Placas de identificação de poço tem o nº de telefone de emergência?	6	7%	5	6%	7	8%	52	58%	20	22%	4.0	
PPI 08	Locações de poços tem cercas íntegras?	0	0%	37	41%	7	8%	44	49%	2	2%	4.0	
PPI 09	Locações de poços tem portões íntegros?	2	2%	31	34%	1	1%	44	49%	12	13%	4.0	
PPI 10	Locações de poços estão isentas de resíduos oleoso?	0	0%	13	14%	1	1%	73	81%	3	3%	4.0	
PPI 11	Poços tem grades ou gaiolas de proteção ao redor da instalação?	0	0%	8	9%	7	8%	66	73%	9	10%	4.0	
PPI 12	Válvulas de drenos (Anular e de Tê de Fluxo) de Poço tem CAP/PLUG?	0	0%	38	42%	7	8%	43	48%	2	2%	3.5	
PPI 13	Válvula de bloqueio de 2" instalada no anular do poço?	0	0%	22	24%	3	3%	54	60%	11	12%	4.0	
PPI 14	Válvula de 2" do anular está operacional com rosca íntegra?	0	0%	30	33%	8	9%	50	56%	2	2%	4.0	
PPI 15	Válvula de bloqueio de 2" do anular está estanque s/vazamento?	0	0%	36	40%	2	2%	50	56%	2	2%	4.0	
PPI 16	Válvula de bloqueio de 3" instalada no Tê de fluxo ou no centro do poço?	0	0%	27	30%	10	11%	51	57%	2	2%	4.0	
PPI 17	Válvula de bloqueio de 3" de Tê de fluxo/centro está operacional?	0	0%	23	26%	4	4%	55	61%	8	9%	4.0	
PPI 18	Válvula de bloqueio de 3" de Tê de fluxo/centro está estanque s/vazamento?	0	0%	14	16%	7	8%	60	67%	9	10%	4.0	
PPI 19	Válvula de bloqueio e/ou de dreno com volante tem corrente com cadeado?	0	0%	7	8%	7	8%	53	59%	23	26%	4.0	
PPI 20	Bases de concreto de poços estão isentas de resíduo oleoso?	0	0%	9	10%	16	18%	58	64%	7	8%	4.0	
PPI 21	Antepoços estão com nível de fluido baixo na caixa?	0	0%	21	23%	3	3%	56	62%	10	11%	4.0	
PPI 22	Antepoços tem paredes/dique de contenção para evitar transbordo?	1	1%	9	10%	22	24%	49	54%	9	10%	4.0	
PPI 23	Antepoços tem grades de proteção no piso ao redor da cabeça de poços?	0	0%	5	6%	12	13%	71	79%	2	2%	4.0	
PPI 24	Instalações de poços estão isentas de vazamentos?	11	12%	16	18%	2	2%	44	49%	17	19%	4.0	
PPI 25	Gaxetas de poços (BM e BCP) estão isentas de vazamentos?	10	11%	22	24%	3	3%	52	58%	3	3%	4.0	
PPI 26	Instalações de poços estão isentas de corrosão?	6	7%	12	13%	14	16%	39	43%	19	21%	4.0	
PPI 27	Poços parados tem placa "Fora de Operação" ou "Em Manutenção"?	6	7%	9	10%	16	18%	42	47%	17	19%	4.0	
PPI 28	Poços parados fora de operação tem raquetes?	15	17%	16	18%	24	27%	35	39%	0	0%	3.0	
PPI 29	Raquetes tem adesivo/etiqueta com dados técnicos de fabricação?	30	33%	20	22%	12	13%	24	27%	4	4%	2.0	
PPI 30	Raquetes tem placa de aviso "Raqueteado"?	0	0%	0	0%	11	12%	67	74%	12	13%	4.0	
PPI 31	Flanges das instalações e de válvulas de poço tem todos os parafusos?	0	0%	7	8%	6	7%	41	46%	36	40%	4.0	
PPI 32	Parafusos de flanges tem sobras de fios de rosca após as porcas?	6	7%	11	12%	3	3%	44	49%	26	29%	4.0	
PPI 33	Linhas de produção/injeção tem TAG / nº do poço?	6	7%	7	8%	6	7%	46	51%	25	28%	4.0	
PPI 34	Linhas de produção/injeção tem sinalização com faixa do tipo de fluido?	0	0%	8	9%	2	2%	54	60%	26	29%	4.0	
PPI 35	Linhas de produção/injeção tem sinalização da seta de sentido de fluxo?	1	1%	15	17%	26	29%	46	51%	2	2%	4.0	
PPI 36	Indicadores de pressão (PIT) da linha de produção estão operacionais?	8	9%	30	33%	13	14%	38	42%	1	1%	3.0	
PPI 37	Todos os poços estão automatizados?	0	0%	18	20%	28	31%	44	49%	0	0%	3.0	
PPI 38	Equipamentos de automação dos poços estão operacionais?	0	0%	18	20%	20	22%	36	40%	16	18%	4.0	
PPI 39	Equipamentos de automação dos poços estão calibrados?	1	1%	6	7%	66	73%	8	9%	9	10%	3.0	
PPI 40	Manômetro instalado em poço está operacional?	1	1%	0	0%	76	84%	4	4%	9	10%	3.0	
PPI 41	Manômetro instalado em poço está calibrado?	28	31%	31	34%	12	13%	19	21%	0	0%	2.0	
PPI 42	Taludes / encostas de poço estão isentas de erosão?	0	0%	18	20%	30	33%	36	40%	6	7%	3.0	
PPI 43	Taludes / encostas de poço tem vegetação de proteção contra erosão?	0	0%	15	17%	29	32%	40	44%	6	7%	4.0	
PPI 44	Canaletas de drenagem estão íntegras?	6	7%	13	14%	11	12%	53	59%	7	8%	4.0	
PPI 45	Canaletas de drenagem estão limpas isentas de vegetação e/ou areia?	6	7%	16	18%	14	16%	52	58%	2	2%	4.0	
PPI 46	Satélite e/ou multivia está com a placa de identificação do TAG/Nº?	0	0%	8	9%	12	13%	43	48%	27	30%	4.0	
PPI 47	Satélite e/ou multivia está com o TAG / Nº dos poços nas linhas de fluxos?	0	0%	7	8%	20	22%	48	53%	15	17%	4.0	
PPI 48	Satélite e/ou multivia está isento de corrosão?	0	0%	17	19%	9	10%	59	66%	5	6%	4.0	
PPI 49	Satélite e/ou multivia tem cap/plug instalado nas válvulas de dreno?	0	0%	9	10%	6	7%	63	70%	12	13%	4.0	
PPI 50	Satélite e/ou multivia tem todos parafusos nos flanges das válvulas?	0	0%	7	8%	4	4%	71	79%	8	9%	4.0	
PPI 51	Satélite e/ou multivia parafusos tem sobra de fios de rosca nas porcas?	6	7%	1	1%	4	4%	50	56%	29	32%	4.0	
PPI 52	Satélite e/ou multivia está isento de vazamentos?	18	20%	13	14%	0	0%	52	58%	7	8%	4.0	
PPI 53	Satélite e/ou multivia tem manômetro/termômetro operacional?	18	20%	33	37%	17	19%	19	21%	3	3%	2.0	
PPI 54	Satélite e/ou multivia tem manômetro/termômetro calibrado?	18	20%	33	37%	17	19%	17	19%	5	6%	2.0	
PPI 55	Satélite e/ou multivia tem área com piso impermeabilizado?	24	27%	15	17%	30	33%	17	19%	4	4%	3.0	
PPI 56	Satélite e/ou multivia tem dique de contenção íntegro?	12	13%	13	14%	32	36%	28	31%	5	6%	3.0	
PPI 57	Satélite e/ou multivia tem cerca e portão íntegra?	20	22%	9	10%	12	13%	40	44%	9	10%	4.0	
PPI 58	Satélite e/ou multivia tem cerca, portão fechado com cadeado?	16	18%	7	8%	13	14%	52	58%	2	2%	4.0	
PPI 59	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo oleoso?	0	0%	12	13%	16	18%	40	44%	22	24%	4.0	
PPI 60	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo de construção?	0	0%	10	11%	18	20%	38	42%	24	27%	4.0	
PPI 61	Satélite e/ou multivia está isenta de sucata ferrosa?	0	0%	9	10%	22	24%	37	41%	22	24%	4.0	
PPI 62	Satélite e/ou multivia está isenta de vegetação elevada?	0	0%	9	10%	19	21%	51	57%	11	12%	4.0	
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		308	5.5%	983	18%	840	15.1%	2806	50%	643	11.5%	3.7	
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		5580							3.7				
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-IND=INDIFERENTE; 4-CP=CONCORDO PARCIALMENTE; 5-CT=CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA													

Fonte: Dados da pesquisa

A partir dos resultados consolidados das respostas dos questionários da categoria C-PPI Poços dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E mapeamos 2806 (50%) respostas “concordo totalmente”, 983 (18%) respostas “discordo parcialmente”, e média das medianas igual a 3.7, de um total de 5580 respostas referentes a 90 participantes, definido na Tabela 20.

Tabela 20 - Quantidade, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria C-PPI Campos A, B, C, D e E N-90	Concordo Totalmente	643	11,5%	3.7
	Concordo Parcialmente	2806	50%	
	Indiferente	840	15%	
	Discordo Parcialmente	983	18%	
	Discordo Totalmente	308	5,5%	
Total de Respostas		5580	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados por campo produtor também identificamos quantitativos e valores percentuais similares na mesma escala Likert, onde observamos no campo produtor “A” 564 (45%) respostas “concordo parcialmente”, 252 (20%) respostas “discordo parcialmente”, e média das medianas de 3.6, de um total de 1240 respostas, referentes a 20 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 21.

Tabela 21 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “A”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria C-PPI Campo “A” N=20	Concordo Totalmente	185	15%	3.6
	Concordo Parcialmente	564	45%	
	Indiferente	132	11%	
	Discordo Parcialmente	252	20%	
	Discordo Totalmente	107	9%	
Total de Respostas		1240	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” contabilizamos 760 (49%) respostas “concordo parcialmente”, 289 (19%) respostas “discordo parcialmente”, e média das medianas 3.6, de um total de 1550 respostas referentes a 25 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 22.

Tabela 22 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “B”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria PPI Campo “B” N=25	Concordo Totalmente	217	14%	3.6
	Concordo Parcialmente	760	49%	
	Indiferente	155	10%	
	Discordo Parcialmente	289	19%	
	Discordo Totalmente	129	8%	
Total de Respostas		1550	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “C” verificamos 472 (51%) respostas “concordo parcialmente”, 254 (27%) respostas “indiferente”, e média das medianas de 3.4, de um total igual a 930 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 23.

Tabela 23 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “C”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria C-PPI Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	31	3%	3.4
	Concordo Parcialmente	472	51%	
	Indiferente	254	27%	
	Discordo Parcialmente	150	16%	
	Discordo Totalmente	23	3%	
Total de Respostas		930	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” observamos 526 (57%) respostas “concordo parcialmente”, 190 (20%) respostas “indiferente”, e média das medianas igual a 3.5, com total de 930 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, conforme Tabela 24.

Tabela 24 - Quantidade, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “D”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria C-PPI Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	31	3%	3.5
	Concordo Parcialmente	526	57%	
	Indiferente	190	20%	
	Discordo Parcialmente	153	17%	
	Discordo Totalmente	30	3%	
Total de Respostas		930	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Já no campo produtor “E” apresentamos um quantitativo de 484 (52%) respostas “concordo parcialmente”, e 179 (19%) respostas “concordo totalmente”, e média das medianas de 3.8, com total de 930 respostas referentes a 15 participantes da equipe de poços, demonstrado na Tabela 25.

Tabela 25 - QTD, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores do campo produtor “E”

Campo Produtor e N° Participantes Poços	Escala Likert	QTD	%	* Mediana
Categoria C-PPI Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	179	19%	3.8
	Concordo Parcialmente	484	52%	
	Indiferente	109	12%	
	Discordo Parcialmente	139	15%	
	Discordo Totalmente	19	2%	
Total de Respostas		930	100%	

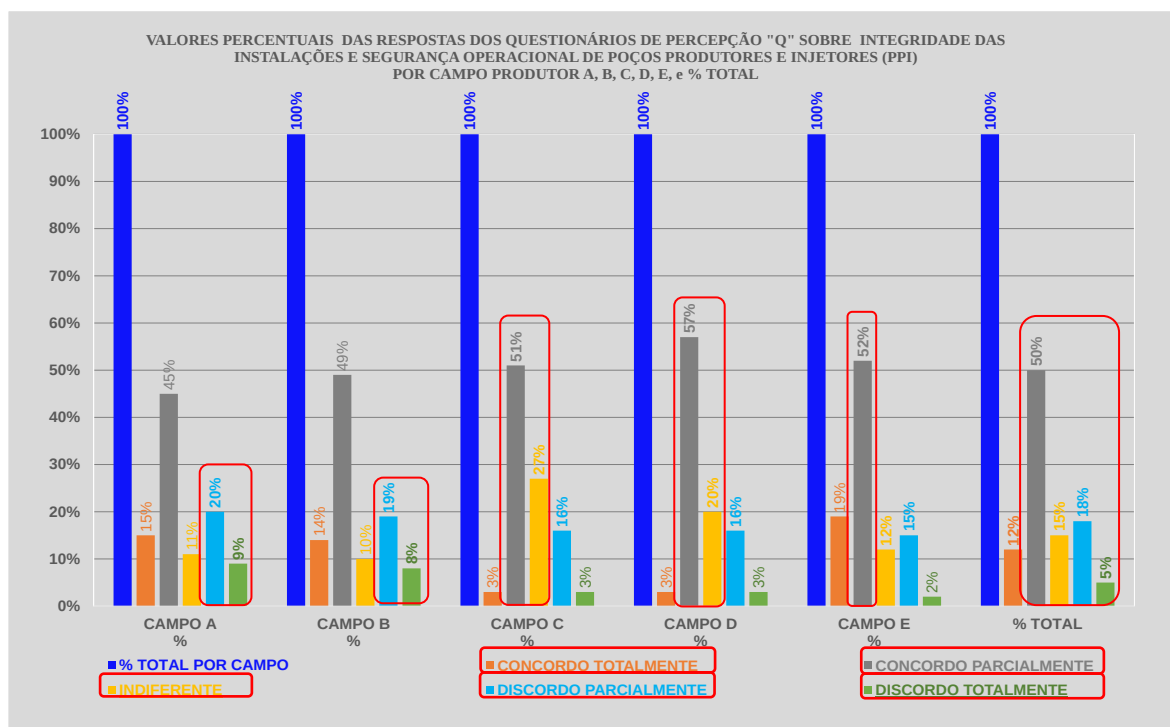
Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados comparativos da categoria C-PPI sobre a integridade estrutural das instalações e segurança operacional de poços produtores e poços injetores, tubulações, satélites e multivias verificamos baixos valores percentuais para respostas “concordo totalmente” em todos 5 (cinco) campos produtores, e as respostas “concordo parcialmente” com melhores valores percentuais, tomando como referência o % total de 50% (Gráfico 3), destacaram-se os campos “C” 51%, “D” 57% e “E” 52%.

Para respostas “indiferente” e % total com 15%, identificamos no campo “C” 27% e no campo “D” 20%. Nas respostas “discordo parcialmente” foram mais relevantes o campo “B” 19% e campo “C” 20%, como referência a % total de 18%, e nas respostas “discordo totalmente” com base no valor % total de 5% destaca-se o campo “B” 8% e o campo “A” 9%, definidos no Gráfico 3, onde ambos resultados apresentam possibilidades de lacunas de integridade das instalações e de segurança operacional dos poços, que podem apresentar riscos para a segurança, meio ambiente e saúde no trabalho, com impactos nos custos e na imagem dos campos produtores.

Gráfico 3 - Valores percentuais consolidados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-PPI sobre poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.1.4 Resultados comparativos dos quantitativos e valores percentuais das respostas consolidadas dos questionários (Q) das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços

Para uma melhor análise comparativa entre os resultados das respostas dos questionários de percepção dos 90 participantes da equipe de poços dos campos produtores A, B, C, D e E foram somados os quantitativos das respostas das escalas de “concordo totalmente” e “concordo parcialmente” para “concordo”, e também somados os quantitativos das escalas de “discordo totalmente” e “discordo parcialmente” para “discordo”, sendo mantido a escala de “indiferente”, estruturados na categoria A-GTC Poços e na categoria C-PPI Poços, com valores percentuais e média das medianas, para analisar de forma integrada as duas categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços, caracterizadas como mais relevantes, porque apresentaram maiores desvios quanto às respostas “indiferente” e de “discordo” na percepção dos empregados próprios e contratados de operação de poços.

Das 14130 respostas consolidadas dos questionários das três categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços dos campos produtores identificamos nos resultados das respostas das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços um total de 10980 respostas, sendo estes mais relevantes devido aos quantitativos e valores percentuais de respostas “discordo” e “indiferente” por campo e total geral com possíveis lacunas: 6308 (57%) respostas “conforme”, 2536 (23%) “discordo”, 2136 (20%) “indiferente”, e média geral das medianas igual a 3.7, validando que mais de 50% das respostas foram “concordo” (Tabela 26). Nos resultados das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços na Tabela 26 observamos também os seguintes quantitativos e valores percentuais por campo produtor:

- Campo produtor “A” um total de 2440 respostas, com 1303 (53%) respostas “concordo”, 660 (27%) respostas “discordo”, e 477 (20%) respostas “indiferente”;
- Campo produtor “B” um total de 3050 respostas, com 1728 (57%) respostas “concordo”, 759 (25%) respostas “discordo”, e 563 (18%) respostas “indiferente”;
- Campo produtor “C” um total de 1830 respostas, com 1096 (60%) respostas “concordo”, 335 (18%) respostas “discordo”, e 399 (22%) respostas “indiferente”;
- No campo produtor “D” total de 1830, com 981 (54%) “concordo”, 501 (27%) “discordo”, e 348 (19%) “indiferente”; e
- Campo produtor “E” total de 1830 respostas, com 1200 (66%) respostas “concordo”, 281 (15%) respostas “discordo”, e 349 (19%) respostas “indiferente”.

Tabela 26 - Quantidades, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas consolidadas dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços

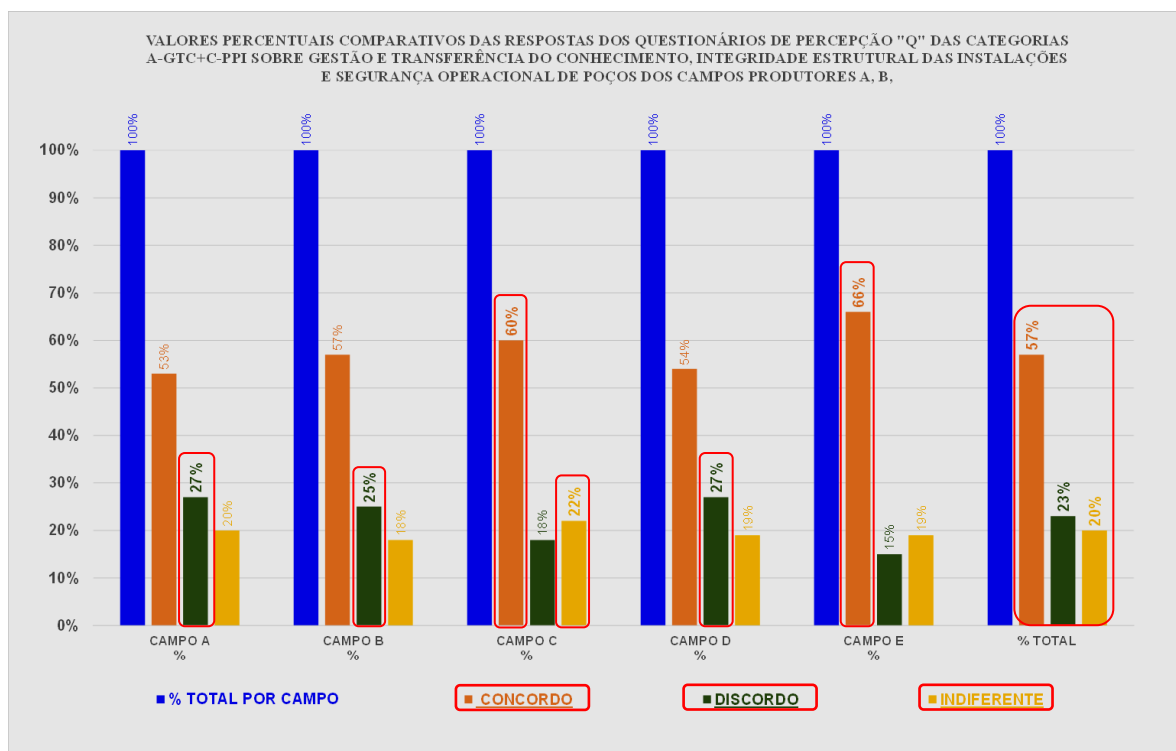
Categorias: A-GCT; B-FE; C-PPI		Campos Produtores de Petróleo e Quantitativo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
Cat. A-GCT+B-FE+C-PPI		3140		3925		2355		2355		2355		14130		
Categorias mais relevantes: A-GCT+ C-PPI		2440		3050		1830		1830		1830		10980		
Categorias: A-GCT+C-PPI	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	*MED
	“Concordo”	1303	53%	1728	57%	1096	60%	981	54%	1200	66%	6308	57%	3.7
	“Discordo”	660	27%	759	25%	335	18%	501	27%	281	15%	2536	23%	
	“Indiferente”	477	20%	563	18%	399	22%	348	19%	349	19%	2136	20%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Os resultados das respostas dos questionários de percepção nas categorias A-GTC + C-PPI com total geral de 10980 respostas, representados em valores percentuais por campo produtor, com % total igual a 57% de respostas “concordo”, 23% de respostas “discordo” e 20% de respostas “indiferente” foram utilizados como referência para comparar os resultados de cada campo produtor, onde verificamos um melhor desempenho para respostas “concordo” no campo produtor “E” com 66% e no campo produtor “C” com 60%. Quanto as respostas “discordo” observamos como relevantes e com maior possibilidade de lacunas na gestão e transferência de conhecimento, na integridade estrutural das instalações e na segurança operacional de poços dos campos produtores “A” 27%, “D” 27% e “B” 25%. E no campo produtor “C” com 22% de respostas “indiferente”, detalhado no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Valores percentuais comparativos das respostas consolidadas dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC + C-PPI aplicadas as equipes de operação, poços produtores e poços injetores



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.2 Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* em poços produtores e poços injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E por categorias

Para melhor distribuir as 122 perguntas que caracterizam a QMSOI&ST nos processos de elevação e escoamento de petróleo, compostos pelos poços produtores de petróleo, poços injetores de fluídos, tubulações/dutos, satélites, multivias e acessórios, definidos em requisitos de normas ISO do SGI e de regulamentos técnicos (RTSGI e RTSGIP) da ANP, foram estruturadas listas de verificação (LV) *in loco* para investigação com perguntas classificadas em 3 (três) categorias e variáveis: A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços, conforme a seguir:

- Na categoria A-GTC Poços estruturamos 35 perguntas com o objetivo de verificar *in loco* nas frentes operacionais a gestão e transferência de conhecimento nos campos produtores;
- Na categoria B-FE Poços definimos 25 perguntas para analisar a qualidade e condições dos recursos ferramentas, EPI, veículo operacional e outros disponibilizados para as equipes de operação executar as atividades e tarefas operacionais; e
- Na categoria C-PPI Poços organizamos 62 perguntas para a investigação da integridade das instalações e da segurança operacional dos poços produtores de petróleo, poços injetores de fluídos, tubulações/dutos, satélites, multivias e acessórios.

As LV foram aplicadas *in loco* nas frentes operacionais por 5 (cinco) operadores contratados executantes das atividades e tarefas operacionais nos campos produtores, com experiências variando de 1 a 5 anos de empresa, formação em curso de nível técnico médio, executantes de rotinas diárias de inspeção, acompanhamento e monitoramento de poços produtores e de poços injetores, após o treinamento para preenchimento das LV, supervisão e orientação do pesquisador.

6.3.2.1 Resultados das variáveis das listas de verificações (LV) *in loco* da categoria A - GTC Poços - gestão e transferência de conhecimento para equipe de poços

Nos estudos com aplicação de listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais dos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E observamos um total geral de 175 respostas na categoria A-GTC Poços e média geral de 35 respostas por campo produtor, com média de 16 variáveis que apresentaram respostas “não conforme” para atendimento de requisitos de padrões de diretrizes e/ou de execução, normas NBR ISO do SGI e de regulamentos técnicos, conforme demonstrado no Quadro 30.

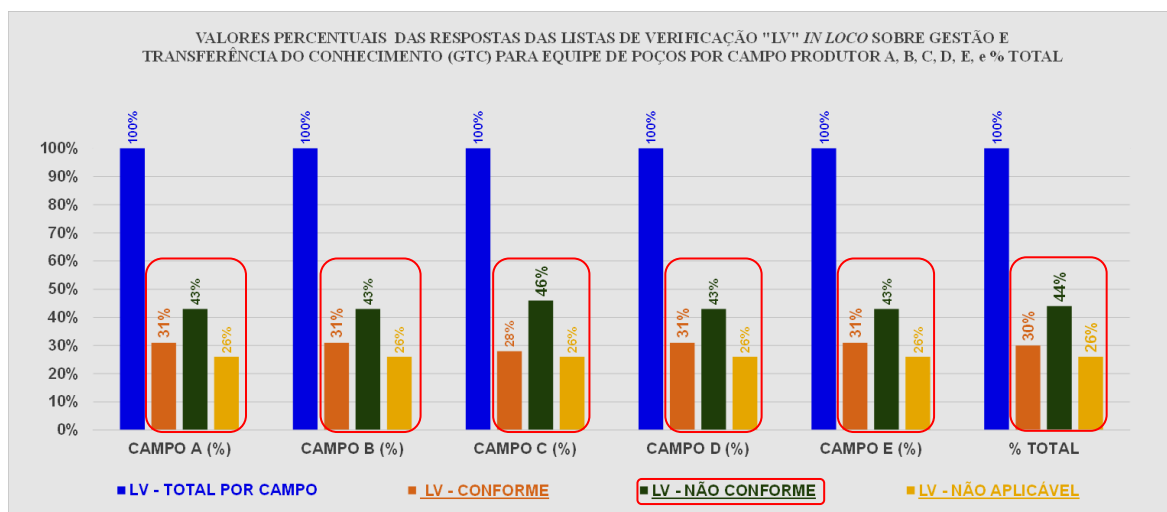
Quadro 30 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria A-GTC para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE POÇOS							
VARIÁVEL	CATEGORIA A - GTC - EQUIPE DE POÇOS RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
GTC 01	Realizado gestão de mudança de pessoas antes do Programa de Demissão (PDV)?	C	C	NC	NC	NC	5
GTC 02	Gestão de mudança de pessoas atende para gestão e transferência de conhecimento?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 03	Realizado a ambientação dos colaboradores após a admissão?	C	C	C	C	C	5
GTC 04	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões dos Manuais de Segurança?	C	C	C	C	C	5
GTC 05	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões de 15 diretrizes de SMS?	C	C	C	C	C	5
GTC 06	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões do PRE, PEL e operar SFCI?	C	C	C	C	C	5
GTC 07	Realizado treinamento dos colaboradores no padrão do Manual de Operação (MO)?	C	C	C	C	C	5
GTC 08	Realizado treinamento dos colaboradores nos procedimentos de Execução (PE)?	C	C	C	C	C	5
GTC 09	Procedimentos de Execução (PE) estão com análise crítica atualizada?	C	C	C	C	C	5
GTC 10	Padrões de diretrizes e de execução estão disponíveis para consulta na instalação?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 11	Colaboradores tem chave e senha de acesso aos padrões através de Sistema?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 12	Padrões da contratada estão atualizados com base nos padrões da contratante?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 13	Procedimentos operacional padrão (POP) da contratada estão impressos?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 14	Padrões (POP) da empresa contratada identificou os aspectos e impactos de SMS?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 15	Colaborador tem o cracha das 10 Regras de Ouro?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 16	Boletim e Lista de Verificação tem a rastreabilidade com o n° do padrão?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 17	Realizado treinamento na DSO (DUT, Fluxogramas; Plantas; LEC; APR e HAZOP)?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 18	Descrição de Unidade Terrestre (DUT) está disponível para consulta?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 19	Lista de Elementos Críticos (LEC) está disponível para consulta?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 20	Fluxograma de Processo e de Engenharia estão disponíveis para consulta?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 21	Planta de Classificação Elétrica de Área está disponível para consulta?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 22	Planta Baixa da instalação “As Built” está disponível para consulta?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 23	Estudos de Risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?	NC	NC	NC	C	C	5
GTC 24	Livro de Registro de Segurança (LRS) está disponível e sem rasuras?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 25	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (AVCB) está na validade e disponível?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 26	Alvará de Funcionamento está na validade e disponível para consulta?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 27	Mapa de Risco está atualizado e consta o período de gestão da CIPA?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 28	Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade e disponível para consulta?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 29	Lista de Verificação (LV) do DCBI do mês anterior está disponível para consulta?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 30	Controle de inibição de sistema ou equipamento crítico está disponível para consulta?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 31	Colaboradores emitem a Permissão de Trabalho (PT) no sistema da intranet?	C	C	C	C	C	5
GTC 32	Passagem de Serviço é cadastrada no Sistema da intranet?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 33	Passagem de Serviço é registrada/formalizada em livro de ocorrência?	C	C	C	C	C	5
GTC 34	Passagem de Serviço contempla itens críticos definidos no padrão da contratante?	C	C	C	C	C	5
GTC 35	Colaboradores tem acesso ao sistema de controle da produção e teste de poço?	NC	NC	NC	NC	NC	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		35	35	35	35	35	175
TOTAL DE RESPOSTAS “C - CONFORME” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		11 (31%)	11 (31%)	10 (28%)	11 (31%)	11 (31%)	54 (30%)
TOTAL DE RESPOSTAS “NC - NÃO CONFORME” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		15 (43%)	15 (43%)	16 (46%)	15 (43%)	15 (43%)	76 (44%)
TOTAL DE RESPOSTAS “NA - NÃO APLICÁVEL” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		9 (26%)	9 (26%)	9 (26%)	9 (26%)	9 (26%)	45 (26%)
LEGENDA: “C” - CONFORME; “NC” - NÃO CONFORME e “NA” - NÃO APLICÁVEL.							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das variáveis das listas de verificação aplicadas nos 5 (cinco) campos produtores contabilizamos um total geral de 175 respostas, sendo observado na ordem de relevância do % total: 44% de respostas “não conforme”, 30% de respostas “conforme”, e 26% de respostas “não aplicável”, com uma variação relevante média de 43% (campos produtores “A”, “B”, “D” e “E”) e de 46% (campo produtor “C”) de variáveis com respostas “não conforme”, que caracterizam de fato a existência de lacunas em GTC em todos campos produtores pesquisados, conforme Gráfico 5.

Gráfico 5 - Valores percentuais comparativos das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria A-GTC para equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.2.2 Resultados das variáveis das listas de verificações (LV) *in loco* da categoria B-FE Poços - ferramentas, EPI e veículos de operação para equipe de poços

No levantamento de dados através das listas de verificação *in loco* com perguntas na categoria B-FE Poços sobre a qualidade, disponibilidade e condições das ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI), veículo de operação e outros nos campos produtores de petróleo A, B, C, D e E constatamos um total geral de 125 respostas e média geral de 25 respostas por campo, com total de 116 (93%) respostas “conformes”, 5 (4%) respostas “não conformes”, 4 (3%) respostas “não aplicável” e média por campo igual a 1 respostas “não aplicável”, sendo observado apenas um desvio na variável FE 01, conforme Quadro 31, relacionado à veículo de operação de empresa contratada, porque este recurso não constava como exigência contratual.

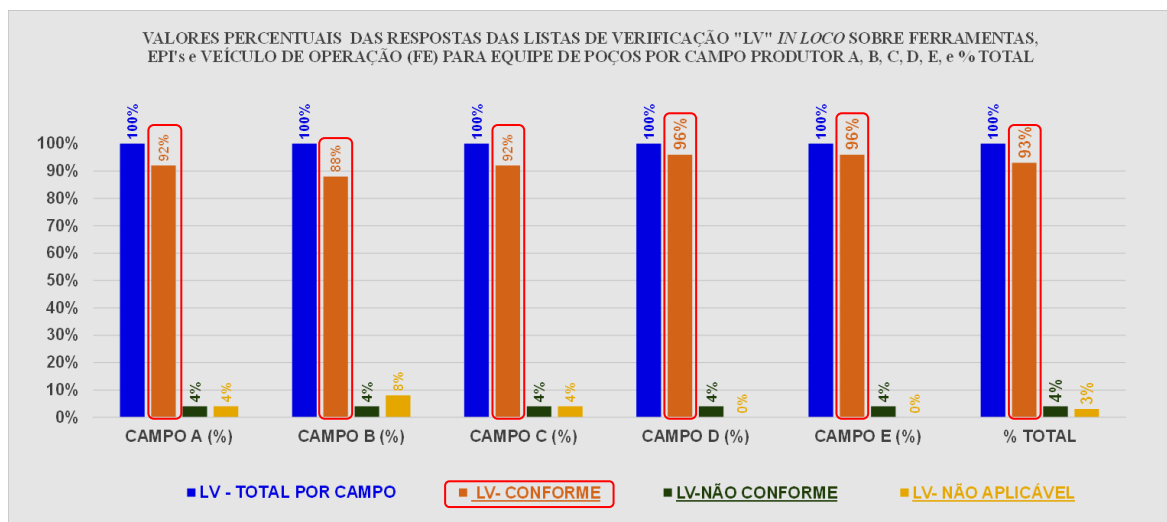
Quadro 31 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria B-FE Poços - ferramentas, EPI e veículos de operação para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE POÇOS							
VARIÁVEL	CATEGORIA B-FE - EQUIPE DE POÇOS	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
FE 01	O veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?	NC	NC	NC	NC	NC	5
FE 02	O termômetro móvel está operacional?	NA	NA	C	C	C	5
FE 03	As ferramentas disponíveis são suficientes para executar as atividades e tarefas de rotinas diárias?	C	C	C	C	C	5
FE 04	A lanterna para área classificada está disponível e operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 05	A marreta de bronze está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 06	A mola da chave griffe está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 07	O mordente da chave griffe está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 08	A trena móvel está operacional e certificada?	C	C	C	C	C	5
FE 09	O fardamento está limpo e em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 10	O capacete está na validade e em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 11	A carneira do capacete está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 12	A máscara semifacial está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 13	O filtro da máscara semifacial para gases e vapores está na validade?	C	C	C	C	C	5
FE 14	As botas estão em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 15	O óculos de segurança está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 16	O protetor auricular está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 17	As luvas estão em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 18	O detector de H2S está na validade e sem falha?	C	NA	NA	C	C	5
FE 19	A CNH do condutor do veículo está atualizada?	C	C	C	C	C	5
FE 20	O veículo está com o BIG BROTHER operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 21	O veículo está com documentação atualizada?	C	C	C	C	C	5
FE 22	O veículo está com os pneus em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 23	O veículo está com faróis / lanternas operacionais?	C	C	C	C	C	5
FE 24	O veículo possui triângulo, macaco e chave de roda?	C	C	C	C	C	5
FE 25	O veículo realizou as manutenções preventivas conforme definidas no manual do fabricante?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		25	25	25	25	25	125
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		23 (92%)	22 (88%)	23 (92%)	24 (96%)	24 (96%)	116 (93%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		1 (4%)	1 (4%)	1 (4%)	1 (4%)	1 (4%)	5 (4%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		1 (4%)	2 (8%)	1 (4%)	0 (0%)	0 (0%)	4 (3%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL.							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados dos valores percentuais das respostas de variáveis das listas de verificação *in loco* da categoria FE aplicadas nas frentes operacionais dos 5 (cinco) campos produtores identificamos um total geral de 125 respostas, com 93% de respostas “conforme”, 4% de respostas “não conforme”, e 3% de respostas “não aplicável”, assim como observamos uma variação relevante média de 88% a 92% (campos produtores “A”, “B” e “C”) e de 96% (campos produtores “D” e “E”) de variáveis com respostas “conforme”, que caracterizam de fato a qualidade, disponibilidade e condições das ferramentas, EPI e veículo de operação para as equipes próprias e de empresas contratadas de poços produtores e poços injetores, em todos campos produtores pesquisados, conforme Gráfico 6.

Gráfico 6 - Valores percentuais comparativos das variáveis das listas de verificação *in loco* da categoria B-FE Poços para a equipe de poços dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.2.3 Resultados das variáveis das listas de verificação *in loco* da categoria C-PPI Poços - Poços produtores e Injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E

Nos resultados das variáveis das listas de verificação *in loco* com perguntas da categoria C-PPI Poços sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional dos poços produtores e poços injetores, tubulações/dutos, satélites e multivias dos campos produtores de petróleo A, B, C, D e E constatamos um total geral de 310 respostas, do total geral de 62 variáveis, onde 49 (79%) das variáveis apresentaram respostas “não conforme”, com valores percentuais mais relevantes no total geral igual a 47% com respostas “não conforme”, 39% com respostas “conforme” e 14% com respostas “não aplicável”, caracterizando desta forma a existência de lacunas de integridade em instalações e na segurança operacional de poços em todos campos produtores estudados, conforme variáveis definidas no Quadro 32.

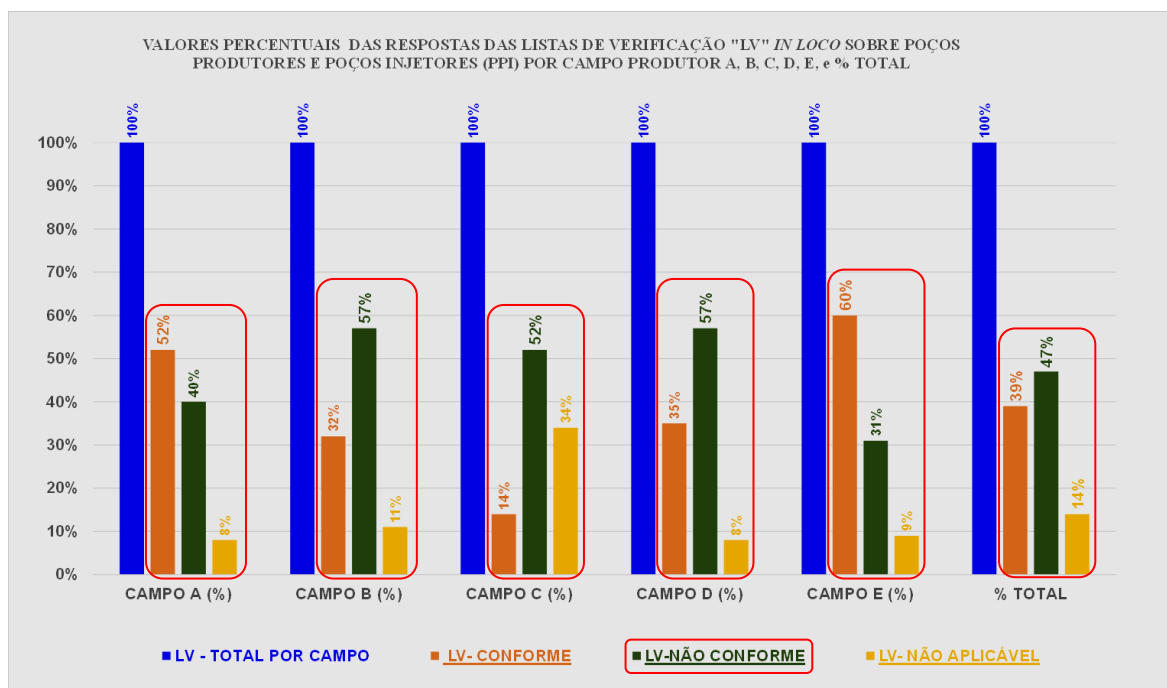
Quadro 32 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria C-PPI - Poços Produtores e Injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE POÇOS							
VARIÁVEL	CATEGORIA C - EQUIPE DE POÇOS RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> NAS FRENTES OPERACIONAIS SOBRE POÇOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E POÇOS INJETORES DE FLUIDOS (PPI)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
PPI 01	As válvulas de drenos (Anular e de Tê de Fluxo) de Poço tem CAP/PLUG?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 02	Poço parado tem placa “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 03	As raquetes tem adesivo/etiqueta com dados técnicos de fabricação?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 04	As raquetes tem placa de aviso “Raqueteado”?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 05	Parafusos de flanges possuem sobras de fios de rosca após as porcas?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 06	A linha de produção/injeção tem TAG / n° do poço?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 07	A linha de produção/injeção tem sinalização com faixa do tipo de fluido?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 08	A linha de produção/injeção tem sinalização da seta de sentido de fluxo?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 09	Os taludes / encostas de poço estão isentas de erosão?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 10	Os taludes / encostas de poço tem vegetação de proteção contra erosão?	NC	NC	NC	NC	NC	5
PPI 11	A locação de poço está isenta de vegetação elevada?	C	NC	NC	NC	NC	5
PPI 12	O antepoço (caixa) está com nível de fluido baixo?	C	NC	NC	NC	NC	5
PPI 13	Indicador de pressão (PIT) da linha de produção está operacional?	C	NC	NC	NC	NC	5
PPI 14	Manômetro instalado em poço está calibrado e operacional?	C	NC	NC	NC	NC	5
PPI 15	Satélite e/ou multivia tem cap/plug nas válvulas de dreno?	NC	NC	NA	NC	NC	5
PPI 16	Os equipamentos de automação do poço estão operacionais?	NC	NC	C	NC	NC	5
PPI 17	A locação de poço está isenta de resíduo de construção civil?	C	NC	NC	C	NC	5
PPI 18	O antepoço tem paredes/dique de contenção?	C	C	NC	C	NC	5
PPI 19	Satélite e/ou multivia está isenta de vegetação elevada?	C	C	NA	C	NC	5
PPI 20	O poço possui grade ou gaiola de proteção ao redor da instalação?	NC	NC	NC	NC	NA	5
PPI 21	Satélite e/ou multivia tem termômetro operacional?	NA	NA	NA	NC	NA	5
PPI 22	A locação de poço tem cerca íntegra?	NC	NC	NC	NC	C	5
PPI 23	A locação de poço tem portão íntegro?	NC	NC	NC	NC	C	5
PPI 24	A instalação de poço está isenta de corrosão?	NC	NC	NC	NC	C	5
PPI 25	Flanges das instalações e de válvulas de poço possuem todos os parafusos?	NC	NC	NC	NC	C	5
PPI 26	A locação de poço está isenta de sucata ferrosa?	C	NC	NC	NC	C	5
PPI 27	A locação de poço está isenta de valas abertas?	C	NC	NC	NC	C	5
PPI 28	As canaletas de drenagem estão íntegras?	NC	NA	NC	NC	C	5
PPI 29	As canaletas de drenagem estão limpas isentas de vegetação e/ou areia?	NC	NA	NC	NC	C	5
PPI 30	A instalação de poço está isenta de vazamentos?	C	C	NC	NC	C	5
PPI 31	Satélite e/ou multivia tem cerca, portão fechado com cadeado?	NC	NC	NA	NC	C	5
PPI 32	Satélite e/ou multivia tem manômetro calibrado?	NC	C	NA	NC	C	5
PPI 33	Satélite e/ou multivia tem placa de identificação do TAG?	C	C	NA	NC	C	5
PPI 34	Satélite e/ou multivia está íntegro isento de corrosão?	C	C	NA	NC	C	5
PPI 35	Válvula de bloqueio e/ou de dreno o volante tem corrente com cadeado?	NC	NC	C	NC	C	5
PPI 36	A base de poço está isenta de resíduo oleoso?	C	NC	C	NC	C	5
PPI 37	A locação de poço está acessível?	C	C	C	NC	C	5
PPI 38	O poço está automatizado?	C	C	C	NC	C	5
PPI 39	O poço tem placa de identificação com TAG / N° do poço?	C	NC	NC	C	C	5
PPI 40	A placa de identificação de poço está íntegra, com dados legíveis?	C	NC	NC	C	C	5
PPI 41	A placa de identificação de poço tem a identificação da empresa?	C	NC	NC	C	C	5
PPI 42	A placa de identificação de poço tem a sinalização dos riscos?	C	NC	NC	C	C	5
PPI 43	A placa de identificação de poço tem a sinalização dos EPI's?	C	NC	NC	C	C	5
PPI 44	O antepoço tem grade de proteção no piso ao redor da cabeça do poço?	C	C	NC	C	C	5
PPI 45	Poço parado fora de operação tem raquetes?	NC	NC	NA	C	C	5
PPI 46	Satélite e/ou multivia está isento de vazamentos?	C	NC	NA	C	C	5
PPI 47	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo oleoso?	C	NC	NA	C	C	5
PPI 48	Satélite e/ou multivia tem manômetro operacional?	NC	C	NA	C	C	5
PPI 49	As gaxetas de poço (BM e BCP) estão íntegras, isentas de vazamentos?	NC	C	C	C	C	5
PPI 50	Poço parado em manutenção tem raquetes?	NA	NA	NA	NA	NA	5
PPI 51	Termômetro de poço da zona de influência de vapor está calibrado?	NA	NA	NA	NA	NA	5
PPI 52	Termômetro de poço da zona de influência de vapor está operacional?	NA	NA	NA	NA	NA	5
PPI 53	Satélite e/ou multivia tem termômetro calibrado?	NA	NA	NA	NA	NA	5
PPI 54	Satélite e/ou multivia tem cerca e portão íntegra?	C	C	NA	NA	C	5
PPI 55	Satélite e/ou multivia tem TAG / N° na linha de produção, teste e pig?	C	C	NA	C	C	5
PPI 56	Satélite e/ou multivia tem todos parafusos nos flanges das válvulas?	C	C	NA	C	C	5
PPI 57	Satélite e/ou multivia parafusos tem sobra de fios de rosca nas porcas?	C	C	NA	C	C	5
PPI 58	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo de construção?	C	C	NA	C	C	5
PPI 59	Satélite e/ou multivia está isenta de sucata ferrosa?	C	C	NA	C	C	5
PPI 60	A pista de acesso ao poço está transitável para veículo leve?	C	C	C	C	C	5
PPI 61	A pista de acesso ao poço está transitável para a Sonda / SPT?	C	C	C	C	C	5
PPI 62	A locação de poço está isenta de resíduo oleoso?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		62	62	62	62	62	310
TOTAL DE RESPOSTAS “C - CONFORME” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		32(52%)	20(32%)	9(14%)	22(36%)	37(60%)	120 (39%)
TOTAL DE RESPOSTAS “NC - NÃO CONFORME” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		25(40%)	35(56%)	32(52%)	35(56%)	19(31%)	146 (47%)
TOTAL DE RESPOSTAS “NA - NÃO APLICÁVEL” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		5(8%)	7(11%)	21(34%)	5(8%)	6(9%)	44 (14%)
LEGENDA: “C” - CONFORME; “NA” - NÃO APLICÁVEL; e “NC” - NÃO CONFORME.							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das variáveis das listas de verificação *in loco* com perguntas sobre a categoria C-PPI Poços aplicadas nos 5 (cinco) campos produtores verificamos um total geral de 310 respostas, sendo observado valor percentual em ordem de relevância no % total com 47% de respostas “não conforme”, 39% de respostas “conforme” e 14% de respostas “não aplicável”, com resultado relevante igual a 57% (campos produtores “B” e “D”), e com 52% (campo produtor “C”) de variáveis com respostas “não conforme”, que caracterizam de fato a existência de lacunas em integridade estrutural e de segurança operacional nas instalações de poços, conforme Gráfico 7.

Gráfico 7 - Valores percentuais comparativos das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria C-PPI – Poços Produtores e Injetores dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.2.4 Resultados comparativos das listas de verificação (LV) *in loco* das categorias A-GTC, B-FE e C-PPI em poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

Nos resultados das LV *in loco* estruturadas nas 3 (três) categorias A-GTC Poços; B-FE Poços e C-PPI Poços totalizamos 122 respostas por campo produtor e um total geral de 610 respostas (Tabela 27). Porém, para os resultados comparativos realizamos a soma das respostas dos questionários das listas de verificação *in loco*, das categorias A-GTC Poços e

C-PPI Poços, que totalizaram 97 respostas por campo produtor, e um total geral com 485 respostas, porque apresentaram elevados quantitativos e valores percentuais de respostas “não conforme” no total geral igual a 222 (46%) respostas, definidas na Tabela 27, que caracterizam riscos de incidentes (quase acidentes e/ou acidentes) com pessoas e/ou tecnologias, não conformidades em auditorias internas, auditorias externas e também impactos na imagem dos campos produtores, sendo estes:

- Campo produtor “**A**” 43 (45%) respostas “conforme”, 40 (41%) respostas “não conforme”, e 14 (14%) respostas “não aplicável”;
- Campo produtor “**B**” 31 (32%) respostas “conforme”, 50 (52%) respostas “não conforme”, e 16 (16%) respostas “não aplicável”;
- Campo produtor “**C**” 19 (20%) respostas “conforme”, 48 (49%) respostas “não conforme”, e 30 (31%) respostas “não aplicável”;
- No campo produtor “**D**” 33 (34%) respostas “conforme”, 50 (52%) respostas “não conforme”, e 14 (14%) respostas “não aplicável”; e
- Campo produtor “**E**” 48 (49%) respostas “conforme”, 34 (35%) respostas “não conforme”, e 15 (16%) respostas “não aplicável”;

Tabela 27 - Quantidades e valores percentuais comparativos das listas de verificação (LV) *in loco* das categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços dos campos produtores: A, B, C, D e E

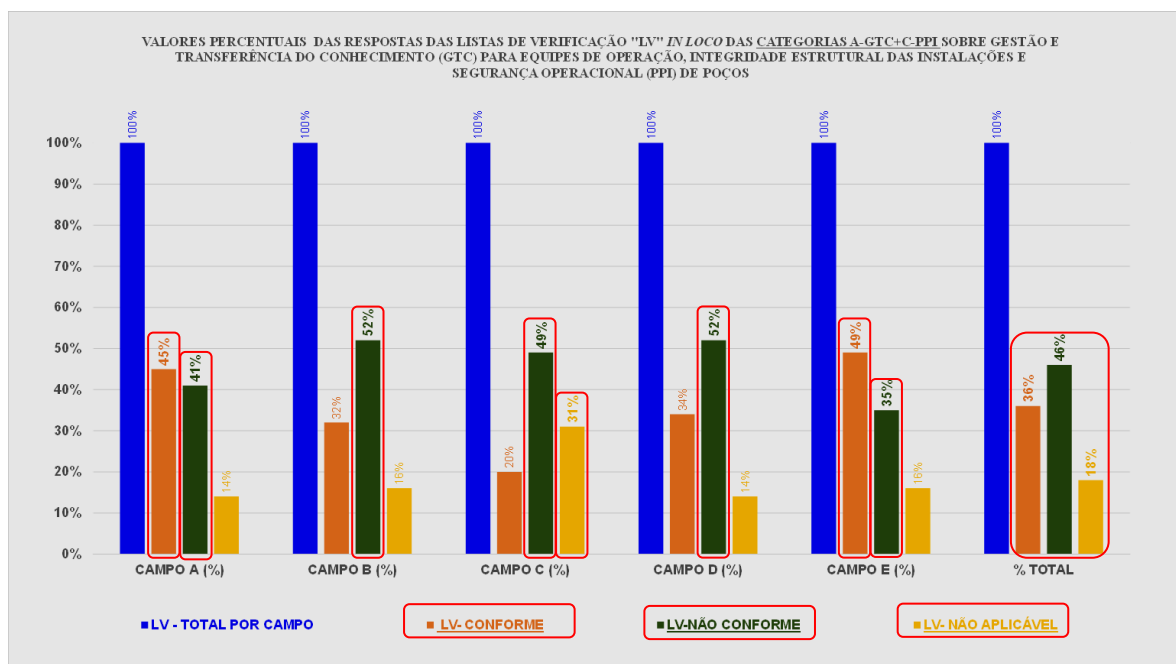
Categorias: A-GCT+B-FE+C-PPI	Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
	A		B		C		D		E			
Total por Campo: A-GCT+B-FE+C-PPI	122		122		122		122		122		610	
Total por Campo: A-GCT + C-PPI	97		97		97		97		97		485	
Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Conforme	43	45%	31	32%	19	20%	33	34%	48	49%	174	36%
Não Conforme	40	41%	50	52%	48	49%	50	52%	34	35%	222	46%
Não Aplicável	14	14%	16	16%	30	31%	14	14%	15	16%	89	18%

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos dos valores percentuais observamos como mais relevantes em todos os campos produtores as respostas “não conforme”, referentes as categorias A-GTC

Poços + C-PPI Poços tomando como referência os valores percentuais mais relevantes do % total igual a 46% de respostas “não conforme”, 36% de respostas “conforme” e 18% de respostas “não aplicável”. E por campo produtor verificamos como maior preocupação os campos produtores: “B” e “D” com 52%; campo “C” 49%, campo “A” 41% e campo “E” 35%, com respostas “não conforme” em comparação ao % total, porque podem caracterizar incidentes (quase acidentes e/ou acidentes) com impactos para as pessoas, meio ambiente, patrimônio e imagem dos campos produtores. Para respostas “conforme” com destaque para o campo “A” igual a 45% e campo “E” com 49%, e para respostas “não aplicável” o campo “C” com 31%, demonstrado no Gráfico 8.

Gráfico 8 - Valores percentuais comparativos das listas de verificação (LV) *in loco* das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.3.2.5 Resultados comparativos dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* em poços por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI

Na categoria A-GTC Poços observamos no total geral dos questionários de percepção dos empregados “Q” 5400 respostas e nas listas de verificação *in loco* (LV) 175 respostas dos campos produtores A, B, C, D e E pesquisados, com quantitativos e valores percentuais classificados por tipo de respostas, sendo: “Q” igual a 2859 (53%) respostas “concordo” e

de “LV” igual a 54 (30,4%) de respostas “conforme”; ‘Q” com 1244 (23%) respostas “discordo” e “LV” com 76 (43,6%) respostas “não conforme”; “Q” igual a 1295 (24%) respostas “indiferente”, e nos resultados das listas de verificação (LV) *in loco* com 45 (26%) respostas “não aplicável”, detalhado por campo produtor, com destaque para os quantitativos e valores percentuais das respostas de “Q” para “discordo”, e das respostas de “LV” para “não conforme”, que caracterizam de fato a existência de lacunas na gestão e transferência de conhecimento (GTC) para os empregados próprios e contratados dos campos produtores estudados, conforme Tabela 28.

Tabela 28 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* da categoria A-GTC Poços para a equipe de poços

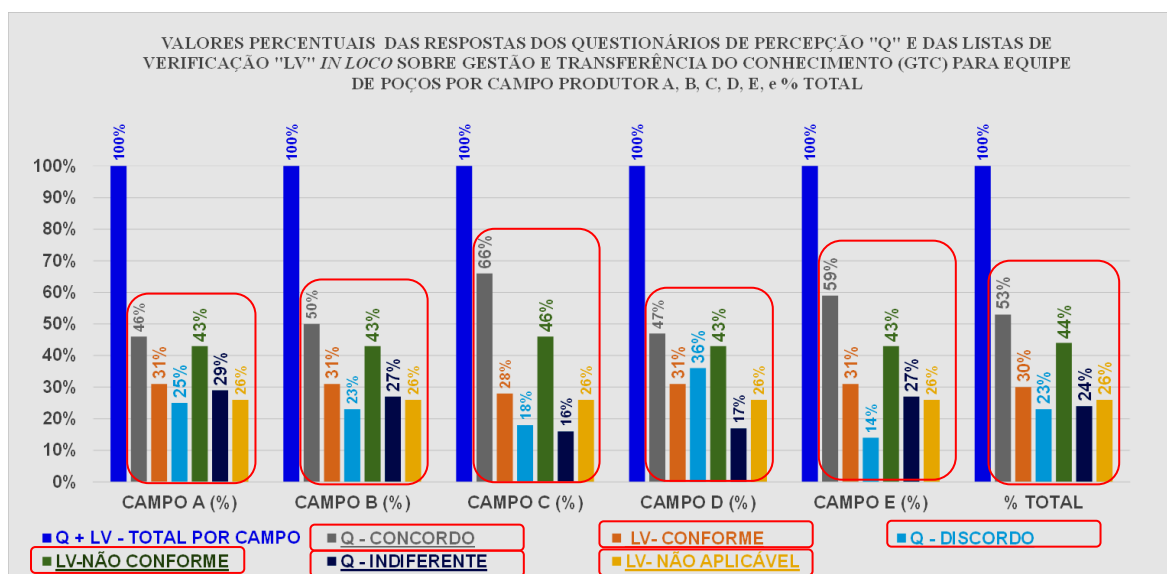
Categorias A-GTC Poços		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total da Categoria A-GTC - “Q”		1200		1500		900		900		900		5400	
Total da Categoria A-GTC - “LV”		35		35		35		35		35		175	
A-GTC - Gestão e Transferência de conhecimento para Equipe de Poços	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	“Q” - Concordo	554	46%	751	50%	593	66%	424	47%	537	59%	2859	53%
	“LV” - Conforme	11	31%	11	31%	10	28%	11	31%	11	31%	54	30,4%
	“Q” - Discordo	301	25%	341	23%	162	18%	318	36%	123	14%	1244	23%
	“LV” - Não conforme	15	43%	15	43%	16	46%	15	43%	15	43%	76	43,6%
	“Q” - Indiferente	345	29%	408	27%	145	16%	158	17%	240	27%	1295	24%
	“LV” - Não aplicável	9	26%	9	26%	9	26%	9	26%	9	26%	45	26%
Legenda: Q - Questionário e LV - Lista de Verificação													

Legenda: Q - Questionário e LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados por tipo de respostas e valores percentuais de “Q” e de “LV” dos campos produtores na categoria A-GTC comparados com os resultados dos valores percentuais do % total por tipo de respostas no Gráfico 9 observamos os maiores valores percentuais nas respostas “concordo” de “Q” no campo produtor “C” 66% e no campo “E” 59%, e nas respostas “conforme” de “LV” nos campos produtores “A”, “B”, “D” e “E” iguais a 31%; para valores percentuais das respostas “discordo” de “Q” com lacunas identificamos no campo “D” 36% e no campo “A” 25%, e de “LV” com maiores lacunas no campo “C” 46% e nos campos “A”, “B”, “D” e “E” iguais a 43% para respostas “não conforme”, sendo estes mais relevantes porque foram realizadas nas frentes operacionais “*in loco*” e com observação direta; em “Q” para respostas “indiferente” os maiores valores percentuais foram campo “A” 29%, campo “B” e campo “E” iguais a 27%, e em “LV” todos os campos iguais a 26% para respostas “não aplicável”, conforme Gráfico 9.

Gráfico 9 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* da categoria A-GTC Poços para a equipe de poços



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria B-FE Poços identificamos no total geral dos questionários de percepção dos empregados “Q” 3150 respostas, e nas listas de verificação *in loco* (LV) 125 respostas dos campos produtores A, B, C, D e E, com quantitativos e valores percentuais por tipo de respostas, sendo: “Q” 2425 (77%) respostas “concorde”, e “LV” 116 (93%) respostas “conforme”, estes com maior relevância; “Q” 252 (8%) respostas “discordo”, e “LV” 5 (4%) respostas “não conforme”; “Q” (15%) “indiferente”, e “LV” 4 (3%) respostas “não aplicável” (Tabela 29), que demonstra a qualidade, disponibilidade e boas condições das ferramentas, EPI e veículo de operação para as equipes de poços.

Tabela 29 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* da categoria B-FE Poços para a equipe de poços

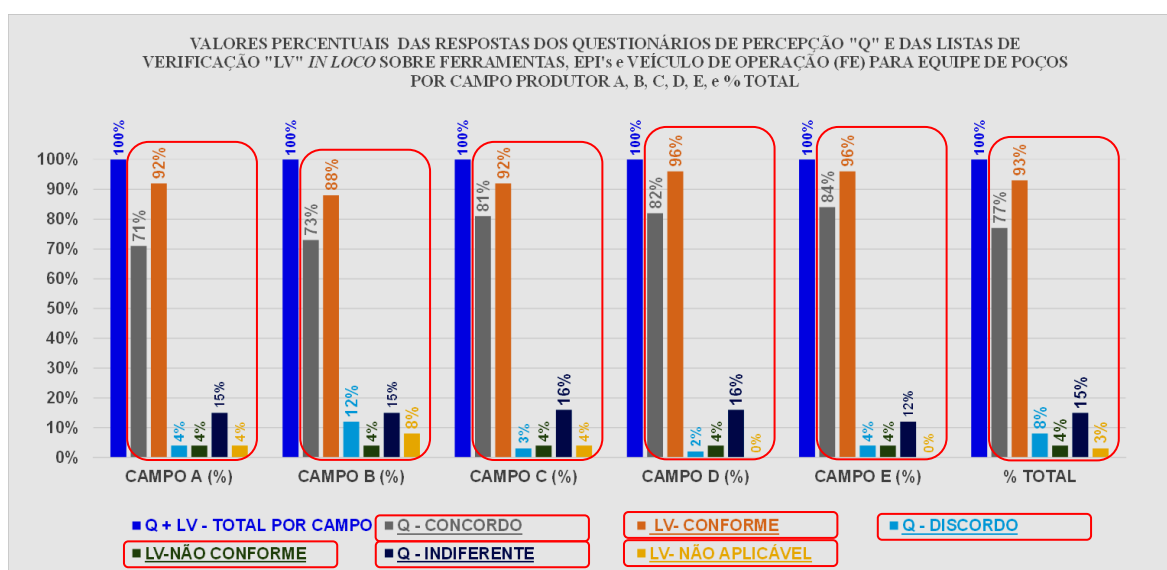
Categorias B-FE Poços		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total da Categoria B-FE - “Q”		700		875		525		525		525		3150	
Total da Categoria B-FE - “LV”		25		25		25		25		25		125	
B-FE - Recursos: Ferramentas, EPI, Veículos de Operação para Equipe de Poços	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	“Q” - Concorde	496	71%	635	73%	425	81%	428	82%	441	84%	2425	77%
	“LV” - Conforme	23	92%	22	88%	23	92%	24	96%	24	96%	116	93%
	“Q” - Discordo	101	4%	105	12%	14	3%	13	2%	21	4%	252	8%
	“LV” - Não conforme	1	4%	1	4%	1	4%	1	4%	1	4%	5	4%
	“Q” - Indiferente	103	15%	135	15%	86	16%	84	16%	63	12%	471	15%
	“LV” - Não aplicável	1	4%	2	8%	1	4%	0	0%	0	0%	4	3%

Legenda: Q - Questionário e LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Nos valores percentuais por tipo de respostas no Gráfico 10 referentes aos resultados de “Q” e de “LV” dos campos produtores na categoria B-FE, quando comparados com os resultados dos valores percentuais do % total por tipo de respostas observamos os maiores valores percentuais nas respostas “concordo” de “Q” no campo “C” 81%, campo “D” 82% e no campo “E” 84%, e com maior relevância nas respostas “conforme” de “LV” nos campos “A” e “C” 92%, campo “B” 88% , campos “D” e “E” iguais a 96%; quanto aos valores percentuais das respostas “discordo” de “Q” identificamos maior valor no campo “B” 8%, e para respostas “não conforme” de “LV” com 4% em todos campos estudados; e em “Q” para respostas “indiferente” os maiores valores percentuais foram campo “A” e “D” 16%, e em “LV” no campo “B” com 12% para respostas “não aplicável” (Gráfico 10).

Gráfico 10 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* da categoria B-FE Poços para a equipe de poços



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria C-PPI Poços verificamos no total geral dos questionários de percepção dos empregados “Q” 5580 respostas, e nas listas de verificação *in loco* (LV) 310 respostas dos campos produtores A, B, C, D e E, com quantitativos e valores percentuais por tipo de respostas, sendo: “Q” com 3449 (62%) respostas “concordo”, 1291 (22%) respostas “discordo” e 840 (16%) respostas “indiferente” na percepção dos empregados e nos resultados das respostas de “LV” *in loco* nas frentes operacionais identificou-se um valor

percentual igual a 120 (39%) de variáveis “conforme”, 146 (47%) de “não conforme” e 44 (14%) “não aplicável”, conforme Tabela 30.

Tabela 30 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” in loco da categoria C-PPI Poços Produtores e Injetores

Categorias C-PPI Poços		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total da Categoria B-PPI - “Q”		1240		1550		930		930		930		5580	
Total da Categoria B-PPI - “LV”		62		62		62		62		62		310	
C-PPI - Integridade das instalações e Segurança Operacional de Poço Produtor e Poço Injetor	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	“Q” - Concordo	749	60%	977	63%	503	54%	557	60%	663	71%	3449	62%
	“LV” - Conforme	32	52%	20	32%	9	14%	22	35%	37	60%	120	39%
	“Q” - Discordo	359	29%	418	27%	173	19%	183	20%	158	17%	1291	22%
	“LV” - Não conforme	25	40%	35	57%	32	52%	35	57%	19	31%	146	47%
	“Q” - Indiferente	132	11%	155	10%	254	27%	190	20%	109	12%	840	16%
	“LV” - Não aplicável	5	8%	7	11%	21	34%	5	8%	6	9%	44	14%
Legenda: Q - Questionário e LV - Lista de Verificação													

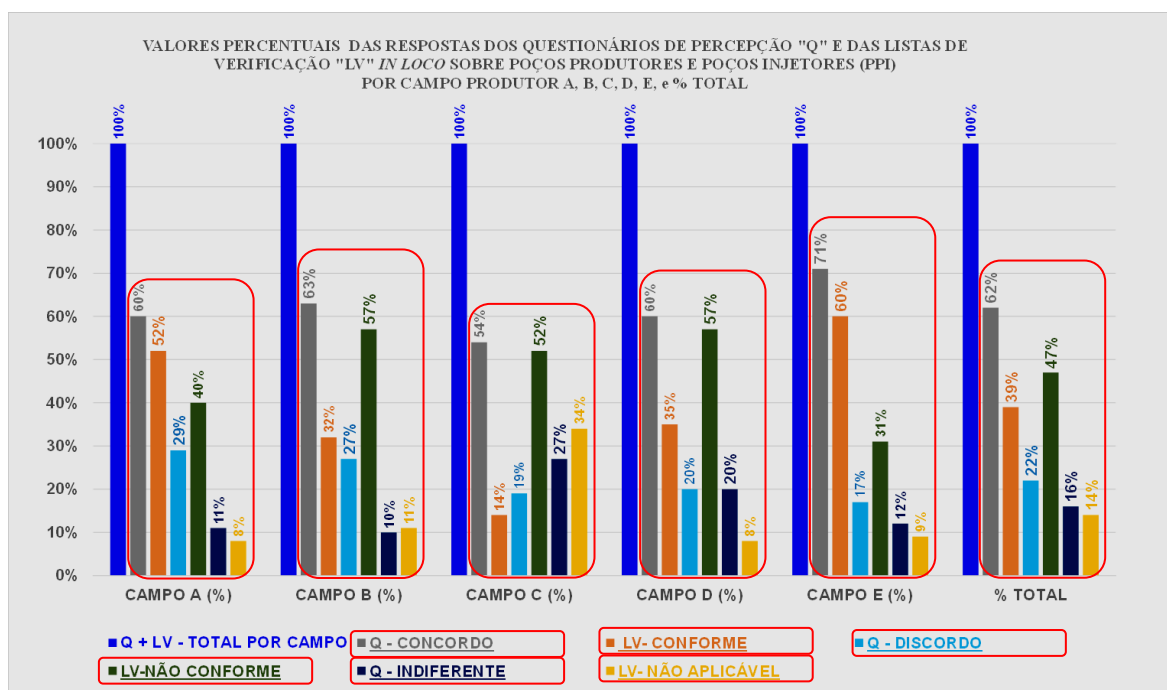
Legenda: Q - Questionário e LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Nas respostas dos “Q” de percepção da categoria C-PPI Poços por campo produtor (Gráfico 11) observamos os seguintes resultados de valores percentuais de respostas “concordo: campo “A” 60%, campo “B” 63%, campo “C” 54%, campo “D” 60% e campo “E” 71%; e nos resultados das respostas “conforme” de “LV”: campo “A” 52%, “B” 32%, “C” 14%, “D” 35% e “E” 60%; para as respostas “discordo” de “Q” verificamos no campo “A” 29%, “B” 27%, “C” 19%, “D” 20% e “E” 17%;

Nos resultados de “LV” com respostas “não conforme” identificamos no campo “A” 40%, campos “B” e “D” 57%, campo “C” 52% e “E” 31%, onde ambos os resultados apresentaram elevados valores percentuais com lacunas e possíveis riscos de integridade estrutural das instalações, segurança operacional, meio ambiente e de saúde nos poços produtores e poços injetores; quanto as respostas “indiferente” de “Q” contabilizamos: campo “A” 132 (11%), campo “B” 155 (10%), campo “C” 254 (27%), campo “D” 190 (20%) e campo “E” 109 (12%); e nos resultados de “LV” com respostas “não aplicável” mapeamos: campo “A” 8%, “B” 11%, “C” 34%, “D” 8% e “E” 9%, ilustrado no Gráfico 11.

Gráfico 11 - Quantidades e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* da categoria C-PPI Poços Produtores e Injetores



Fonte: Dados da pesquisa

Para os resultados comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção dos empregados próprios e contratados e dos resultados das listas de verificação (LV) aplicadas *in loco* nas frentes operacionais, classificadas nas categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços foram considerados os quantitativos e os valores percentuais de dois instrumentos de coleta de dados “questionários” e “listas de verificação”, sendo os questionários de percepção aplicados a uma média de 50% das equipes de poços representados por 90 participantes, com geração de 14130 respostas.

Já as listas de verificação *in loco* foram aplicadas em um grupo de 10 poços produtores petróleo e poços injetores de fluido, em cada campo produtor, com um total de 50 poços produtores e poços injetores verificados, quanto a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional, sendo gerados 610 respostas, totalizando assim 14740 respostas referentes à soma das respostas de “Q” e das “LV” (Tabela 31), para análise de práticas de gestão operacional no processo de elevação de petróleo e gás natural (poços produtores e poços injetores), e no processo de escoamento de fluidos (tubulações/dutos, satélites e multivias), nos campos produtores A, B, C, D e E.

Tabela 31 - Quantidades de respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* das 3 (três) categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços Produtores e Injetores

Categorias: A-GTC+B-FE+C-PPI	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
	Qtd	Qtd	Qtd	Qtd	Qtd	
Total Por Campo e Geral - “Q”	3140	3925	2355	2355	2355	14130
Total Por Campo e Geral – “LV”	122	122	122	122	122	610
Total Geral “Q” + “LV”	3262	4047	2477	2477	2477	14740

Legenda: Q - Questionário e LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Para os resultados comparativos não foram consideradas os quantitativos e valores percentuais das respostas de “Q” e de “LV” da categoria B-FE Poços - ferramentas, EPI e veículos de operação para as equipes de poços, porque estes alcançaram um atendimento de requisitos de LV *in loco* igual a 93% de respostas “conforme”, considerados um bom nível de atendimento. Neste contexto, os resultados das respostas de “Q” para “discordo” e de “LV” para “não conforme” das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços foram somados para uma comparação, porque consideramos como mais relevantes, devido ao alto risco das atividades e tarefas nas frentes operacionais dos campos produtores, para a exploração e produção (E&P) de petróleo e de gás natural.

Portanto, nos resultados das respostas dos questionários de percepção totalizamos nas categorias A-GTC + C-PPI um quantitativo de 10980 respostas e nas respostas das listas de verificação *in loco* totalizamos 485 respostas, com total geral igual a 11.465 respostas, sendo contabilizados por tipo de respostas os seguintes quantitativos e valores percentuais das respostas consolidadas dos 5 (cinco) campos produtores: 6308 (57%) “concordo” e 174 (36%) “conforme”, 2536 (23%) “discordo” e 222 (46%) “não conforme”, 2136 (20%) “indiferente” e 89 (18%) “não aplicável” demonstrado na Tabela 32, como também verificamos nos resultados comparativos quantitativos e valores percentuais de respostas de “Q” (concordo; discordo e indiferente), e de “LV” (conforme; não conforme e não aplicável) por campo produtor, conforme a seguir:

- campo “A” com 1303 (53%) “concordo” e 43 (45%) “conforme”; 660 (27%) “discordo” e 40 (41%) “não conforme”; 477 (20%) “indiferente” e 14 (14%) “não aplicável”;

- campo “B” 1728 (57%) “concordo” e 31 (32%) “conforme”; 759 (25%) “discordo” e 50 (52%) “não conforme”; 563 (18%) “indiferente” e 16 (16%) “não aplicável”;
- campo “C” 1096 (60%) “concordo” e 19 (20%) “conforme”; 335 (18%) “discordo” e 48 (49%) “não conforme”; 399 (22%) “indiferente” e 30 (31%) “não aplicável”;
- campo “D” 981 (54%) “concordo” e 33 (34%) “conforme”; 501 (27%) “discordo” e 50 (52%) “não conforme”; 348 (19%) “indiferente” e 14 (14%) “não aplicável”; e
- campo “E” 1200 (66%) “concordo” e 48 (50%) “conforme”; 281 (15%) “discordo” e 34 (35%) “não conforme”; 349 (19%) “indiferente” e 15 (15%) “não aplicável”.

Tabela 32 - Quantidades e valores percentuais comparativos do total de respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” in loco das categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços

Categorias: A-GTC Poços + C-PPI Poços	Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
	A		B		C		D		E			
Total Por Campo e Geral - “Q”	2440		3050		1830		1830		1830		10980	
Total Por Campo e Geral – “LV”	97		97		97		97		97		485	
Total Geral “Q” + “LV”	2537		3147		1927		1927		1927		11465	
Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Total “Q” - Concordo	1303	53%	1728	57%	1096	60%	981	54%	1200	66%	6308	57%
Total “LV” - Conforme	43	45%	31	32%	19	20%	33	34%	48	50%	174	36%
Total “Q” - Discordo	660	27%	759	25%	335	18%	501	27%	281	15%	2536	23%
Total “LV” - Não Conforme	40	41%	50	52%	48	49%	50	52%	34	35%	222	46%
Total “Q” - Indiferente	477	20%	563	18%	399	22%	348	19%	349	19%	2136	20%
Total “LV” - Não Aplicável	14	14%	16	16%	30	31%	14	14%	15	15%	89	18%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação												

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

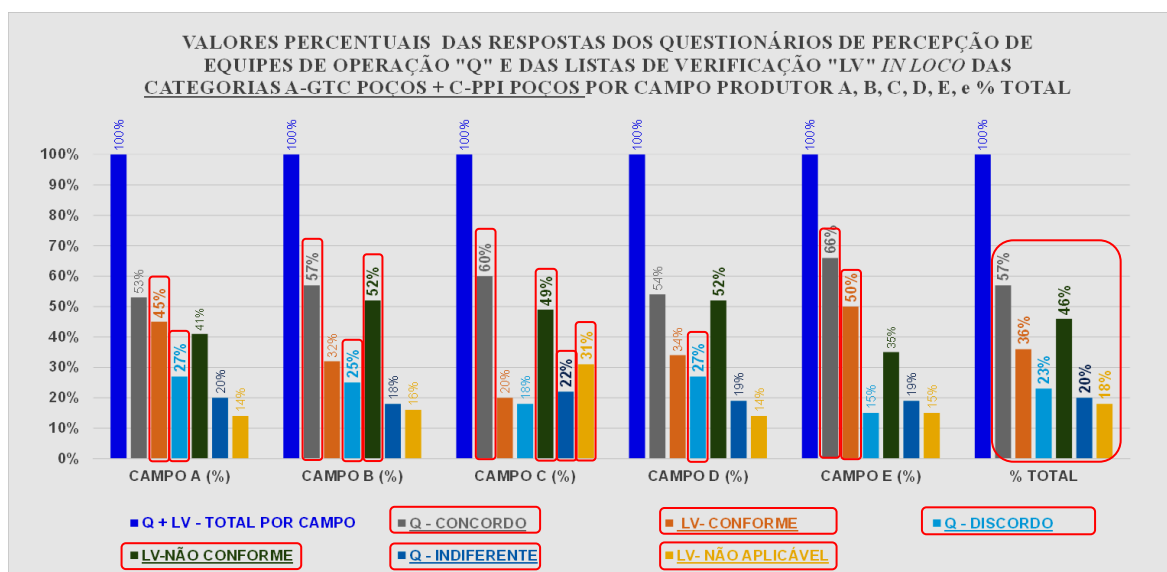
Nos resultados comparativos de “Q” e de “LV” por campo produtor das categorias A-GTC Poços + C-PPI Poços utilizamos como referência os valores percentuais do % total do Gráfico 12, iguais a: “Q” 57% de respostas “concordo” e “LV” 36% de respostas “conforme”; “Q” 23% de respostas “discordo” e “LV” 46% de respostas “não conforme”; “Q” 20% de respostas “indiferente” e “LV” 18% de respostas “não aplicável”. Neste contexto, observamos os maiores valores percentuais de respostas de “Q” e de “LV” por campo produtor no Gráfico 12, conforme a seguir:

- “Q” para respostas “concordo” no campo “B” com 57%, campo “C” 60% e campo “E” 66%, e de “LV” para respostas “conforme” no campo “A” 44% e campo “E”

49%, sinalizando em ambas respostas de “Q” e de “LV” valores percentuais inferiores de gestão operacional para o atendimento de requisitos de padrões, normativos e regulamentares sobre capacitação de pessoal, integridade estrutural de instalações e de segurança operacional;

- “Q” para respostas “discordo” no campo “A” 27%, campo “B” 25% e campo “D” 27%, e de “LV” para respostas “não conforme” nos campos “B” e “D” com 52%, campo “C” 49%, campo “A” 41% e campo “E” 35%, que validam a existência de lacunas na gestão operacional para o atendimento de requisitos de gestão e transferência de conhecimento para equipe de operação de poços, integridade estrutural das instalações e de segurança operacional em poços produtores, poços injetores, tubulações, satélites e multivias dos campos produtores estudados; e
- “Q” para respostas “indiferente” com 22% e “LV” para respostas “não aplicável” com 31% no campo “C”, com elevados valores percentuais devido a inexistência de satélites e multivias neste campo produtor.

Gráfico 12 - Valores percentuais comparativos do total de respostas dos questionários “Q” de percepção e das listas de verificação “LV” *in loco* das categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços



Fonte: Dados da pesquisa

6.4 Resultados dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* nas estações de coleta de petróleo dos campos produtores: A, B, C, D e E

Nos dados sociodemográficos dos 75 participantes da pesquisa nos cinco campos produtores A, B, C, D e E, quanto ao tipo de estrutura 75 (100%) participantes trabalham exclusivamente nas estações de coleta, tratamento, armazenamento e transferência, com distribuição de 15 participantes em cada campo produtor de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E, com uma média de 50% de participantes da equipe de operação das estações pesquisadas. Quanto à função e vínculo empregatício observam-se que 40 (54%) dos participantes foram de operadores contratados; 28 (37%) de técnicos de operação próprio.

No grau de instrução prevalece a formação técnica de nível médio igual a 53 (70%), 17 (23%) de formação técnica de nível superior e 7 (9%) de pós-graduação. Para o regime de trabalho destacam-se as equipes que trabalham no turno ininterrupto igual a 68 (91%) e 7 (9%) no administrativo; e quanto ao tempo de empresa 47 (63%) tinham de 1 ano a 5 anos, 12 (16%) variando de 16 a 20 anos, 9 (12%) no intervalo de 11 a 15 anos e 7 (9%) com 6 a 10 anos, conforme Tabela 33.

Tabela 33 - Dados sociodemográficos dos participantes na pesquisa da equipe de estação de coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo dos campos produtores: A, B, C, D e E

Variáveis dos 75 Participantes da Equipe de Operação de Estação		
Tipo de Estrutura / Participantes	Qtd	%
Estação	75	100%
Campos Produtores de Petróleo	Qtd	%
Campo A	15	20%
Campo B	15	20%
Campo C	15	20%
Campo D	15	20%
Campo E	15	20%
Função e Vínculo Empregatício	Qtd	%
Técnico de Operação Próprio	28	37%
Operador Contratado	40	54%
Supervisor Contratado	7	9%
Grau de Instrução	Qtd	%
Técnico de Nível Médio	53	70%
Técnico de Nível Superior	17	23%
Pós-graduação	5	7%

Continua

Cont. Tabela 33 - Dados sociodemográficos dos participantes na pesquisa da equipe de estação de coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo dos campos produtores: A, B, C, D e E

Regime de Trabalho	Qtd	%
Turno Ininterrupto - Equipe de Estação	68	91%
Administrativo – Supervisores Contratados	7	9%
Tempo de Empresa	Qtd	%
1 a 5 Anos	47	63%
6 a 10 Anos	7	9%
11 a 15 Anos	9	12%
16 a 20 Anos	12	16%

Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1 Resultados dos questionários de percepção dos empregados próprios e contratados de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Para as pesquisas com as equipes das estações dos campos produtores de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E foram tabulados 75 (setenta e cinco) questionários cada totalizando 228 perguntas, estruturadas em 6 (seis) categorias, sendo: A-GTC Estação com 60 perguntas, B-FE Estação igual a 35 perguntas, C-ETP Estação com 39 perguntas, D-DAPQ Estação com 16 perguntas, E-SE Estação igual a 36 perguntas e na F-SFCI Estação com 42 perguntas, com base em requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGI e RTDT da ANP, sendo:

- Categoria A-GTC Estação - gestão e transferência de conhecimento das políticas de QMSOI&ST, padronização das atividades e tarefas, documentação técnica e outros das equipes de estação de coleta, tratamento, armazenamento, transferência de petróleo, estação de injeção de água e de vapor, e estação de compressão e movimentação de gás lift e para exportação, com 60 perguntas;
- Categoria B-FE Estação - disponibilidade e qualidade dos recursos materiais nas frentes operacionais das estações de coleta de petróleo, injeção de água e vapor, de compressão e movimentação de gás lift e de exportação, como: ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e condições do veículo de operação, com 35 perguntas;

- Categoria C-ETP Estação - segurança operacional e integridade estrutural das instalações de equipamentos e tanques de armazenamento da produção de petróleo e de fluídos de injeção das estações de coleta de petróleo, injeção de água e vapor, de compressão e movimentação de *gás lift* e de exportação de gás, com 39 perguntas;
- Categoria D-DAPQ Estação - segurança operacional e integridade estrutural das instalações de dosagem e de armazenamento da produtos químicos para o tratamento do petróleo e da água de injeção nos poços injetores das estações de coleta de petróleo, injeção de água e vapor, de compressão e movimentação de *gás lift* e de exportação de gás, com 16 perguntas;
- Categoria E-SE Estação - segurança operacional e integridade estrutural das instalações de sistemas elétricos, painéis e sala de Controlo de Comandos de Motores (CCM) de calderiras, geradores de vapor, compressores de gás e de ar, bombas de transferência da produção de petróleo, bombas de injeção de fluídos, bombas dosadoras de produtos químicos e bombas de combate a incêndio das estações de coleta de petróleo, injeção de água e vapor, de compressão e movimentação de *gás lift* e de exportação de gás, com 36 perguntas; e
- Categoria F-SFCI Estação - segurança operacional e integridade estrutural das instalações de equipamentos, tubulações, hidrantes e canhões do Sistema Fixo de Combate a Incêndio das estações de coleta e de armazenamento de petróleo, de compressão e movimentação de *gás lift* e de exportação de gás, para unidade de processamento de gás natural (UPGN), com 42 perguntas.

6.4.1.1 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC Estação para a equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Para alcançar os resultados das práticas do processo de gestão e transferência de conhecimento (GTC) para os empregados próprios e contratados que trabalham no regime de turno ininterrupto dos campos produtores de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E foram aplicados 75 questionários de percepção, classificados na categoria A-GTC Estação com 60 perguntas abordando requisitos de padrões, normas ABNT NBR ISO do SGI e de regulamentos técnicos definidos pela ANP.

Para avaliação de práticas de gestão operacional de estação para a capacitação de equipes de operação de campos produtores foram elaborados perguntas sobre documentação técnica de segurança operacional (DSO) da instalação, descrição da unidade terrestre (DUT), desenhos de engenharia, plantas “As Built” de como construído e de classificação elétrica de área, fluxogramas de engenharia, fluxograma de processos, estudos de riscos de processos APR e HAZOP , manuais de operação e de segurança, políticas de QMSOI&ST, procedimentos de diretrizes, de processos e operacional/execução, mapa de risco, alvará de funcionamento, licença ambiental de operação (LAO), atestado de vistoria de corpo de bombeiro (AVCB), treinamentos, capacitação e educação, gestão de mudança de tecnologia e de pessoas, comunicação interna e outros.

Nos resultados da categoria A-GTC Estação na escala Likert de cinco pontos identificamos 6 (seis) perguntas com respostas que apresentaram lacunas variando de “discordo totalmente”, “discordo parcialmente” e “indiferente”, assim como um total geral de 4500 repostas, com média das medianas variando de 3 a 5, e média geral da medianas igual a 4.6, indicando que mais de 50% dessas respostas foram “concordo totalmente”, conforme na Tabela 34.

Tabela 34 - Resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DAS ESTAÇÕES		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E									
VAR	CATEGORIA A - GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC)	ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA									
		DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)									
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	MED
GTC 01	Participou da Palestra de Ambientação na admissão?	11	15%	9	12%	6	8%	16	21%	33	4.0
GTC 02	Comunicaram a Política do SGI?	7	9%	0	0%	4	5%	21	28%	43	5.0
GTC 03	Comunicaram os objetivos e metas do SGI?	12	16%	4	5%	8	11%	23	31%	28	4.0
GTC 04	Treinaram nos padrões dos Manuais de Segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	13	17%	62	5.0
GTC 05	Treinaram nos padrões das 15 Diretrizes de SMS?	0	0%	0	0%	5	7%	11	15%	59	5.0
GTC 06	Treinaram no Padrão de Resposta a Emergência (PRE)?	0	0%	0	0%	0	0%	22	29%	53	5.0
GTC 07	Treinaram no Padrão de Operar Sistema Fixo de Combate a Incêndio?	0	0%	7	9%	0	0%	0	0%	68	5.0
GTC 08	Treinaram nas 10 Regras de Ouro de Segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	20	27%	55	5.0
GTC 09	Treinaram no Manual de Operação (MO) da Instalação onde trabalho?	0	0%	0	0%	6	8%	19	25%	50	5.0
GTC 10	Treinaram nos procedimentos de operação (POP/PE) da Instalação?	0	0%	0	0%	0	0%	17	23%	58	5.0
GTC 11	Acessa o Sistema Informatizado de Padrões/Procedimentos?	0	0%	0	0%	0	0%	19	25%	56	5.0
GTC 12	Acessa o Sistema de Controle de Produção Diária?	1	1%	7	9%	5	7%	12	16%	50	5.0
GTC 13	Acessa o Sistema de Emissão de Permissão de Trabalho (PT)?	5	7%	0	0%	0	0%	2	3%	68	5.0
GTC 14	Emite Permissão de Trabalho (PT) para equipe de manutenção?	1	1%	5	7%	0	0%	2	3%	67	5.0
GTC 15	Acessa os padrões do Manual de Segurança?	0	0%	2	3%	0	0%	15	20%	58	5.0
GTC 16	Acessa os padrões das 15 Diretrizes de SMS?	0	0%	1	1%	9	12%	14	19%	51	5.0
GTC 17	Acessa o padrão PRE e Operar SFCI da instalação?	7	9%	1	1%	0	0%	18	24%	49	5.0

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Tabela 34 - Resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimento para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

VAR	CATEGORIA A - GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC)	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
GTC 18	Tem o crachá das 10 Regras de Ouro de Segurança?	13	17%	2	3%	0	0%	12	16%	48	64%	5.0
GTC 19	Acessa o Manual de Operação da Instalação?	5	7%	1	1%	5	7%	18	24%	46	61%	5.0
GTC 20	Acessa os padrões PE's da Contratante?	14	19%	3	4%	0	0%	14	19%	44	59%	5.0
GTC 21	Acessa os procedimentos operacionais da contratada?	8	11%	0	0%	1	1%	8	11%	58	77%	5.0
GTC 22	Padrões POP da contratada possui os aspectos e impactos de SMS?	8	11%	0	0%	6	8%	19	25%	42	56%	5.0
GTC 23	Padrões da contratada estão atualizados pelos padrões da contratante?	10	13%	13	17%	8	11%	30	40%	14	19%	4.0
GTC 24	Padrões POP's da contratada estão em cópias impressas controladas?	8	11%	0	0%	1	1%	33	44%	33	44%	4.0
GTC 25	Tem painel com ação de contingência para equipamento crítico?	2	3%	28	37%	12	16%	19	25%	14	19%	3.0
GTC 26	Treinamento teóricos nos padrões foram de qualidade?	1	1%	16	21%	6	8%	26	35%	26	35%	4.0
GTC 27	Treinamentos práticos dos padrões foram de qualidade?	0	0%	21	28%	3	4%	31	41%	20	27%	4.0
GTC 28	Treinamentos de aperfeiçoamento nos padrões foram realizadas?	14	19%	18	24%	0	0%	26	35%	17	23%	4.0
GTC 29	Participou de cursos técnicos de aperfeiçoamento?	17	23%	11	15%	13	17%	27	36%	7	9%	3.0
GTC 30	Boletins e/ou listas de verificação (LV) tem nº do POP/PE?	1	1%	10	13%	17	23%	26	35%	21	28%	4.0
GTC 31	Registra a passagem de serviço em Livro de Ocorrência?	3	4%	7	9%	16	21%	7	9%	42	56%	5.0
GTC 32	Registra a passagem de serviço em Sistema Informatizado?	15	20%	6	8%	6	8%	7	9%	41	55%	5.0
GTC 33	Conhece a Documentação de Segurança Operacional (DSO)?	0	0%	1	1%	0	0%	14	19%	60	80%	5.0
GTC 34	Acessa a Descrição da Unidade Terrestre (DUT) de operação?	1	1%	0	0%	0	0%	10	13%	64	85%	5.0
GTC 35	Documento DUT de operação da Instalação está atualizado?	0	0%	0	0%	24	32%	8	11%	43	57%	5.0
GTC 36	Conhece os Fluxogramas de Processo e de Engenharia da Instalação?	1	1%	0	0%	0	0%	21	28%	53	71%	5.0
GTC 37	Acessa os Fluxogramas de Processo e de Engenharia?	0	0%	0	0%	0	0%	25	33%	50	67%	5.0
GTC 38	Conhece a Planta de classificação elétrica de área?	1	1%	7	9%	21	28%	11	15%	35	47%	4.0
GTC 39	Acessa a planta de classificação elétrica de área?	10	13%	13	17%	15	20%	31	41%	6	8%	3.0
GTC 40	Conhece a Planta Baixa da Instalação As Biult - Como Construído?	14	19%	0	0%	1	1%	32	43%	28	37%	4.0
GTC 41	Acessa a Planta Baixa da Instalação As Biult- Como Construído?	14	19%	0	0%	1	1%	39	52%	21	28%	4.0
GTC 42	Fluxogramas e Plantas da instalação estão atualizados?	0	0%	7	9%	16	21%	16	21%	36	48%	4.0
GTC 43	Conhece a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?	1	1%	0	0%	9	12%	22	29%	43	57%	5.0
GTC 44	Acessa a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?	1	1%	0	0%	1	1%	21	28%	52	69%	5.0
GTC 45	Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação está atualizado?	0	0%	0	0%	24	32%	21	28%	30	40%	4.0
GTC 46	Conhece o Controle de Inibição de Equipamentos Críticos?	8	11%	14	19%	17	23%	6	8%	30	40%	3.0
GTC 47	Acesso o Módulo de Controle de Inibição no Sistema na Intranet?	17	23%	14	19%	14	19%	23	31%	7	9%	3.0
GTC 48	Conhece a Lista de Verificação de DCBI's de Válvula de Alívio (PSV)?	1	1%	0	0%	0	0%	21	28%	53	71%	5.0
GTC 49	Aplica mensalmente a Lista de Verificação de DCBI's?	8	11%	0	0%	7	9%	22	29%	38	51%	5.0
GTC 50	Conhece como preencher o Livro de Registro de Segurança de vaso?	1	1%	0	0%	14	19%	0	0%	60	80%	5.0
GTC 51	Estudos de risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?	1	1%	1	1%	20	27%	8	11%	45	60%	5.0
GTC 52	Estudos de risco APR/HAZOP estão na validade (5 anos)?	1	1%	9	12%	35	47%	7	9%	23	31%	3.0
GTC 53	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está disponível para consulta?	0	0%	0	0%	1	1%	7	9%	67	89%	5.0
GTC 54	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está na validade?	14	19%	9	12%	0	0%	8	11%	44	59%	5.0
GTC 55	Alvará de funcionamento está disponível para consulta?	6	8%	7	9%	1	1%	0	0%	61	81%	5.0
GTC 56	Alvará de funcionamento está na validade?	6	8%	8	11%	2	3%	9	12%	50	67%	5.0
GTC 57	Licença Ambiental de Operação (LAO) disponível para consulta?	5	7%	1	1%	20	27%	5	7%	44	59%	5.0
GTC 58	Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade?	7	9%	5	7%	15	20%	5	7%	43	57%	5.0
GTC 59	Mapa de Riscos da instalação está disponível na instalação?	0	0%	1	1%	1	1%	7	9%	66	88%	5.0
GTC 60	Mapa de Riscos da instalação está atualizado?	1	1%	8	11%	8	11%	10	13%	48	64%	5.0
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		282	6.3%	277	6.2%	404	9%	956	21.2%	2581	57.4%	4.6
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		4500						4.6				
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-IND=INDIFERENTE; 4-CP=CONCORDO PARCIALMENTE; 5-CT=CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA												

Fonte: Dados da pesquisa

Na Tabela 35 apresenta o detalhamento do quantitativo (Qtd) geral das 4500 respostas dos 75 questionários das equipes de operação de estação, cada com 60 perguntas, os percentuais (%) e a média das medianas de forma estruturada, referentes as respostas da categoria A-CGT sobre a gestão e transferência de conhecimento (GTC) dos campos produtores A, B, C, D e E, e o desdobramento das respostas na escala Likert, onde observamos no resultado detalhado do total geral dos campos produtores: 2581 (67%) respostas “concordo totalmente” e 956 (21%) respostas ‘concordo parcialmente”, totalizando 3546 (78%) respostas “concordo”, e média geral das medianas igual a 4.6, caracterizando que mais de 50% das respostas foram “concordo totalmente”.

Tabela 35 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC Estação para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D, e E

Campo Produtor e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campos A, B, C, D e E N=75	Concordo Totalmente	2581	57%	4.6
	Concordo Parcialmente	956	21%	
	Indiferente	404	9%	
	Discordo Parcialmente	277	6%	
	Discordo Totalmente	282	6%	
Total de Respostas		4500	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Portanto, nos resultados das respostas da categoria A-CGT Estação por campo produtor identificamos elevados quantitativos, valores percentuais de respostas e média das medianas, sendo no campo “A” 599 (57%) respostas “concordo totalmente”, 137 (15%) respostas “concordo parcialmente”, totalizando 736 (82%) respostas “concordo”, de um total de 900 respostas, e média das medianas igual a 4.7 (Tabela 36).

Tabela 36 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC das equipes de estação do campo produtor “A”

Campo Produtor e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “A” N=15	Concordo Parcialmente	137	15%	4.7
	Concordo Totalmente	599	67%	
	Indiferente	84	9%	
	Discordo Parcialmente	28	3%	
	Discordo Totalmente	52	6%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” contabilizamos 499 (55%) respostas “concordo totalmente” e 168 (19%) respostas “concordo parcialmente”, totalizando 667 (74%) respostas “concordo”, de um total de 900 respostas, e média das medianas igual a 4.4, conforme Tabela 37.

Tabela 37 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “B”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “B” N=15	Concordo Totalmente	499	55%	4.4
	Concordo Parcialmente	168	19%	
	Indiferente	92	10%	
	Discordo Parcialmente	63	7%	
	Discordo Totalmente	78	9%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor ‘C’ observamos 442 (49%) respostas “concordo totalmente”, 273 (30%) respostas ‘concordo parcialmente’, totalizando 715 (79%) respostas “concordo”, de um total de 900 respostas, e média das medianas igual a 4.4, demonstrado na Tabela 38.

Tabela 38 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “C”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	442	49%	4.4
	Concordo Parcialmente	273	30%	
	Indiferente	71	8%	
	Discordo Parcialmente	68	8%	
	Discordo Totalmente	46	5%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” verificamos 527 (59%) respostas “concordo totalmente” e 192 (21%) respostas ‘concordo parcialmente’, totalizando 719 (80%) respostas “concordo”, de um total de 900 respostas, e média das medianas igual a 4.5, observado na Tabela 39.

Tabela 39 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “D”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	527	59%	4.5
	Concordo Parcialmente	192	21%	
	Indiferente	77	9%	
	Discordo Parcialmente	67	7%	
	Discordo Totalmente	37	4%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “E” levantamos 514 (57%) respostas “concordo totalmente”, 186 (21%) respostas “concordo parcialmente”, totalizando 700 (78%) respostas “concordo”, de um total de 900 respostas, e média das medianas igual a 4.5, definido na Tabela 40.

Tabela 40 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação do campo produtor “E”

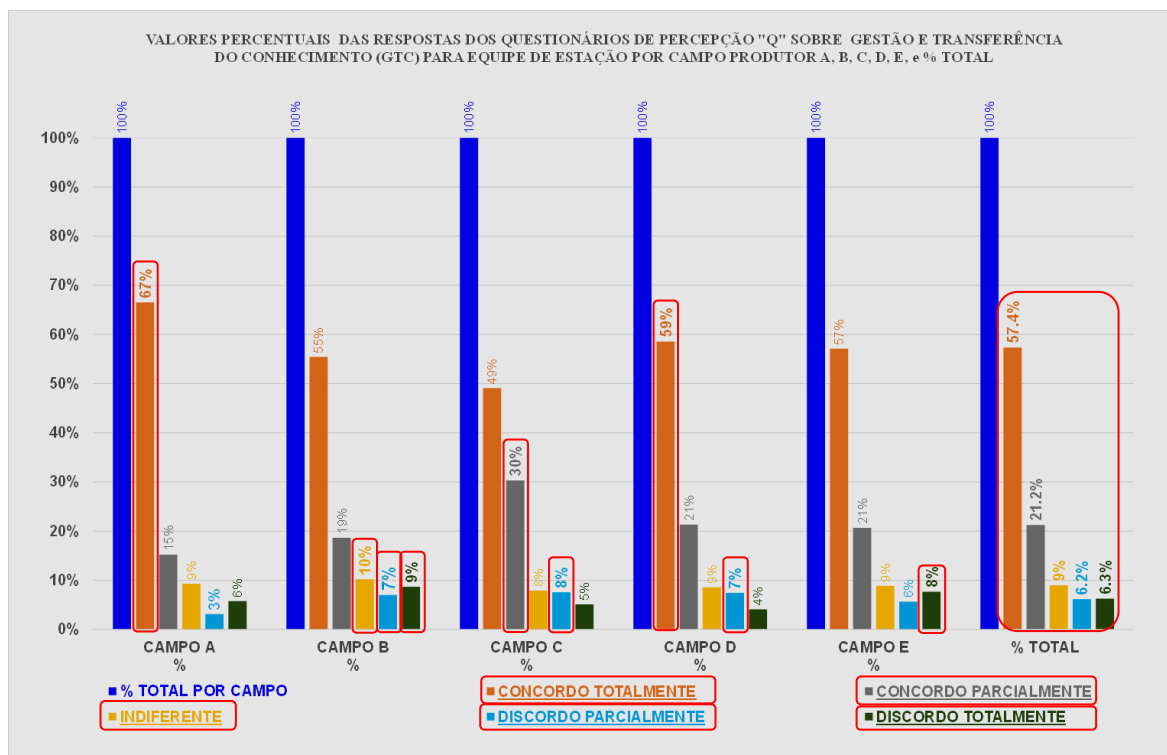
Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria A-GTC Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	514	57%	4.5
	Concordo Parcialmente	186	21%	
	Indiferente	80	9%	
	Discordo Parcialmente	51	6%	
	Discordo Totalmente	69	8%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Entretanto, com base nos valores percentuais do % total das respostas na escala Likert da categoria A-GTC, com 57,4% de respostas “concordo totalmente”, 21,2% de respostas “concordo parcialmente”, 9% de respostas “indiferente”, 6,2% de respostas “discordo parcialmente” e 6,3% de respostas “discordo totalmente”, para comparação por campo produtor verificamos os maiores valores percentuais no campo “A” 67% e campo “D” 59% para respostas “concordo totalmente”; campo “C” 30% “concordo parcialmente”; para as respostas “indiferente” observamos no campo “B” 10%; já para respostas “discordo parcialmente” campos “B” e “D” 7% e campo “C” 8%; e para respostas “discordo totalmente” campo “B” 9% e campo “D” 8%, verificado no Gráfico 13.

Gráfico 13 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria A-GTC para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1.2 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE para a equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Nas respostas das 35 perguntas dos 75 questionários da categoria B-FE, sobre a disponibilidade, qualidade e condições dos recursos ferramentas, EPI e veículos de operação para equipe de estação observamos 7 (sete) perguntas com respostas “discordo totalmente” e “indiferente”, com um total geral de 2625 respostas, medianas variando de 1 a 5, e média geral das medianas igual a 4.5, validando que mais de 50% das respostas foram para “concordo totalmente”, conforme Tabela 41.

Tabela 41 - Quantitativo, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DAS ESTAÇÕES		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E										
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA										
VAR	CATEGORIA B - RECURSOS FERRAMENTAS, EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL E VEÍCULO (FE)	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
FE 01	As ferramentas de serviço estão em boas condições de uso?	1	1%	0	0%	7	9%	1	1%	66	88%	5.0
FE 02	A lanterna de serviço para área classificada (Ex) está operacional?	0	0%	0	0%	7	9%	7	9%	61	81%	5.0
FE 03	A marreta de bronze de serviço está em boas condições de uso?	18	24%	0	0%	1	1%	0	0%	56	75%	5.0
FE 04	As chaves <i>Griffe</i> estão com molas e mordentes em boas condições de uso?	0	0%	1	1%	1	1%	12	16%	61	81%	5.0
FE 05	O manômetro de serviço está operacional?	16	21%	0	0%	27	36%	7	9%	25	33%	3.0
FE 06	O manômetro de serviço está com calibração na validade?	16	21%	0	0%	27	36%	7	9%	25	33%	3.0
FE 07	O termômetro móvel de serviço está operacional?	16	21%	0	0%	16	21%	0	0%	43	57%	5.0
FE 08	O termômetro móvel de serviço está com calibração na validade?	16	21%	0	0%	8	11%	7	9%	44	59%	5.0
FE 09	A trena de medição móvel de serviço está operacional?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0
FE 10	A trena de medição móvel de serviço está com calibração na validade?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0
FE 11	O detector de H2S BW/MSA de serviço está operacional?	25	33%	0	0%	33	44%	0	0%	17	23%	3.0
FE 12	O detector de H2S BW/MSA de serviço está com calibração na validade?	25	33%	0	0%	33	44%	0	0%	17	23%	3.0
FE 13	O medidor multigás de serviço está operacional?	18	24%	0	0%	33	44%	0	0%	24	32%	3.0
FE 14	O medidor multigás de serviço está com calibração na validade?	18	24%	0	0%	27	36%	0	0%	30	40%	3.0
FE 15	O seu fardamento é anti chama / resistente a fogo (RF)?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 16	O seu fardamento está em boa condição de uso?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 17	O seu capacete tem Certificado de Aprovação (CA)?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 18	O seu capacete está na validade (5 anos)?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 19	O seu capacete está em boa condição de uso?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 20	A sua carneira do capacete está em boa condição de uso?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 21	A sua máscara semifacial tem Certificado de Aprovação (CA)?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0
FE 22	A sua máscara semifacial está na validade (3 anos)?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0
FE 23	O filtro da sua máscara semifacial está na validade (6 meses)?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0
FE 24	As suas botas estão em boas condições de uso?	0	0%	6	8%	0	0%	0	0%	69	92%	5.0
FE 25	Os seus óculos de segurança estão em boas condições de uso?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 26	O seu protetor auricular está em boa condição de uso?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 27	As suas luvas estão em boas condições de uso?	0	0%	0	0%	7	9%	0	0%	68	91%	5.0
FE 28	A sua carteira de motorista (CNH) está na validade?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
FE 29	O veículo de serviço tem controle de velocidade?	8	11%	0	0%	6	8%	0	0%	61	81%	5.0
FE 30	O veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?	40	53%	7	9%	26	35%	0	0%	2	3%	1.0
FE 31	O veículo de serviço está com a documentação na validade?	14	19%	0	0%	7	9%	0	0%	54	72%	5.0
FE 32	O veículo de serviço está com os pneus em boas condições de uso?	8	11%	0	0%	6	8%	6	8%	55	73%	5.0
FE 33	O veículo de serviço está com faróis e lanternas operacionais?	8	11%	0	0%	6	8%	0	0%	61	81%	5.0
FE 34	O veículo de serviço está com manutenções preventivas na validade?	8	11%	0	0%	7	9%	0	0%	60	80%	5.0
FE 35	Pneu socorro, triângulo, chave de roda estão em boas condições de uso?	8	11%	0	0%	6	8%	0	0%	61	81%	5.0
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		263	10%	14	1%	296	11%	47	2%	2005	76%	4.5
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		2625							4.5			
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-IND=INDIFERENTE; 4-CP=CONCORDO PARCIALMENTE; 5-CT=CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA												

Fonte: Dados da pesquisa

A partir do total geral igual a 2625 respostas da categoria B-FE Estação identificamos com maior relevância os seguintes quantitativos e valores percentuais 2005 (76%) respostas “concordo totalmente”, 296 (11%) respostas “indiferente”, 263 (10%) respostas “discordo totalmente”, e média geral das medianas de 4.5, sobre a qualidade, condições e disponibilidades dos recursos ferramentas, EPI e veículo de operação das estações dos campos produtores A, B, C, D e E, demonstrado na Tabela 42.

Tabela 42 - Quantidades, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria B-FE Campos A, B, C, D e E N=75	Concordo Totalmente	2005	76%	4.5
	Concordo Parcialmente	47	2%	
	Indiferente	296	11%	
	Discordo Parcialmente	14	1%	
	Discordo Totalmente	263	10%	
Total de Respostas		2625	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Neste contexto, do total geral de 2625 respostas contabilizamos em cada campo produtor pesquisado um total de 525 respostas, com proximidades de quantitativos, valores percentuais e de média das medianas, sendo no campo “A” 402 (76%) respostas “concordo totalmente”, 64 (12%) respostas “indiferente”, 51 (10%) respostas “discordo totalmente”, e média das medianas de 4.6, observado na Tabela 43.

Tabela 43 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “A”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “A” N=15	Concordo Totalmente	402	76%	4.6
	Concordo Parcialmente	5	1%	
	Indiferente	64	12%	
	Discordo Parcialmente	3	1%	
	Discordo Totalmente	51	10%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo “B” verificamos um total de 525 respostas, 399 (76%) respostas “concordo totalmente”, 65 (12%) respostas “indiferente”, 50 (9,5%) respostas “discordo totalmente”, e média das medianas de 4.5, definido na Tabela 44.

Tabela 44 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “B”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “B” N=15	Concordo Totalmente	399	76%	4.5
	Concordo Parcialmente	8	1,5%	
	Indiferente	65	12%	
	Discordo Parcialmente	3	1%	
	Discordo Totalmente	50	9,5%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo “C” observamos um total de 525 respostas, 408 (78%) respostas “concordo totalmente”, 62 (12%) respostas “discordo totalmente”, 48 (9%) respostas “indiferente”, e média das medianas de 4.5, definido na Tabela 45.

Tabela 45 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “C”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	408	78%	4.5
	Concordo Parcialmente	5	1%	
	Indiferente	48	9%	
	Discordo Parcialmente	2	0,2%	
	Discordo Totalmente	62	12%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo “D” identificamos um total de 525 respostas, 403 (77%) respostas “concordo totalmente”, 58 (11%) respostas “indiferente”, 55 (10,5%) respostas “discordo totalmente”, e média das medianas de 4.5, definido na Tabela 46.

Tabela 46 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “D”

Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	403	77%	4.5
	Concordo Parcialmente	7	1,3%	
	Indiferente	58	11%	
	Discordo Parcialmente	2	0,2%	
	Discordo Totalmente	55	10,5%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “E” levantamos um total de 525 respostas, 393 (75%) respostas “concordo totalmente”, 61 (12%) respostas “indiferente”, 45 (9%) respostas “discordo totalmente”, e média das medianas de 4.5, verificado na Tabela 47, caracterizando que mais de 50% das respostas em cada campo produtor foram para “concordo totalmente”, quanto a disponibilidade, qualidade e condições dos recursos ferramentas, EPI e veículo de operação.

Tabela 47 - Quantidades, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE para as equipes de estação do campo produtor “E”

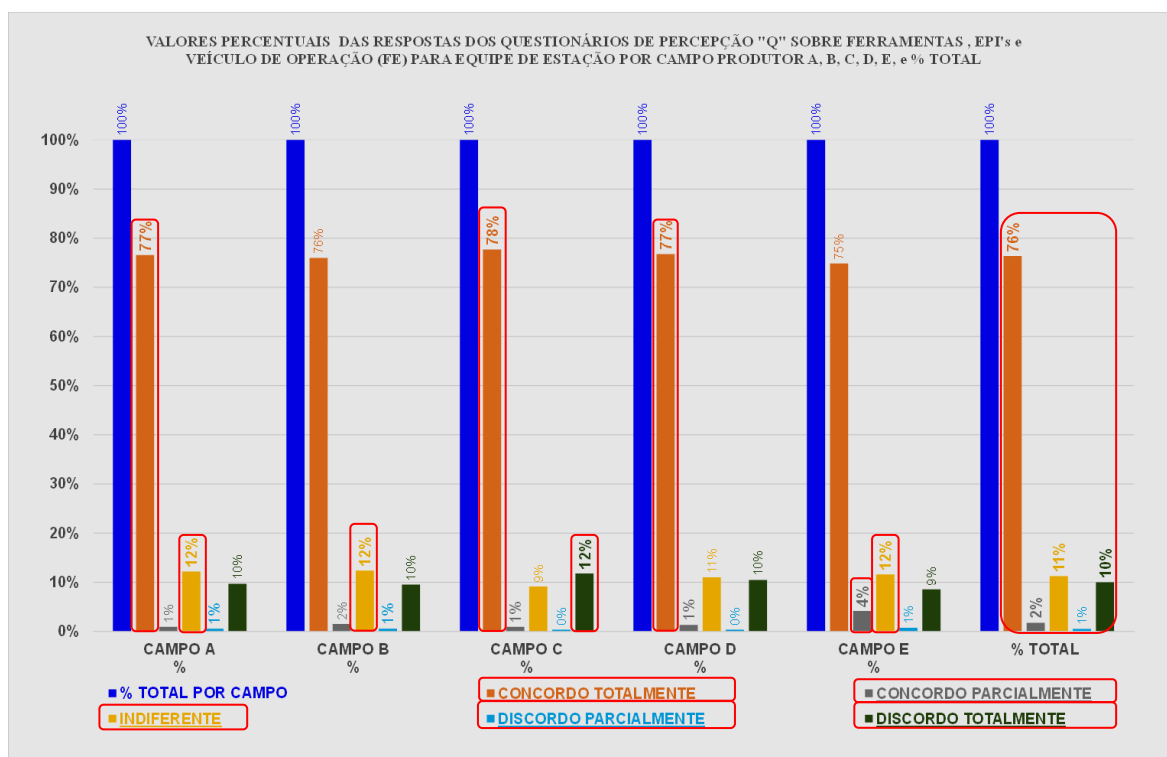
Campo Produtor e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria B-FE Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	393	75%	4.5
	Concordo Parcialmente	22	4%	
	Indiferente	61	12%	
	Discordo Parcialmente	4	1%	
	Discordo Totalmente	45	9%	
Total de Respostas		525	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Portanto, tomando como referência os valores percentuais do % total das respostas na escala Likert da categoria B-FE, com 76% de respostas “concordo totalmente”, 2% de respostas “concordo parcialmente”, 11% de respostas “indiferente”, 1% de respostas “discordo parcialmente” e 10% de respostas “discordo totalmente”, para comparação por campo produtor verificamos os maiores valores percentuais no campo “A” 77%, campo “C” 78% e campo “D” 77% para respostas “concordo totalmente”; campos “B” 76% “concordo totalmente” e 2% “concordo parcialmente” e no campo “E” 75% “concordo totalmente” e 4% “concordo parcialmente”; para as respostas “indiferente” observamos nos campos “A”, “B” e “E” 12%; já para respostas “discordo totalmente” o maior valor percentual foi no campo “C” com 12%, demonstrado no Gráfico 14.

Gráfico 14 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE sobre gestão e transferência de conhecimento para as equipes de estação de todos campos produtores



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1.3 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria C-ETP - equipamentos e tanques de produção de estação de campos produtores

Nos resultados das análise consolidadas das 2925 respostas dos 75 questionários da categoria C-ETP sobre a integridade estrutural das instalações e de segurança operacional de equipamentos e tanques de produção dos cinco campos produtores estudados observaram-se 2159 (74%) respostas “concordo totalmente”, 413 (14%) respostas “concordo parcialmente”, 225 (8%) respostas “indiferente”, 22 (1%) respostas “discordo parcialmente” e 106 (4%) respostas “discordo totalmente”, e média geral das medianas igual a 4.9, caracterizando que mais de 50% das respostas estão na escala Likert de “concordo totalmente”, indicando boas práticas de gestão operacional na integridade das instalações e de segurança operacional em de equipamentos e tanques de produção, demonstrados na Tabela 48.

Tabela 48 - Respostas das perguntas dos questionários de percepção (Q) da categoria C-ETP sobre equipamentos e tanques de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DAS ESTAÇÕES		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E											
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA											
		DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)											
VAR	CATEGORIA C - EQUIPAMENTOS E TANQUES DE PRODUÇÃO (ETP)	1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED	
ETP 1	Equipamento/Tanque/Acessório está íntegro, isento de vazamento?	0	0%	0	0%	9	12%	18	24%	48	64%	5.0	
ETP 2	Sistema de vedação de equipamentos/tanques está íntegro, isento de vazamento?	9	12%	0	0%	6	8%	18	24%	42	56%	5.0	
ETP 3	Equipamento/Tanque/Acessórios estão íntegros, isentos de corrosão externa?	18	24%	0	0%	6	8%	8	11%	43	57%	5.0	
ETP 4	Equipamento/Tanque tem identificação do taguemento (TAG)?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0	
ETP 5	Equipamento/Tanque flangeado possui todos os parafusos com porcas (estojos)?	0	0%	0	0%	1	1%	8	11%	66	88%	5.0	
ETP 6	Equipamento/Tanque flangeado os parafusos sobram fios de rosca nas porcas?	18	24%	0	0%	9	12%	1	1%	47	63%	5.0	
ETP 7	Vaso de pressão tem a placa de dados técnicos do fabricante?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0	
ETP 8	Manômetros estão com calibração na validade e operacional?	0	0%	0	0%	8	11%	7	9%	60	80%	5.0	
ETP 9	Termômetros estão com calibração na validade e operacional?	0	0%	0	0%	8	11%	7	9%	60	80%	5.0	
ETP 10	Trena de medição móvel está com certificação na validade e operacional?	8	11%	0	0%	1	1%	0	0%	66	88%	5.0	
ETP 11	Medidores FQIT, PIT e LIT estão com calibração na validade e operacional?	0	0%	0	0%	8	11%	7	9%	60	80%	5.0	
ETP 12	Iluminação de emergência/acessório da instalação está íntegra e operacional?	1	1%	0	0%	0	0%	7	9%	67	89%	5.0	
ETP 13	Válvula e/ou niple de dreno/vent de equipamento/tanque/duto tem Cap/Plug?	0	0%	0	0%	0	0%	13	17%	62	83%	5.0	
ETP 14	Equipamento/Tanque em manutenção tem placa de aviso “Em Manutenção”?	0	0%	0	0%	0	0%	14	19%	61	81%	5.0	
ETP 15	Equipamento/Tanque em manutenção está isolado com fita zebra, cones, cerquite?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0	
ETP 16	Equipamento/Tanque fora de operação tem placa de aviso “Fora de Operação”?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0	
ETP 17	Equipamento/Tanque fora de operação está isolado com fita zebra, cones, cerquite?	0	0%	0	0%	6	8%	18	24%	51	68%	5.0	
ETP 18	Equipamento/Tanque em manutenção ou fora de operação isolado por raquete?	0	0%	0	0%	0	0%	7	9%	68	91%	5.0	
ETP 19	As raquetes estão com dados técnicos de fabricação?	16	21%	3	4%	21	28%	20	27%	15	20%	3.0	
ETP 20	As raquetes estão sinalizadas com placa de aviso: “Raqueteado”?	15	20%	4	5%	8	11%	16	21%	32	43%	4.0	
ETP 21	Equipamento tem cabo de aterramento?	0	0%	1	1%	9	12%	7	9%	58	77%	5.0	
ETP 22	Tanque de armazenamento tem cabo de aterramento?	0	0%	0	0%	9	12%	1	1%	65	87%	5.0	
ETP 23	Área de tanque tem Sistema de Proteção de Descargas Atmosférica (SPDA)?	0	0%	0	0%	0	0%	6	8%	69	92%	5.0	
ETP 24	Área de tanque de armazenamento tem dique de contenção íntegro?	0	0%	0	0%	0	0%	7	9%	68	91%	5.0	
ETP 25	Canaleta da área de Tanques e/ou bombas está ausente de resíduo oleoso?	6	8%	7	9%	1	1%	7	9%	54	72%	5.0	
ETP 26	Câmara de Lançar e Receber PIG está identificado com número do TAG?	1	1%	0	0%	12	16%	23	31%	39	52%	5.0	
ETP 27	Lançador e Recebedor de PIG está sinalizado com o raio de abertura do tampão?	7	9%	0	0%	0	0%	28	37%	40	53%	5.0	
ETP 28	Oleoduto/Gasoduto/Adutora tem sinalização com faixa do tipo de fluido?	6	8%	0	0%	10	13%	16	21%	43	57%	5.0	
ETP 29	Oleoduto/Gasoduto/Adutora tem sinalização com seta de sentido de fluxo?	0	0%	0	0%	9	12%	17	23%	49	65%	5.0	
ETP 30	Área do equipamento/tanque tem sinalização de segurança (EX; Riscos e H2S)?	0	0%	0	0%	15	20%	8	11%	52	69%	5.0	
ETP 31	Área do Equipamento/tanque tem sinalização de uso obrigatório de EPI's?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0	
ETP 32	Válvula de bloqueio antes de válvula de alívio (PSV) tem placa de aviso de DCBI?	0	0%	0	0%	9	12%	8	11%	58	77%	5.0	
ETP 33	Válvula de bloqueio antes de válvula de alívio (PSV) tem lacre?	0	0%	0	0%	9	12%	15	20%	51	68%	5.0	
ETP 34	Válvula de bloqueio depois de válvula de alívio (PSV) tem placa de aviso de DCBI?	0	0%	0	0%	9	12%	8	11%	58	77%	5.0	
ETP 35	Válvula de bloqueio depois de válvula de alívio (PSV) tem lacre?	0	0%	0	0%	9	12%	15	20%	51	68%	5.0	
ETP 36	Área da estação está limpa isenta de resíduo oleoso?	0	0%	0	0%	6	8%	16	21%	53	71%	5.0	
ETP 37	Área da estação está isenta de sucata ferrosa?	0	0%	0	0%	6	8%	15	20%	54	72%	5.0	
ETP 38	Área da estação está isenta de resíduo sólido / construção civil?	0	0%	0	0%	7	9%	15	20%	53	71%	5.0	
ETP 39	Área da estação está isenta de vegetação excessiva?	1	1%	7	9%	13	17%	8	11%	46	61%	5.0	
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		106	4%	22	1%	225	8%	413	14%	2159	74%	4.9	
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		2925							4.9				
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-IND=INDIFERENTE; 4-CP=CONCORDO PARCIALMENTE; 5-CT=CONCORDO TOTALMENTE; MED=MEDIANA													

Fonte: Dados da pesquisa

Na Tabela 49 apresentamos os resultados com o total geral de 2925 respostas dos 75 questionários, com quantitativo e valor percentual iguais à 2159 (74%) respostas “concordo totalmente”, e média geral das medianas igual a 4.9, validando que mais de 50% das respostas foram “concordo totalmente”, para a integridade das instalações e segurança operacional das estações dos campos produtores A, B, C, D e E.

Tabela 49 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria C-ETP Campos A, B, C, D e E N=75	Concordo Totalmente	2159	74%	4.9
	Concordo Parcialmente	413	14%	
	Indiferente	225	8%	
	Discordo Parcialmente	22	1%	
	Discordo Totalmente	106	4%	
Total de Respostas		2925	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Neste contexto, em cada campo produtor foram apurados resultados das respostas na categoria C-ETP, onde verificamos proximidades de quantitativos, valores percentuais e de mediana, sendo no campo produtor “A” 463 (79%) respostas “concordo totalmente”, 60 (10%) “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.97, com um total igual a 585 respostas, conforme na Tabela 50.

Tabela 50 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “A”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria C-ETP Campo “A” N=15	Concordo Totalmente	463	79%	4.97
	Concordo Parcialmente	60	10%	
	Indiferente	35	6%	
	Discordo Parcialmente	2	1%	
	Discordo Totalmente	25	4%	
Total de Respostas		585	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” observamos 428 (73%) respostas “concordo totalmente”, 84 (14%) “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4,97, com um total igual a 585 respostas, verificado na Tabela 51

Tabela 51 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “B”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria C-ETP Campo “B” N=15	Concordo Totalmente	428	73%	4.97
	Concordo Parcialmente	84	14%	
	Indiferente	51	9%	
	Discordo Parcialmente	4	1%	
	Discordo Totalmente	18	3%	
Total de Respostas		585	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “C” identificamos 451 (77%) respostas “concordo totalmente”, 65 (11%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.95, com um total de 585 respostas, observado na Tabela 52.

Tabela 52 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “C”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria C-ETP Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	451	77%	4.95
	Concordo Parcialmente	65	11%	
	Indiferente	47	8%	
	Discordo Parcialmente	2	1%	
	Discordo Totalmente	20	3%	
Total de Respostas		585	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” mapeamos 436 (75%) respostas “concordo totalmente”, 81 (14%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.92, com um total de 585 respostas, observado na Tabela 53.

Tabela 53 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “D”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria C-ETP Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	436	75%	4.92
	Concordo Parcialmente	81	14%	
	Indiferente	43	7%	
	Discordo Parcialmente	4	1%	
	Discordo Totalmente	21	4%	
Total de Respostas		585	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “E” contabilizamos 381 (65%) respostas “concordo totalmente”, 123 (21%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.9, com um total de 585 respostas, sendo observadas que mais de 50% das respostas em cada campo produtor foram de “concordo totalmente”, quanto a integridade das instalações e segurança operacional dos equipamentos e tanques de produção das estações (Tabela 54).

Tabela 54 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação do campo produtor “E”

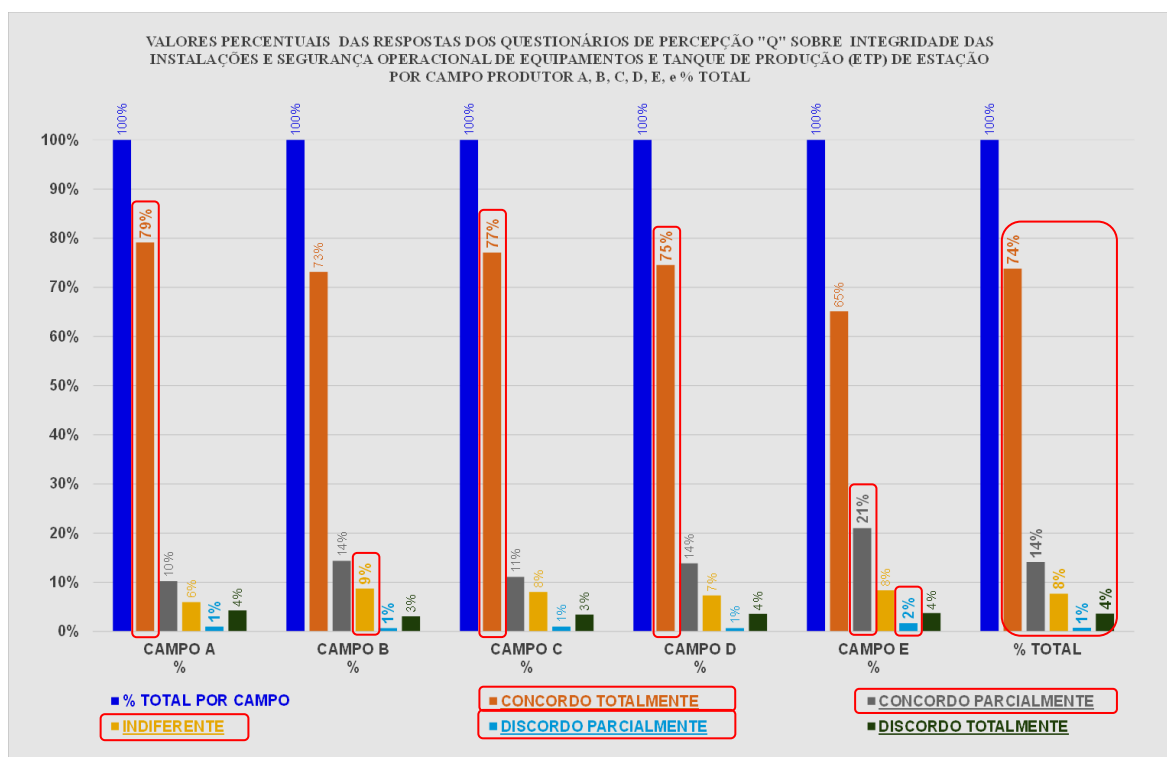
Campos Produtores e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria C-ETP Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	381	65%	4.9
	Concordo Parcialmente	123	21%	
	Indiferente	49	8%	
	Discordo Parcialmente	10	2%	
	Discordo Totalmente	22	4%	
Total de Respostas		585	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados comparativos por campo produtor e tomando como referência os valores do % total no Gráfico 15, observamos os maiores valores percentuais de respostas “concordo totalmente” nos campos “A” 79%, “C” 77% e “D” 75%; para respostas “concordo parcialmente” o campo “E” 21%; nas respostas “indiferente” o campo “B” 9%; e com respostas “discordo parcialmente” o campo “E” 2%.

Gráfico 15 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1.4 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria D-DAPQ Estação - dosagem e armazenamento de produto químico nos campos produtores

Os resultados das respostas consolidadas dos questionários de percepção dos 75 questionários, estruturados cada com 16 perguntas na categoria D-DAPQ sobre a integridade estrutural das instalações e de segurança operacional do sistema de dosagem e de armazenamento de produtos químicos contabilizamos 1200 respostas, média das mediana igual a 5, e com 3 respostas “discordo totalmente”, conforme Tabela 55.

Tabela 55 - Respostas das perguntas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ sobre dosagem e armazenamento de produto químico de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DAS ESTAÇÕES		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E											
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA											
VAR	CATEGORIA D - DOSAGEM E ARMAZENAMENTO DE PRODUTO QUIMICO (DAPQ)	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)											
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED	
DAPQ 1	Área de dosagem de produto possui dique de contenção?	6	8%	0	0%	0	0%	7	9%	62	83%	5	
DAPQ 2	Área de dosagem as paredes do dique de contenção estão integras?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5	
DAPQ 3	Área de dosagem de produto possui válvula de dreno com Cap e/ou Plug?	6	8%	0	0%	1	1%	8	11%	60	80%	5	
DAPQ 4	Área de dosagem possui as Fichas de Segurança (FISPQ's)?	0	0%	0	0%	0	0%	1	1%	74	99%	5	
DAPQ 5	Área de dosagem possui chuveiro de emergência/lava olhos operacionais?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5	
DAPQ 6	Área de armazenamento de produto possui dique de contenção?	0	0%	0	0%	0	0%	7	9%	68	91%	5	
DAPQ 7	Área de armazenamento as paredes do dique de contenção estão integras?	0	0%	0	0%	0	0%	13	17%	62	83%	5	
DAPQ 8	Área de armazenamento possui as Fichas de Segurança (FISPQ's)?	0	0%	0	0%	0	0%	1	1%	74	99%	5	
DAPQ 9	Área de armazenamento possui chuveiro de emergência/lava olhos	0	0%	0	0%	0	0%	7	9%	68	91%	5	
DAPQ 10	Área de dosagem as instalações estão integras, isentas de vazamentos?	0	0%	0	0%	0	0%	14	19%	61	81%	5	
DAPQ 11	Área de dosagem possui sinalização de segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5	
DAPQ 12	Área de armazenamento possui sinalização de segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5	
DAPQ 13	Área de armazenamento os produtos químicos estão na validade?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5	
DAPQ 14	Área de armazenamento os produtos químicos estão identificados?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5	
DAPQ 15	Bombonas de produto químico estão protegidas de intempéries?	6	8%	0	0%	0	0%	15	20%	54	72%	5	
DAPQ 16	Bombonas de produto químico estão integras, isentas de vazamentos?	0	0%	0	0%	0	0%	1	1%	74	99%	5	
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		18	2%	0	0%	1	0%	121	10%	1060	88%	5	
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		1200							5				
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-INDIFERENTE; 4-CONCORDO PARCIALMENTE E 5-CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA													

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados do total geral das respostas consolidadas, com o quantitativo (Qtd) de 1200 respostas da categoria DAPQ das estações dos campos produtores A, B, C, D e E, observamos elevados quantitativos e valores percentuais de respostas para concordância, sendo: 1060 (88%) respostas “concordo totalmente”; 121 (10%) respostas “concordo parcialmente”; 18 (2%) respostas “discordo totalmente”, e média das medianas igual a 5, validando que mais de 50% das respostas foram “concordo totalmente” (Tabela 56).

Tabela 56 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria D-DAPQ Campos A, B, C, D e E N=75	Concordo Totalmente	1060	88%	5
	Concordo Parcialmente	121	10%	
	Indiferente	1	0%	
	Discordo Parcialmente	0	0%	
	Discordo Totalmente	18	2%	
Total de Respostas		1200	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No entanto, em cada campo produtor foram apurados um total de 240 respostas na categoria D-DAPQ, com elevados quantitativos e valores percentuais de respostas “concordo totalmente”, sendo no campo produtor “A” igual a 217 (90,4%) respostas, para respostas

“concordo parcialmente” com 19 (8%) respostas, e média das medianas igual a 5, conforme Tabela 57.

Tabela 57 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “A”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria D-DAPQ Campo “A” N=15	Concordo Totalmente	217	90,4%	5
	Concordo Parcialmente	19	8%	
	Indiferente	1	0,4%	
	Discordo Parcialmente	0	0%	
	Discordo Totalmente	3	1,2%	
Total de Respostas		240	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” 209 (87%) respostas “concordo totalmente”, 28 (12%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 5, demonstrado Tabela 58.

Tabela 58 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “B”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria D-DAPQ Campo “B” N=15	Concordo Totalmente	209	87%	5
	Concordo Parcialmente	28	12%	
	Indiferente	0	0%	
	Discordo Totalmente	3	1%	
	Discordo Parcialmente	0	0%	
Total de Respostas		240	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “C” 217 (90,4%) respostas “concordo totalmente”, 20 (8,3%) respostas “concordo parcialmente” e média das medianas igual a 5, verificado na Tabela 59.

Tabela 59 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “C”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria D-DAPQ Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	217	90,4%	5
	Concordo Parcialmente	20	8,3%	
	Indiferente	0	0%	
	Discordo Parcialmente	0	0%	
	Discordo Totalmente	3	1,3%	
Total de Respostas		240	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” 211 (88%) respostas “concordo totalmente”, 26 (11%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 5, definido na Tabela 60.

Tabela 60 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “D”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria D-DAPQ Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	211	88%	5
	Concordo Parcialmente	26	11%	
	Indiferente	0	0%	
	Discordo Parcialmente	0	0%	
	Discordo Totalmente	3	1%	
Total de Respostas		240	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “E” 206 (86%) respostas “concordo totalmente”, 28 (12%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 5, listado na Tabela 61.

Tabela 61 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação do campo produtor “E”

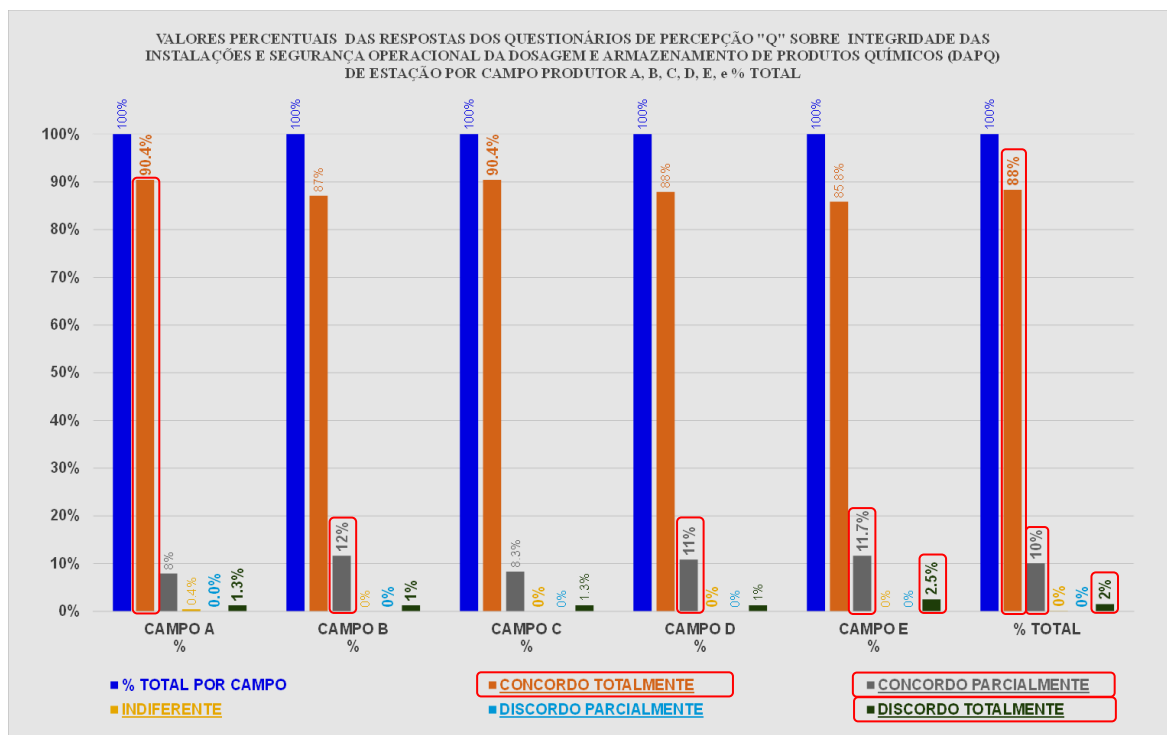
Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria D-DAPQ Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	206	86%	5
	Concordo Parcialmente	28	12%	
	Indiferente	0	0%	
	Discordo Parcialmente	0	0%	
	Discordo Totalmente	6	3%	
Total de Respostas		240	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Para realizar comparação dos resultados dos campos produtores utilizamos como referência os valores do % total no Gráfico 16, onde identificamos por campo produtor os maiores valores percentuais de respostas “concordo totalmente” nos campos “A” e “C” 90,4% e “D” 75%; para respostas “concordo parcialmente” o campo “B” 12%, campo “D” 11% e campo “E” 11,7%; e com respostas “discordo parcialmente” o campo “E” 2,5%.

Gráfico 16 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1.5 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria E-SE - sistema elétrico de estação de campos produtores: A, B, C, D e E

Na análise das respostas das 36 perguntas dos 75 questionários de percepção dos empregados próprios e contratados definidos na categoria E-SE dos campos produtores A, B, C, D e E identificamos um quantitativo de 2700 respostas, 12 perguntas com algumas respostas “discordo e indiferente”, média das medianas variando de 1 a 5, e média geral das medianas igual a 4,6, demonstrado na Tabela 62.

Tabela 62 - Respostas das perguntas dos questionários de percepção (Q) da categoria E-SE sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional de sistema elétrico de estação

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DAS ESTAÇÕES		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E										
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA										
VAR	CATEGORIA E - SISTEMA ELÉTRICO (SE)	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
SE 1	Painel elétrico em manutenção está desenergizado?	0	0%	0	0%	11	15%	6	8%	58	77%	5.0
SE 2	Painel elétrico em manutenção tem placa de aviso “Em Manutenção”?	0	0%	11	15%	0	0%	7	9%	57	76%	5.0
SE 3	Painel elétrico em manutenção está com porta de acesso fechada?	0	0%	27	36%	0	0%	7	9%	41	55%	5.0
SE 4	Painel elétrico de alta tensão em manutenção tem cadeado na porta?	3	3%	8	11%	2	3%	29	39%	34	45%	4.0
SE 5	Painel elétrico fora de operação está desenergizado?	0	0%	0	0%	11	15%	19	25%	45	60%	5.0
SE 6	Painel elétrico desativado possui placa de aviso “Fora de Operação”?	0	0%	0	0%	0	0%	53	71%	22	29%	4.0
SE 7	Painel elétrico fora de operação está com porta de acesso fechada?	0	0%	0	0%	16	21%	4	5%	55	73%	5.0
SE 8	Painel elétrico de alta tensão fora de operação tem cadeado na porta?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5.0
SE 9	Painéis elétricos energizados estão com portas de acesso fechadas?	0	0%	0	0%	0	0%	16	21%	59	79%	5.0
SE 10	Painéis elétricos estão com cabo de aterramento?	0	0%	0	0%	11	15%	0	0%	64	85%	5.0
SE 11	Painéis elétricos estão sinalizados com o nº de TAG?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5.0
SE 12	Painéis elétricos estão sinalizados com a Tensão?	0	0%	0	0%	0	0%	16	21%	59	79%	5.0
SE 13	Painéis elétricos possuem todos parafusos na tampa de acesso ao painel?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5.0
SE 14	Caixas de passagem de cabos elétricos estão com todos os parafusos?	0	0%	0	0%	18	24%	55	73%	2	3%	4.0
SE 15	Caixas de passagem e eletrodutos de cabos elétricos estão integras?	0	0%	0	0%	11	15%	61	81%	3	4%	4.0
SE 16	Sala do CCM/Painéis tem sinalização de segurança na porta de acesso?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5.0
SE 17	Sala do CCM/Painéis tem um bastão de resgate?	0	0%	0	0%	0	0%	14	19%	61	81%	5.0
SE 18	Sala do CCM/Painéis tem uma manta isolante?	4	5%	10	13%	4	5%	17	23%	40	53%	5.0
SE 19	Sala do CCM/Painéis tem uma prancha de resgate?	5	7%	10	13%	3	4%	32	43%	25	33%	4.0
SE 20	Sala do CCM/Painéis está com porta de acesso fechada?	0	0%	12	16%	0	0%	6	8%	57	76%	5.0
SE 21	Sala do CCM/Painéis tem cadeado na porta de acesso fechada?	0	0%	11	15%	1	1%	45	60%	18	24%	4.0
SE 22	Sala do CCM e os Painéis elétricos estão com as portas fechadas?	0	0%	11	15%	0	0%	5	7%	59	79%	5.0
SE 23	Sala do CCM tem tapete isolante elétrico na frente do painel => 440 v?	0	0%	1	1%	12	16%	44	59%	18	24%	4.0
SE 24	Sala do CCM está limpa, isenta de resíduos/materiais?	0	0%	1	1%	2	3%	33	44%	39	52%	5.0
SE 25	Sala do CCM/Painéis tem extintores de combate a incêndio?	0	0%	0	0%	0	0%	35	47%	40	53%	5.0
SE 26	Sala do CCM/Painéis tem extintores inspecionados e válidos?	0	0%	0	0%	0	0%	14	19%	61	81%	5.0
SE 27	Área dos transformadores possui sinalização de segurança?	0	0%	53	71%	1	1%	5	7%	16	21%	2.0
SE 28	Área dos transformadores está limpa, isenta de vegetação elevada?	2	3%	5	7%	2	3%	16	21%	50	67%	5.0
SE 29	Área dos transformadores possui cerca com portão de acesso?	0	0%	0	0%	0	0%	14	19%	61	81%	5.0
SE 30	Área dos transformadores possui portão com cadeado?	0	0%	2	3%	0	0%	16	21%	56	75%	5.0
SE 31	Sala de baterias possui exaustor operacional?	0	0%	11	15%	4	5%	3	4%	57	76%	5.0
SE 32	Sala de baterias está com baterias integras, isenta de vazamento?	0	0%	0	0%	11	15%	19	25%	45	60%	5.0
SE 33	Sala de baterias possui sinalização de segurança?	0	0%	0	0%	11	15%	19	25%	45	60%	5.0
SE 34	Sala de baterias está limpa, isenta de resíduos?	0	0%	0	0%	11	15%	37	49%	27	36%	4.0
SE 35	Sala de baterias possui porta com cadeado?	39	52%	3	4%	17	23%	4	5%	12	16%	1.0
SE 36	Cabos elétricos da instalação estão íntegros, isentas de emendas externas?	0	0%	3	4%	27	36%	4	5%	41	55%	5.0
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		53	2%	179	7%	186	7%	715	26%	1567	58%	4.6
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		2700							4.6			
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-INDIFERENTE; 4=CONCORDO PARCIALMENTE E 5=CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA												

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das 2700 respostas da categoria E-SE distribuídas por campo produtor totalizamos 540 respostas estruturadas na escala Likert, sendo totalizados nos campos produtores 1567 (58%) respostas “concordo totalmente” e 715 (26%) respostas “concordo parcialmente”; 186 (7%) respostas “indiferente”; 179 (7%) respostas “discordo parcialmente” e 53 (2%) respostas “discordo totalmente”, e média geral das medianas igual a 4.6, caracterizando que mais de 50% foram respostas “concordo totalmente”, para a integridade das instalações e segurança operacional nos sistemas elétricos (SE), em todos os campos produtores, observado na Tabela 63.

Tabela 63 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria E-SE Campos A, B, C, D e E N=75	Concordo Totalmente	1567	58%	4.6
	Concordo Parcialmente	715	26%	
	Indiferente	186	7%	
	Discordo Parcialmente	179	7%	
	Discordo Totalmente	53	2%	
Total de Respostas		2700	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados estratificados verificamos um total de 540 respostas por campo produtor, com elevada quantidade de ‘concordância’ e valores percentuais próximos, como: campo produtor “A” 313 (58%) respostas “concordo totalmente”, 132 (25%) concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.4, mapeado na Tabela 64.

Tabela 64 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “A”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria E-SE Campo “A” N=15	Concordo Totalmente	313	58%	4.4
	Concordo Parcialmente	132	25%	
	Indiferente	39	7%	
	Discordo Parcialmente	39	7%	
	Discordo Totalmente	17	3%	
Total de Respostas		540	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” 245 (45%) respostas “concordo totalmente, 209 (39%) respostas “concordo parcialmente”, total 540 respostas, e média das medianas igual a 4.3 (Tabela 65).

Tabela 65 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “B”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria E-SE Campo “B” N=15	Concordo Totalmente	245	45%	4.3
	Concordo Parcialmente	209	39%	
	Indiferente	28	5%	
	Discordo Parcialmente	47	9%	
	Discordo Totalmente	11	2%	
Total de Respostas		540	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos valores do campo produtor “C” verificamos 328 (61%) respostas “concordo totalmente”, 128 (24%) respostas “concordo parcialmente”, total de 540 respostas, e média das medianas igual a 4.6, observado na Tabela 66

Tabela 66 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “C”

Campos Produtores e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria E-SE Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	328	61%	4.6
	Concordo Parcialmente	128	24%	
	Indiferente	43	8%	
	Discordo Parcialmente	33	6%	
	Discordo Totalmente	8	1%	
Total de Respostas		540	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados do campo produtor “D” com 356 (66%) respostas “concordo totalmente”, 116 (21%) respostas “concordo parcialmente”, total de 540 respostas, e média das medianas igual a 4.6, mapeada na Tabela 67

Tabela 67 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “D”

Campos Produtores e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria E-SE Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	356	66%	4.6
	Concordo Parcialmente	116	21%	
	Indiferente	31	6%	
	Discordo Parcialmente	27	5%	
	Discordo Totalmente	10	2%	
Total de Respostas		540	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo “E” 326 (60%) respostas “concordo totalmente”, 130 (24%) respostas “concordo parcialmente”, com total de 540 respostas, e média das medianas igual a 4.4, caracterizando que mais de 50% das respostas foram para “concordância”, quanto a integridade estrutural das instalações e segurança operacional nos sistemas elétricos dos campos produtores, definido na Tabela 68.

Tabela 68 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação do campo produtor “E”

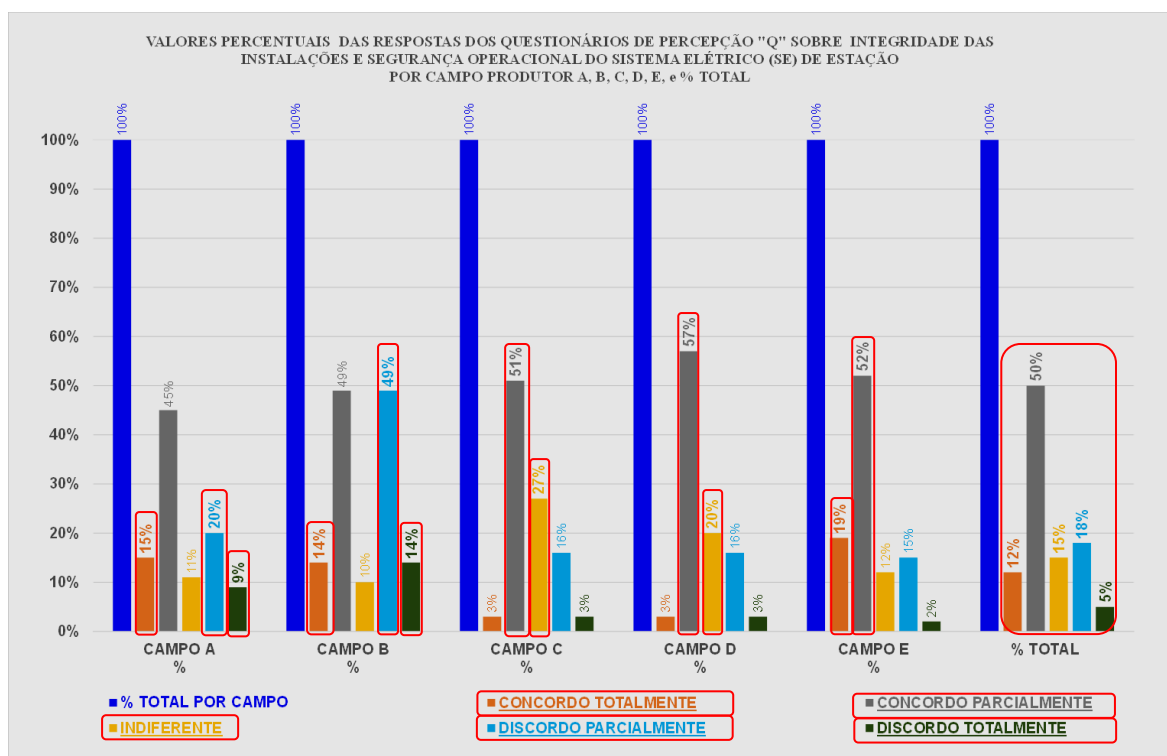
Campos Produtores e Nº Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria E-SE Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	325	60%	4.4
	Concordo Parcialmente	130	24%	
	Indiferente	45	8%	
	Discordo Parcialmente	33	6%	
	Discordo Totalmente	7	1%	
Total de Respostas		540	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Na comparação dos resultados por campo produtor no Gráfico 17 consideramos como referência os valores da % total, com maiores valores percentuais de respostas “concordo totalmente” no campo “A” 15%, campo “B” 14% e campo “E” 19%; para respostas “concordo parcialmente” o campo “C” 51%, campo “D” 57% e campo “E” 52%; respostas “indiferente” campo “C” 27% e campo “D” 20%; com respostas “discordo parcialmente” o campo “A” 20% e o campo “B” 49%; e para respostas “discordo totalmente” campo “A” 9% e campo “B” 14%.

Gráfico 17 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1.6 Resultados dos questionários de percepção (Q) da categoria F-SFCI - sistema fixo de combate a incêndio de estação de campos produtores: A, B, C, D e E

A partir das percepções dos empregados próprios e contratados nas respostas dos 75 questionários, definidos na categoria F-SFCI dos campos produtores A, B, C, D e E verificamos um total geral de 3150 respostas, e média geral das medianas igual a 4.5, validando que mais de 50% foram respostas “concordo totalmente” para a integridade das instalações e segurança operacional nos sistemas fixos de combate a incêndio (SFCI) em todos os campos produtores, apresentado na Tabela 69.

Tabela 69 - Respostas das perguntas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação de campos produtores: A, B, C, D e E

QUESTIONÁRIO DE PERCEPÇÃO DOS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DAS ESTAÇÕES		CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO: A, B, C, D e E										
		ESCALA LIKERT DE 5 PONTOS E MEDIANA										
VAR	CATEGORIA F - SISTEMA FIXO DE COMBATE A INCÊNDIO (SFCI)	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
SFCI 1	Na operação existe um controle de teste semanal do SFCI?	2	3%	15	20%	23	31%	12	16%	23	31%	3.0
SFCI 2	Na operação existe um controle de teste de abertura de canhão e hidrante?	1	1%	29	39%	24	32%	2	3%	19	25%	3.0
SFCI 3	Equipamento flangeado do SFCI tem todos parafusos (estojos) no flange?	0	0%	0	0%	14	19%	15	20%	46	61%	5.0
SFCI 4	Os parafusos dos flanges sobram fios de rosca na porca?	0	0%	31	41%	7	9%	12	16%	25	33%	3.0
SFCI 5	Flanges, válvulas e acessórios do SFCI estão íntegros, isento de corrosão?	0	0%	17	23%	24	32%	9	12%	25	33%	3.0
SFCI 6	Conexões, canhão e hidrante do SFCI estão íntegros, isento de vazamento?	0	0%	17	23%	1	1%	32	43%	25	33%	4.0
SFCI 7	O tanque de armazenamento de água tem identificação de TAG?	0	0%	0	0%	0	0%	12	16%	63	84%	5.0
SFCI 8	O tanque de armazenamento de água está com nível de água normal?	0	0%	29	39%	0	0%	20	27%	26	35%	4.0
SFCI 9	O tanque de armazenamento de água está com trena externa operacional?	0	0%	0	0%	6	8%	5	7%	64	85%	5.0
SFCI 10	O motor a combustão e conexões estão íntegros, isentos de vazamentos?	0	0%	40	53%	1	1%	9	12%	25	33%	2.0
SFCI 11	A base de concreto do motor a combustão está isenta de óleo diesel?	0	0%	15	20%	0	0%	34	45%	26	35%	4.0
SFCI 12	A base de concreto do motor elétrico está limpa, isento de óleo diesel?	0	0%	16	21%	13	17%	21	28%	25	33%	4.0
SFCI 13	Área das bombas do SFCI está isenta de materiais / sucatas?	0	0%	0	0%	0	0%	9	12%	66	88%	5.0
SFCI 14	Área das bombas do SFCI tem iluminação de emergência?	0	0%	0	0%	0	0%	9	12%	66	88%	5.0
SFCI 15	Área das bombas do SFCI a iluminação de emergência está operacional?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0
SFCI 16	A iluminação de emergência e acessórios estão íntegros/sem corrosão?	0	0%	0	0%	0	0%	48	64%	27	36%	4.0
SFCI 17	Válvula de bloqueio, de drenagem e/ou vent do SFCI está operacional	0	0%	0	0%	27	36%	19	25%	29	39%	4.0
SFCI 18	Válvula de bloqueio, de drenagem e/ou vent do SFCI está íntegra/sem corrosão?	0	0%	0	0%	0	0%	47	63%	28	37%	4.0
SFCI 19	Hidrante e canhão tem tampão de proteção da rosca e de oring de vedação?	27	36%	2	3%	1	1%	20	27%	25	33%	4.0
SFCI 20	Hidrante e canhão tem rosca íntegra?	0	0%	0	0%	0	0%	13	17%	62	83%	5.0
SFCI 21	Hidrante e canhão tem oring/anel de vedação íntegro, não ressecado?	0	0%	13	17%	0	0%	4	5%	58	77%	5.0
SFCI 22	Hidrante e canhão tem identificação do taguamento (TAG)/Numeração?	0	0%	1	1%	0	0%	5	7%	69	92%	5.0
SFCI 23	As mangueiras do SFCI tem certificado de inspeção e de teste (TH)?	0	0%	0	0%	11	15%	2	3%	62	83%	5.0
SFCI 24	A tubulação do SFCI tem seta de sinalização do sentido de fluxo?	0	0%	0	0%	0	0%	4	5%	71	95%	5.0
SFCI 25	A instalação tem ponto de encontro em caso de emergência?	0	0%	0	0%	0	0%	4	5%	71	95%	5.0
SFCI 26	A instalação tem sinalização no ponto de encontro?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
SFCI 27	A sinalização do ponto de encontro está íntegra/legível?	0	0%	0	0%	0	0%	6	8%	69	92%	5.0
SFCI 28	A instalação tem sinalização da rota de fuga até o ponto de encontro?	0	0%	0	0%	0	0%	18	24%	57	76%	5.0
SFCI 29	A sinalização da rota de fuga está íntegra/legível?	0	0%	0	0%	0	0%	17	23%	58	77%	5.0
SFCI 30	A rota de fuga da instalação está desobstruída até o ponto de encontro?	0	0%	0	0%	0	0%	11	15%	64	85%	5.0
SFCI 31	A instalação tem sirene de alarme de emergência?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
SFCI 32	A sirene de alarme de emergência está operacional?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
SFCI 33	Os cabos elétricos do SFCI estão íntegros, isento de emendas externas?	0	0%	0	0%	0	0%	11	15%	64	85%	5.0
SFCI 34	O transformador de energia da bomba SFCI é independente da instalação?	0	0%	0	0%	0	0%	11	15%	64	85%	5.0
SFCI 35	O sistema de LGE está íntegro, isento de vazamento?	0	0%	0	0%	0	0%	11	15%	64	85%	5.0
SFCI 36	O sistema de LGE tem sinalização de segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	11	15%	64	85%	5.0
SFCI 37	O vaso do sistema de LGE tem identificação do taguamento (TAG)?	0	0%	0	0%	0	0%	4	5%	71	95%	5.0
SFCI 38	Área de armazenamento de LGE tem FISQP íntegros?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5.0
SFCI 39	Área de armazenamento de LGE tem chuveiro de emergência-lava olhos?	0	0%	0	0%	0	0%	4	5%	71	95%	5.0
SFCI 40	O chuveiro de emergência e lava olhos está operacional?	0	0%	0	0%	0	0%	15	20%	60	80%	5.0
SFCI 41	Bombonas de LGE tem identificação do produto e está na validade?	0	0%	0	0%	0	0%	4	5%	71	95%	5.0
SFCI 42	Bombonas de LGE estão protegidas das intempéries (sol e chuva)?	0	0%	0	0%	0	0%	17	23%	58	77%	5.0
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MÉDIA DAS MEDIANAS		30	1%	225	7%	152	5%	530	17%	2213	70%	4.5
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MÉDIA DAS MEDIANAS		3150								4.5		
LEGENDA: 1-DT=DISCORDO TOTALMENTE; 2-DP=DISCORDO PARCIALMENTE; 3-INDIFERENTE; 4-CONCORDO PARCIALMENTE E 5-CONCORDO TOTALMENTE; MED-MEDIANA												

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados do total geral das 3150 respostas da categoria F-SFCI, com média geral das medianas igual a 4.5, observamos como valores mais relevantes 2213 (70%) respostas “concordo totalmente” e 530 (17%) respostas “concordo parcialmente”, mapeado na Tabela 70,

Tabela 70 - Quantitativos, valores percentuais e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria F-SFCI Campos A, B, C, D e E N=75	Concordo Totalmente	2213	70%	4.5
	Concordo Parcialmente	530	17%	
	Indiferente	152	5%	
	Discordo Parcialmente	225	7%	
	Discordo Totalmente	30	1%	
Total de Respostas		3150	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Na estratificação dos resultados por campo produtor verificamos um total de 630 respostas com elevada quantidade e valores percentuais para respostas “concordo totalmente”, sendo no campo produtor “A” igual a 488 (77%), 56 (9%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.5, observado na Tabela 71.

Tabela 71 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “A”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria F-SFCI Campo “A” N=15	Concordo Totalmente	488	77%	4.5
	Concordo Parcialmente	56	9%	
	Indiferente	30	5%	
	Discordo Parcialmente	49	8%	
	Discordo Totalmente	7	1%	
Total de Respostas		630	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “B” contam 371 (59%) respostas “concordo totalmente”, 174 (28%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.5, identificado na Tabela 72.

Tabela 72 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “B”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria F-SFCI Campo “B” N=25	Concordo Totalmente	371	59%	4.5
	Concordo Parcialmente	174	28%	
	Indiferente	27	4%	
	Discordo Parcialmente	51	8%	
	Discordo Totalmente	7	1%	
Total de Respostas		630	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos valores do campo produtor “C” apresentamos 472 (75%) respostas “concordo totalmente”, 90 (14%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.7, verificado na Tabela 73.

Tabela 73 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “C”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria F-SFCI Campo “C” N=15	Concordo Totalmente	472	75%	4.7
	Concordo Parcialmente	90	14%	
	Indiferente	29	5%	
	Discordo Parcialmente	35	6%	
	Discordo Totalmente	4	1%	
Total de Respostas		630	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

No campo produtor “D” contabilizamos 446 (71%) respostas “concordo totalmente”, 92 (15%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.6, conforme Tabela 74.

Tabela 74 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “D”

Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria F-SFCI Campo “D” N=15	Concordo Totalmente	446	71%	4.6
	Concordo Parcialmente	92	15%	
	Indiferente	34	5%	
	Discordo Parcialmente	51	8%	
	Discordo Totalmente	7	1%	
Total de Respostas		630	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Já no campo produtor “E” mapeamos 436 (69%) respostas “concordo totalmente”, 118 (19%) respostas “concordo parcialmente”, e média das medianas igual a 4.6, para a integridade das instalações e segurança operacional nos sistemas fixos de combate a incêndio (SFCI) dos campos produtores, definido na Tabela 75.

Tabela 75 - Quantitativos, valores percentuais e média das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação do campo produtor “E”

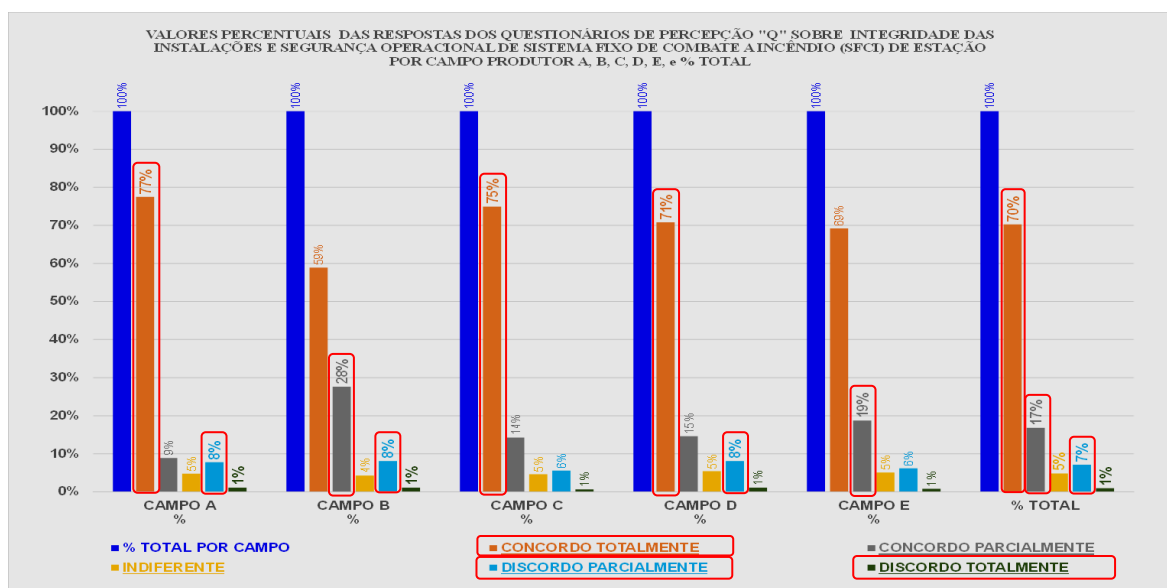
Campos Produtores e N° Participantes Estação	Escala Likert	Qtd	%	* Mediana
Categoria F-SFCI Campo “E” N=15	Concordo Totalmente	436	69%	4.6
	Concordo Parcialmente	118	19%	
	Indiferente	32	5%	
	Discordo Parcialmente	39	6%	
	Discordo Totalmente	5	1%	
Total de Respostas		630	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Nos resultados de comparação por campo produtor no Gráfico 18 tomamos como base o % total da categoria F-SFCI, com maiores valores percentuais de respostas “concordo totalmente” no campo “A” 77%, campo “C” 75% e campo “D” 71%; para respostas “concordo parcialmente” o campo “B” 28%, campo “E” 19%; e nas respostas “discordo parcialmente” os campos “A”, “B” e “D” com 8%.

Gráfico 18 - Valores percentuais das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.1.7 Resultados comparativos dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação de campos produtores

Para realizar a comparação dos resultados de 75 questionários de percepção dos empregados próprios e contratados de operação dos campos produtores A, B, C, D e E foram somados os quantitativos das respostas das escalas de “concordo totalmente” e “concordo parcialmente” para “concordo”, assim como somados os quantitativos das escalas de “discordo totalmente” e “discordo parcialmente” para “discordo”, sendo mantido a escala de “indiferente”, estruturados nas categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE, e F-SFCI, com valores percentuais e de medianas.

Na categoria A-GTC com perguntas sobre a gestão e transferência de conhecimento dos campos produtores de petróleo e de gás natural A, B, C, D e E verificamos nos resultados consolidados o total geral de 4500 respostas, sendo 3537 (79%) respostas “concordo”, 559 (12%) respostas “discordo”, 404 (9%) respostas “indiferente”, e média geral das medianas igual a 4.6. Quanto aos melhores resultados do total de 900 respostas por campo produtor e com referência ao % total geral, no campo “A” verificamos 736 (82%) respostas “concordo” e no campo “D” 719 (80%) respostas “concordo”, para as boas práticas de gestão e transferência de conhecimento para as equipes que trabalham nas estações; no campo “B” 141 (16%) e campos “C” 114 (13%) e “E” 120 (13%) respostas “discordo”; e no campo “B” 92 (10%) respostas “indiferente”, conforme Tabela 76 e Gráfico 19.

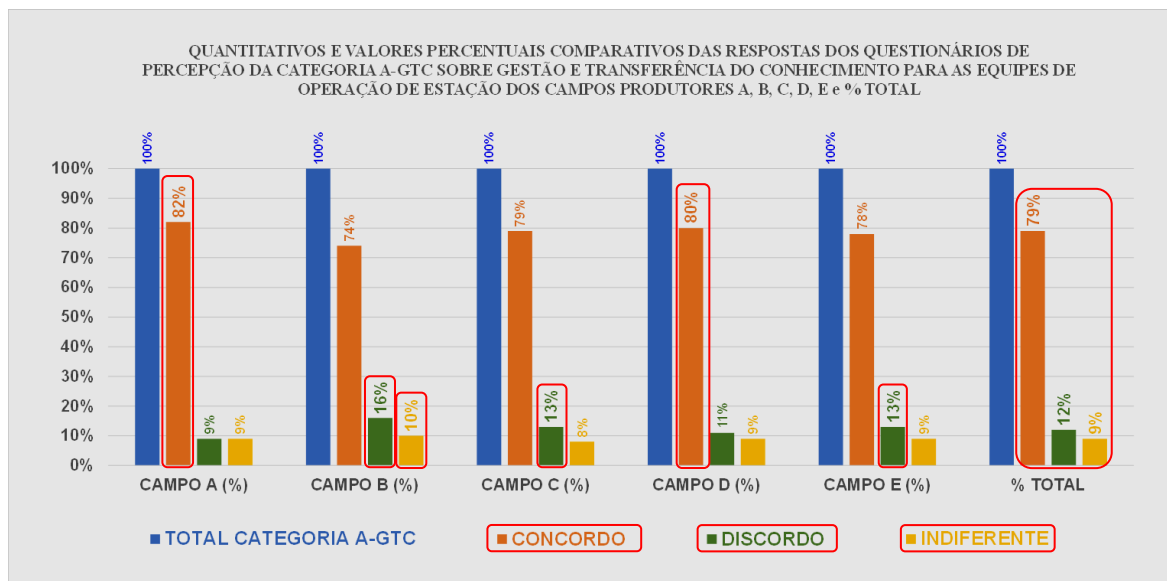
Tabela 76 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipes de operação de estação

Categoria A-GTC Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
A-GCT Gestão e Transferência de conhecimento	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Med
	Concordo	736	82%	667	74%	715	79%	719	80%	700	78%	3537	79%	4.6
	Discordo	90	9%	141	16%	114	13%	104	11%	120	13%	559	12%	
	Indiferente	84	9%	92	10%	71	8%	77	9%	80	9%	404	9%	
Total CAT. A-GTC		900		900		900		900		900		4.500		

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 19 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria A-GTC para equipes de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria B-FE que avalia a disponibilidade, qualidade e as condições dos recursos ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e condições do veículo de operação verificamos um total geral dos campos produtores pesquisados igual a 2625 respostas, com 2052 (78%) respostas “concordo”, 277 (11%) “discordo” respostas, 296 (11%) respostas “indiferente”, e média geral das medianas 4.5, caracterizando que mais de 50% das respostas foram “concordo”. No total por campo produtor igual a 525 respostas e com base nos valores percentuais do total geral, verificamos os maiores valores no campo “C” 413 (79%) e no campo “E” 415 (79%) respostas “concordo”; para respostas “discordo” com maior valor no campo “C” 64 (12%) de respostas; e para respostas “indiferente” nos campos “A” 64 (12%), “B” 65 (12%) e “E” 61 (12%), definido na Tabela 77 e Gráfico 20.

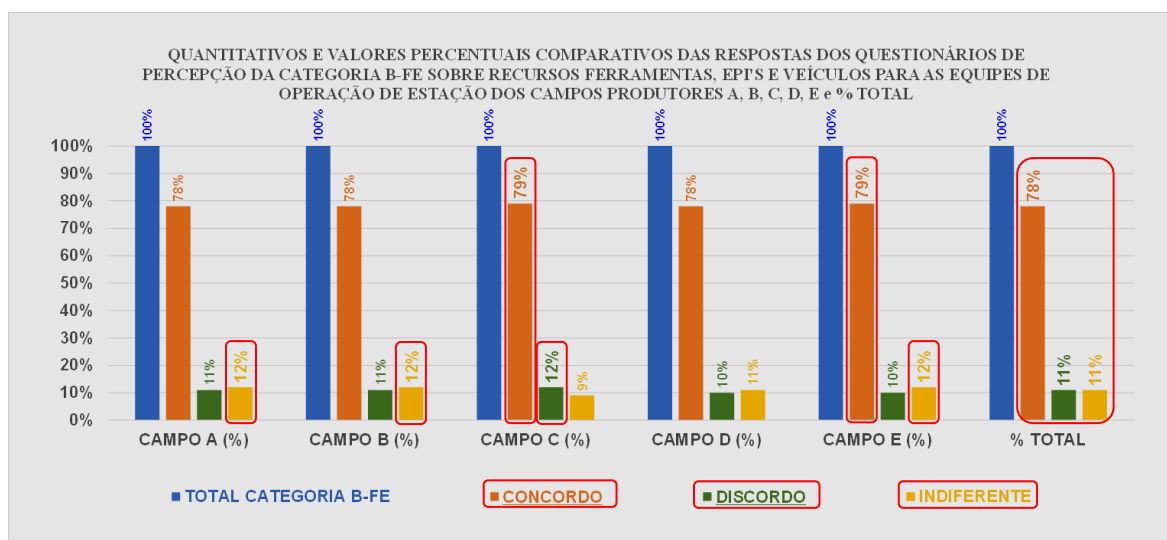
Tabela 77 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria B-FE das equipes de estação

Categoria B-FE Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
B-FE Recursos: Ferramentas, EPI, Veículo de Operação	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Med
	Concordo	407	78%	407	78%	413	79%	410	78%	415	79%	2052	78%	4.5
	Discordo	54	11%	53	11%	64	12%	57	10%	49	10%	277	11%	
	Indiferente	64	12%	65	12%	48	9%	58	11%	61	12%	296	11%	
Total CAT. B-FE		525		525		525		525		525		2.625		

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 20 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria B-FE das equipes de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria C-ETP sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional dos equipamentos e tanques de produção de estação apresentamos o total geral consolidado dos campos produtores igual a 2925 respostas, sendo 2572 (88%) respostas “concordo”, 128 (4%) respostas “discordo”, 225 (8%) respostas “indiferente”, e média geral das medianas 4.9, caracterizando que mais de 50% das respostas foram “concordo”. No total por campo produtor com 585 respostas observamos os maiores quantitativos e valores percentuais no campo “A” com 523 89% respostas “concordo”; para respostas “discordo” identificamos no campo “A” 27 (5%), campo “D” 25 (5%) e campo “E” 32 (6%); no campo “B” 51 (9%) de respostas para “indiferente”, identificado na Tabela 78 e Gráfico 21.

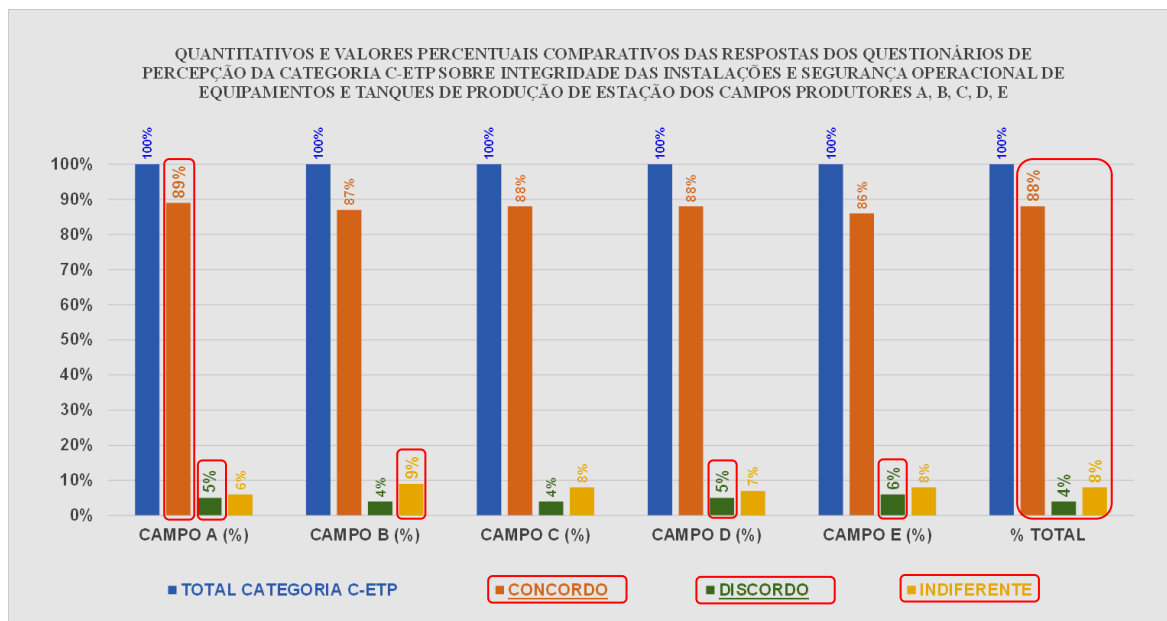
Tabela 78 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Categoria C-ETP Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
C-ETP Integridade das instalações e Segurança Operacional de Poço Produtor e Poço Injetor	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Med
	Concordo	523	89%	512	87%	516	88%	517	88%	504	86%	2572	88%	4.9
	Discordo	27	5%	22	4%	22	4%	25	5%	32	6%	128	4%	
	Indiferente	35	6%	51	9%	47	8%	43	7%	49	8%	225	8%	
Total CAT. C-ETP		585		585		585		585		585		2.925		

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 21 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

A categoria D-DAPQ com perguntas sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional dos sistemas de dosagem e de armazenamento de produtos químicos identificamos um total geral de respostas igual a 1200 respostas referentes aos campos produtores por tipos de respostas, sendo 1181 (98%) respostas “concordo”, 18 (1,6%) respostas “discordo”, 1 (0,4%) respostas “indiferente”, e média geral das medianas igual a 5, caracterizando que mais de 50% das respostas foram “concordo”. No total por campo produtor igual a 240 respostas, mapeamos os maiores quantitativos e valores percentuais no campo “A” 236 (98,6%), campos “B”, “C” e “D” iguais a 237 (99%) de respostas “concordo”, e para “discordo” no campo “E” com 6 (2,5%), na Tabela 79 e Gráfico 22.

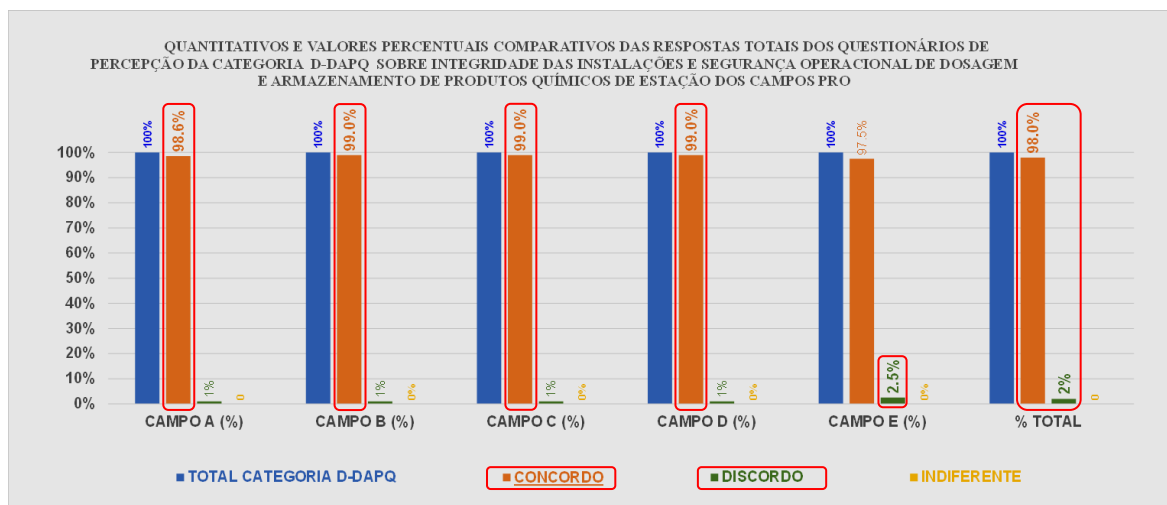
Tabela 79 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Categoria D-DAPQ Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
D-DAPQ-Integridade das instalações e Segurança Operacional	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Med
	Concordo	236	98,6%	237	99%	237	99%	237	99%	234	97,5%	1181	98%	5
	Discordo	3	1%	3	1%	3	1%	3	1%	6	2,5%	18	1,6%	
	Indiferente	1	0,4	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	0,4%	
Total CAT. D-DAPQ		240		240		240		240		240		1.200		

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 22 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários de percepção (Q) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria E-SE que avalia a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional do sistema elétrico mapeamos um total geral consolidado de todos os campos produtores igual a 2700 respostas, para 2282 (84%) respostas “concordo”, 232 (9%) respostas “discordo” e 186 (7%) respostas “indiferente” e mediana 4.6, caracterizando que mais de 50% das respostas foram “concordo”. No total por campo produtor igual a 540 respostas e considerando os valores do total geral, identificamos os maiores quantitativos e valores percentuais no campo “C” 456 (85%) e campo “D” 472 (87%) com respostas “concordo”; para respostas “discordo” no campo “A” 56 (10%) e campo “B” 58 (11%); no campo “A” 39 (8%), campo “C” 43 (8%) e campo “E” 45 (8%) de respostas “indiferente”, observado na Tabela 80 e Gráfico 23.

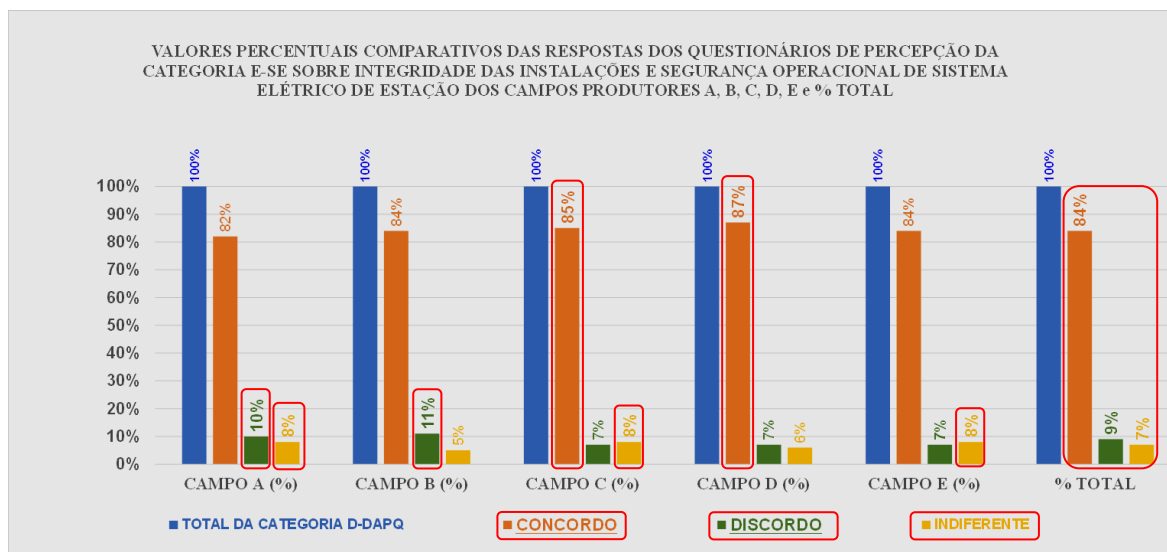
Tabela 80 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Categoria E-SE Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
E-SE-Integridade das instalações e Segurança Operacional	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Med
	Concordo	445	82%	454	84%	456	85%	472	87%	455	84%	2282	84%	4.6
	Discordo	56	10%	58	11%	41	7%	37	7%	40	7%	232	9%	
	Indiferente	39	8%	28	5%	43	8%	31	6%	45	8%	186	7%	
Total CAT. E-SE		540		540		540		540		540		2.700		

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 23 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

A categoria F-SFCI com perguntas sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional do sistema fixo de combate a incêndio observamos um total geral consolidado dos campos produtores igual a 3150 respostas, com 2743 (87%) respostas “concordo”, 255 (8%) respostas “discordo” e 152 (5%) respostas “indiferente”, e média geral das medianas igual a 4.5, caracterizando que mais de 50% das respostas foram “concordo”. No total por campo produtor igual a 630 respostas e utilizando como referência os valores do total geral, os maiores quantitativos e valores percentuais foram no campo “C” 562 (89%) e campo “E” 554 (88%) respostas “concordo”; e para respostas “discordo” no campo “A” 56 (9%), campos “B” e campo “D” 58 (9%) e campo “E” 44 (9%), verificado na Tabela 81 e Gráfico 24.

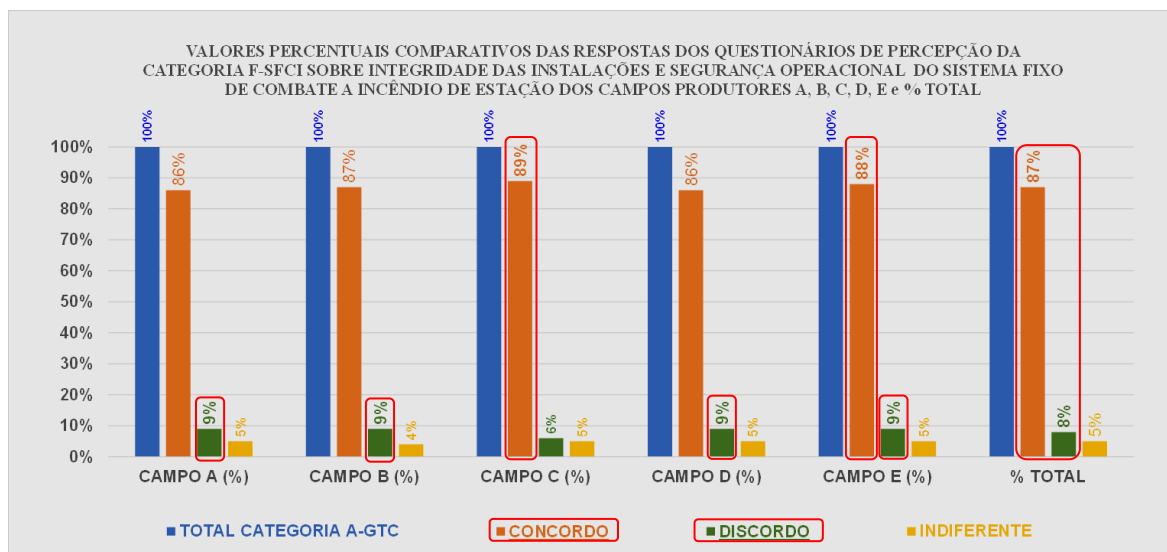
Tabela 81 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

Categoria F-SFCI Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
F-SFCI-Integridade das instalações e Segurança Operacional	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Mec
	Concordo	544	86%	545	87%	562	89%	538	86%	554	88%	2743	87%	4.5
	Discordo	56	9%	58	9%	39	6%	58	9%	44	9%	255	8%	
	Indiferente	30	5%	27	4%	29	5%	34	5%	32	5%	152	5%	
Total CAT. F-SFCI		630		630		630		630		630		3.150		

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 24 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados do total geral das respostas referentes as categorias: A-GTC - gestão e transferência de conhecimento; B-FE - ferramentas, EPI e veículo de operação; C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI – integridade estrutural das instalações e segurança operacional dos equipamentos e tubulações/dutos aplicadas nos 5 (cinco) campos produtores contabilizamos 17.100 respostas, com uma média de 3420 respostas por cada campo, onde observamos quantitativos e valores percentuais iguais a 14.357 (84%) respostas “concordo”; 1479 (8,6%) respostas “discordo”; 1264 (7,4%) respostas indiferentes”, e média geral das medianas igual a 4,7, validando que mais de 50% das respostas foram para “concordo”.

Neste contexto, utilizando como base os valores do total geral verificamos os maiores quantitativos e valores percentuais no campo “A” com 2891 (85%), campo “C” 2889 (85%) e campo “D” 2893 (85%) de respostas “concordo”; nas respostas “discordo” o campo “B” com 335 (10%); para as respostas “indiferente” no campo “B” 263 (8%) e no campo “E” 267 (8%), detalhado na Tabela 82 e Gráfico 25.

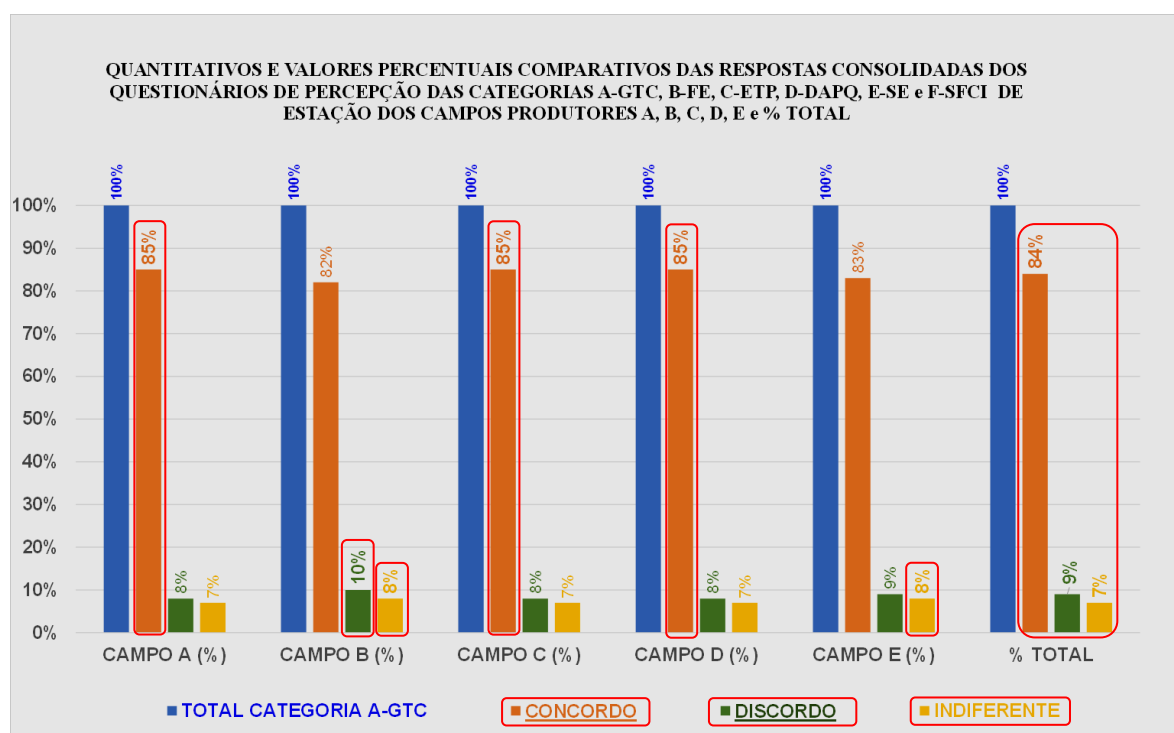
Tabela 82 - Quantitativos, valores percentuais comparativos e média geral das medianas das respostas dos questionários (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação

Categorias de Estação: A-GCT, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
Total por Campo		3.420		3.420		3.420		3.420		3.420		17.100		
A-GCT, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	* Med
	Concordo	2891	85%	2822	82%	2889	85%	2893	85%	2862	83%	14.357	84%	4.7
	Discordo	286	8%	335	10%	283	8%	284	8%	291	9%	1479	8,6%	
	Indiferente	253	7%	263	8%	238	7%	243	7%	267	8%	1.264	7,4%	

Fonte: Dados da pesquisa

* Índice composto da média das medianas

Gráfico 25 - Valores percentuais comparativos das respostas dos “Q” de percepção (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* na documentação técnica, instalações, processos e equipamentos de estação dos campos produtores

Para realizar a verificação de documentos técnicos, padronização, treinamentos, integridade das instalações, processos e equipamentos e a segurança operacional nas frentes operacionais elaboramos um total de 357 perguntas estruturadas em 14 listas de verificação (LV) *in loco* com foco na QMSOI&ST, classificadas em categorias, com uma média de 21 a 35 perguntas

similares e específicas em cada LV, definidos com requisitos de normas ABNT NBR ISO do SGI (ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018) e de regulamentos técnicos (RTSGSO:2007, RTSGI:2010 e RTDT:2011) da ANP.

As LV tem por objetivo de verificar a realização e eficácia de treinamentos das equipes de operação, divulgação e disponibilidade de documentação técnica, as condições das instalações, processos e equipamentos de coleta, separação, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, tratamento e injeção de água produzida, compressão, movimentação e exportação de gás natural, a partir das seguintes categorias: A-GTC Estação, B-FE Estação, C-MTV Estação, D-CLPR Estação, E-VS Estação, F-VTO Estação, G-TQA Estação, H-BBB Estação, I-CGA Estação, J-OGA Estação, K-DAPQ Estação, L-CGV Estação, M-SE Estação e N-SFCI Estação, conforme detalhamento a seguir:

- Na categoria A-GTC Estação estruturamos 35 perguntas sobre documentação técnica da instalação, processos, padronização, políticas e treinamentos, com o objetivo de verificar *in loco* nas frentes operacionais a gestão e transferência de conhecimento para as equipes que trabalham nas estações dos campos produtores;
- Na categoria B-FE Estação definimos 25 perguntas para analisar a qualidade e condições dos recursos ferramentas, EPI, veículo operacional e outros recursos disponibilizados, para as equipes de operação executar as atividades e tarefas operacionais definidas nos procedimentos operacionais;
- Na categoria C-MTV Estação organizamos 21 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos manifolds, multivias, tubulações e válvulas de entrada da estação de coleta de petróleo, estação de injeção de água ou estação de compressão, movimentação e exportação de gás e acessórios.
- Na categoria D-CLRP Estação identificamos 23 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de câmara de lançar

e receber pig/raspador de parafina/resíduos de poços produtores de petróleo e de poços injetores de fluídos no manifold, oleodutos, gasodutos e de adutoras da estação.

- Na categoria E-VS Estação desenvolvemos 28 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos vasos de pressão separadores de petróleo, água, gás associado, condensado e acessórios.
- Na categoria F-VTO Estação levantamos 33 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos vasos tratadores de óleo, filtros de gás combustível e acessórios.
- Na categoria G-TQA Estação mapeamos 29 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos tanques de produção, testes de produção de poço, armazenamento, flotação, pulmão e acessórios.
- Na categoria H-BBB Estação elaboramos 25 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional das bombas de transferência de petróleo, de injeção de água e dosadoras de produtos químicos, e acessórios.
- Na categoria I-CGA Estação criamos 35 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional das caldeiras e geradores de vapor, e acessórios.
- Na categoria J-OGA Estação organizamos 26 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos oleodutos, gasodutos e adutoras, e acessórios.
- Na categoria K-DAPQ Estação validamos 17 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional da área de dosagem e

armazenamento de produtos químicos, chuveiros de emergências, ficha de informação de segurança de produtos químicos, e acessórios.

- Na categoria L-CGV Estação detalhamos 27 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos poços produtores de petróleo, poços injetores de fluídos, tubulações/dutos, satélites, multivias e acessórios.
- Na categoria M-SE Estação constamos 29 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos sistemas elétricos, e acessórios.
- Na categoria N-SFCI Estação formalizamos 21 perguntas para a investigação da integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos sistemas fixos de combates a incêndios, e acessórios.

As 14 (catorze) LV nas categorias: A-GTC Estação, B-FE Estação, C-MTV Estação, D-CLPR Estação, E-VS Estação, F-VTO Estação, G-TQA Estação, H-BBB Estação, I-CGA Estação, J-OGA Estação, K-DAPQ Estação, L-CGV Estação, M-SE Estação e N-SFCI Estação foram aplicadas *in loco* nas frentes operacionais pelo operador responsável pela estação, executante das atividades e tarefas operacionais nos campos produtores A, B, C, D e E pesquisados, e sob a orientação do pesquisador, com o objetivo de tirar dúvidas na coleta de dados, garantir a observação direta, evidência objetiva das variáveis de LV com respostas “conforme”, “não conforme” e “não aplicável”, para recomendar abertura de ordens de serviço / manutenção (OS / OM) corretiva, para as respostas “não conforme”, durante a aplicação de LV, com perguntas estruturadas a partir de requisitos de procedimentos operacionais, de normas ABNT NBR ISO do SGI e de regulamentos técnicos da ANP.

6.4.2.1 Resultados das listas de verificações (LV) *in loco* da categoria A-GTC Estação - gestão e transferência de conhecimento para a equipe de operação de estação

Nos resultados a partir da aplicação de listas de verificação *in loco* na categoria A-GTC Estação - gestão e transferência de conhecimento para os empregados próprios e contratados de operação das estações de grande porte dos campos produtores de petróleo e de gás natural pesquisados identificamos 23 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 35 respostas por campo produtor e um total geral de 175 respostas estruturadas por tipo de respostas, sendo: 101 (58%) respostas “conforme”; 68 (39%) respostas “não conforme”; e 6 (3%) respostas “não aplicável”, conforme Quadro 33.

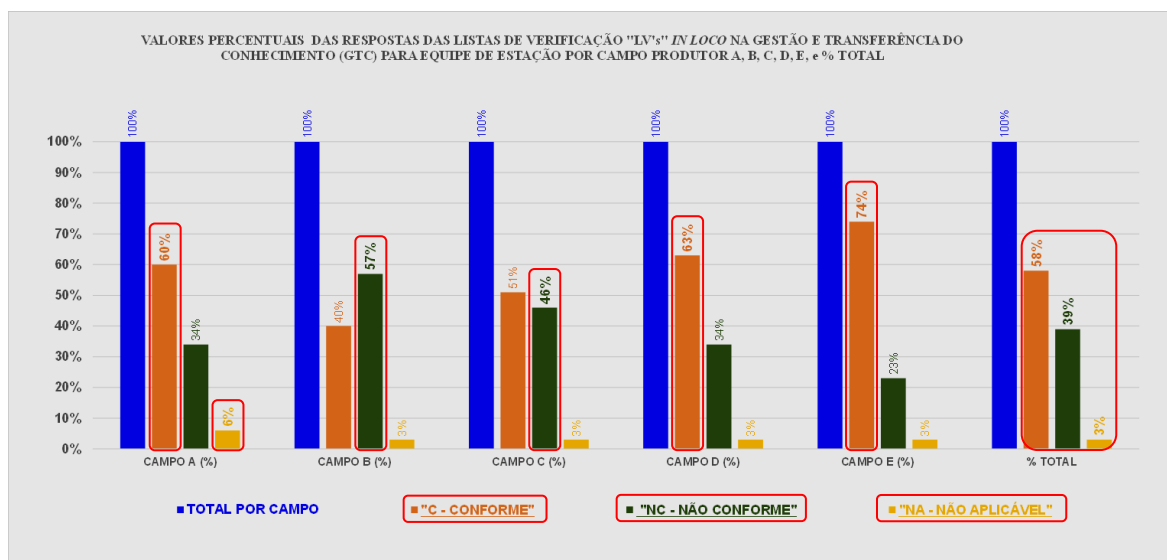
Quadro 33 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria A-GTC para a equipe de operação de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - A - GTC RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
GTC 01	A gestão de mudança de pessoas foi realizada antes do Programa de Demissão (PDV)?	C	NC	NC	C	C	5
GTC 02	A gestão de mudança de pessoas atende a transferência de conhecimento para o contratado?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 03	Realizado a ambientação dos colaboradores após a admissão?	C	C	C	C	C	5
GTC 04	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões dos Manuais de Segurança?	C	C	C	C	C	5
GTC 05	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões de 15 diretrizes de SMS?	C	C	C	C	C	5
GTC 06	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões do PRE, PEL e operar SFCI?	C	C	C	C	C	5
GTC 07	Realizado treinamento dos colaboradores no padrão do Manual de Operação (MO)?	C	C	C	C	C	5
GTC 08	Realizado treinamento dos colaboradores nos procedimentos de Execução (PE)?	C	C	C	C	C	5
GTC 09	Os Procedimentos de Execução (PE) estão com análise crítica atualizada?	C	C	C	C	C	5
GTC 10	Os padrões de diretrizes e de execução estão disponíveis para consulta na instalação?	C	NC	NC	NC	C	5
GTC 11	Os colaboradores tem chave e senha de acesso aos padrões através de Sistema?	C	NC	NC	NC	C	5
GTC 12	Os padrões da contratada estão atualizados com base nos padrões da contratante?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 13	Os procedimentos operacional padrão (POP) da contratada estão impressos?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 14	Os padrões (POP) da empresa contratada identificou os aspectos e impactos de SMS?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 15	O colaborador tem o cracha das 10 Regras de Ouro?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 16	O Boletim e Lista de Verificação tem a rastreabilidade com o n° do padrão?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 17	Realizado treinamento na DSO (DUT, Fluxogramas; Plantas; LEC; APR e HAZOP)?	C	C	NC	C	C	5
GTC 18	A Descrição de Unidade Terrestre (DUT) está disponível para consulta?	C	NC	C	C	C	5
GTC 19	A Lista de Elementos Críticos (LEC) está disponível para consulta?	C	NC	C	C	C	5
GTC 20	O Fluxograma de Processo e de Engenharia estão disponíveis para consulta?	C	NC	C	C	C	5
GTC 21	A Planta de Classificação Elétrica de Área está disponível para consulta?	C	NC	C	C	C	5
GTC 22	A Planta Baixa da instalação “As Built” está disponível para consulta?	C	NC	C	C	C	5
GTC 23	Os Estudos de Risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?	C	NC	NC	C	C	5
GTC 24	O Livro de Registro de Segurança (LRS) está disponível e sem rasuras?	NA	C	C	C	C	5
GTC 25	O Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (AVCB) está na validade e disponível?	NC	NC	NC	C	C	5
GTC 26	O Alvará de Funcionamento está na validade e disponível para consulta?	NC	NC	C	C	C	5
GTC 27	O Mapa de Risco está atualizado e consta o período de gestão da CIPA?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 28	A Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade e disponível para consulta?	NC	NC	C	NC	C	5
GTC 29	A Lista de Verificação (LV) do DCBI do mês anterior está disponível para consulta?	NC	C	NC	NC	C	5
GTC 30	O controle de inibição de sistema ou equipamento crítico está disponível para consulta?	NC	NC	NC	NC	NC	5
GTC 31	Os colaboradores emitem a Permissão de Trabalho (PT) no sistema da intranet?	C	C	C	C	C	5
GTC 32	A Passagem de Serviço é cadastrada no Sistema da intranet?	C	C	C	C	C	5
GTC 33	A Passagem de Serviço é registrada/formalizada em livro de ocorrência?	NA	NA	NA	NA	NA	5
GTC 34	A Passagem de Serviço contempla itens críticos definidos no padrão da contratante?	C	C	C	C	C	5
GTC 35	Os colaboradores tem acesso ao sistema de controle da produção e teste de poço?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		35	35	35	35	35	175
TOTAL DE RESPOSTAS “C - CONFORME” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		21(60%)	14(40%)	18(51%)	22(63%)	26(74%)	101(58%)
TOTAL DE RESPOSTAS “NC - NÃO CONFORME” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		12(34%)	20(57%)	16(46%)	12(34%)	8(23%)	68(39%)
TOTAL DE RESPOSTAS “NA - NÃO APLICÁVEL” POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(6%)	1(3%)	1(3%)	1(3%)	1(3%)	6(3%)
LEGENDA: “C” - CONFORME; “NC” - NÃO CONFORME; “NA” - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos das respostas de “LV” da categoria A-GTC por campo produtor utilizando como referência os valores percentuais do % total verificamos valores de maior relevância para respostas “conforme” no campo produtor “A” com 60%; campo produtor “D” igual a 63% e campo produtor “E” com 74% de respostas; quanto as respostas “não conforme” observamos no campo produtor “B” 57% e no campo “C” 46% respostas; para as respostas “não aplicável” identificamos no campo produtor “A” 6% de respostas, conforme demonstrado no Gráfico 26.

Gráfico 26 - Valores percentuais das respostas das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria A-GTC para a equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.2 Resultados das listas de verificações (LV) *in loco* da categoria B-FE - para equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

No levantamento de dados através das listas de verificação *in loco* com perguntas na categoria B-FE sobre a qualidade, disponibilidade e condições das ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI), veículo de operação (FE) para as equipes de estação dos campos produtores de petróleo constatamos apenas 1 pergunta com resposta “não conforme”, um total geral de 125 respostas e por campo uma média de 25 respostas, com quantitativos e valores percentuais iguais a 98 (78%) respostas “conformes”, 1 (1%) resposta “não conforme” e 26 (21%) respostas “não aplicável”, definido no Quadro 34.

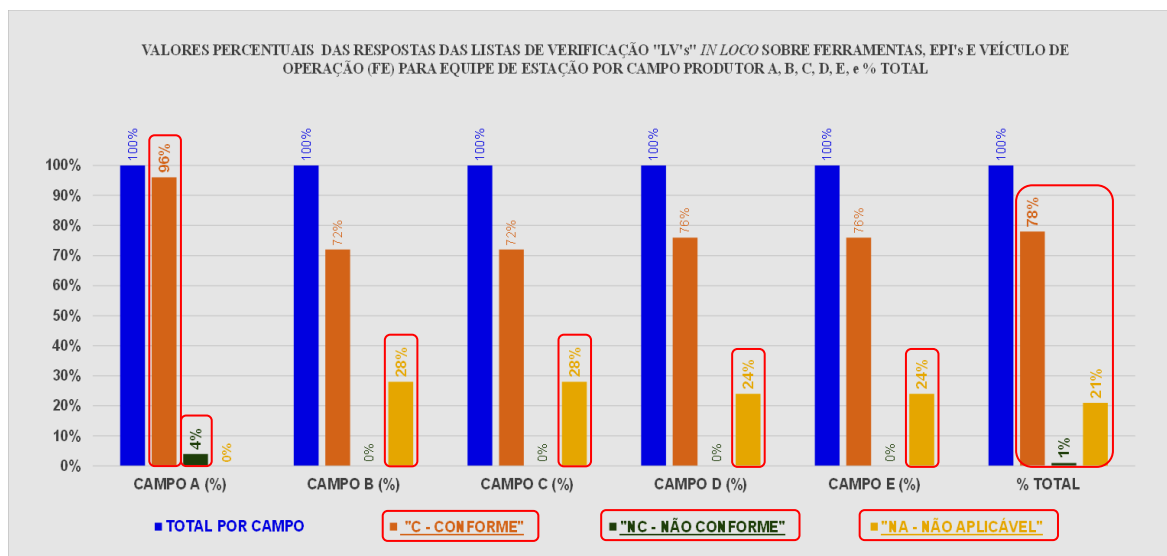
Quadro 34 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria B-FE para equipe de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - B - FE - EQUIPE DE ESTAÇÃO	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
	RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> NAS FRENTES OPERACIONAIS SOBRE RECURSOS FERRAMENTAS, EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL (EPI's) E VEÍCULO DE OPERAÇÃO (FE)						
FE 01	As ferramentas são suficientes para executar as atividades e tarefas?	C	C	C	C	C	5
FE 02	A lanterna para área classificada está disponível e operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 03	A marreta de bronze está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 04	A mola da chave griffe está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 05	O mordente da chave griffe está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 06	O termômetro móvel está operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 07	A trena móvel está operacional e certificada?	C	C	C	C	C	5
FE 08	O fardamento está limpo e em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 09	O capacete está na validade e em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 10	A carneira do capacete está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 11	A máscara semifacial está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 12	O filtro da máscara semifacial para gases e vapores está na validade?	C	C	C	C	C	5
FE 13	As botas estão em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 14	O óculos de segurança está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 15	O protetor auricular está em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 16	As luvas estão em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
FE 17	O detector de H2S está na validade e sem falha?	C	NA	NA	C	C	5
FE 18	A CNH do condutor do veículo está atualizada?	C	C	C	C	C	5
FE 19	O veículo está com o BIG BROTHER operacional?	C	C	C	C	C	5
FE 20	O veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?	NC	NA	NA	NA	NA	5
FE 21	O veículo está com documentação atualizada?	C	NA	NA	NA	NA	5
FE 22	O veículo está com os pneus em bom estado de conservação?	C	NA	NA	NA	NA	5
FE 23	O veículo está com faróis / lanternas operacionais?	C	NA	NA	NA	NA	5
FE 24	O veículo possui triângulo, macaco e chave de roda?	C	NA	NA	NA	NA	5
FE 25	O veículo realizou as manutenções preventivas definidas no manual do fabricante?	C	NA	NA	NA	NA	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		25	25	25	25	25	125
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		24(96%)	18(72%)	18(72%)	19(76%)	19(76%)	98(78%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		1(4%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1(1%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		0 (0%)	7(28%)	7(28%)	6(24%)	6(24%)	26(21%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME; "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

No Gráfico 27 apresentamos os resultados da categoria B-FE por campo produtor e como base de referência os valores do % total para comparação, onde observamos os valores mais relevantes no campo “A” com 96% de respostas “conforme” e 4% de respostas “não conforme”; para respostas “não aplicável” nos campos produtores “B” e “C” com 28%, nos campos produtores “D” e “E” iguais a 24%.

Gráfico 27 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria B-FE para equipes de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.3 Resultados das listas de verificações (LV) *in loco* da categoria C-MTV - manifold, multivias, tubulações e válvulas de bloqueio de estação

Nos resultados das listas de verificação *in loco* com perguntas da categoria C-MTV sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional dos manifolds, multivias, tubulações e válvulas (MTV) de estação de coleta de petróleo, estação de injeção de água e de estação de compressão, movimentação e exportação de gás e acessórios dos campos produtores de petróleo e de gás natural contabilizamos 14 perguntas com algumas respostas “não conforme”, um total geral de 105 respostas, com média de 21 respostas por campo produtor. Portanto, do total geral consolidado identificamos 68 (65%) respostas “conforme”, 20 (19%) respostas “não conforme” e 17 (16%) respostas “não aplicável” (Quadro 35).

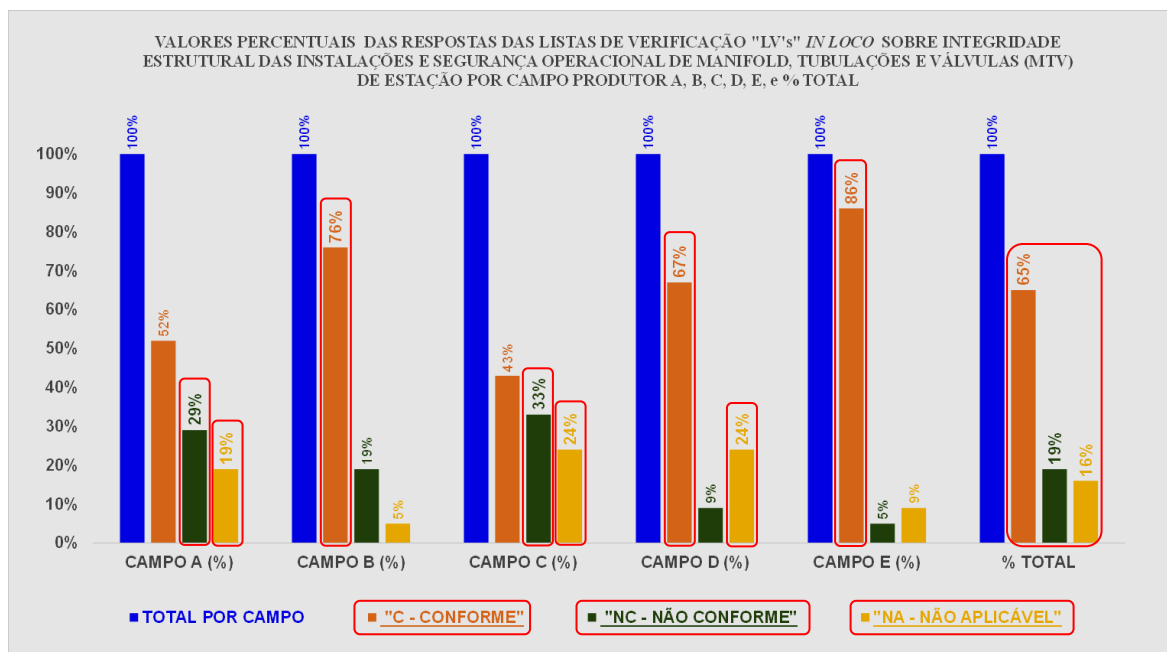
Quadro 35 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria C-MTV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - C - MTV - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE MANIFOLD, TUBULAÇÕES DE 3", VÁLVULAS DE BLOQUEIO (MTV)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
MTV 01	Tubulações, válvulas e tampão da câmara de pig de 3" isentos de vazamento?	C	NC	NC	C	C	5
MTV 02	Tubulação, niple, válvula, estojo e câmara de pig de 3" isentos de corrosão externa?	C	C	NC	C	C	5
MTV 03	As linhas de produção/injeção, teste e pig dos poços tem TAG?	C	C	C	C	C	5
MTV 04	Os flanges de linhas e de válvulas tem todos parafusos e porcas (estojos)?	C	C	NC	C	C	5
MTV 05	Os flanges de linhas e de válvulas os parafusos sobrando fios de roscas nas porcas?	C	C	C	C	C	5
MTV 06	Manômetros estão com calibração na validade?	NA	NC	NC	NC	C	5
MTV 07	Termômetros estão com calibração na validade?	NA	NA	NA	NA	NA	5
MTV 08	Iluminação de emergência/acessório da instalação está íntegra e operacional?	C	C	NA	C	C	5
MTV 09	Válvulas e/ou niples de dreno/vent das linhas e de pig tem Cap/Plug?	NC	C	C	C	NC	5
MTV 10	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Em Manutenção" tem a placa de aviso?	NC	C	NA	C	C	5
MTV 11	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Em Manutenção" está isolado?	NA	C	NA	NA	C	5
MTV 12	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Fora de Operação" tem a placa de aviso?	NC	C	NC	C	C	5
MTV 13	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Fora de Operação" está isolado?	NA	C	NC	NA	C	5
MTV 14	A linha de produção ou injeção, teste e pig tem raquete e dados técnico de fabricação?	NC	C	NA	NA	C	5
MTV 15	O piso e canaletas da área do manifold de produção ou injeção isento de resíduo oleoso?	C	C	C	NC	C	5
MTV 16	O piso e canaletas da área da câmara de lançar e receber pig isento de resíduo oleoso?	C	NC	C	C	C	5
MTV 17	A linha de produção ou injeção, teste e pig tem sinalização do tipo de fluido e seta?	C	C	C	C	C	5
MTV 18	Área do manifold e câmara de pig tem sinalização de segurança (Ex; raio de abertura)?	NC	C	C	C	C	5
MTV 19	Área do manifold possui a sinalização de uso obrigatório de EPI's?	NC	C	C	C	C	5
MTV 20	Existe tubulação com extremidade aberta sem tampão ou flange cego?	C	NC	NC	NA	NA	5
MTV 21	Área do manifold está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		21	21	21	21	21	105
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		11(52%)	16(76%)	9(43%)	14(67%)	18(86%)	68(65%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		6(29%)	4(19%)	7(33%)	2(9%)	1(5%)	20(19%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		4(19%)	1(5%)	5(24%)	5(24%)	2(9%)	17(16%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Quanto aos valores percentuais por campo produtor da categoria C-MTV e comparando com valores percentuais do total, observamos os maiores valores nos campos produtores "B" 76%; "D" 67% e "E" 86% para respostas "conforme"; no campo produtor "A" 29% e no campo produtor "C" 33% quanto as respostas "não conforme"; e para as respostas "não aplicável" mapeamos no campo produtor "A" 29%, campos produtores "C" e "D" 24%, definido no Gráfico 28.

Gráfico 28 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria C-MTV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.4 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria D-CLRP - câmara de lançar e receber pig / raspador de estação

Na categoria D-CLRP sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de câmara de lançar e receber pig/raspador (CLRP) de parafina / resíduos oleosos de poços produtores de petróleo e de poços injetores de fluídos no *manifold*, oleodutos, gasodutos e de adutoras de estação contabilizamos 12 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 23 respostas por campo produtor e total geral de 115 respostas, com quantitativos e valores percentuais por tipo de resposta, sendo: 61 (53%) respostas “conforme”; 24 (21%) respostas “não conforme”; e 30 (26%) respostas “não aplicável”, observado no Quadro 36.

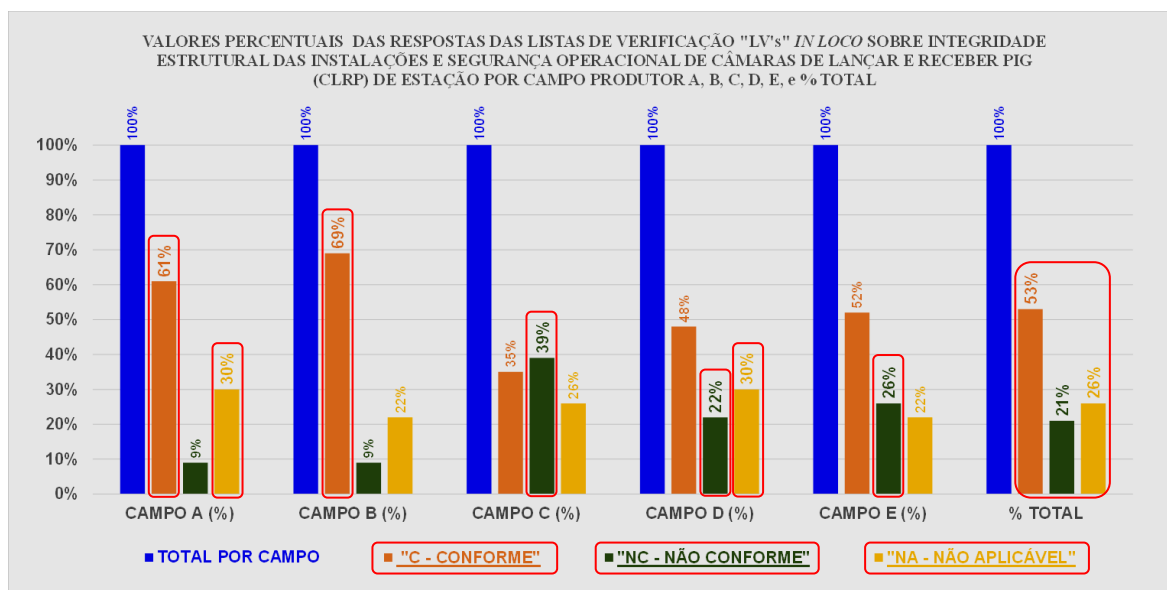
Quadro 36 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria D-CLRP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - D - CLRP - EQUIPE DE ESTAÇÃO	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
	RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE CÂMARAS DE LANÇAR E RECEBER PIG DE ÓLEODUTOS / GASODUTOS OU ADUTORAS DE MÉDIO E GRANDES DIÂMETROS, IGUAL OU MAIOR QUE 4" (CLRP)						
CLRP 01	Tubulação, válvula, flange e tampão da câmara de pig =>4" isentos de vazamento?	C	C	C	C	C	5
CLRP 02	Tubulação, válvula, flange, parafuso e câmara de pig=>4" isento de corrosão externo?	C	C	C	C	C	5
CLRP 03	As câmaras de lançar (LP) e receber pig (RP) tem identificação do Taguemento (TAG)?	C	C	NC	NC	C	5
CLRP 04	Câmara de pig com flange e válvula flangeada tem todos os parafusos com porcas (estojos)?	C	C	NC	C	C	5
CLRP 05	Câmara de pig com flanges e válvula flangeada parafusos sobram fio de rosca nas porcas?	NC	C	C	C	C	5
CLRP 06	Manômetro de câmara de pig está operacional e com calibração na validade?	NA	NC	NC	C	NA	5
CLRP 07	Câmara de pig está despressurizada, com pressão igual a "ZERO" psi?	C	C	NC	C	C	5
CLRP 08	Termômetro de câmaras de pig está operacional e com calibração na validade?	NA	C	NA	C	NA	5
CLRP 09	As válvulas de alívio (PSV) das câmaras de pig estão com calibração na validade?	C	C	NC	NC	NC	5
CLRP 10	Válvula de alívio (PSV) de câmara de pig está com lacre e aviso "DCBI" em válvula?	C	C	NC	NA	NC	5
CLRP 11	O lacre e a placa de aviso "DCBI" nas válvulas de bloqueio da PSV estão integros?	C	C	NC	NA	NC	5
CLRP 12	A iluminação / acessório das câmaras de pig estão íntegra e operacional?	C	C	C	C	C	5
CLRP 13	Válvulas de dreno das linhas das câmaras de pig possuem Cap/Plug?	NC	C	NC	NC	C	5
CLRP 14	A câmara de pig "Em Manutenção" possui placa de aviso "Em Manutenção"?	NA	NA	NA	NA	NA	5
CLRP 15	A câmara de pig "Em Manutenção" possui isolamento: fita zebrada/cones/cerquite?	NA	NA	NA	NA	NA	5
CLRP 16	A câmara de lançar (LP) e receber pig (RP) "Fora de Operação" possui placa de aviso?	NA	NA	NA	NA	NA	5
CLRP 17	A câmara de pig "Fora de Operação" possui isolamento com cone/fita zebrada ou cerquite?	NA	NA	NA	NA	NC	5
CLRP 18	A câmara de pig possui raquete com aviso "raquetado" e dados técnicos de fabricação?	NA	NA	NA	NA	NC	5
CLRP 19	O piso e canaletas da área das câmaras de pig estão limpas, ausente de resíduo oleoso?	C	C	C	NC	NC	5
CLRP 20	Câmara de pig tem a sinalização da faixa do tipo de fluido e a seta de sentido de fluxo?	C	C	C	C	C	5
CLRP 21	Área das câmaras de pig tem sinalização de segurança (Ex; H2S; raio de abertura tampão)?	C	NC	NC	C	C	5
CLRP 22	A área das câmaras de pig possui a sinalização de uso obrigatório de EPI's?	C	C	C	C	C	5
CLRP 23	A área das câmaras de pig está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?	C	C	C	NC	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		23	23	23	23	23	115
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		14(61%)	16(69%)	8(35%)	11(48%)	12(52%)	61(53%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(9%)	2(9%)	9(39%)	5(22%)	6(26%)	24(21%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		7(30%)	5(22%)	6(26%)	7(30%)	5(22%)	30(26%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados por campo produtor e por tipo de respostas da categoria D-CLRP, utilizando como referência o valor % total identificamos no campo produtor "A" 61% e no campo produtor "B" 69% de respostas "conforme"; quanto as respostas "não conforme" no campo produtor "C" com 39%, campo produtor "D" 22% e campo produtor "E" 26%; para as respostas "não aplicável" observamos no campo produtor "A" e no campo produtor "D" com 30%, conforme Gráfico 29.

Gráfico 29 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria D-CLRP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.5 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria E-VS - vasos separadores de petróleo e gás de estação

Na categoria E-VS sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de vasos separadores (VS) de petróleo, água, gás associado, condensado e acessórios da estação identificamos 9 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 28 respostas por campo produtor, com total geral de 140 respostas, com quantitativos e valores percentuais por tipo de respostas do total, sendo: 109 (78%) respostas “conforme”, 14 (10%) respostas “não conforme” e 17 (12%) respostas “não aplicável”, verificado no Quadro 37.

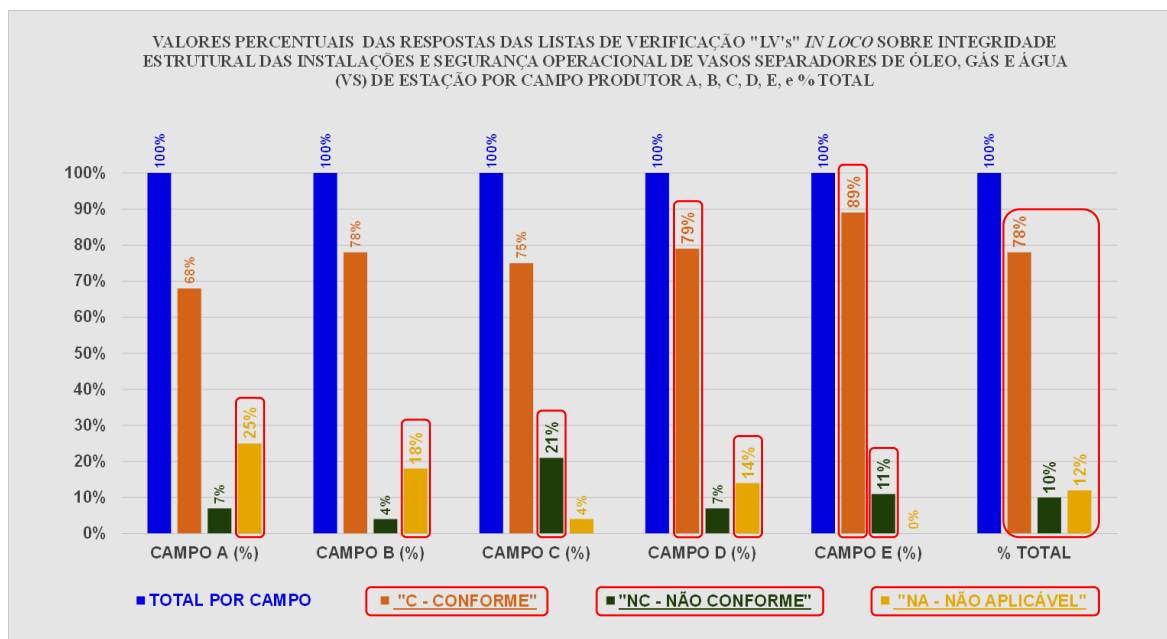
Quadro 37 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria E-VS de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - E - VS RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> NAS FRENTES OPERACIONAIS SOBRE VASOS SEPARADORES DE ÓLEO, GÁS e ÁGUA / CONDENSADO SO/SG/SD (VS)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
VS 01	Flanges de vaso separador tem parafusos/porcas (estojos) sobrando fio de rosca na porca?	C	C	C	C	C	5
VS 02	Flanges dos vasos separadores possuem todos os parafusos/porcas (estojo)?	C	C	C	C	C	5
VS 03	Vasos separadores e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?	C	C	C	C	C	5
VS 04	Vasos separadores e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
VS 05	Vasos separadores possuem a placa de alumínio de dados técnicos?	C	C	C	C	C	5
VS 06	Vasos separadores possuem a identificação de taguemento (TAG)?	C	C	C	C	C	5
VS 07	Vasos separadores possuem manômetros com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
VS 08	Vasos separadores possuem manômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
VS 09	Vasos separadores possuem termômetros com calibração na validade?	NA	C	C	NA	C	5
VS 10	Vasos separadores possuem termômetros operacionais e com TAGs?	NA	C	C	NA	C	5
VS 11	Válvula de alívio (PSV) de vaso tem "lacre" e aviso de "DCBI" na válvula íntegros ?	NA	C	NC	C	NC	5
VS 12	Válvula de alívio (PSV) de vaso, os "lacre", aviso de "DCBI" e válvula isentos de corrosão?	NA	C	NC	C	NC	5
VS 13	A iluminação de emergência na área dos vasos está operacional?	C	C	C	C	NC	5
VS 14	A iluminação de emergência e acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
VS 15	As caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?	C	C	NC	C	C	5
VS 16	Os painéis elétricos na área dos vasos separadores estão íntegros?	NA	C	C	C	C	5
VS 17	Os drenos e vents dos vasos separadores possuem os caps e/ou plugs?	NC	NC	C	C	C	5
VS 18	Os vasos separadores "Fora de Operação" possuem a placa de aviso "Fora de Operação"?	C	NA	C	C	C	5
VS 19	Vaso separador "Em Manutenção" possuem a placa de aviso "Em Manutenção"?	NA	NA	C	C	C	5
VS 20	Vaso separador "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes?	C	NA	NC	NC	C	5
VS 21	Vaso separador "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?	NC	NA	NA	NC	C	5
VS 22	Vasos separadores possuem cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
VS 23	A área / base dos vasos separadores está isento de resíduos oleoso?	C	C	C	C	C	5
VS 24	Os dutos dos vasos separadores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?	C	C	NC	C	C	5
VS 25	Área dos vasos separadores possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI's e outros)?	C	C	NC	C	C	5
VS 26	Vasos separadores tem tubulação com extremidade livre com tampão roscado ou flangeado?	NA	NA	C	NA	C	5
VS 27	Os vasos separadores possuem pinturas em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
VS 28	A área dos vasos separadores está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?	C	C	C	NA	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		28	28	28	28	28	140
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		19(68%)	22(78%)	21(75%)	22(79%)	25(89%)	109(78%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(7%)	1(4%)	6(21%)	2(7%)	3(11%)	14(10%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		7(25%)	5(18%)	1(4%)	4(14%)	0(0%)	17(12%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados por campo produtor, tipo de respostas da categoria E-VS e utilizando como referência os valores percentuais do total observamos no campo produtor "D" 79% e campo produtor "E" 89% de respostas "conforme"; no campo produtor "C" igual a 21% e campo produtor "E" 11% com respostas "não conforme"; e no campo produtor "A" 25%, campo produtor "B" 18% e campo produtor "D" 14% de respostas "não aplicável", mapeado no Gráfico 30.

Gráfico 30 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria E-VS de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.6 Resultados das listas verificação (LV) *in loco* da categoria F-VTO - vaso tratador de óleo de estação

Na categoria F-VTO sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional dos vasos tratadores de petróleo (VTO) da estação contabilizamos 10 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 33 respostas por campo produtor e um total geral de 165 respostas distribuídos por tipos de respostas, sendo 105 (64%) respostas “conforme”; 12 (7%) respostas “não conforme”; e 48 (29%) respostas “não aplicável”, definido no Quadro 38.

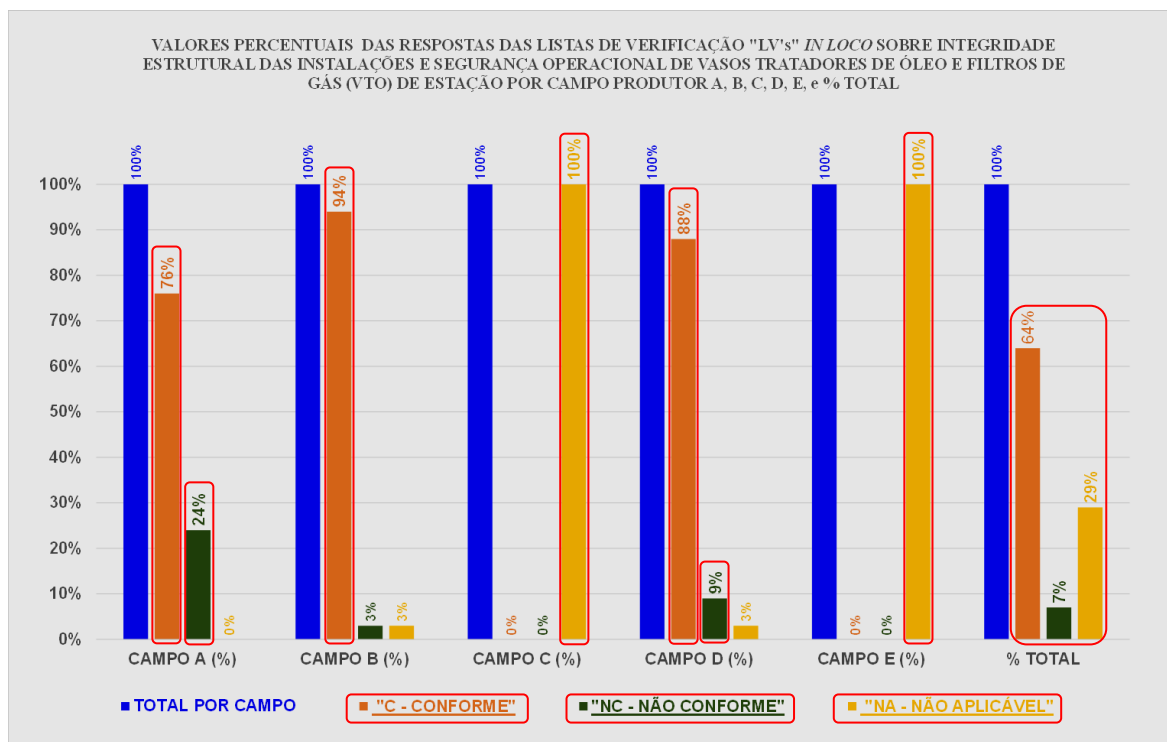
Quadro 38 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria F-VTO de estações dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - F - VTO - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE VASOS TRATADORES DE ÓLEO E DE FILTROS DE GÁS COMBUSTÍVEL (VTO)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
VTO 01	Flanges de vasos tratadores tem parafusos (estojos) sobrando fio de roscas na porca?	NC	C	NA	C	NA	5
VTO 02	Flanges dos vasos tratadores possuem todos os parafusos/porcas (estojo)?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 03	Vasos tratadores e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 04	Vasos tratadores e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	NC	NA	C	NA	5
VTO 05	Vasos tratadores possuem a placa de alumínio de dados técnicos?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 06	Vasos tratadores tem a identificação de taguemento (TAG)?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 07	Vasos tratadores tem manômetro com calibração na validade?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 08	Vasos tratadores tem manômetro operacional e com TAG?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 09	Vasos tratadores tem termômetro com calibração na validade?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 10	Vasos tratadores tem termômetros operacionais e com TAGs?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 11	Vasos filtros de gás da fomalha dos tratadores tem a identificação de TAG?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 12	Vasos filtros de gás da fomalha dos tratadores tem manômetro com calibração na validade?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 13	Vasos filtros de gás da fomalha dos tratadores tem manômetro operacional e com TAG?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 14	Válvula de alívio (PSV) dos vasos tem lacre e aviso de DCBI na válvula íntegros ?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 15	Válvula de alívio de vasos, lacre, aviso de DCBI e válvula estão isentos de corrosão?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 16	Válvula de alívio (PSV) da linha de gás tem lacre e aviso de DCBI na válvula íntegros?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 17	Válvula de alívio (PSV) da linha de gás, lacre, aviso de DCBI e válvula isentos de corrosão?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 18	A iluminação de emergência na área dos vasos está operacional?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 19	A iluminação de emergência e acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 20	As caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 21	Os painéis elétricos na área dos vasos tratadores estão íntegros?	NC	C	NA	C	NA	5
VTO 22	Os drenos e vents dos vasos tratadores possuem os caps e/ou plugs?	NC	C	NA	NC	NA	5
VTO 23	Os vasos tratadores "Fora de Operação" possuem a placa de aviso "Fora de Operação"?	NC	C	NA	C	NA	5
VTO 24	Os vasos tratadores "Em Manutenção" possuem a placa de aviso "Em Manutenção"?	NC	C	NA	C	NA	5
VTO 25	Os vasos tratadores "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes?	C	C	NA	NC	NA	5
VTO 26	Vasos tratadores "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?	NC	C	NA	NC	NA	5
VTO 27	Os vasos tratadores possuem cabo de aterramento?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 28	A área / base dos vasos tratadores está isento de resíduos oleoso?	NC	C	NA	C	NA	5
VTO 29	Os dutos dos vasos tratadores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?	NC	C	NA	C	NA	5
VTO 30	Área dos vasos tratadores possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI's)?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 31	Vasos tratadores tem tubulação com extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?	C	NA	NA	NA	NA	5
VTO 32	Os vasos tratadores possuem pintura em bom estado de conservação?	C	C	NA	C	NA	5
VTO 33	A área dos vasos tratadores está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?	C	C	NA	C	NA	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		33	33	33	33	33	165
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		25(76%)	31(94%)	0(0%)	29(88%)	0(0%)	105(64%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		8(24%)	1(3%)	0(0%)	3(9%)	0(0%)	12(7%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		0(0%)	1(3%)	33(100%)	1(3%)	33(100%)	48(29%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas da categoria F-VTO utilizamos como referência os valores percentuais do total em comparação aos resultados por campo produtor, onde observamos os maiores valores de respostas “conforme” no campo produtor “A” igual a 76%, no campo produtor “B” 94% e no campo produtor “D” 88%; quanto as respostas “não conforme” levantamos no campo produtor “A” 24% e no campo produtor “D” 9%; para as respostas “não aplicável” identificamos nos campos produtores “C” e “E” iguais a 100%, observado no Gráfico 31.

Gráfico 31 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria F-VTO de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.7 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria G-TQA - tanques de armazenamento de petróleo e água produzida

Na categoria G-TQA sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de tanques de armazenamento de petróleo e de água produzida (TQA) das estações dos campos produtores verificamos 11 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 29 respostas por campo produtor e um total geral de 145 respostas, divididos por tipo de respostas, sendo 122 (84%) respostas “conforme”, 17 (12%) respostas “não conforme” e 6 (4%) respostas “não aplicável”, identificado no Quadro 39.

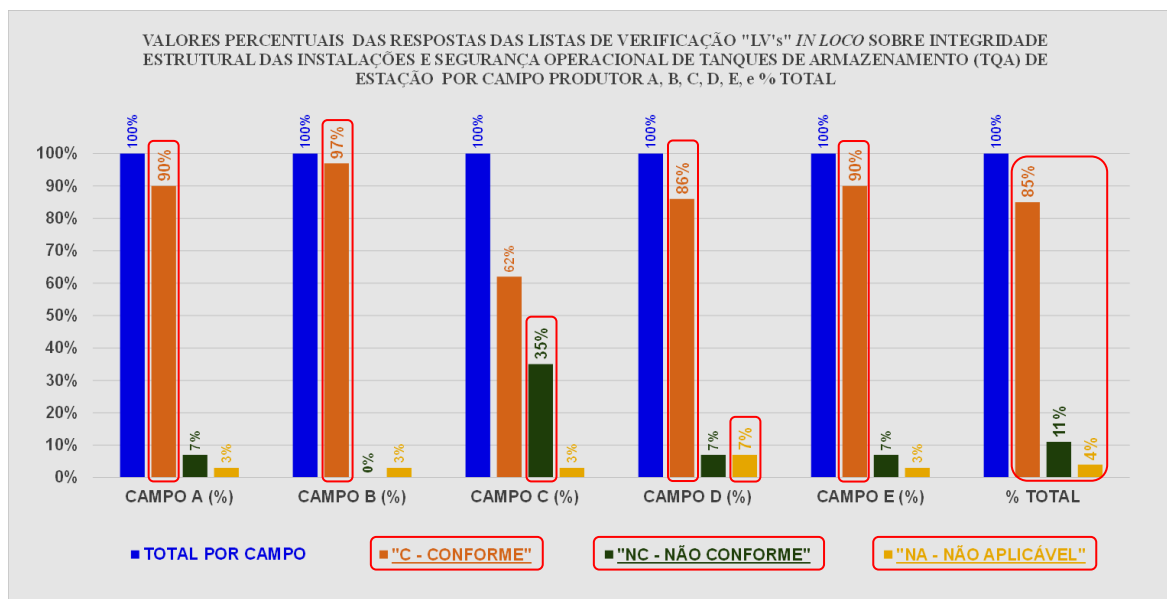
Quadro 39 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria G-TQA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - G - TQA - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE TANQUES DE ARMAZENAMENTO DE PETRÓLEO, TANQUE DE TESTE DE PRODUÇÃO, LAVADOR DE PETRÓLEO, FLOTATOR E PULMÃO DE ÁGUA PRODUZIDA PARA INJEÇÃO NOS POÇOS INJETORES (TQA)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
TQA 01	Tanques tem parafusos/porcas (estojos) nos flanges sobrando fio de roscas na porca?	C	C	C	C	C	5
TQA 02	Tanques possuem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?	C	C	C	C	C	5
TQA 03	Tanques e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?	C	C	C	C	C	5
TQA 04	Tanques e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	NC	C	C	5
TQA 05	Tanques possuem a identificação de taguamento (TAG)?	C	C	C	C	C	5
TQA 06	Tanques possuem manômetros com calibração na validade?	C	C	NC	C	C	5
TQA 07	Tanques possuem manômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
TQA 08	Tanques possuem termômetros com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
TQA 09	Tanques possuem termômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
TQA 10	Tanques possuem trenas externas operacionais?	NC	C	NC	C	C	5
TQA 11	A iluminação da área dos tanques está operacional?	C	C	C	C	C	5
TQA 12	A iluminação e acessórios da área dos tanques estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
TQA 13	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos na área de tanques íntegros?	C	C	NC	C	C	5
TQA 14	Os drenos e vents dos tanques possuem os caps e/ou plugs?	C	C	NC	C	NC	5
TQA 15	Os tanques "Fora de Operação" possuem a placa de aviso "Fora de Operação"?	C	C	NC	C	NA	5
TQA 16	Os tanques "Em Manutenção" possuem a placa de aviso "Em Manutenção"?	C	C	C	C	C	5
TQA 17	Os tanques "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes?	C	C	C	NC	C	5
TQA 18	Tanques "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?	NC	C	NC	NC	NC	5
TQA 19	Os tanques possuem cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
TQA 20	A área / base dos tanques está isento de resíduos oleoso?	C	C	C	C	C	5
TQA 21	Os dutos dos tanques possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?	C	C	NC	C	C	5
TQA 22	A área dos tanques possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI's e outros)?	C	C	C	C	C	5
TQA 23	Tanques tem tubulação com extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?	NA	NA	NA	NA	C	5
TQA 24	Os tanques possuem pinturas em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
TQA 25	As paredes do dique de contenção da área dos tanques estão íntegras?	C	C	NC	C	C	5
TQA 26	O piso do dique de contenção da área dos tanques estão íntegros?	C	C	NC	C	C	5
TQA 27	As canaletas dos tanques estão íntegras?	C	C	C	C	C	5
TQA 28	As canaletas dos tanques estão isentas de resíduos oleosos?	C	C	C	C	C	5
TQA 29	A área dos tanques está organizada, limpa, isenta de materiais e de vegetação?	C	C	NC	NA	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		29	29	29	29	29	145
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		26(90%)	28(97%)	17(59%)	25(86%)	26(90%)	122(84%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(7%)	0(0%)	11(38%)	2(7%)	2(7%)	17(12%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		1(3%)	1(3%)	1(3%)	2(7%)	1(3%)	6(4%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados por campo produtor constatamos valores percentuais relevantes quando comparado com os valores percentuais do total para respostas “conforme” da categoria G-TQA, sendo no campo produtor “A” 90%, “B” 97%, “D” 86% e “E” 90%; quanto as respostas “não conforme” levantamos no campo produtor “C” 35%; para as respostas “não aplicável” observamos no campo produtor “D” 7%, demonstrado no Gráfico 32.

Gráfico 32 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria G-TQA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.8 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria H-BBB - bombas de transferência, de injeção de fluidos e dosadoras de produtos químicos

Na categoria H-BBB sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de bombas alternativa, BCPH, BCSH e dosadora (BBB) das estações dos campos produtores mapeamos 9 respostas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 25 respostas por campo produtor e um total geral de 125 respostas, distribuídas da seguinte forma: 101 (81%) respostas “conforme”, 12 (9,5%) respostas “não conforme” e 12 (9,5%) respostas “não aplicável”, definido no Quadro 40.

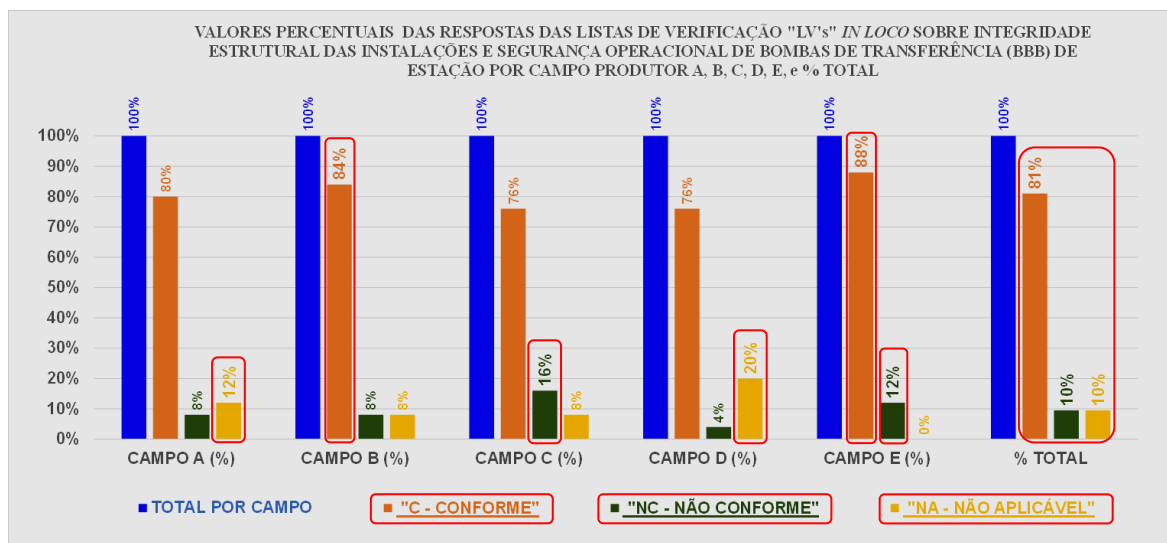
Quadro 40 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria H-BBB de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - H - BBB - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE BOMBAS ALTERNATIVAS, BOMBAS BCPH, BOMBAS BCSH DE FLUIDOS E BOMBAS DOSADORAS (BBB)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
BBB 01	Bombas possuem parafusos/porcas (estojos) no padrão?	C	C	C	C	C	5
BBB 02	Bombas possuem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?	C	C	C	C	C	5
BBB 03	Bombas e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?	C	NC	NC	C	NC	5
BBB 04	Bombas e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
BBB 05	Bombas possuem a placa de alumínio de dados técnicos?	C	C	C	C	C	5
BBB 06	Bombas possuem a identificação de tagueamento (TAG)?	C	C	C	C	C	5
BBB 07	Bombas possuem manômetros com calibração na validade?	C	C	NC	C	C	5
BBB 08	Bombas possuem manômetros operacionais e com TAGs?	C	C	NC	C	C	5
BBB 09	Bombas possuem termômetros com calibração na validade?	NA	NA	NA	NA	C	5
BBB 10	Bombas possuem termômetros operacionais e com TAGs?	NA	NA	NA	NA	C	5
BBB 11	Iluminação da área das bombas estão operacionais?	C	C	C	C	C	5
BBB 12	Iluminação e acessórios da área das bombas estão isentos de corrosão?	C	NC	C	C	C	5
BBB 13	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
BBB 14	Drenos e vents das bombas possuem os caps e/ou plugs?	C	C	NC	NC	NC	5
BBB 15	Bomba "Fora de Operação" possui placa de aviso "Fora de Operação"?	NC	C	C	NA	C	5
BBB 16	Bomba "Em Manutenção" possui placa de aviso "Em Manutenção"?	NA	C	C	NA	C	5
BBB 17	Bomba "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possui raquetes?	C	C	C	NA	C	5
BBB 18	Bomba "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?	NC	C	C	NA	C	5
BBB 19	Bombas possuem cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
BBB 20	Área / base das bombas está isento de resíduos oleoso?	C	C	C	C	NC	5
BBB 21	Dutos das bombas possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?	C	C	C	C	C	5
BBB 22	Área das bombas possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI's e outros)?	C	C	C	C	C	5
BBB 23	Bombas tem tubulação com extremidade livre com tampão rosado ou flange cego?	C	C	C	C	C	5
BBB 24	Bombas possuem pintura em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
BBB 25	Área das bombas está organizada, limpa e isenta de materiais?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		25	25	25	25	25	125
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		20(80%)	21(84%)	19(76%)	19(76%)	22(88%)	101(81%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(8%)	2(8%)	4(16%)	1(4%)	3(12%)	12(9,5%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		3(12%)	2(8%)	2(8%)	5(20%)	0(0%)	12(9,5%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos por campo produtor com referência aos valores percentuais do total da categoria H-BBB identificamos os melhores desempenhos no campo produtor "B" 84% e campo produtor "E" 88% para as respostas "concordo"; quanto as respostas "não conforme" os maiores valores foram no campo produtor "C" 16% e no campo produtor "E" 12%; já para as respostas "não aplicável" observamos no campo produtor "A" 12% e no campo produtor "D" 20%, verificado no Gráfico 33.

Gráfico 33 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria H-BBB de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.9 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria I-CGA - compressores de gás e compressores de ar comprimido de estações

Na categoria I-CGA sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de compressores de gás e compressores de ar (CGA) das estações dos campos produtores verificamos 5 perguntas com algumas respostas “não conforme”, de uma média de 35 respostas por campo produtor e um total geral de 175 respostas classificadas em: 159 (91%) respostas “conforme”, 12 (7%) respostas “não conforme” e 4 (2%) respostas “não aplicável”, visualizado no Quadro 41.

Quadro 41 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria I-CGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

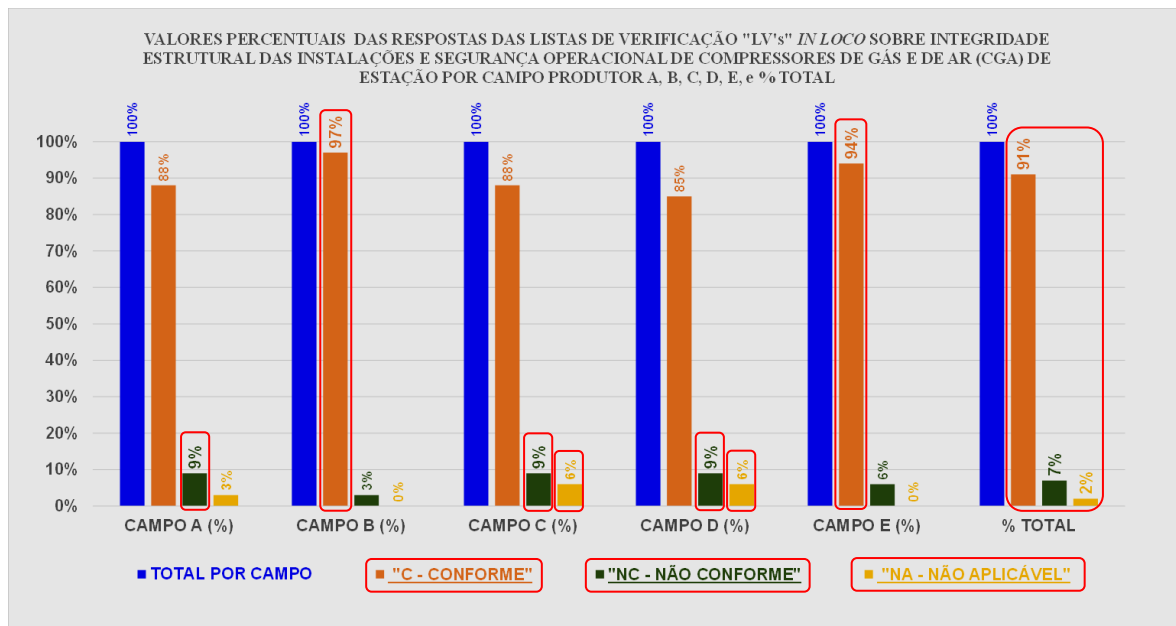
RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES IN LOCO REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - I - CGA - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE COMPRESSORES DE GÁS NATURAL E COMPRESSORES DE AR (CGA)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
CGA 01	Compressores tem parafusos (estojos) nos flanges sobrando fio de rosca na porca?	C	C	C	C	C	5
CGA 02	Compressores tem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?	C	C	C	C	C	5
CGA 03	Compressores e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?	C	C	C	C	C	5
CGA 04	Compressores e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
CGA 05	Compressores possuem a placa de alumínio de dados técnicos?	C	C	C	C	C	5
CGA 06	Compressores possuem a identificação de taguemento (TAG)?	C	C	C	C	C	5
CGA 07	Compressores possuem manômetros com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
CGA 08	Compressores possuem manômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
CGA 09	Compressores possuem termômetros com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
CGA 10	Compressores possuem termômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
CGA 11	Compressores possuem medidor de vazão (FQIT) com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
CGA 12	Compressores tem medidor de vazão (FQIT) operacional e com TAG?	C	C	C	C	C	5
CGA 13	Vaso filtro de gás do queimador/flare possui a identificação de TAG?	C	C	C	C	C	5
CGA 14	Vaso filtro de gás do queimador tem manômetro com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
CGA 15	Vaso filtro de gás do queimador tem manômetro operacional e com TAG?	C	C	C	C	C	5
CGA 16	Válvula de alívio (PSV) de vasos tem “lacres” e aviso “DCBI” na válvula íntegros?	NC	C	NC	NC	NC	5
CGA 17	Válvula de alívio (PSV) de vasos, lacres, aviso DCBI e a válvula isentos de corrosão?	C	C	NC	NC	C	5
CGA 18	Válvula de alívio (PSV) da linha de gás tem lacre e aviso “DCBI” na válvula íntegros?	C	C	C	C	C	5
CGA 19	Válvula de alívio da linha de gás, lacre, aviso DCBI e a válvula isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
CGA 20	Iluminação de emergência na área dos vasos está operacional?	C	C	C	C	NC	5
CGA 21	Iluminação de emergência e acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
CGA 22	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
CGA 23	Painéis elétricos na área dos compressores estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
CGA 24	Drenos e vents dos compressores possuem os caps e/ou plugs?	C	C	C	C	C	5
CGA 25	Compressor "Fora de Operação" possui a placa de aviso “Fora de Operação”?	C	C	C	NA	C	5
CGA 26	Compressor "Em Manutenção" possui a placa de aviso “Em Manutenção”?	C	C	C	C	C	5
CGA 27	Compressor "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possui raquetes?	C	C	C	C	C	5
CGA 28	Compressor "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos/aviso?	NC	NC	NC	NC	C	5
CGA 29	Compressores possuem cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
CGA 30	A área / base dos compressores está isento de resíduos oleoso?	C	C	C	C	C	5
CGA 31	Dutos dos compressores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?	NC	C	C	C	C	5
CGA 32	Área dos compressores tem sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI's e outros)?	C	C	C	C	C	5
CGA 33	Compressores tem tubulação com extremidade livre e tampão rosado/flange cego?	NA	C	NA	NA	C	5
CGA 34	Compressores tem pintura em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
CGA 35	Área dos compressores está organizada, limpa e isenta de materiais?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		35	35	35	35	35	175
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		31(88%)	34(97%)	31(88%)	30(85%)	33(94%)	159(91%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		3(9%)	1(3%)	3(9%)	3(9%)	2(6%)	12(7%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		1(3%)	0(0%)	1(3%)	2(6%)	0(0%)	4(2%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Quanto aos resultados dos valores percentuais das respostas da categoria I-CGA por campo produtor e como referência comparativa os valores do total, observamos no campo produtor “B” 97% e no campo produtor “E” 94% com respostas “conforme”; para as respostas “não conforme” verificamos nos campos produtores “A”, “C” e “D” ambos com 9%; quanto as

respostas “não aplicável” o campo “A” e “C” igual a 3% e campo “C” com 6%, conforme Gráfico 34.

Gráfico 34 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria I-CGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.10 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria J-OGA - oleodutos, gasodutos e adutoras de estações

Na categoria J-OGA sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de oleoduto, gasoduto e adutora (OGA) das estações dos campos produtores identificamos um quantitativo médio de 26 respostas por campo produtor e um total geral de 130 respostas, classificados em três tipos de respostas, com 103 (79%) respostas “conforme” e 27 (21%) respostas “não aplicável”, observado no Quadro 42.

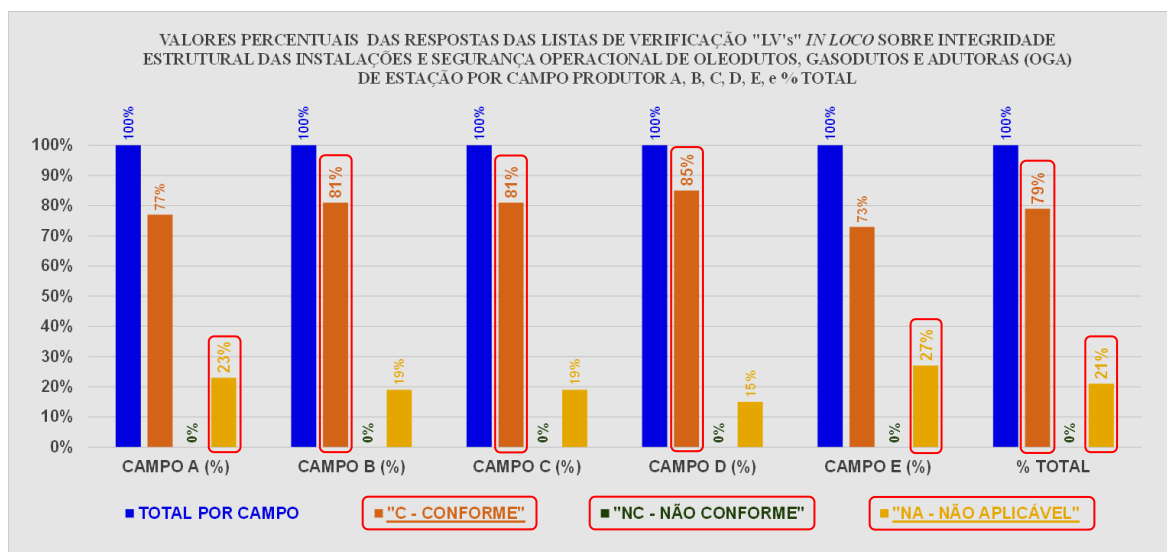
Quadro 42 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria J-OGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - J - OGA - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE OLEODUTOS / GASODUTOS E ADUTORAS (OGA)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
OGA 01	Oleoduto, gasoduto e adutora tem parafuso em flange sobrando fio de rosca na porca?	C	C	C	C	C	5
OGA 02	Oleoduto, gasoduto e adutora tem todos os parafusos (estojo) no flange?	C	C	C	C	C	5
OGA 03	Oleoduto, gasoduto e adutora e acessórios isentos de vazamentos de fluidos?	C	C	C	C	C	5
OGA 04	Oleoduto, gasoduto e adutora e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
OGA 05	Oleoduto, gasoduto e adutora tem a identificação de taguamento (TAG)?	C	C	C	C	C	5
OGA 06	Oleoduto, gasoduto e adutora tem manômetro com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
OGA 07	Oleoduto, gasoduto e adutora tem manômetro operacional e com TAG?	C	C	C	C	C	5
OGA 08	Oleoduto, gasoduto e adutora tem termômetro com calibração na validade?	NA	C	C	C	NA	5
OGA 09	Os oleodutos, gasodutos e adutora tem termômetro operacional e com TAG?	NA	C	C	C	NA	5
OGA 10	Oleoduto, gasoduto e adutora tem medidor de vazão com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
OGA 11	Oleoduto, gasoduto e adutora tem medidor de vazão (FQIT) operacional e com TAG?	C	C	C	C	C	5
OGA 12	Iluminação da área dos dutos está operacional?	C	C	C	C	C	5
OGA 13	Iluminação e acessórios da área dos dutos estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	C	5
OGA 14	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos na área dos dutos estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
OGA 15	Os drenos e vents dos oleodutos, gasodutos e adutoras possuem os caps e/ou plugs?	C	C	C	C	C	5
OGA 16	Oleoduto, gasoduto e adutora "Fora de Operação" tem aviso "Fora de Operação"?	NA	NA	NA	NA	NA	5
OGA 17	Oleoduto, gasoduto e adutora "Em Manutenção" tem aviso "Em Manutenção"?	NA	NA	NA	NA	NA	5
OGA 18	Oleoduto, gasoduto e adutora "Fora de Operação/Em Manutenção" tem raquetes?	NA	NA	NA	NA	NA	5
OGA 19	Dutos "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?	NA	NA	NA	NA	NA	5
OGA 20	Oleoduto, gasoduto e adutora tem cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
OGA 21	Pista de oleoduto, gasoduto e adutora está isento de resíduos oleoso?	C	C	C	C	C	5
OGA 22	Oleoduto, gasoduto e adutora tem sinalização da seta de sentido de fluxo?	C	C	C	C	C	5
OGA 23	Área interna de oleoduto, gasoduto e adutora tem sinalização de segurança (H2S, Ex)?	C	C	C	C	C	5
OGA 24	Oleoduto, gasoduto e adutora tem extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?	C	NA	NA	C	NA	5
OGA 25	Os oleodutos, gasodutos e adutoras possuem pintura em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
OGA 26	Área de oleoduto, gasoduto e adutora está isenta de materiais e de vegetação excessiva?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		26	26	26	26	26	130
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		20(77%)	21(81%)	21(81%)	22(85%)	19(73%)	103(79%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		6(23%)	5(19%)	5(19%)	4(15%)	7(27%)	27(21%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados do Gráfico 35 apresentamos os valores percentuais das respostas da categoria J-OGA por campo produtor e o percentual total como referência comparativa, onde verificamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “B” e “C” iguais a 81% e no campo produtor “D” com 85% para respostas “conforme”; e para respostas “não aplicável” no campo produtor “A” igual a 23%, e no campo produtor “E” igual a 27%. Este foi o único processo produtivo das estações que não observamos respostas “não conforme”.

Gráfico 35 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria J-OGA de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.11 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria K-DAPQ - dosagem e armazenamento de produtos químicos de estação

Na categoria K-DAPQ sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de dosagem e armazenamento de produto químico (DAPQ) das estações dos campos produtores observamos 2 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 17 respostas por campo produtor e um total geral de 85 respostas, sendo 83 (98%) respostas “conforme”, e 2 (2%) resposta “não conforme”, demonstrado no Quadro 43.

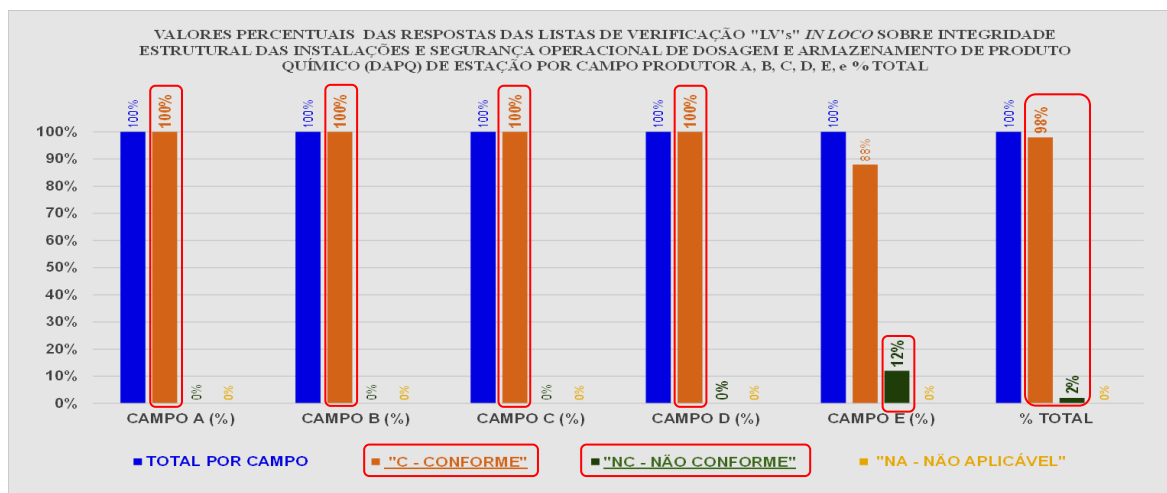
Quadro 43 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria K-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - K - DAPQ - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE DOSAGEM E ARMAZENAMENTO DE PRODUTO QUÍMICO (DAPQ)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
DAPQ 01	Dique de contenção da área de dosagem de produto químico está íntegro?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 02	Piso do dique de contenção da área de dosagem de produto químico está íntegro?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 03	As FISQP's estão disponíveis no ponto de dosagem de produtos químicos?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 04	Área de dosagem de produto químico isento de FISQP de produto não utilizado?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 05	No ponto de dosagem de produto químico possui chuveiro de emergência e lava olhos?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 06	Área de dosagem de produto químico tem chuveiro de emergência e lava olhos íntegro?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 07	No ponto de dosagem de produto químico está isento de vazamento?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 08	No ponto de dosagem de produto químico possui sinalização de segurança?	C	C	C	C	NC	5
DAPQ 09	Dique de contenção da área de armazenamento de produto químico está íntegro?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 10	Piso do dique de contenção da área de armazenamento de produto químico está íntegro?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 11	As FISQP's estão disponíveis no ponto de armazenamento de produto químico?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 12	Área de armazenamento de produto químico isento de FISQP de produto não utilizado?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 13	Área de armazenamento de produto químico possui chuveiro de emergência e lava olhos?	C	C	C	C	NC	5
DAPQ 14	Área de armazenamento de produto tem chuveiro de emergência e lava olhos íntegro?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 15	As bombonas de produto químico estão identificadas e na validade?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 16	Na área de armazenamento está isento de vazamento de produto químico?	C	C	C	C	C	5
DAPQ 17	No ponto de armazenamento possui sinalização de segurança?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		17	17	17	17	17	85
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		17(100%)	17(100%)	17(100%)	17(100%)	15(88%)	83(98%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	2(12%)	2(2%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas da categoria K-DAPQ por campo produtor contabilizamos os maiores valores percentuais das respostas “conforme” nos campos produtores “A”, “B”, “C” e “D” ambos iguais a 100%; e quanto as respostas “não conforme” apenas o campo produtor “E” igual a 12%, listado no Gráfico 36.

Gráfico 36 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria K-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.12 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria L-CGV sobre caldeiras e geradores de vapor de estação

Na categoria L-CGV sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de caldeiras e geradores de vapor (CGV) das estações dos campos produtores constatamos nos resultados 8 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 27 respostas por campo produtor e um total geral de 135 respostas, sendo 106 (78%) respostas “conforme”, 16 (12%) resposta “não conforme” e 13 (10%) resposta “não aplicável”, mapeado no Quadro 44.

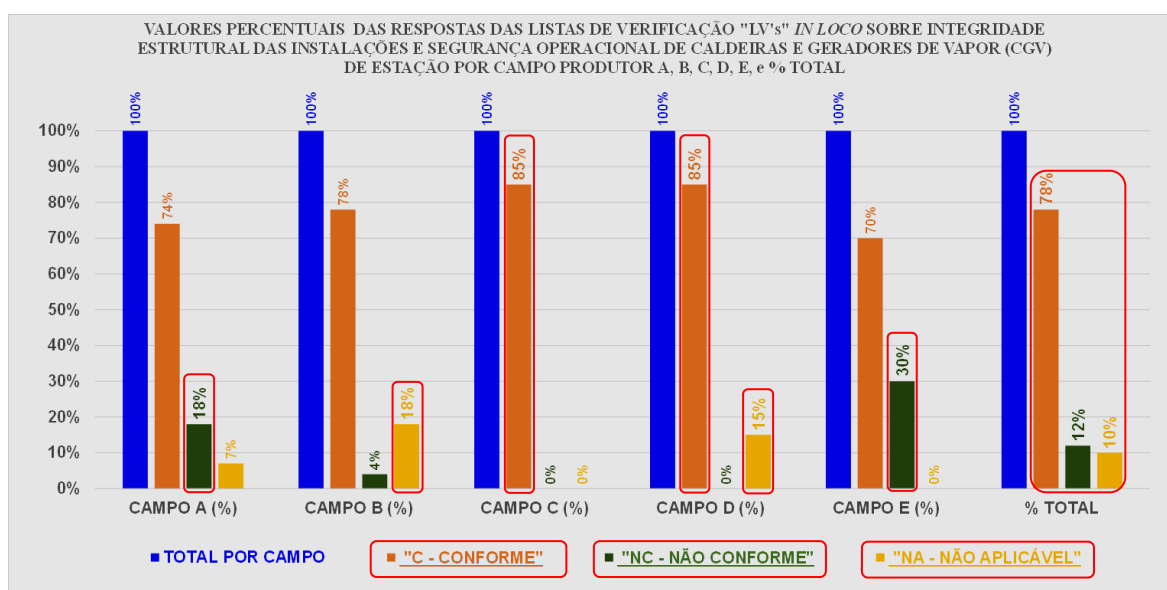
Quadro 44 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria L-CGV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - L - CGV - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE CALDEIRAS E GERADORES DE VAPOR (CGV)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
CGV 01	Caldeiras tem parafusos (estojos) no flange sobrando fio de rosca na porca?	NC	NC	C	C	NC	5
CGV 02	As caldeiras possuem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?	C	C	C	C	C	5
CGV 03	As caldeiras e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?	C	C	C	C	C	5
CGV 04	As caldeiras e os acessórios estão isentos de corrosão?	C	C	C	C	NC	5
CGV 05	As caldeiras possuem a placa de alumínio de dados técnicos?	C	C	C	C	C	5
CGV 06	As caldeiras possuem a identificação de taguemento (TAG)?	C	C	C	C	NC	5
CGV 07	As caldeiras possuem manômetros com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
CGV 08	As caldeiras possuem manômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
CGV 09	As caldeiras possuem termômetros com calibração na validade?	C	C	C	C	C	5
CGV 10	As caldeiras possuem termômetros operacionais e com TAGs?	C	C	C	C	C	5
CGV 11	A iluminação de emergência das caldeiras está operacional?	C	C	C	C	C	5
CGV 12	Iluminação de emergência e acessórios de caldeira está isento de corrosão?	C	C	C	C	C	5
CGV 13	Caixa de passagem e eletroduto de cabos elétricos das caldeiras estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
CGV 14	Drenos e vents das caldeiras possuem os caps e/ou plugs?	NC	C	C	C	C	5
CGV 15	Caldeira "Fora de Operação" tem a placa de aviso "Fora de Operação"?	NA	NA	NA	NA	C	5
CGV 16	Caldeira "Em Manutenção" tem a placa de aviso "Em Manutenção"?	C	NA	C	NA	C	5
CGV 17	Caldeira "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" tem raquetes?	C	NA	C	NA	NC	5
CGV 18	Caldeira "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?	NC	NA	NC	NA	NC	5
CGV 19	Caldeiras possuem cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
CGV 20	Área / base das caldeiras está isento de resíduos oleoso?	C	C	C	C	C	5
CGV 21	Purgadores das linhas de vapor das caldeiras estão operacionais?	NC	C	NC	C	NC	5
CGV 22	Linhas de vapor das caldeiras tem isolamento térmica para alta temperatura?	C	C	C	C	C	5
CGV 23	Área das caldeiras tem sinalização de segurança (Ex, EPI's, temperatura)?	C	C	C	C	C	5
CGV 24	Caldeiras tem tubulação com extremidade livre e tampão roscado / flange cego?	NA	NA	NA	C	NC	5
CGV 25	Válvula de alívio (PSV) de caldeiras tem registros de testes de alívio mensal?	C	C	C	C	C	5
CGV 26	Caldeiras tem pintura em bom estado de conservação?	C	C	C	C	C	5
CGV 27	Área das caldeiras está organizada, limpa e isenta de materiais?	C	C	C	C	NC	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		27	27	27	27	27	135
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		20(74%)	21(78%)	23(85%)	23(85%)	19(70%)	106(78%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		5(18%)	1(4%)	2(7,5%)	0(0%)	8(30%)	16(12%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(7%)	5(18%)	2(7,5%)	4(15%)	0(0%)	13(10%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Na comparação dos resultados das respostas da categoria L-CGV por campo produtor com referência aos valores percentuais do total verificamos os maiores valores nos campos produtores “C” e “D” com 85% para respostas “concordo”; quanto as respostas “não conforme” o campo produtor “A” 18% e campo produtor “E” 30%; para as respostas “não aplicável” observamos no campo produtor “B” 18% e no campo produtor “D” com 15%, verificado no Gráfico 37.

Gráfico 37 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria L-CGV de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.13 Resultados das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria M-SE - sistema elétrico de estações

Na categoria M-SE sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de sistemas elétricos, sala de controle e comando de motores (CCM), painéis elétricos e área de transformadores (SE) das estações de campos produtores identificamos quatro perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 29 respostas por campo produtor e um total geral de 145 respostas, sendo 115 (79%) respostas “conforme”, 4 (3%) resposta “não conforme” e 26 (18%) resposta “não aplicável”, definido no Quadro 45.

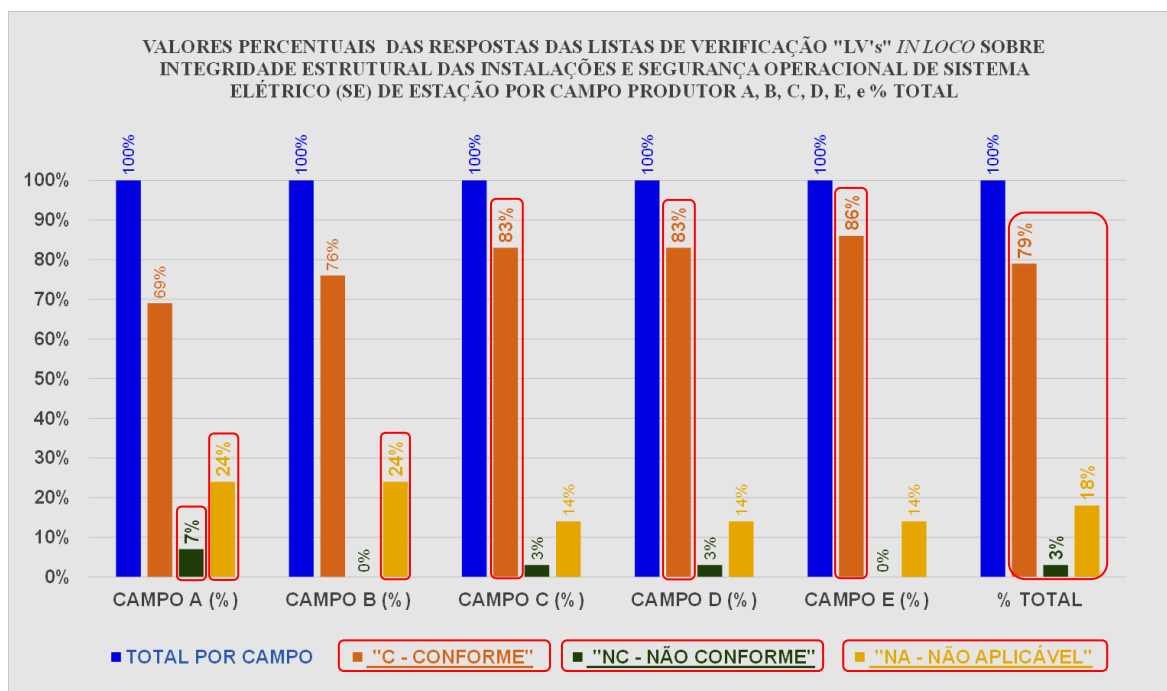
Quadro 45 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria M-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VER+A354:H364LIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - M - SE - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE SALA DE CCM COM PAINÉIS ELÉTRICOS / TRANSFORMADORES (SE)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
SE 01	Painel elétrico "Fora de Operação" possui placa de aviso "Fora de Operação"?	NA	NA	C	C	C	5
SE 02	Painel elétrico "Em Manutenção" possui placa de aviso "Em Manutenção"?	C	C	C	C	C	5
SE 03	Painel elétrico "Fora de Operação" está com porta de acesso fechada?	NA	NA	C	C	C	5
SE 04	Painel elétrico "Em Manutenção" está com porta de acesso fechada?	C	C	C	C	C	5
SE 05	Painel elétrico "Fora de Operação" possui cadeado na porta de acesso fechada?	NA	NA	C	C	C	5
SE 06	Painel elétrico "Em Manutenção" possui cadeado na porta de acesso?	C	C	C	C	C	5
SE 07	Painel elétrico energizado está com porta fechada na operação?	C	C	C	C	C	5
SE 08	Painel elétrico possui o cabo de aterramento?	C	C	C	C	C	5
SE 09	Painel elétrico possui sinalização do tag?	C	C	C	C	C	5
SE 10	Painel elétrico possui sinalização da tensão?	C	C	C	C	C	5
SE 11	Eletrodutos ou caixas de passagem estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
SE 12	Sala do CCM possui sinalização de segurança?	C	C	C	C	C	5
SE 13	Sala do CCM possui bastão de resgate e manta?	NC	C	C	C	C	5
SE 14	Sala do CCM está com porta de acesso fechada?	C	C	C	C	C	5
SE 15	Sala do CCM possui cadeado na porta de acesso fechada?	C	C	NC	C	C	5
SE 16	Sala do CCM estão com todos painéis fechados?	C	C	C	C	C	5
SE 17	Sala do CCM possui os tapetes de borracha nos painéis => 1000 v?	NC	C	C	C	C	5
SE 18	Sala do CCM está isenta de umidade no piso próximo aos painéis?	C	C	C	C	C	5
SE 19	Sala do CCM está organizada, limpa e isenta de materiais?	C	C	C	C	C	5
SE 20	Área dos transformadores possui sinalização de segurança?	C	C	C	C	C	5
SE 21	Área dos transformadores está isenta de vegetação excessiva?	C	C	C	NC	C	5
SE 22	Área dos transformadores está com cerca e portão íntegros?	C	C	C	C	C	5
SE 23	Área dos transformadores está com portão de acesso fechado?	C	C	C	C	C	5
SE 24	Área dos transformadores está com cadeado no portão de acesso fechado?	C	C	C	C	C	5
SE 25	Sala de baterias está isento de vazamentos?	NA	NA	NA	NA	NA	5
SE 26	Sala de baterias possui exaustor?	NA	NA	NA	NA	NA	5
SE 27	Sala de baterias possui sinalização de segurança?	NA	NA	NA	NA	NA	5
SE 28	Sala de baterias está com cadeado na porta de acesso?	NA	NA	NA	NA	NA	5
SE 29	Instalação está isenta de cabos elétricos exposto na área?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		29	29	29	29	29	145
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		20(69%)	22(76%)	24(83%)	24(83%)	25(86%)	115(79%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		2(7%)	0(0%)	1(3%)	1(3%)	0(0%)	4(3%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		7(24%)	7(24%)	4(14%)	4(14%)	4(14%)	26(18%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

No Gráfico 38 verificamos os resultados das respostas da categoria M-SE em valores percentuais por campo produtor e % total, onde identificamos os maiores valores por tipo de respostas nos campos produtores "C" e "D" ambos com 83% e no campo produtor "E" 86%; quanto as respostas "não conforme" o campo produtor "A" com 7%; e para as respostas "não aplicável" observamos nos campos produtores "A" e "B" com 24%.

Gráfico 38 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria M-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.14 Resultados comparativos das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria N-SFCI - sistema fixo de combate a incêndio de estações

Na categoria N-SFCI sobre a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de sistema fixo de combate a incêndio (SFCI) das estações dos campos produtores levantamos 7 perguntas com algumas respostas “não conforme”, uma média de 21 respostas por campo produtor e um total geral de 105 respostas, sendo 88 (84%) respostas “conforme” e 17 (16%) resposta “não conforme”, observado no Quadro 46.

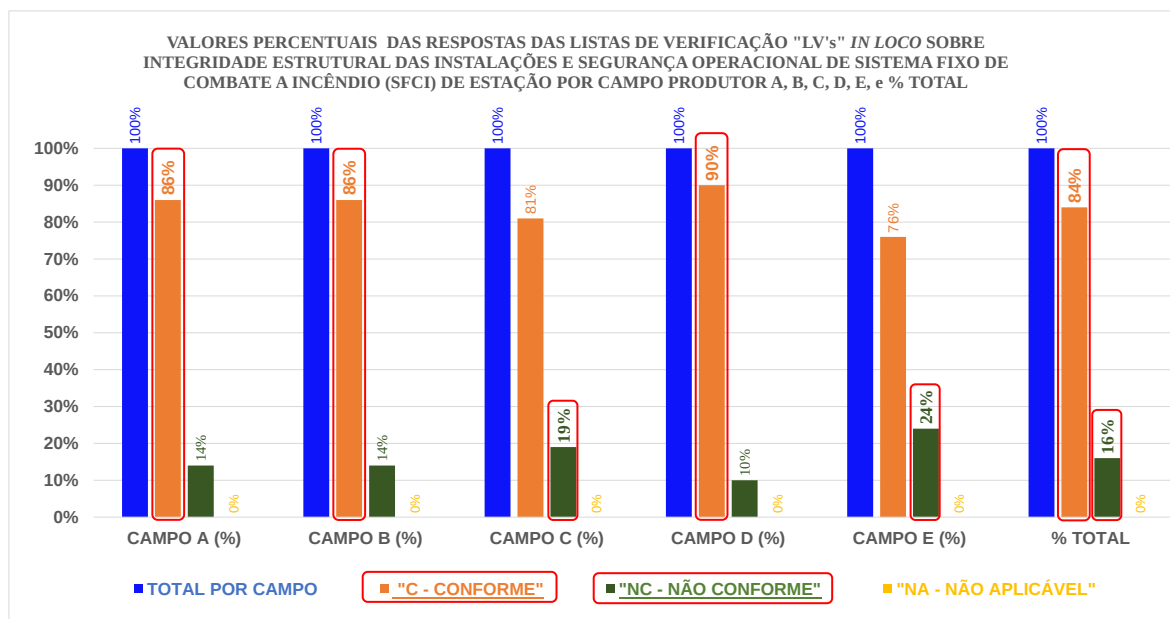
Quadro 46 - Resultados das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria N-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E

RESULTADOS DAS VERIFICAÇÕES <i>IN LOCO</i> REALIZADAS EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO NORDESTE - CAMPOS A, B, C, D e E - EQUIPE DE ESTAÇÃO							
VARIÁVEL	CATEGORIA - N - SFCI - EQUIPE DE ESTAÇÃO RESULTADOS DAS LISTAS DE VERIFICAÇÃO <i>IN LOCO</i> SOBRE BOMBAS, CANHÕES, HIDRANTES, TANQUE, MANGUEIRAS, ILUMINAÇÃO DE EMERGÊNCIA E ACESSÓRIOS DO SISTEMA FIXO DE COMBATE A INCÊNDIO (SFCI)	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D	CAMPO E	TOTAL
SFCI 01	Sala de operação tem controle de teste do SFCI e de rodízio dos canhões e hidrantes?	C	NC	NC	NC	NC	5
SFCI 02	Flanges das tubulações do SFCI tem todos os parafusos e porcas (estojos)?	C	NC	NC	NC	NC	5
SFCI 03	Flanges de tubulações do SFCI todos os parafusos (estojos) sobram fio rosca na porca?	C	C	C	C	C	5
SFCI 04	Flanges, estojos e tubulação do SFCI está isenta de corrosão?	NC	C	C	C	C	5
SFCI 05	Conexões do SFCI está isenta de vazamento de água industrial?	NC	C	NC	C	C	5
SFCI 06	Tanque de água industrial possui identificação do TAG?	C	C	C	C	C	5
SFCI 07	Tanque de água industrial está cheio de água industrial?	C	C	C	C	NC	5
SFCI 08	Tanque de água industrial possui trena externa operacional?	C	NC	C	C	NC	5
SFCI 09	Bomba e motor elétrico estão íntegros e operacionais?	C	C	C	C	C	5
SFCI 10	Bomba e motor a combustão estão íntegros e operacionais?	C	C	C	C	C	5
SFCI 11	Motor bomba a combustão está isenta de vazamento de óleo diesel nas conexões?	C	C	C	C	C	5
SFCI 12	Acessórios e a iluminação de emergência estão íntegros?	C	C	C	C	C	5
SFCI 13	Acessórios e a iluminação da área do SFCI estão operacionais?	C	C	C	C	C	5
SFCI 14	Hidrante/canhão possui tampão de proteção da rosca e do oring de vedação?	C	C	C	C	C	5
SFCI 15	Hidrante/canhão está com a rosca e oring de vedação íntegros?	C	C	C	C	C	5
SFCI 16	Mangueira de combate a incêndio possui etiqueta de teste hidrostático?	C	C	C	C	C	5
SFCI 17	Tubulações, hidrante e canhão possuem a identificação do TAG?	C	C	C	C	C	5
SFCI 18	Tubulações, hidrante e canhão possuem a identificação da seta de sentido de fluxo?	NC	C	NC	C	NC	5
SFCI 19	Sinalização da rota de fuga está íntegra?	C	C	C	C	C	5
SFCI 20	Sinalização do ponto de encontro está íntegra?	C	C	C	C	C	5
SFCI 21	Alarme de emergência está íntegro e operacional?	C	C	C	C	C	5
TOTAL DE RESPOSTAS POR CAMPO E TOTAL GERAL		21	21	21	21	21	105
TOTAL DE RESPOSTAS "C - CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		18(86%)	18(86%)	17(81%)	19(90%)	16(76%)	88(84%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NC - NÃO CONFORME" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		3(14%)	3(14%)	4(19%)	2(10%)	5(24%)	17(16%)
TOTAL DE RESPOSTAS "NA - NÃO APLICÁVEL" POR CAMPO PRODUTOR DE PETRÓLEO		0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)	0(0%)
LEGENDA: "C" - CONFORME; "NC" - NÃO CONFORME e "NA" - NÃO APLICÁVEL							

Fonte: Dados da pesquisa

Na comparação dos resultados das respostas da categoria N-SFCI em valores percentuais por campo produtor e % total para comparação observamos os valores mais relevantes nos campos produtores “A” e “B” ambos com 86% e campo produtor “D” 90% para respostas “conforme”; quanto as respostas “não conforme” identificamos o campo produtor “C” com 19% e o campo produtor “E” igual a 24%, mostrado no Gráfico 39.

Gráfico 39 - Valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria N-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.2.15 Resultados consolidados das respostas das listas de verificação (LV) de todas as categorias *in loco* nas estações dos campos produtores: A, B, C, D e E

Nos resultados consolidados das respostas das 14 (catorze) listas de verificação (LV) estruturadas nas categorias: A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV e M-SE e N-SFCI observamos uma média de 374 respostas por campo produtor e um total geral de 1870 respostas das estações, sendo: 1413 (75%) respostas “conforme”; 218 (12%) respostas “não conforme” e 239 (13%) respostas “não aplicável”, demonstrado na Tabela 83.

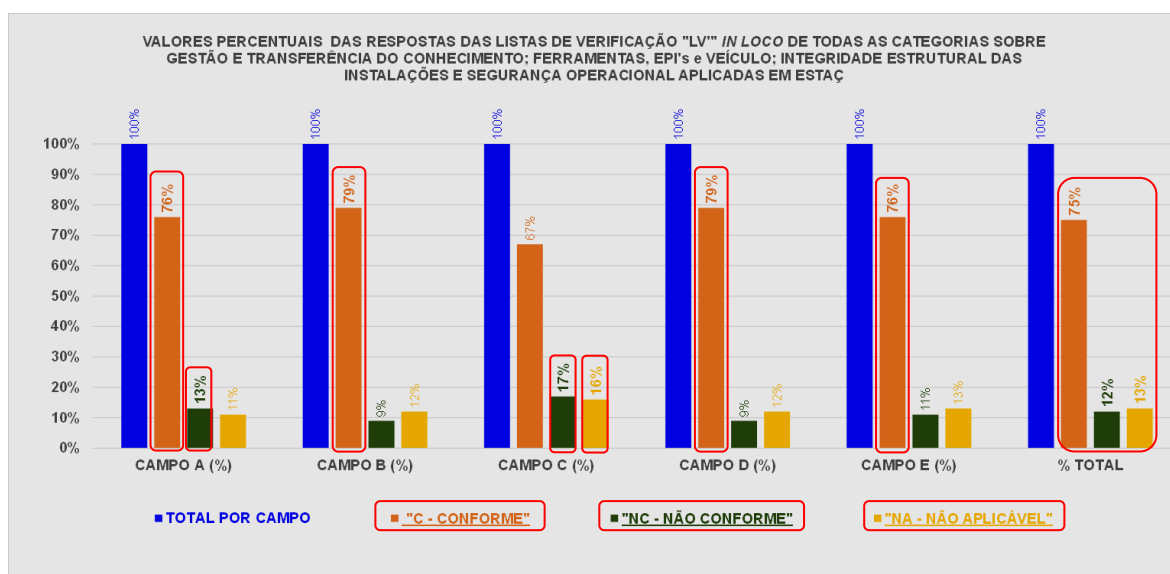
Tabela 83 - Resultados das listas de verificação *in loco* das categorias A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV, M-SE e N-SFCI de estação

Todas Categorias	Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
	A		B		C		D		E			
Total por Campo e Geral	374		374		374		374		374		1870	
Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Conforme	284	76%	296	79%	252	67%	296	79%	285	76%	1413	75%
Não Conforme	48	13%	35	9%	62	17%	33	9%	40	11%	218	12%
Não Aplicável	42	11%	43	12%	60	16%	45	12%	49	13%	239	13%

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas em valores percentuais por campo produtor e de % total para comparação constatamos os valores de maior relevância nos campos produtores “A” e “E” ambos com 76% e nos campos produtores “B” e “D” ambos iguais a 79% para respostas “concordo”; quanto aos valores percentuais de respostas “não conforme” no campo produtor “A” 13% e no campo produtor “C” 17%; para as respostas “não aplicável” no campo produtor “C” com 16%, definido no Gráfico 40.

Gráfico 40 - Valores percentuais de respostas de listas de verificação (LV) das categorias A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV, M-SE e N-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.4.3 Resultados comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção dos empregados e de listas de verificação (LV) in loco por categorias de estação

Nos resultados comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção dos empregados próprios e contratados das equipes de estação e das variáveis/respostas das listas de verificação (LV) in loco aplicadas pelos empregados contratados de operação da instalação, nas frentes operacionais sob a supervisão do pesquisador contabilizamos um total geral de respostas igual a 18970 respostas, sendo: 17100 respostas de “Q” e 1870 respostas de “LV” dos processos de 5 (cinco) estações de grande porte dos campos produtores estudados, estruturados em seis categorias: A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI, conforme detalhamento por categoria a partir da Tabela 84 até Tabela 90.

Na categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimento com total geral igual a 4500 respostas de “Q” de percepção dos empregados das estações dos 5 (cinco) campos produtores, e total de 900 respostas por campo produtor. Nesta mesma categoria coletamos um total geral de 175 respostas de “LV” dos campos produtores, com total de 35 respostas por campo produtor, sendo estes totais distribuídos pelas seguintes opções de resposta: 3537 (79%) respostas “concordo” de “Q”, e 101 (58%) respostas “conforme” em “LV”; com 559 (12%) respostas “discordo” de “Q”, e 68 (39%) respostas para “não conforme” de “LV”; sendo 404 (9%) respostas “indiferente” de “Q” e 6 (3%) respostas “não aplicável” de “LV”, listados na Tabela 84.

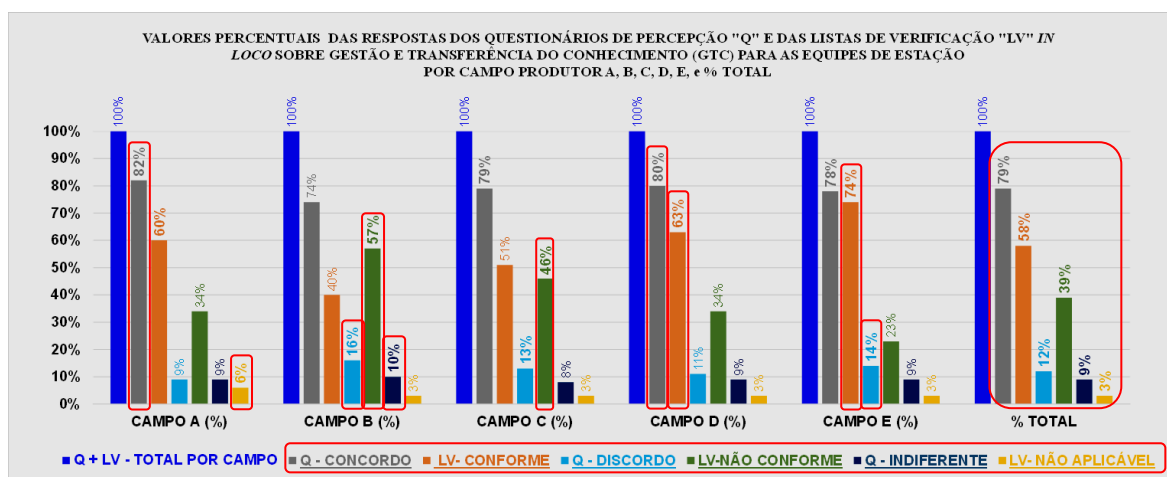
Tabela 84 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas de questionários (Q) de percepção e listas de verificação (LV) *in loco* da categoria A-GTC para equipes de operação de estação

Gestão e Transferência de Conhecimento (GTC) para Empregados Próprios e Contratados de Operação da Estação													
Categorias A - GTC		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total (Q)		900		900		900		900		900		4500	
Total (LV)		35		35		35		35		35		175	
A - GTC - Gestão e Transferência de conhecimento das Equipes de Estação	Respostas: Q e LV	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q - Concordo	736	82%	667	74%	715	79%	719	80%	700	78%	3537	79%
	LV- Conforme	21	60%	14	40%	18	51%	22	63%	26	74%	101	58%
	Q – Discordo	80	9%	141	16%	114	13%	104	11%	120	14%	559	12%
	LV-Não conforme	12	34%	20	57%	16	46%	12	34%	8	23%	68	39%
	Q - Indiferente	84	9%	92	10%	71	8%	77	9%	80	9%	404	9%
	LV- Não aplicável	2	6%	1	3%	1	3%	1	3%	1	3%	6	3%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos das respostas de “Q” (concordo, discordo e indiferente) e de “LV” (conforme, não conforme e não aplicável) da categoria A-GTC em valores percentuais por campos produtores e utilizando como referência os valores do total geral identificamos os valores mais relevantes no campo produtor “A” com 82% e campo produtor “D” igual a 80% para respostas “concordo” de “Q”, campo produtor “D” com 63% e campo produtor “E” igual a 74% de respostas “conforme” de “LV”; quanto as respostas “discordo” de “Q” no campo produtor “B” com 16% e campo produtor “D” igual a 14%; para respostas “não conforme” de “LV” no campo produtor “B” igual a 57% e no campo produtor “C” com 46%; para respostas “indiferente” de “Q” no campo produtor “B” com 10%; e para respostas “não aplicável” de “LV” no campo produtor “A” igual a 6%, demonstrado no Gráfico 41.

Gráfico 41 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria A-GTC de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria B-FE sobre disponibilidade, qualidade e condições das ferramentas, EPI e veículos de operação para as equipes de estação levantamos um total geral de 2625 respostas de “Q” dos cinco campos produtores e um total por campo produtor igual a 525 respostas de “Q”. E através de “LV” dos campos produtores coletamos um total geral de 125 respostas e um total por campo produtor de 25 respostas, sendo por tipos de respostas: 2052 (78%) respostas “concordo” de “Q” e 116 (93%) respostas “conforme” de “LV”; com 277 (11%) respostas “discordo” de “Q” e 5 (4%) respostas para “não conforme” de “LV”; sendo 296 (11%) respostas “indiferente” de “Q” e 4 (3%) respostas “não aplicável” de “LV”, observado na Tabela 85.

Tabela 85 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) in loco da categoria B-FE para as equipes de estação

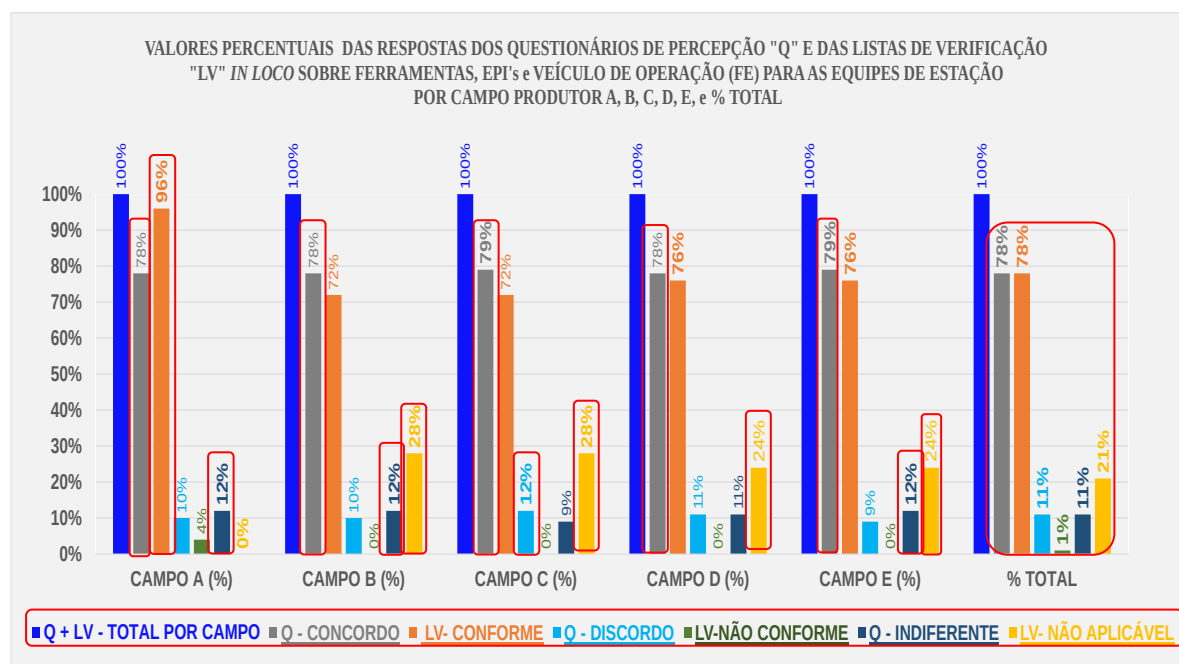
Qualidade, Disponibilidade e Condições das Ferramentas e Veículo de Operação (FE)													
Categoria B - FE		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total (Q)		525		525		525		525		525		2625	
Total (LV)		25		25		25		25		25		125	
B - FE - Recursos: Ferramentas, EPI, Veículos de Operação e Outros das Equipes de Estação	Respostas: Q e LV	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q - Concordo	407	77%	407	77%	413	79%	410	78%	415	79%	2052	78%
	LV- Conforme	24	96%	18	72%	18	72%	19	76%	19	76%	98	78%
	Q - Discordo	54	11%	53	11%	64	12%	57	11%	49	9%	277	11%
	LV-Não conforme	1	4%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	1%
	Q - Indiferente	64	12%	65	12%	48	9%	58	11%	61	12%	296	11%
	LV- Não aplicável	0	0%	7	28%	7	28%	6	24%	6	24%	26	21%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Na comparação dos resultados das respostas de “Q” (concordo, discordo e indiferente) e de “LV” (conforme, não conforme e não aplicável) da categoria B-FE em valores percentuais por campos produtores utilizamos como referência os valores do total geral, onde observamos os valores mais relevantes nos campos produtores “C” e “E” com 79% de respostas “concordo” de “Q” e no campo produtor “A” com 96% para respostas “conforme” de “LV”; quanto as respostas “discordo” de “Q” o campo produtor “C” igual a 12%; para respostas “indiferente” de “Q” nos campos produtores “A” e “B” e “E” ambos iguais a 12%; nas respostas “não aplicável” de “LV” os campos produtores “B” e “C” com 28%, “D” e “E” ambos iguais a 24%, definido no Gráfico 42.

Gráfico 42 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria B-FE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria C-ETP sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional dos equipamentos e tanques de produção identificamos um total geral de 2925 respostas de “Q” dos cinco campos produtores, com um total por campo produtor igual a 585 respostas de “Q”; e através de “LV” dos campos produtores contabilizamos um total geral de 1235 respostas, com um total por campo produtor de 247 respostas (Tabela 86), referentes a totalização das respostas de cada lista de verificação sobre a integridade estrutural das

instalações e a segurança operacional dos processos internos das estações classificados nas categorias: C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA e L-CGV, definidos em uma única categoria “C-ETP” da “LV”, para resultados comparativos com os valores percentuais da categoria C-ETP do “Q”. No entanto, verificamos no total por tipo de respostas os seguintes valores: 2572 (88%) respostas “concordo” de “Q” e 928 (75%) respostas “conforme” de “LV”; para com 128 (5%) respostas de “Q” igual a “discordo” e 126 (10%) respostas de “LV” para “não conforme”; sendo 225 (8%) respostas de “Q” igual a “indiferente” e 181 (15%) respostas de “LV” para “não aplicável”, ilustrado na Tabela 86.

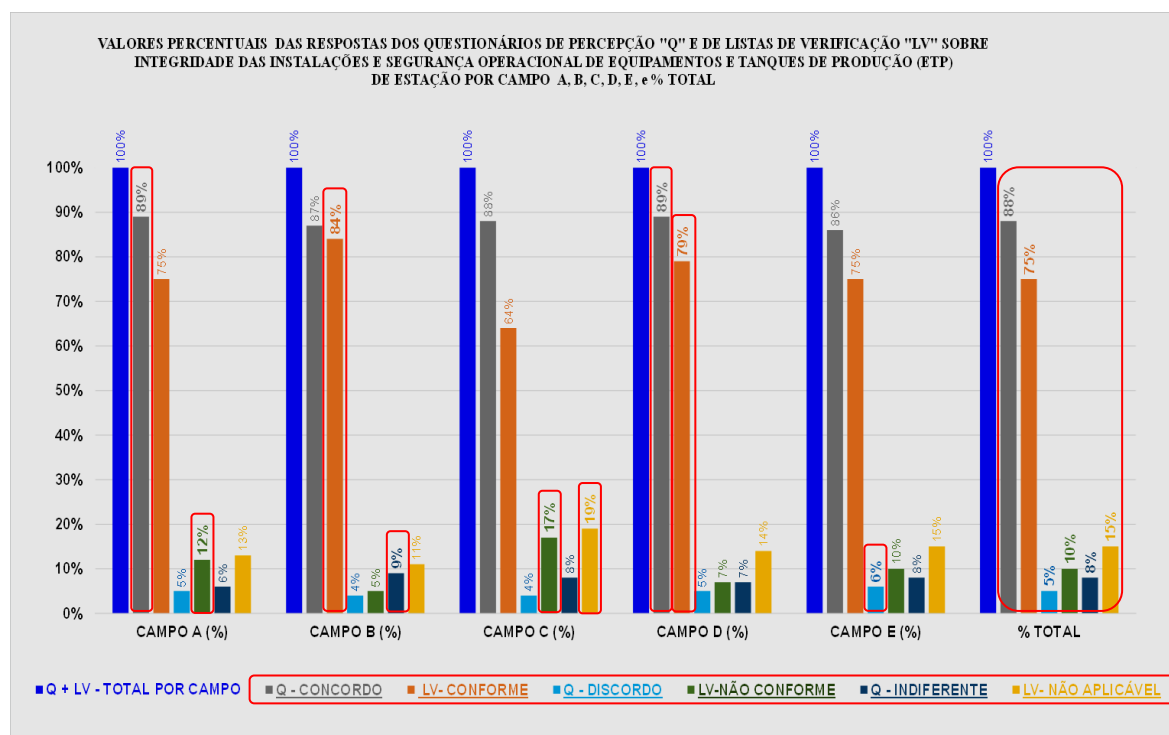
Tabela 86 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria C-ETP Estação

Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Equipamento e Tanque de Produção (ETP)													
Categoria C - ETP de “Q” e de “LV”		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total (Q)		585		585		585		585		585		2925	
Total (LV)		247		247		247		247		247		1235	
C - ETP - Integridade das instalações e Segurança Operacional de Equipamentos e Tanques de Produção	Respostas: Q e LV	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q - Concordo	523	89%	512	87%	516	88%	517	89%	504	86%	2572	88%
	LV- Conforme	184	75%	207	84%	158	64%	195	79%	184	75%	928	75%
	Q - Discordo	27	5%	22	4%	22	4%	25	5%	32	6%	128	5%
	LV-Não conforme	30	12%	12	5%	41	17%	18	7%	25	10%	126	10%
	Q - Indiferente	35	6%	51	9%	47	8%	43	7%	49	8%	225	8%
	LV- Não aplicável	33	13%	28	11%	48	19%	34	14%	38	15%	181	15%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Fonte: Dados da pesquisa

Neste contexto, a partir dos quantitativos e valores percentuais do total geral dos campos produtores na categoria C-ETP utilizados como referência na comparação com os resultados por campo produtor, observamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “A” e “D” ambos com 89% para respostas “concordo” de “Q” e para respostas “conforme” de “LV” nos campos produtores “B” 84% e “D” 79%; quanto as respostas “discordo” de “Q” o campo produtor “E” igual a 6% e nas respostas “não conforme” de “LV” os campos produtores “A” 12% e “C” 17%; para as respostas “indiferente” o campo produtor “B” com 9% e nas respostas “não aplicável” de “LV” o campo “C” com 19%, definido no Gráfico 43.

Gráfico 43 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria C-ETP de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria D-DAPQ sobre integridade estrutural das instalações e segurança operacional da dosagem e armazenamento de produtos químicos identificamos um total geral consolidado de 1200 respostas de “Q” dos cinco campos produtores e com um total por campo produtor igual a 240 respostas de “Q”, e através da “LV” dos campos produtores constatamos um total geral de 105 respostas e com um total por campo produtor de 21 respostas. Neste contexto, dos totais consolidados dos campos produtores na categoria D-DAPQ observamos 1181 (98%) respostas “concordo” de “Q” e 83 (98%) respostas “conforme” de “LV”; com 18 (1,6%) respostas “discordo” de “Q” e 2 (2%) respostas de “LV” para “não conforme”; 1 (0,4%) resposta “indiferente” de “Q” e 0 (0%) respostas “não aplicável” de “LV”, listado na Tabela 87.

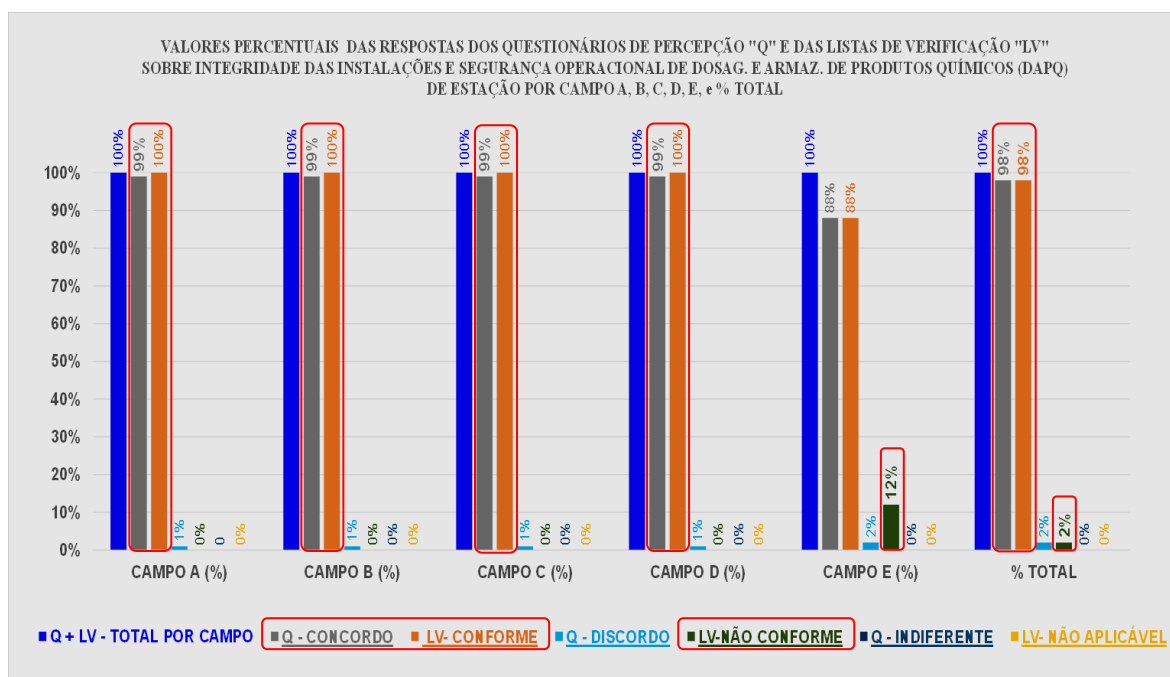
Tabela 87 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria D-DAPQ de estação

Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Dosagem e Armazenamento de Produto Químico (DAPQ)													
Categoria D - DAPQ		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total (Q)		240		240		240		240		240		1200	
Total (LV)		21		21		21		21		21		105	
D - DAPQ - Integridade das instalações e Segurança Operacional de Dosagem e Armazenamento de Produto Químico	Respostas: Q e LV	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q - Concordo	236	99%	237	99%	237	99%	237	99%	234	98%	1181	98%
	LV- Conforme	17	100%	17	100%	17	100%	17	100%	15	88%	83	98%
	Q - Discordo	3	1%	3	1%	3	1%	3	1%	6	2%	18	1,6%
	LV-Não conforme	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	2	12%	2	2%
	Q - Indiferente	1	0,4%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	0,4%
LV- Não aplicável		0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Fonte: Dados da pesquisa

Os quantitativos e valores percentuais do total geral dos campos produtores na categoria D-DAPQ utilizamos como referência na comparação com os resultados de valores percentuais por campo produtor, onde constatamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “A”, “B”, “C” e “D” iguais a 99% de respostas “concordo” de “Q” e nos resultados de “LV” para respostas “conforme”, também nos campos produtores “A”, “B”, “C” e “D” ambos com 100%; quanto as respostas “discordo” de “Q” o campo produtor “E” igual a 2% de “Q” e para respostas “não conforme” de “LV” também no campo produtor “E” com 12%, mapeado no Gráfico 44.

Gráfico 44 - Valores percentuais comparativos dos respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) da categoria D-DAPQ de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria E-SE sobre integridade das instalações e segurança operacional de sistemas elétricos, sala do comando e controlo de motores (CCM) e áreas de transformadores identificamos um total geral de 2700 respostas de “Q” dos cinco campos produtores e com um total por campo produtor igual a 540 respostas de “Q”; e através da “LV” dos cinco campos produtores levantamos um total geral de 145 respostas e com um total por campo produtor de 29 respostas.

Neste contexto, contabilizamos os quantitativos e valores percentuais desdobrados do total geral de “Q” e de “LV” por opções de respostas, sendo: 2282 (84%) respostas “concordo” de “Q” e 115 (79%) respostas “conforme” de “LV”; com 232 (9%) respostas “discordo” de “Q” e 4 (3%) respostas “não conforme” de “LV”; quanto as respostas “indiferente” de “Q” igual a 186 (7%) e 26 (18%) respostas “não aplicável” de “LV”, verificado na Tabela 88.

Tabela 88 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria E-SE de estação

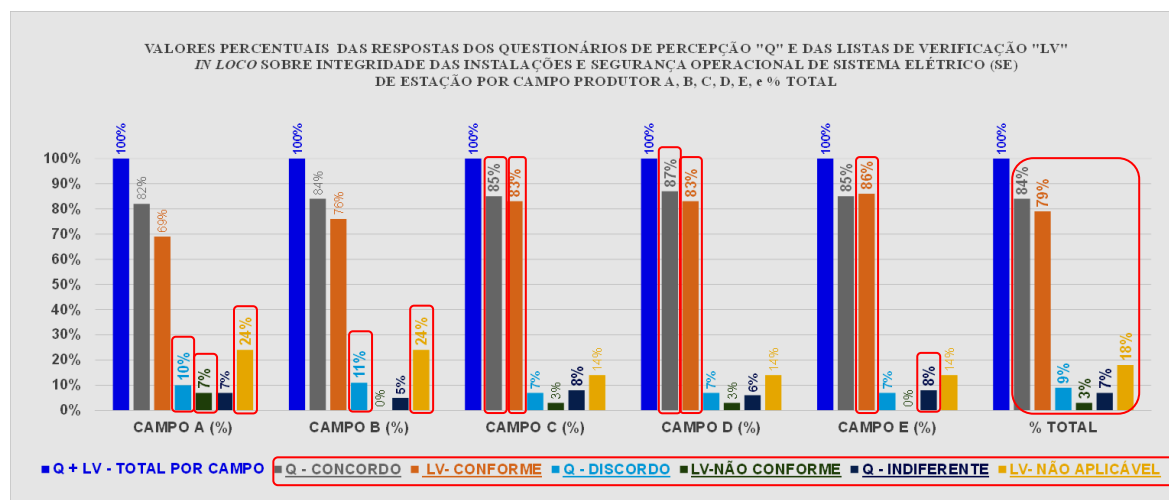
Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Sistema Elétrico (SE)													
Categoria E - SE		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total (Q)		540		540		540		540		540		2700	
Total (LV)		29		29		29		29		29		145	
E - SE - Integridade das instalações e Segurança Operacional de Sistema Elétrico	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q - Concordo	445	82%	454	84%	456	85%	472	87%	455	85%	2282	84%
	LV- Conforme	20	69%	22	76%	24	83%	24	83%	25	86%	115	79%
	Q - Discordo	56	10%	58	11%	41	7%	37	7%	40	7%	232	9%
	LV-Não conforme	2	7%	0	0%	1	3%	1	3%	0	0%	4	3%
	Q - Indiferente	39	7%	28	5%	43	8%	31	6%	45	8%	186	7%
	LV- Não aplicável	7	24%	7	24%	4	14%	4	14%	4	14%	26	18%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados dos valores percentuais por campo produtor e em relação aos percentuais do total geral dos campos produtores na categoria E-SE observamos os maiores valores percentuais por opções de respostas, sendo: nos campos produtores “C” e “E” iguais a 85% e no campo produtor “D” 87% para respostas “concordo” de “Q”, e nos mesmos campos produtores “C” e “D” 83% e no campo produtor “E” 86% para respostas “conforme” de “LV”; quanto as respostas “discordo” de “Q” os campos produtores “A” com 10% e no campo produtor “B” igual a 11%; nas respostas “indiferente” de “Q” os campos produtores “C” e “E” ambos com 8% e nas respostas “não aplicável” nos campos produtores “A” e “B” ambos iguais a 24%, observado no Gráfico 45.

Gráfico 45 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria E-SE de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Na categoria F-SFCI sobre integridade das instalações e segurança operacional do sistema fixo de combate a incêndio observamos um total geral de 3150 respostas de “Q” dos cinco campos produtores e com um total por campo produtor igual a 630 respostas de “Q”, e através da “LV” dos cinco campos produtores coletamos um total geral de 105 respostas e com um total por campo produtor de 21 respostas.

Portanto, a partir dos totais dos campos produtores na categoria F-SFCI identificamos 2743 (87%) respostas “concordo” de “Q”, e 88 (84%) respostas “conforme” de “LV”; com 255 (8%) respostas “discordo” de “Q” e 17 (16%) respostas “não conforme” de “LV”; mais 152 (8%) respostas “indiferente” de “Q” e 0 (0%) resposta “não aplicável” de “LV”, evidenciado na Tabela 89.

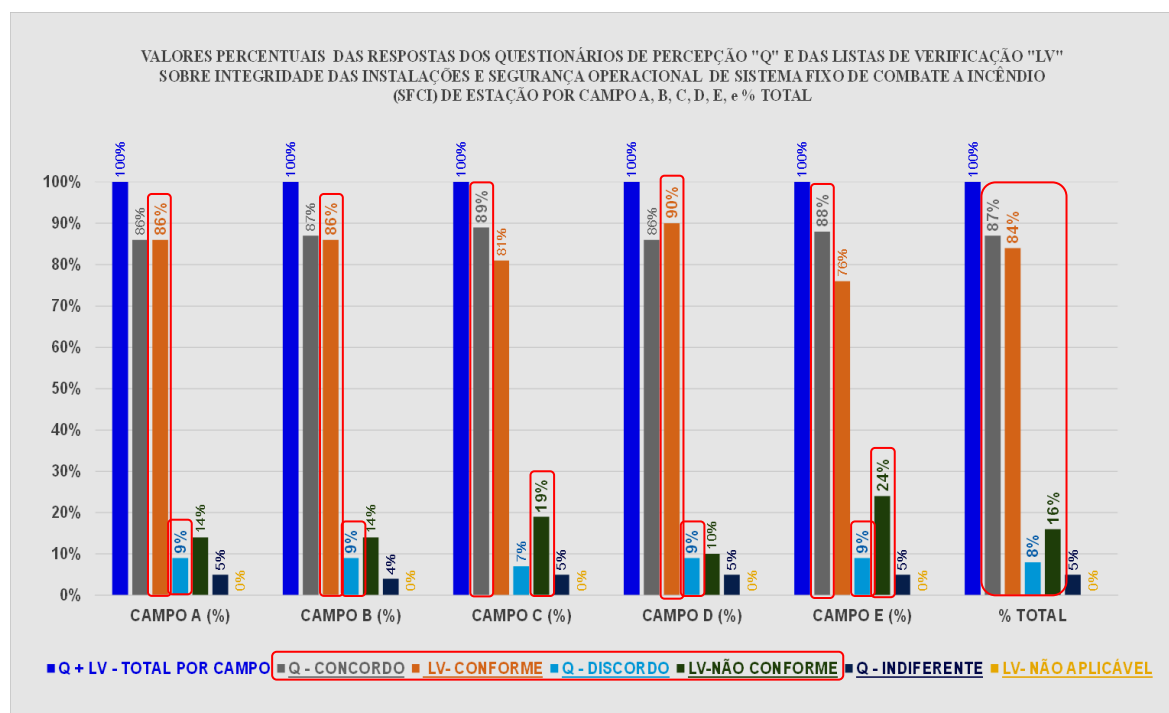
Tabela 89 - Quantitativos e valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria F-SFCI de estação

Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Sistema Fixo de Combate a Incêndio (SFCI)													
Categoria F - SFCI		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
Total (Q)		630		630		630		630		630		3150	
Total (LV)		21		21		21		21		21		105	
F - SFCI - Integridade das instalações e Segurança Operacional de Sistema Fixo de Combate a Incêndio	Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q - Concordo	544	86%	545	87%	562	89%	538	86%	554	88%	2743	87%
	LV- Conforme	18	86%	18	86%	17	81%	19	90%	16	76%	88	84%
	Q - Discordo	56	9%	58	9%	39	7%	58	9%	44	7%	255	8%
	LV-Não conforme	3	14%	3	14%	4	19%	2	10%	5	24%	17	16%
	Q - Indiferente	30	5%	27	4%	29	5%	34	5%	32	5%	152	5%
LV- Não aplicável		0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos dos valores percentuais das respostas da categoria F-SFCI por campo produtor em relação aos valores do total geral verificamos os maiores resultados no campo produtor “C” 89% de respostas “concordo de “Q”, e nas respostas “conforme” de “LV” no campo produtor “A” e “B” ambos iguais a 86% e no campo produtor “D” com 90%; para respostas “discordo” de “Q” nos campos produtores “A”, “B” e “D” ambos com 9% e nas respostas “não conforme” de “LV” nos campos produtores “C” com 19% e “E” igual a 24%, apresentado no Gráfico 46.

Gráfico 46 - valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* da categoria F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos do total geral de respostas consolidadas com todas as categorias de questionários “Q” de percepção identificamos 17100 respostas das estações dos cinco campos produtores e 3420 respostas por campo produtor; no total geral de respostas consolidadas das listas de verificação “LV” *in loco* constatamos 1870 respostas das estações dos cinco os campos produtores e 374 respostas por campo produtor, sendo contabilizado um total geral de respostas de “Q” + “LV” igual a 18970 respostas, distribuídos pelas opções de respostas e tipo de instrumentos de coleta de dados da seguinte forma:

- 14357 (84%) respostas “concordo” de “Q” e de “LV” 1413 (75%) respostas “conforme”;
- 1479 (8,6%) respostas “discordo” de “Q” e 218 (12%) respostas “não conforme” de “LV”;
- 1264 (7,4%) respostas “indiferente” de “Q” e 239 (13%) respostas “não aplicável” de “LV” (Tabela 90).

Tabela 90 - Resultados comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* por categorias: A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação

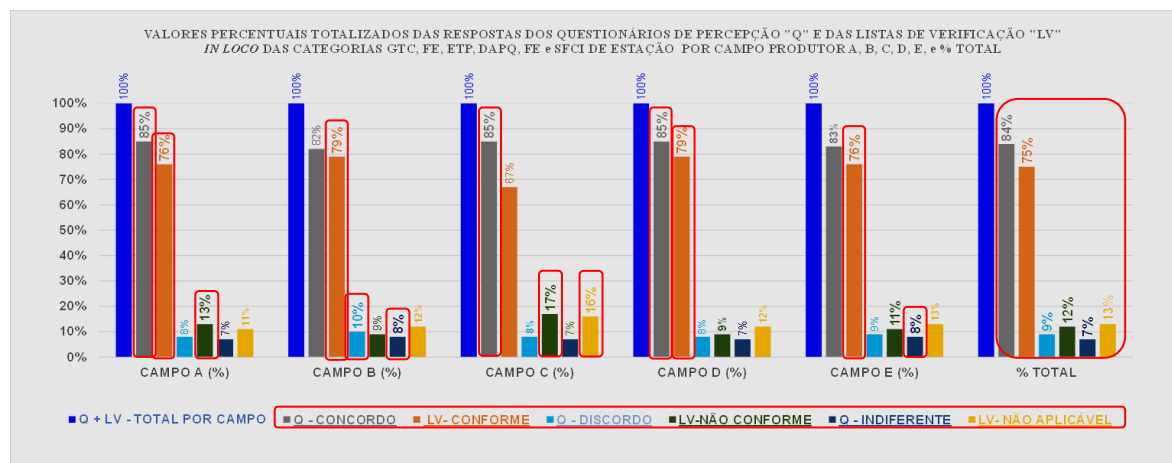
Gestão e Transferência de conhecimento, Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Estação												
Todas Categorias de “Q” e de “LV”	Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
	A		B		C		D		E			
Total Respostas de Estação-Q	3.420		3.420		3.420		3.420		3.420		17.100	
Total Respostas de Estação-LV	374		374		374		374		374		1870	
Total Geral “Q” + “LV”	3794		3794		3794		3794		3794		18970	
Respostas	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Total “Q-Concordo”	2891	85%	2822	82%	2889	85%	2893	85%	2862	83%	14357	84%
Total “LV-Conforme”	284	76%	296	79%	252	67%	296	79%	285	76%	1413	75%
Total “Q - Discordo”	286	8%	335	10%	283	8%	284	8%	291	9%	1479	8,6%
Total “LV-Não Conforme”	48	13%	35	9%	62	17%	33	9%	40	11%	218	12%
Total “Q-Indiferente”	253	7%	263	8%	238	7%	243	7%	267	8%	1264	7,4%
Total “LV-Não Aplicável”	42	11%	43	12%	60	16%	45	12%	49	13%	239	13%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação												

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados comparativos dos valores percentuais das respostas consolidadas por campo produtor em relação aos valores do total geral observamos maiores valores percentuais nos campos produtores “A”, “C” e “D” ambos iguais a 85% de respostas “concordo de “Q”, e nas respostas “conforme” de “LV” nos campos produtores “A” e “E” ambos com 76% e “B” e “D” ambos iguais a 79%; para respostas “discordo” de “Q” no campo produtor “B” com 10%, e nas respostas “não conforme” de “LV” nos campos produtores “A” com 13%, e “C” igual a 17%; nas respostas “indiferente” de “Q” os campos produtores “B” e “E” ambos com 8%, e “não aplicável” de “LV” no campo “C” igual a 16%, definido no Gráfico 47.

Gráfico 47 - Valores percentuais comparativos das respostas dos questionários (Q) de percepção e das listas de verificação (LV) *in loco* por categorias: A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estação dos campos produtores: A, B, C, D e E



Fonte: Dados da pesquisa

6.5 Resultados comparativos das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) *in loco* de poços e estação por categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI e C-ETP dos campos produtores: A, B, C, D e E

Para os resultados comparativos das respostas dos instrumentos de coleta de dados “Q” e de “LV” de poços e de estações estruturamos 4 (quatro) categorias: A-GTC - gestão e transferência de conhecimento (equipes de poços e equipes de estação), “Q” com 60 perguntas e “LV” com 35 perguntas; B-FE - disponibilidade, qualidade e condições de ferramentas, EPI e veículo de operação (equipes de poços e equipe de estação), “Q” com 35 perguntas e “LV” com 25 perguntas; C-PPI - segurança operacional e integridade das instalações de poços, “Q” com 62 perguntas e “LV” com 62 perguntas; e C-ETP - segurança operacional e integridade estrutural das instalações de estação, “Q” com 133 perguntas referentes a consolidação de 4 (quatro) categorias, e “LV” igual a 314 perguntas referentes a consolidação de 12 (doze) categorias, ambas aplicadas em estações de grande porte dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E.

Para simplificar os resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” da categoria C-PPI (poços) totalizamos os quantitativos das respostas de “Q” das 4 (quatro) categorias: C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI, em uma única categoria C-ETP de “Q”. E totalizamos os quantitativos das respostas de “LV” de 12 (doze) categorias: C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-DAPQ, L-CGV e M-SE e N-SFCI, em uma única categoria C-ETP de “LV”, ambas aplicadas nas estações, com totais por campo produtor e totais gerais.

6.5.1 Resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” de poços e estação na categoria A-GTC - gestão e transferência de conhecimento

Nos resultados comparativos do total geral consolidado das respostas de questionários “Q” de percepção e de listas de verificação “LV” *in loco* da categoria A-GTC, referente a gestão e transferência de conhecimento dos empregados próprios e contratados, que atuam na operação dos poços produtores e injetores dos campos produtores observamos um total geral de 5400 respostas de “Q”, sendo por campo produtor: “A” 1200 respostas; “B” 1500 respostas; “C”, “D” e “E” ambos com 900 respostas; como também um total geral de 175

respostas de “LV” e por cada campo produtor igual a 35 respostas. Desta forma, nos resultados das respostas da categoria A-GTC de percepções dos empregados próprios e contratados, que atuam na estação dos campos produtores identificamos um total geral de 4500 respostas de “Q”, sendo por cada campo produtor 900 respostas; e nas respostas de “LV” das estações um total geral de 175 respostas, sendo por cada campo produtor igual a 35 respostas, estruturado na Tabela 91.

Tabela 91 - Resultados com total das respostas de questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* em poços e estação nas categorias: A-GTC (Poços) e (Estação)

Gestão e Transferência de Conhecimento para Equipes de Operação de Poços e de Estação						
Categoria A - GTC Poços	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total (Q)	1200	1500	900	900	900	5400
Total (LV)	35	35	35	35	35	175
Categoria A - GTC Estação	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total (Q)	900	900	900	900	900	4500
Total (LV)	35	35	35	35	35	175

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Neste contexto, apresentamos os quantitativos e valores percentuais das respostas da categoria A-GTC com detalhamento do total geral de “Q” Poços; “Q” Estação; “LV” Poços e “LV” Estação, por campos e opções de respostas (Tabela 92), onde verificamos os seguintes valores:

- No total geral para respostas “**concordo**” em “Q” Poços 2859 (53%) e em “Q” Estação 3537 (79%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “C” 593 66% respostas de “Q” Poços, com uma variação percentual de 46% a 66%, e no campo produtor “A” 736 (82%) respostas de “Q” Estação, com uma variação percentual de 74% a 82%;
- No total geral para respostas “**conforme**” em “LV” Poços 54 (30%) e “LV” Estação 101 (58%) respostas, com maior valor percentual nos campos produtores “A”, “B”, “D” e “E” ambos com 11 (31%) respostas de “LV” Poços, com uma variação de 28% a 31%, e de “LV” Estação o campo produtor “E” com 26 (74%), com variação de 40% a 74%;

- No total geral para respostas “**discordo**” de “Q” Poços 1245 (23%) e em “Q” Estação 559 (12%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “D” 318 (36%) respostas de “Q” Poços, com variação de 14% a 36%, e no campo produtor “E” 120 (14%) respostas de “Q” Estação, com variação de 6% a 14%;
- No total geral para respostas “**não conforme**” em “LV” Poços 76 (44%) e “LV” Estação 68 (39%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “C” 16 (46%) respostas de “LV” Poços, com variação de 43% a 46%, e no campo produtor “B” 20 (57%) respostas de “LV” Estação, com variação de 23% a 57%;
- No total geral para respostas “**indiferente**” de “Q” Poços 1296 (24%) e em “Q” Estação 404 (9%) respostas com maior valor percentual no campo produtor “A” 345 (29%) respostas de “Q” Poços, com variação de 16% a 29%, e no campo produtor “B” 92 (10%) respostas de “Q” Estação, com variação de 8% a 10%; e
- No total geral para respostas “**não aplicável**” em “LV” Poços 45 (26%) e “LV” Estação 6 (3%) respostas com maior valor percentual em todos os campos produtores estudados com 9 (26%) respostas de “LV” Poços e no campo produtor “A” 2 (6%) respostas de “LV” Estação e demais campos produtores com 3%.

Tabela 92 - Resultados das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) *in loco* de poços e estação nas categorias: A-GTC (Poços) e (Estação) dos campos produtores

Gestão e Transferência de Conhecimento para Equipes de Operação de Poços e de Estação													
Categorias: A - GTC Poços e A - GTC Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
A - GTC - Gestão e Transferência do Conhecimento para Equipe de Poços e Estação	Respostas: Q e LV	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q-Concordo Poço	554	46%	751	50%	593	66%	424	47%	537	59%	2859	53%
	Q-Concordo Estação	736	82%	667	74%	715	79%	719	80%	700	78%	3537	79%
	LV-Conforme Poço	11	31%	11	31%	10	28%	11	31%	11	31%	54	30%
	LV-Conforme Estação	21	60%	14	40%	18	51%	22	63%	26	74%	101	58%
	Q-Discordo Poço	301	25%	341	23%	162	18%	318	36%	123	14%	1245	23%
	Q-Discordo Estação	80	9%	141	6%	114	13%	104	11%	120	14%	559	12%
	LV-Não conforme Poço	15	43%	15	43%	16	46%	15	43%	15	43%	76	44%
	LV-Não conforme Est.	12	34%	20	57%	16	46%	12	34%	8	23%	68	39%
	Q-Indiferente Poço	345	29%	408	27%	145	16%	158	17%	240	27%	1296	24%
	Q-Indiferente Estação	84	9%	92	10%	71	8%	77	9%	80	9%	404	9%
	LV-Não aplicável Poço	9	26%	9	26%	9	26%	9	26%	9	26%	45	26%
	LV-Não aplicável Est.	2	6%	1	3%	1	3%	1	3%	1	3%	6	3%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Os resultados das respostas da categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimento para as equipes de operação de poços e de estações dos campos produtores estudados apresentaram de forma sistêmica diversas respostas de “Q” Poços e “Q” Estação para “discordo” e de “LV” Poços e “LV” Estação para respostas “não conforme”, e em requisitos comuns. Também observamos elevados valores percentuais de respostas “indiferente” de “Q” Poços e de “Q” Estação, caracterizando assim desconhecimento para perguntas que fazem parte da rotina das equipes de operação.

6.5.2 Resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” de poços e de estação na categoria B-FE - ferramentas, EPI e veículo de operação

Nos resultados comparativos do total geral consolidado das respostas de questionários “Q” de percepção e de listas de verificação “LV” da categoria B-FE sobre a qualidade, disponibilidade e condições das ferramentas, EPI e veículo de operação para os empregados próprios e contratados, que atuam na operação dos poços produtores e injetores identificamos um total geral de 3150 respostas de “Q” Poços, sendo por campo produtor “A” 700 respostas; “B” 875 respostas; “C”, “D” e “E” cada com 525 respostas; como também um total geral de 125 respostas de “LV” Poços, por cada campo produtor igual a 25 respostas. Quanto as percepções das equipes de operação de estações dos cinco campos produtores verificamos 2625 respostas de “Q” Estação, sendo por cada campo produtor 525 respostas; e nas respostas de “LV” Estação um total geral de 125 respostas, e por cada campo produtor igual a 25 respostas (Tabela 93).

Tabela 93 - Resultados com Total das respostas de questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* de poços e estação na categoria B-FE (Poços) e (Estação)

Qualidade, Disponibilidade e Condições das Ferramentas, EPI e Veículo para Equipe de Poços e de Estação						
Categorias B - FE Poços	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total (Q)	700	875	525	525	525	3150
Total (LV)	25	25	25	25	25	125
Categorias B - FE Estação	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total (Q)	525	525	525	525	525	2625
Total (LV)	25	25	25	25	25	125

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Entretanto, a partir dos resultados do total geral das respostas da categoria B-FE contabilizamos quantitativos e valores percentuais para “Q” Poços; “Q” Estação; “LV” Poços e “LV” Estação, por opções de respostas e campo produtor, com referência aos valores percentuais do total geral, demonstrado na Tabela 94, sendo:

- No total geral para respostas “**concordo**” em “Q” Poços verificamos 2425 (77%) e em “Q” Estação 2052 (78%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “E” 441 (84%) respostas de “Q” Poços, com uma variação percentual de 71% a 84%, e nos campos produtores “C” 413 (79%) e “E” 415 (79%) respostas de “Q” Estação, com uma variação percentual de 78% a 79%;
- No total geral para respostas “**conforme**” em “LV” Poços mapeamos 116 (93%) e “LV” Estação 98 (78%) respostas”, com maior valor percentual nos campos produtores “D” e “E” ambos com 24 (96%) respostas de “LV” Poços, com uma variação de 88% a 96%, e de “LV” Estação o campo produtor “A” com 24 (96%), com variação de 72% a 96%;
- No total geral para respostas “**discordo**” de “Q” Poços levantamos 252 (8%) e em “Q” Estação 277 (11%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “A” 101 (14%) respostas de “Q” Poços, com variação de 2% a 14%, e no campo produtor “C” 64 (12%) respostas de “Q” Estação, com variação de 9% a 12%;
- No total geral para respostas “**não conforme**” em “LV” Poços observamos 5 (4%) e “LV” Estação 1 (1%) respostas, com maior valor percentual em todos os campos produtores igual a 1 (4%) resposta de “LV” Poços, e no campo produtor “A” 1 (4%) resposta de “LV” Estação e demais poços iguais a 0%;
- No total geral para respostas “**indiferente**” em “Q” Poços contabilizamos 471 (15%) e em “Q” Estação 296 (11%) respostas, com maior valor percentual nos campos produtores “C” 86 (16%) e “D” 84 (16%) respostas de “Q” Poços, com variação de 12% a 16%, e nos campos produtores “A” 64 (12%), “B” 65 (12%), e “E” 61 (12%) respostas de “Q” Estação, com variação de 9% a 12%; e

- No total geral para respostas “**não aplicável**” de “LV” Poços 4 (3%) e “LV” Estação 26 (21%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “B” 2 (8%) respostas de “LV” Poços, com variação de 0% a 8%, e nos campos produtores “B” e “C” ambos com 7 (28%) respostas de “LV” Estação, com variação de 0% a 28%.

Tabela 94 - Resultados das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) in loco de poços e estação nas categorias B-FE (Poços) e (Estação)

Qualidade, Disponibilidade e Condições das Ferramentas, EPI e Veículo para Equipe de Poços e de Estação													
Categorias: B - FE Poços e B - FE Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
B - FE - Recursos: Ferramentas, EPI, Veículos de Operação para Equipe de Poços e Estação	Respostas: Q e LV	A		B		C		D		E			
		Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q-Concordo Poço	496	71%	653	73%	425	81%	428	82%	441	84%	2425	77%
	Q-Concordo Estação	407	78%	407	78%	413	79%	410	78%	415	79%	2052	78%
	LV-Conforme Poço	23	92%	22	88%	23	92%	24	96%	24	96%	116	93%
	LV-Conforme Estação	24	96%	18	72%	18	72%	19	76%	19	76%	98	78%
	Q-Discordo Poço	101	14%	105	12%	14	3%	13	2%	21	4%	252	8%
	Q-Discordo Estação	54	10%	53	10%	64	12%	57	11%	49	9%	277	11%
	LV-Não conforme Poço	1	4%	1	4%	1	4%	1	4%	1	4%	5	4%
	LV-Não conforme Est.	1	4%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	1%
para Equipe de Estação	Q-Indiferente Poço	103	15%	135	15%	86	16%	84	16%	63	12%	471	15%
	Q-Indiferente Estação	64	12%	65	12%	48	9%	58	11%	61	12%	296	11%
	LV-Não aplicável Poço	1	4%	2	8%	1	4%	0	0%	0	0%	4	3%
	LV-Não aplicável Est.	0	0%	7	28%	7	28%	6	24%	6	24%	26	21%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação													

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas da categoria B-FE sobre a qualidade, disponibilidade e condições das ferramentas, EPI e veículo de operação para os empregados próprios e contratados de poços e de estação dos campos produtores constatamos elevados valores percentuais de respostas “concordo” e “conforme”, em todos os instrumentos de coleta de dados, sendo: “Q” Poços e “Q” Estação para “concordo”; e com maior relevância em “LV” Poços e “LV” Estação para “conforme”, devido aos baixíssimos valores de respostas “não conforme”.

6.5.3 Resultados comparativos das respostas de “Q” e de “LV” de poços e estação nas categorias C-PPI e C-ETP - integridade das instalações e segurança operacional

Na categoria C-PPI sobre a integridade das instalações e a segurança operacional de poços produtores e de poços injetores dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E na percepção dos empregados próprios e contratados foram identificados um total geral consolidado de 5580 respostas de “Q” na percepção das equipes de poços, sendo por campo produtor: A 1240 respostas; B 1550 respostas; C, D e E cada com 930 respostas; assim como um total geral de 310 respostas de “LV” e por cada campo produtor igual a 62 respostas. Quanto as respostas na categoria C-ETP sobre a integridade das instalações e de segurança operacional nas percepções das equipes de estações dos cinco campos produtores A, B, C, D e E identificaram-se 9975 respostas de “Q”, sendo por cada campo produtor 1995 respostas de “Q”; e nas respostas de “LV” das estações um total geral de 1570 respostas, e por cada campo produtor igual a 314 respostas de “LV” (Tabela 95).

Tabela 95 - Resultados com total das respostas de questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* de poços e estação na categoria C-PPI (Poços) e C-ETP (Estação)

Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Poços, Equipamentos e Tanques de Produção de Estação						
Categorias C - PPI Poços	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total (Q)	1240	1550	930	930	930	5580
Total (LV)	62	62	62	62	62	310
Categorias C - ETP Estação	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total (Q)	1995	1995	1995	1995	1995	9975
Total (LV)	314	314	314	314	314	1570

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Contudo, definimos os quantitativos e valores percentuais das respostas nas categorias C-PPI Poços e C-ETP Estação utilizando como referência os valores do total geral, classificados em “Q” Poços; “Q” Estação; “LV” Poços e “LV” Estação, por campo produtor e por opções de respostas, onde identificamos na Tabela 96 os seguintes valores:

- No total geral para respostas “**concordo**” constatamos em “Q” Poços 3449 (62%) e em “Q” Estação 8778 (88%) respostas, com maior valor percentual no campo

produtor “E” 663 (71%) respostas “**concordo**” de “Q” Poços, com uma variação percentual de 54% a 71%, e nos campos produtores “C” 1771 (89%) e “D” 1764 (89%) respostas “**concordo**” de “Q” Estação, com demais campos produtores iguais a 88%;

- No total geral de respostas “**conforme**” verificamos em “LV” Poços 120 (39%) e “LV” Estação 1214 (75%) respostas, sendo maior valor percentual no campo produtor “A” 32 (52%) e 37 (60%) respostas de “LV” Poços, com uma variação de 14% a 60%, e em “LV” Estação no campo produtor “B” igual 264 (84%), com variação de 69% a 84%;
- No total geral de respostas “**discordo**” de “Q” Poços observamos 1291 (22%) respostas, e em “Q” Estação 633 (6%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “A” 359 (29%) respostas de “Q” Poços, com variação de 17% a 29%, e no campo produtor “A” 142 (7%) e “B” 141 (7%) respostas de “Q” Estação, com variação de 5% a 7%;
- No total geral de respostas “**não conforme**” em “LV” Poços contabilizamos 146 (47%) e “LV” Estação 149 (10%) respostas, sendo maior valor percentual nos campos produtores “B” e “D” ambos com 35 (57%) respostas de “LV” Poços, com variação de 31% a 57%, e no campo produtor “C” 46 (15%) respostas de “LV” Estação, com variação de 5% a 15%;
- No total geral de respostas “**indiferente**” de “Q” Poços identificamos 840 (16%) e em “Q” Estação 564 (6%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “C” 254 (27%) respostas de “Q” Poços, com variação de 10% a 27%, e no campo produtor “C” 119 (6%) e “E” 126 (6%) respostas de “Q” Estação e demais campos produtores iguais a 5%; e
- No total geral de respostas “**não aplicável**” em “LV” Poços totalizamos 44 (14%), e “LV” Estação 207 (15%) respostas, com maior valor percentual no campo produtor “C” 21 (34%) respostas de “LV” Poços, com variação de 8% a 34%, e no campo produtor “C” 52 (16%) respostas de “Q” Estação, com variação de 11% a 16%.

Tabela 96 - Resultados das respostas de questionários de percepção “Q” e de listas de verificação “LV” *in loco* de poços e estação nas categorias: C-PPI (Poços) e ETP (Estação) dos campos produtores

Integridade das Instalações e Segurança Operacional de Poços, Equipamentos e Tanques de Produção de Estação													
Categorias: C - PPI Poços e C - ETP Estação		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
		A		B		C		D		E			
C-PPI / C-ETP Integridade Estrutural das instalações e Segurança Operacional de Poços, Poços Injetores, de Equipamentos e Tanques de Produção de Estação	Respostas: Q e LV	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
	Q-Concordo Poço	749	60%	977	63%	503	54%	557	60%	663	71%	3449	62%
	Q-Concordo Estação	1748	88%	1748	88%	1771	89%	1764	89%	1747	88%	8778	88%
	LV-Conforme Poço	32	52%	20	32%	9	14%	22	35%	37	60%	120	39%
	LV-Conforme Estação	239	76%	264	84%	216	69%	255	81%	240	77%	1214	75%
	Q-Discordo Poço	359	29%	418	27%	173	19%	183	20%	158	17%	1291	22%
	Q-Discordo Estação	142	7%	141	7%	105	5%	123	6%	122	6%	633	6%
	LV-Não conforme Poço	25	40%	35	57%	32	52%	35	57%	19	31%	146	47%
	LV-Não conforme Est.	35	11%	15	5%	46	15%	21	7%	32	10%	149	10%
	Q-Indiferente Poço	132	11%	155	10%	254	27%	190	20%	109	12%	840	16%
	Q-Indiferente Estação	105	5%	106	5%	119	6%	108	5%	126	6%	564	6%
	LV-Não aplicável Poço	5	8%	7	11%	21	34%	5	8%	6	9%	44	14%
	LV-Não aplicável Est.	40	13%	35	11%	52	16%	38	12%	42	13%	207	15%

Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas nas categorias A-GTC, C-PPI Poços e C-ETP Estação dos campos produtores estudados apresentamos de forma sistêmica diversas respostas de “Q” Poços e “Q” Estação para “discordo” e de “LV” Poços e “LV” Estação para respostas “não conforme”, isto para requisitos comuns. Também observamos elevados valores percentuais de respostas “indiferente” de “Q” Poços e de “Q” Estação, caracterizando assim desconhecimento para perguntas que fazem parte da rotina das equipes de operação.

6.5.4 Resultados comparativos das respostas consolidadas por categorias de “Q” e “LV” de poços e de estação dos campos produtores

A partir dos dados coletados com aplicação de questionários de percepção “Q” Poços e listas de verificação “LV” Poços *in loco* nas categorias A-GTC, B-FE e C-PPI, junto as equipes de operação de poços para avaliar a gestão e transferência de conhecimento, a integridade estrutural e a segurança operacional das instalações, processos e equipamentos de poços produtores, poços injetores, tubulações/linhas de produção, satélites e multivias contabilizamos com “Q” Poços 14.130 respostas, sendo nos campos produtores: “A” 3140; “B” 3925; “C”, “D” e “E” ambos iguais a 2355 respostas; com “LV” Poços *in loco* um total

de 610 respostas, com 122 respostas por campo produtor, totalizando 14.740 respostas. Já com os questionários de percepção “Q” Estação e listas de verificação “LV” Estação *in loco* das categorias A-GTC, B-FE e C-ETP aplicados as equipes de operação de estação, para também avaliar a gestão e transferência de conhecimento, a integridade estrutural e segurança operacional das instalações, equipamentos e tanques de produção de estação identificamos em “Q” um total de 17.100 respostas, sendo média por campo igual a 3420 respostas; com “LV” *in loco* um total de 1870 respostas, com 374 respostas por campo produtor, totalizando 18.970 respostas. O total de respostas de “Q” Poços + “Q” Estação foi igual a 31.230 respostas; e o total de respostas de “LV” Poços + “LV” Estação foi igual a 2480 respostas, caracterizando um total geral de respostas coletadas igual a 33.710, conforme Tabela 97.

Tabela 97 - Resultados totais das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) *in loco* de poços e estação nas categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI (Poços) e C-ETP (Estação)

Gestão e Transferência de Conhecimento, Ferramentas, EPI e Veículo de Operação, Integridade Estrutural das Instalações e Segurança Operacional de Poços Produtores, Poços Injetores e de Estação dos Campos Produtores						
Categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI Poços e C-ETP Estação	Campos Produtores de Petróleo					Total Geral
	A	B	C	D	E	
Total de Dados Tabulados de “Q” e “LV” de Poços Produtores e Injetores (PPI)						
Total Respostas de Poços-Q	3140	3925	2355	2355	2355	14130
Total Respostas de Poços-LV	122	122	122	122	122	610
Total Geral “Q” + “LV”	3262	4047	2477	2477	2477	14740
Total de Dados Tabulados de “Q” e “LV” de Estação (ETP)						
Total Respestos de Estação-Q	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	17.100
Total Respostas de Estação-LV	374	374	374	374	374	1870
Total Geral “Q” + “LV”	3794	3794	3794	3794	3794	18970
Total Geral de Dados Tabulados de “Q” e “LV” de Poços (PPI) e de Estação (ETP)						
Total de Resp. Poços + Estação-Q	6560	7345	5775	5775	5775	31230
Total de Resp. Poços + Estação-LV	496	496	496	496	496	2480
Total Geral de Resp. “Q” + “LV”	7056	7841	6271	6271	6271	33710
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação						

Fonte: Dados da pesquisa

Para os resultados comparativos das respostas de “Q” Poços; “Q” Estação; “LV” Poços e “LV” Estação nas categorias C-PPI Poços e C-ETP Estação por campo produtor utilizamos como referência os valores percentuais do total geral (Tabela 98), onde identificamos os maiores valores percentuais por opção de resposta e campos produtores, sendo:

- No total geral de “Q” Poços identificamos 8733 (62%) respostas “**concordo**” e o maior valor percentual foi no campo produtor “E” com 70% e uma variação de 57% a 62%; já o total geral de “Q” Estação foi igual a 14357 (84%) respostas, sendo os maiores valores nos campos produtores “A”, “C” e “D” ambos iguais a 85%, com variação de 82% a 85%;
- No total geral das respostas “**conforme**” de “LV” Poços encontramos 290 (48%) respostas, com maior valor no campo “E” igual a 59% e variação percentual de 34% a 59%, e na “LV” Estação mapeamos 1413 (75%), com maior valor percentual nos campos produtores “B” e “D” com 79% e uma variação de 67% a 79%;
- No total geral de “Q” Poços observamos 2789 (20%) respostas “**discordo**”, com maior valor no campo “A” igual a 24% e variação percentual de 13% a 24%, e em “Q” Estação foi igual a 1479 (8,6%), com maior valor percentual no campo produtor “B” com 10% e uma variação de 8% a 10%;
- No total geral das respostas “**não conforme**” de “LV” Poços contabilizamos 227 (37%) respostas, com maior valor no campo “B” e “D” ambos iguais a 42% e variação percentual de 29% a 42%, e na “LV” Estação foi igual a 218 (12%), com maior valor percentual nos campos produtores “C” com 17% e uma variação de 9% a 17%;
- No total geral de “Q” Poços para respostas “**indiferente**” totalizamos 2606 (18%) respostas, com maior valor no campo “C” igual a 20% e variação percentual de 17% a 20%, e em “Q” Estação foi igual a 1264 (7,4%), com maior valor percentual nos campos produtores “B” e “E” iguais a 8% e demais campos produtores com 7%; e
- No total geral das respostas “**não aplicável**” de “LV” Poços constatamos 93 (15%) respostas, com maior valor no campo “C” igual a 26% e variação percentual de 11% a 26%, e na “LV” Estação foi igual a 239 (13%), com maior valor percentual nos campos produtores “C” com 16% respostas e uma variação de 11% a 16%;

Tabela 98 - Resultados totais das respostas de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) *in loco* de poços e estação nas categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI (Poços) e C-ETP (Estação)

Gestão e Transferência de Conhecimento, Ferramentas, EPI e Veículo de Operação, Integridade Estrutural das Instalações e Segurança Operacional de Poços Produtores, Poços Injetores e de Estação dos Campos Produtores												
Categorias: A – GTC, B-FE, C – PPI Poços e C - ETP Estação	Campos Produtores de Petróleo										Total Geral	
	A		B		C		D		E			
Respostas de “Q” e de “LV”	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Total “Q-Concordo” Poços	1799	57%	2363	60%	1521	65%	1409	60%	1641	70%	8733	62%
Total “Q-Concordo” Estação	2891	85%	2822	82%	2889	85%	2893	85%	2862	83%	14357	84%
Total “LV-Conforme” Poços	66	54%	53	43%	42	34%	57	47%	72	59%	290	48%
Total “LV-Conforme” Estação	284	76%	296	79%	252	67%	296	79%	285	76%	1413	75%
Total “Q - Discordo” Poços	761	24%	863	22%	349	15%	514	22%	302	13%	2789	20%
Total “Q - Discordo” Estação	286	8%	335	10%	283	8%	284	8%	291	9%	1479	8,6%
Total “LV-Não Conforme” Poços	41	34%	51	42%	49	40%	51	42%	35	29%	227	37%
Total “LV-Não Conforme” Estação	48	13%	35	9%	62	17%	33	9%	40	11%	218	12%
Total “Q-Indiferente” Poços	580	19%	697	18%	485	20%	432	18%	412	17%	2606	18%
Total “Q-Indiferente” Estação	253	7%	263	8%	238	7%	243	7%	267	8%	1264	7,4%
Total “LV-Não Aplicável” Poços	15	12%	18	15%	31	26%	14	11%	15	12%	93	15%
Total “LV-Não Aplicável” Estação	42	11%	43	12%	60	16%	45	12%	49	13%	239	13%
Legenda: Q - Questionário; LV - Lista de Verificação												

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das respostas de “Q” Poços e de Estação dos 5 (cinco) campos produtores estudados verificamos elevados valores percentuais de respostas “discordo” de “Q” Poços e menores valores percentuais de “Q” Estação para respostas “discordo”; e com maior relevância na “LV” Poços e “LV” Estação para respostas “não conforme” porque aplicamos *in loco* nas frentes operacionais, para atender requisitos de padrões, normas e de regulamentos. Também verificamos elevados valores percentuais de respostas “indiferente” de “Q” Poços e menores valores de “Q” Estação, caracterizando assim desconhecimento das equipes de operação de poços e de estação para perguntas que fazem parte da rotina.

6.6 Resumo do capítulo

Para a coleta de dados através de guião de entrevista estruturado com 328 perguntas sobre de práticas de gestão operacional de requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de RT da ANP, estruturadas nas fases do ciclo PDCA e nas 7 (sete) seções da norma ISO 9001:2015 participaram 35 representantes da liderança, sendo estes gerentes setoriais, coordenadores, consultores e engenheiros especialistas de *staff* que trabalham nas gerências de operação;

manutenção e inspeção; projetos, construção e montagem; segurança, meio ambiente e saúde (SMS); comunicação institucional; planejamento e gestão; suporte técnico e controle da produção, onde observamos nos resultados que os 5 (cinco) campos produtores adotam um sistema de gestão integrados com requisitos de normas ABNT NBR ISO e de requisitos dos regulamentos técnicos RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP definidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Para a coleta de dados através de questionários de percepção classificados por categorias e respostas na escala Likert de cinco pontos, com perguntas de práticas de gestão operacional definidos através de requisitos de padrões, normas ABNT NBR ISO de SGI e de RT da ANP aplicamos para 265 empregados próprios e contratados da operação, que trabalham no acompanhamento e monitoramento de poço produtores, poços injetores, de processos operacionais e equipamentos das estações, com um retorno de 165 (62%) questionários respondidos, sendo estes: 90 (55%) questionários de percepção respondidos pelas equipes de poços e 75 (45%) questionários de percepção respondidos pelas equipes de estação, e todos participantes assinaram um Termo de Consentimento e Livre Esclarecimento (TCLE)

Nos resultados de percepção das equipes de poços verificamos maiores quantidades de desvios e de valores percentuais de não atendimento de práticas de gestão operacional de requisitos de gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e de integridade estrutural das instalações dos poços produtores e poços injetores, devido as lacunas/desvios de treinamentos dos colaboradores executados pela empresa contratante e contratada prestadora de serviços, no acompanhamento, monitoramento e verificação de rotinas diárias operacionais nessas instalações, processos e equipamentos de poços produtores e poços injetores, por que acontecem apenas no regime administrativo (8h às 16h), quando comparado com os resultados das respostas de equipes de estação, sobre a documentação técnica, procedimentos operacionais, processos e equipamentos operacionais, com assistência da operação em regime de trabalho ininterrupto (24 h por dia), também com valores percentuais e quantidades de lacunas/desvios que caracterizamos como relevantes, devido ao risco para QMSOI&ST e para a imagem dos campos produtores estudados.

O levantamento de dados através das listas de verificação *in loco* classificados por categorias com perguntas de práticas de gestão operacional definidos em requisitos de normas ISO de SGI e dos RT da ANP foi aplicado por 10 (dez) empregados próprios e contratados, sendo 5 (cinco) da equipe de poços e 5 (cinco) da equipe de estação, sob a orientação e observação direta do pesquisador, nas frentes operacionais, para verificar o nível de atendimento desses requisitos sobre a documentação técnica e procedimentos de execução/operacionais da instalação relacionados a gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e integridade estrutural de poços produtores e poços injetores, satélites e multivias e de processos operacionais de estação, com resultados superiores de quantitativos e de valores percentuais de desvios de não atendimento de práticas de gestão operacional em poços produtores e poços injetores, em comparação aos resultados quantitativos e de valores percentuais de desvios dos processos operacionais de estação.

Nos resultados comparativos de respostas com desvios de não atendimento as práticas de gestão operacional de requisitos definidos em padrões, normas ABNT NBR ISO de SGI e de RT da ANP, para aplicação em poços produtores, poços injetores e estação identificamos nas listas de verificações *in loco* nas frentes operacionais elevados quantitativos e valores percentuais de desvios, em relação aos resultados observados nos questionários de percepção de empregados próprios e contratados de equipes de poços e de equipes de estação, com maior relevância nas categorias de gestão e transferência de conhecimento (GTC) para ambas as equipes de poços e de estação; na segurança operacional e de integridade estrutural das instalações de poços produtores, poços injetores e de estação dos 5 (cinco) campos produtores pesquisados.

CAPÍTULO VII - ANÁLISE CRÍTICA DOS RESULTADOS

7.1 Introdução

Para alcançar os resultados dos objetivos da pesquisa nos 5 (cinco) campos produtores de petróleo do Nordeste brasileiro foram utilizados 3 (três) instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista aplicados a gestores, coordenadores e engenheiros de *staff*, questionários de percepção de empregados próprios e contratados que trabalham na operação dos processos internos, poços produtores de petróleo e de gás natural, e poços injetores de água, vapor ou gás, e aplicação de listas de verificação *in loco* com observação direta nas instalações, processos, equipamentos operacionais e nas práticas de gestão de treinamento e da documentação técnica dos poços produtores e injetores e estações de coleta, separação, tratamento, armazenamento, transferência de petróleo, injeção de água, compressão e movimentação de *gás lift* e para exportação de gás natural dos campos produtores.

Neste contexto, apresentamos as análises dos resultados de 3 (três) instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista com 328 perguntas para conhecer as práticas de gestão operacional dos campos produtores, estruturadas nas 4 (quatro) fases do ciclo PDCA e nas 7 (sete) Seções 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 de requisitos para certificação dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) das normas ABNT NBR ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 integrados com os requisitos de regulamentos técnicos (RT) da ANP; questionários de percepção de empregados próprios e contratados classificados em categorias/processos, e das listas de verificação *in loco* estruturadas por categorias/processos e aplicados nas instalações das frentes operacionais dos 5 (cinco) campos produtores, ambos com perguntas sobre a gestão e transferência de conhecimento, integridade estrutural das instalações e segurança operacional de poços produtores e poços injetores, de processos e equipamentos operacionais das estações.

7.2 Análise crítica dos resultados das entrevistas estruturadas nas fases do ciclo PDCA, questionários de percepção e das listas de verificação *in loco* de QMSOI&ST

As análises críticas foram realizadas a partir dos resultados de 328 respostas de guião de entrevistas com lideranças dos campos produtores, de respostas dos 165 questionários de percepção de empregados próprios e contratados, sendo: 90 da equipe de poços; e 75 da equipe de estação, que trabalham no acompanhamento e monitoramento de poços produtores, poços injetores, satélites, multivias e nos processos operacionais das estações; das respostas de listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais e dos resultados comparativos entre as respostas dos questionários de percepção e das listas de verificação *in loco* em poços e estação.

7.2.1 Análise crítica dos resultados das entrevistas sobre os requisitos das seções 4, 5, 6 e 7 das normas do SGI e RT da ANP, da fase P (*Plan/Planear*) do ciclo PDCA

Nas seções 4, 5, 6 e 7 das normas ABNT NBR ISO do SGI integrados com requisitos das RT da ANP que caracterizam a fase *Plan / Planear* do ciclo PDCA foram estruturadas 131 perguntas (40%) das 328 perguntas totais do guião de entrevista sobre as práticas de gestão operacional nos campos produtores, sendo um grupo de: 12 (doze) perguntas sobre contexto interno e externo da organização (Seção 4); 34 (trinta e quatro) perguntas sobre liderança (Seção 5); 27 (vinte e sete) perguntas sobre planeamento (Seção 6); e 58 (cinquenta e oito) perguntas sobre apoio/suporte (Seção 7).

Na análise das respostas da Seção 4 - contexto interno e externo foi observado que os campos produtores de petróleo aplicam a matriz SWOT/FOFA periodicamente, para conhecimento dos pontos fortes, oportunidades, fraquezas e ameaças para a organização, e estas são considerados na definição das políticas de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde (QSMS), visão, princípios, valores, no planeamento estratégico, tático e operacional. Para Santos et al, (2018), torna-se relevante as organizações conhecer o seu contexto interno e externo porque serão fontes de entrada na definição dos sistemas de gestão integradas (SGI) e de recursos para atingir os seus objetivos estratégicos.

As necessidades e expectativas de partes interessadas foram identificadas pelas gerências competentes formalizadas em procedimento. E também o escopo/abrangência dos requisitos das normas do SGI e dos RT da ANP definidos para aplicação em todas as instalações e nos processos dos campos produtores ambos definidos em procedimento formal do Manual dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI), desdobrados em objetivos e metas específicas para todos os empregados próprios, acompanhados e controlados em sistemas informatizados especializados, e empregados contratados definidos no Memorial Descritivo (MD) anexo dos Contratos de Serviços, com realização de treinamento de empregados próprios e contratados para o devido atendimento, com controle de registros digitais em pastas na intranet/rede e de cópias físicas em pastas A-Z.

Corroborando, Tachizawa, Ferreira e Fortuna (2006), afirmam que o treinamento é um dos recursos utilizados no desenvolvimento de pessoal, com foco no aperfeiçoamento do desempenho na execução das atividades e tarefas, com melhoria de produtividade e do trabalho em equipe, quando aplicado de forma contínua para acompanhar as inovações e mudanças tecnológicas.

A partir da estrutura organizacional multidisciplinar com as lideranças dos campos produtores foram definidas as responsabilidades, autoridades e atribuições para atender os requisitos das normas ISO do SGI e dos RT da ANP. O comprometimento da alta direção e das demais lideranças foram caracterizadas com a definição das políticas de QSMS, missão, visão, princípios, valores esperados, elaboração do planejamento estratégico, tático e operacional, disponibilização dos recursos, realização de auditorias, reuniões de análise crítica dos resultados e melhorias contínuas dos processos internos.

Os requisitos de clientes e das demais partes interessadas foram formalmente definidas em procedimentos, com programas detalhados, indicadores de desempenho, desdobrados, acompanhados, monitorados e controlados em sistema informatizado especialista, com análises mensais e elaboração de plano de ação para desvios. Entretanto, as questões legais e estatutárias são requisitos que devem ser considerados na produção e no fornecimento de bens ou na prestação de serviços, seja definido em contrato com cliente, no desenvolvimento do produto ou serviço, durante o ciclo da operação e cobrindo seus processos, assim como

outros requisitos legais ou definidas pela própria organização para atender as expectativas das partes interessadas (Bertolino e Couto, 2018).

A comunicação interna e externa das políticas de QSMS do SGI, missão, visão, princípios, valores esperados, objetivos, metas e planos de ação foram realizadas conforme procedimentos de execução formais, também disponíveis na intranet/rede, divulgadas em reuniões semanais e mensais, e publicadas em alguns painéis informativos disponíveis nas áreas de maiores de empregados próprios e contratados nos campos produtores. Contudo, a falha na comunicação interna e/ou externa é uma das causas que poderá caracterizar lacunas nos sistemas de gestão da qualidade, ambiental, segurança e de saúde ocupacional (SGI), com perdas de clientes, elevação de custos, acidentes com impactos ambientes, acidentes no trabalho e multas (Bertolino e Couto, 2017).

No planejamento anual dos campos produtores foram considerados as necessidades dos clientes e das demais partes interessadas, requisitos legais, boas práticas do mercado, desvios de indicadores de desempenho, recomendação de estudos de riscos com aplicação das ferramentas de APR e HAZOP, resultados de tratamento de anomalias, abrangência de lições aprendidas, não conformidades de auditorias internas e externas, ambos controlados em sistemas informatizados especialistas, realizados e consolidados no segundo semestre de cada ano, tabulados em planilhas de MS Excel por gerência setorial, concensuado com a alta direção, com posterior cadastro no sistema informatizado de planejamento de recursos empresariais SAP/R3-ERP, para atendimento dos requisitos das normas ISO do SGI e dos RT da ANP, dos objetivos e metas definidos no planejamento estratégico, tático e operacional, a partir do mês de janeiro do ano seguinte.

Os aspectos, perigos, impactos e riscos de segurança, meio ambiente e saúde no trabalho (SMS) das atividades operacionais dos campos produtores foram formalizadas em tabelas inseridas nos procedimentos de execução (PE) dos processos e equipamentos de operação. A lista de elementos críticos (LEC) composta por sistemas, equipamentos e procedimentos críticos das instalações foram definidas a partir dos resultados de estudos de análise de riscos, por cenário e com recomendações, disponibilizadas para consulta imediata pelos empregados próprios e contratados em sistema informatizado especialista e também

impresso na sala de operação das estações de produção de petróleo, junto com a Documentação de Segurança Operacional (DSO) da instalação (descrição de unidade terrestre/marítima, plantas, fluxogramas de processo/engenharia, LAO, CVCB, Alvará e outros).

Os principais indicadores de desempenho operacionais de QSMS acompanhados e monitorados pelos campos produtores foram: IEP; IPNI; VAZO; TAR e PARAR definidos a partir de requisitos de normas ISO do SGI e dos RT da ANP e demais partes interessadas. E todos os recursos materiais para um bom ambiente de trabalho, relacionados aos fatores humanos, de monitoramento e medição foram considerados e definidos no planejamento anual para atendimento dos objetivos e metas, cadastrados e gerenciados pelo sistema informatizado SAP/R3-ERP.

Entretanto, também foram observados valores percentuais no índice de perdas não identificadas (IPNI) e no índice de eficiência de produção (IEP) abaixo da meta, que podem ser caracterizados pelo elevado grau de terceirização das atividades principais dos campos produtores do Nordeste, com desvios/lacunas na gestão e transferência de conhecimento (GTC) e no nível de experiências na operação de poços e de estações.

O conhecimento organizacional, competências e conscientização dos empregados próprios e contratados foram definidos em procedimentos de execução (PE), realizados através de matrizes e cronograma de treinamentos periódicos de conformidade legal e em procedimentos operacionais críticos e não críticos, para aperfeiçoamento dos mesmos. E estes possuem formação técnica, conhecimentos e experiências operacionais.

Portanto, a organização deve definir as competências técnicas e humanas, os desempenhos esperados, desenvolver a conscientização sobre a política do SGI, objetivos e metas, quanto a sua contribuição e benefícios, assim como disponibilizar os recursos para impimentar e manter o SGI (Santos, et al., 2018). Para Bertolino e Couto (2018, p. 92), “*competência é composta por educação formal, treinamento e experiência*”.

A criação, atualização e controle da informação documentada dos campos produtores foram realizadas em sistemas informatizados especialistas de padronização e de documentação técnica, com acesso via chave de e-mail e senha individual, seguindo políticas de segurança da informação. A “*informação documentada pode ser apresentada em papel ou em formato digital*” (Santos, et al., 2018, p. 44). As informações são utilizadas para tirar dúvidas de antigos empregados e treinar novos empregados nas atividades e tarefas para evitar erros na operação dos processos e equipamentos, e os procedimentos garantem a manutenção e aprimoramento do conhecimento na organização (Bertolino e Couto, 2018).

7.2.2 Análise crítica dos resultados das entrevistas sobre os requisitos da seção 8 das normas do SGI e RT da ANP, da fase D (Do/Executar) do ciclo PDCA

Para a análise da seção 8 - Operação, das normas ISO do SGI foram estruturados na fase *Do* (Executar) do ciclo PDCA 148 perguntas (45%) do total de 328 perguntas do guião de entrevista, para identificar as práticas de gestão operacional dos campos produtores, com requisitos integrados das RT da ANP, como: sistema de gestão de qualidade - SGQ (ISO 9001:2015), sistema de gestão ambiental - SGA (ISO 14001:2015), sistema de gestão da segurança e saúde no trabalho - SGS&ST (ISO 45001:2018), sistema de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO), sistemas de gerenciamento de integridade estrutural das instalações (RTSGI; RTDT, RTSGSS; RTSGIP), que caracterizam os Sistemas de Gestão Integrados (SGI) de QMSOI&ST.

A execução do planejamento operacional para cumprir os objetivos e metas foram caracterizados através dos recursos para a manutenção e operação dos processos produtivos e equipamentos cadastrados no sistema informatizado SAP/R3-ERP e em outros sistemas informatizados especialistas, e o controle operacional foram realizados conforme procedimentos formais de execução, com acompanhamento e monitoramento de indicadores de desempenho e sistemáticas de análise crítica pela liderança estruturados em sistema informatizado especialista, e também através do monitoramento 24 horas/dia das variáveis operacionais nas salas de supervisão (central de operação) dos sistemas automatizados de poços produtores, injetores e de estações de produção de petróleo, ambos definidos na seção 8 na fase de execução do ciclo PDCA.

No entanto, segundo Santos et al. (2018), uma organização deve planejar, implementar e controlar os processos, determinar os requisitos de produtos e serviços, para obter conformidade e atender requisitos dos clientes e demais partes interessadas, com objetivo de controle organizacional.

Os estudos de riscos de processos (ERP) nos campos produtores na fase operação foram realizados a cada 5 anos, com aplicação de técnicas de APR e HAZOP em poços produtores, injetores e estações de produção de petróleo e de gás natural, normalmente com recomendações para criação e/ou revisão de procedimentos de execução (PE), aplicação de novas tecnologias de automação de processos e equipamentos operacionais, como: sistemas, sensores e/ou detectores de gás, fogo, H₂S e equipamentos, para atuação como salvaguarda de proteção (SP), e no caso de falha, com recomendação de aplicação de procedimento/plano de resposta a emergência (PRE), como salvaguarda de mitigação, para reduzir os impactos e/ou danos as pessoas, meio ambiente e ao patrimônio, e com controle por indicador de desempenho.

A revisão da lista de elementos críticos (LEC) composta pelos sistemas, equipamentos e procedimentos críticos, e revisão da planilha de contingenciamento dos equipamentos críticos (CEC) foram realizadas após a elaboração dos relatórios dos estudos de riscos revisados a cada 5 anos e foram disponibilizadas cópias físicas desses documentos para consulta de empregados próprios e contratados nos postos de trabalho.

Os procedimentos de execução críticos e não críticos, foram elaborados com a definição das atividades e tarefas operacionais e administrativas, sendo armazenados, rastreados, atualizados e controlados em um sistema informatizado especializado na intranet dos campos produtores, aplicados nos treinamentos dos empregados próprios e contratados, para a capacitação e habilitação na admissão, e para aperfeiçoamento dos mesmos anualmente no retorno das férias, com controle de registros e indicadores de desempenho, com plano de ação para desvios.

Já os procedimentos classificados como críticos definidos como salvaguarda de proteção (SP) em estudo de risco com aplicação da técnica de APR e HAZOP foram verificados a eficácia de treinamentos, através da aplicação de práticas de verificação do cumprimento do procedimento (VCP) e acompanhado por indicador de desempenho.

Nas estações de produção de petróleo e gás natural habitadas constam cópia física da licença ambiental de operação (LAO) do órgão regulador e fiscalizador; do certificado de vistoria do corpo de bombeiro (CVCB) no sistema fixo e móvel de combate a incêndio (SFCI e SMCI); das fichas de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ) utilizados nos processos internos; da documentação de segurança operacional (DSO) da ANP composta pela descrição da unidade terrestre e/ou marítima (DUT/DUM), fluxograma de processo/engenharia e de plantas de área classificação elétrica de poços por método de elevação e dos processos internos.

Os equipamentos operacionais foram controlados no sistema informatizado SAP/R3-ERP com número de tagueamento (TAG), planos de manutenção preventiva, preditiva e detectiva e com históricos de realização, para garantir a segurança operacional e a integridade estrutural das instalações, com classificação, rastreabilidade e priorizações dos equipamentos críticos, ambos acompanhados com indicadores de desempenho.

Os equipamentos para execução dos planos de manutenção necessitam de permissão de trabalho (PT), com realização de análise de risco da tarefa (ART), análise preliminar nível 1 (APN1) e/ou nível 2 (APN2), ambos em anexo a PT emitida/liberada em sistema informatizado especializado, com cópias físicas nas frentes operacionais, para consulta imediata pelas equipes de operação e manutenção.

A partir da comunicação com clientes e demais partes interessadas foram definidos os requisitos para os projetos, realização de produtos e prestação de serviços, conforme definido em procedimento de execução (PE) específico. Nos projetos e desenvolvimento foram realizados estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE), considerados o ambiente de trabalho e os fatores humanos, com anotação de responsabilidade técnica (ART) na prestação

de serviços. E os prestadores de serviços foram submetidos ao processo de avaliação de desempenho de fornecedores (ADF) realizados a cada 3 (três) meses pelos fiscais de contrato e controlado em sistema informatizado especializado.

Nas mudanças temporárias ou permanentes em projeto, produto, tecnologia, pessoas e procedimentos os campos produtores aplicaram a gestão de mudança (GM), com estudo de riscos, geração de relatório e plano de ação, com prazo e responsável, acompanhamento e controle em sistema informatizado especializado.

As saídas de projetos foram formalizadas através da emissão do documento termo de obra de investimento (TOI) ao cliente e as atividades pós entrega são controladas no SAP/R3-ERP, ambos controlados por indicadores de desempenho estruturados em um painel de bordo, com realização de reuniões de análise crítica mensal e trimestral realizadas pelas lideranças e staff, com elaboração de plano de ação para desvios.

7.2.3 Análise crítica dos resultados das entrevistas sobre os requisitos da seção 9 das normas do SGI e RT da ANP, da fase C (*Check/Verificar*) do ciclo PDCA

Na análise da seção 9 - Avaliação de desempenho, das normas ISO do SGI definido na fase *Check* (Verificar) do ciclo PDCA foram estruturados 35 perguntas (11%), do total de 328 perguntas do guião de entrevista, com requisitos integrados das normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP, onde verificamos que os cinco campos produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro possuem um painel de indicadores de desempenho para alcançar os objetivos e metas definidos na fase do planejamento, com monitoramento, medição e análise dos resultados em períodos diários pelas equipes de operação e análise crítica mensal após o fechamento de todos indicadores de desempenho de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e de saúde no trabalho (QMSOI&ST).

Neste contexto, uma organização deve estabelecer métodos de acompanhamento, monitoramento, períodos de medição e de avaliação dos resultados, para melhoria da

eficiência e da eficácia, como também atender a política do SGI, objetivos, necessidades e expectativas das partes interessadas (Santos, et al. 2018).

Os resultados de auditorias internas e externas, estudos de riscos de processo, investigações de incidentes e de avaliações de requisitos legais foram analisadas trimestralmente e as não conformidades foram estruturadas em projetos, programas, atividades e em tarefas / ações no sistema informatizado especializado de controlo de plano de ação, com prazo e responsável, para a execução da ação corretiva. E as realizações dessas ações de tratamento de não conformidades foram desdobradas em indicadores de desempenho de pessoal, com impactos no processo de reconhecimento e recompensa dos colaboradores, definidos pela gerência de recursos humanos.

Contudo, as auditorias tem como objetivo verificar o grau de conformidade com requisitos de sistemas de gestão e a manutenção desses sistemas, com elaboração de relatório, realização de análise crítica, definição de ações de adequações e melhorias pela alta direção (Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017).

Nos resultados dos principais indicadores de desempenho em qualidade, segurança operacional, integridade estrutural das instalações, meio ambiente e saúde no trabalho definidos pela Unidade de Negócio de Exploração e Produção de petróleo e de gás natural para os campos produtores no período de 2017 a 2020 foram observados desvios em relação a meta para os seguintes indicadores: Produção de Óleo diária; Produção de Gás diária; Produção Barril de Óleo Equivalente diário e Índice de Eficiência da Produção, com valores de volumes e percentuais decrescentes; Índice de Perdas Não Identificadas e Taxa de Ocorrências Registráveis com valores crescentes; Índice de Vazamento de Óleo e Números de Vazamentos com valores crescentes.

Os resultados dos indicadores de desempenho com desvios em relação a meta, provavelmente foram devidos aos programas de incentivos de desligamento voluntário (PDIV) para empregados candidatos a aposentadoria e outros voluntários, com isso uma elevada terceirização das atividades fins em Poços e Estações e de rotatividade (*turnover*) de

técnicos de operação e operador contratado, possível desvio na gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, ambos necessitando de melhorias com aplicação de práticas de gestão operacional em seus processos internos.

Já os indicadores de desempenho referentes ao Percentual de Atendimento das Recomendações de Análise de Riscos; Indicador de Auditoria Comportamental pela Liderança; Taxa de Anomalias de Segurança de Processo; e o Indicador de Cumprimento dos Planos de Manutenção de Equipamentos Críticos de Segurança Operacional alcançaram as metas no período. Os indicadores de desempenho e a normalização definidos e aplicados nas organizações são ferramentas essenciais na melhoria dos processos, produtos e serviços, através do acompanhamento, monitoramento, medição, controle e análise (Silva e Lobo, 2014).

7.2.4 Análise crítica dos resultados das entrevistas sobre os requisitos da seção 10 das normas do SGI e RT da ANP, da fase A (*Action/Ação/Agir*) do ciclo PDCA

A partir da análise da seção 10 - Melhoria, estruturada com 14 perguntas (4%), do total de 328 perguntas do guião de entrevista, com requisitos integrados das normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP observamos que as práticas de melhorias contínuas nos campos produtores foram caracterizados com realizações de auditorias internas a cada dois anos, tratamento das não conformidades; investigação e tratamento de incidentes nas frentes operacionais; ambos com abrangências para os demais campos produtores; aplicação de gestão de mudanças de tecnologias e de pessoas; inspeções planejadas, reuniões de análise crítica de indicadores de desempenho e elaboração de plano de ação com prazo e responsável para tratar as não conformidades, desvios e/ou falhas.

Os estudos de riscos através das técnicas de Análise Preliminar de Risco (APR) e Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP) e as recomendações também propiciam a melhoria nas áreas de QMSOI&ST, contribuem para a elaboração da lista dos elementos críticos da instalação citados nos estudos de risco como salvaguarda de proteção (SP) ou de salvaguarda de mitigação (SM), como: sistemas, equipamentos e procedimentos críticos; e planilha com

definição do contingenciamento para equipamento crítico. E estes foram aplicados no processo de transferência de conhecimento técnico dos processos produtivos, após a comunicação aos empregados / operadores próprios e contratados.

Corroborando, Duarte (2002) afirma que as técnicas de análise de riscos como APR e HAZOP identificam e classificam os cenários de acidentes potenciais, com a devida quantificação através da ferramenta de análise de árvore de falhas (AFF), com objetivo de identificar as causas básicas que podem caracterizar a ocorrência do acidente e definir as recomendações para a prevenção.

Como práticas de lições aprendidas, abrangência e melhoria, os relatórios de tratamento de anomalias, com resultados da investigação de incidentes em áreas operacionais, suas causas básicas e ações imediatas, com vídeo e/ou fotos/imagens foram divulgadas para toda força de trabalho nas reuniões semanais de segurança (momento de segurança), coordenada pela liderança e com participação de representantes de todas as empresas fornecedoras prestadoras de serviços e controle de registro de presença.

Para Ponte Junior (2014, p.67), *“as investigações de acidentes fornecem grande quantidade de informações para o aprendizado sobre as causas dos acidentes e melhorias no gerenciamento de riscos e segurança”*, e *“muitas lições podem ser aprendidas a partir da simples reflexão sobre os factos comprovados sobre os eventos acidentais”*.

7.3 Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* em poços por categorias: A-GTC, B-FE e C-PPI

Nos resultados dos dados sociodemográficos dos 90 participantes das respostas dos questionários nas categoriais A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços verificamos que a maioria dos empregados dos campos produtores de petróleo A, B, C, D e E tem formação de nível técnico médio, prestadores de serviços contratados, devido a elevada terceirização das atividades principais iniciada a partir de 2015 nos campos produtores do Nordeste brasileiro, em regime de trabalho administrativo de 10 h/d, com apoio de equipe de operadores no

regime de sobreaviso de 12 horas/dia, para atender demandas durante a noite, quando necessário. E o tempo médio de trabalho e experiência dos operadores contratados de operação dos campos produtores variam de 1 a 5 anos nas atividades e tarefas operacionais.

7.3.1 Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários (Q) de percepção das categorias A-GTC, B-FE e C-PPI aplicados as equipes de poços

Nos resultados das respostas consolidadas dos participantes da categoria A-GTC Poços, referentes ao total geral dos 5 (cinco) campos produtores observamos 582 (11%) respostas de “discordo totalmente” e 663 (12%) respostas de “discordo parcialmente”, totalizando 1245 (23%) de respostas “discordo, quanto a acesso à sistemas informatizados, procedimentos operacionais e de diretrizes, disponibilidade de documentação técnica da instalação para consultas, estudos de riscos APR e HAZOP e licença ambiental, referentes as 27 variáveis mais relevantes de gestão e transferência de conhecimento (GTC) com lacunas:

- GTC 12 Acessa o Sistema de Controlo de Produção Diária
- GTC 20 Acessa os padrões PE da Contratante
- GTC 23 Padrões da contratada estão atualizados pelos padrões da contratante
- GTC 25 Tem painel com ação de contingência para equipamento crítico
- GTC 32 Registra a passagem de serviço em Sistema Informatizado
- GTC 38 Conhece a Planta de classificação elétrica de área
- GTC 39 Acessa a planta de classificação elétrica de área
- GTC 40 Conhece a Planta Baixa da Instalação *As Biult* - Como Construído
- GTC 41 Acessa a Planta Baixa da Instalação *As Biult* - Como Construído
- GTC 42 Fluxogramas e Plantas da instalação estão atualizados
- GTC 43 Conhece a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação
- GTC 44 Acessa a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação
- GTC 45 Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação está atualizado
- GTC 46 Conhece o Controlo de Inibição de Equipamentos Críticos
- GTC 47 Acesso o Módulo de Controlo de Inibição no Sistema na Intranet
- GTC 48 Conhece a Lista de Verificação dos DCBI de Válvula de Alívio (PSV)

- GTC 49 Aplica mensalmente a Lista de Verificação dos DCBI
- GTC 50 Conhece como preencher o Livro de Registro de Segurança de vaso
- GTC 51 Estudos de risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta
- GTC 52 Estudos de risco APR e HAZOP estão na validade (5 anos)
- GTC 53 Atestado/Certificado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (CVCB) está disponível para consulta
- GTC 54 Atestado/Certificado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (CVCB) está na validade
- GTC 55 Alvará de funcionamento está disponível para consulta
- GTC 56 Alvará de funcionamento está na validade
- GTC 57 Licença Ambiental de Operação (LAO) disponível para consulta e válido
- GTC 58 Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade
- GTC 60 Mapa de Riscos da instalação está atualizado

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) estabeleceu que os campos produtores devem “*planejar e prover os recursos necessários para implementar, manter e atender os requisitos de integridade estrutural das instalações e a segurança operacional*” (ANP, 2010, p. 12), assim como disponibilizar certificados, planos e demais documentos de segurança operacional (DSO) que detalham o projeto e a operação para consultas imediatas na instalação dos campos produtores, como a LAO, CVCB, LEC, FISQP, DUT/DUM, Fluxograma de Processo, Planta Baixa da Instalação “As Biult”, Planta de Classificação Elétrica de Áreas, Resultados de Estudos de Riscos (APR/HAZOP), e outros (ANP, 2007; ANP, 2010)

Nas análises dos resultados da categoria A-GTC Poços por campo produtor observamos lacunas de gestão e transferência de conhecimentos em todos os campos produtores A, B, C, D e E, com respostas “indiferente” (24%), “discordo parcialmente” (12%) e “discordo totalmente” (11%), e média geral das medianas variando de 3.2 a 3.9, e também verificamos o maior quantitativo e valor percentual no campo produtor “C” igual a 354 (39%) respostas “concordo totalmente”; e para respostas com desvios foi no campo produtor “D” igual 240 (27%) respostas “discordo parcialmente”. Neste contexto, recomendamos que os campos produtores desenvolvam com qualidade e também exijam em cláusulas de contratos de

serviços de operação programas de educação, treinamento, capacitação e conscientização para empregados próprios e contratados de operação, manutenção, inspeção e de segurança, de forma contínua para o aperfeiçoamento das competências e habilidades dos empregados.

Portanto, os campos produtores devem *“elaborar e implementar programa de treinamento para atender níveis de competência necessárias para cada pessoa que exerça tarefas críticas na operação, manutenção e na inspeção da instalação”* (ANP, 2010, p. 13). Além de *“promover atividades de conscientização e informação relacionadas com a segurança operacional”* (ANP, 2007, p. 9).

Nos resultados da categoria B-FE Poços foram observados alguns desvios, sendo o mais relevante as respostas dos empregados contratados para “discordo totalmente” na variável “FE 30 - Veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?”, esta tecnologia busca contribuir para a segurança no trânsito, através do monitoramento do comportamento do condutor. As demais respostas foram para “indiferente”, nas seguintes variáveis:

- FE 02 Lanterna de serviço para área classificada (Ex) está operacional?
- FE 07 Termômetro móvel de serviço está operacional?
- FE 08 Termômetro móvel de serviço está com calibração na validade?
- FE 13 Medidor multigás de serviço está operacional?
- FE 14 Medidor multigás de serviço está com calibração na validade?

No entanto, verificamos na análise de documentos e em observação direta nas frentes operacionais que as ferramentas definidas nas variáveis FE 02, FE 07, FE 08, FE 09, FE 10, FE 13, FE 14 e FE 30 não constam como exigência na lista de ferramentas definidas no anexo do contrato de serviços de operação de poços, por este motivo observamos um elevado percentual de respostas da equipe de operação de poços para “indiferente”.

Na análise das 3150 respostas da categoria B-FE Poços sobre disponibilidade, qualidade e condições dos recursos estratificados nos campos produtores pesquisados A, B, C, D e E identificamos elevados quantitativos (2276) de respostas “concordo totalmente”, valores

percentuais (72%), e média geral das medianas igual a 4.6, caracterizando que os recursos estão conforme padrão esperado. E também foi observado um quantitativo (471) e de Valor percentual (15%) de respostas para “indiferente”. Os bons resultados identificados nas respostas “concordo totalmente e concordo parcialmente” nesta categoria B-FE Poços foram alcançados porque os mesmos tem pouco tempo de uso, devido ao processo de renovação de contrato de serviço de operação de poços, que normalmente renovam a cada 2 (dois) anos, e neste contrato consta como requisito obrigatório a aquisição de novas ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e de veículos de operação, conforme lista de ferramentas em anexo ao contrato.

Nos resultados dos questionários da categoria C-PPI Poços constatamos quantidades de respostas “indiferente” até “discordo totalmente”, superior a 20% das respostas em algumas variáveis analisadas, contribuindo assim para um total de 2131 (39%) respostas com lacunas, do total geral de 5580 respostas. Estes desvios estão distribuídos entre as variáveis do questionário PPI 01 a PPI 58, que caracterizam riscos de “não conformidade” em auditoria interna e externa, devido ao não atendimento de requisitos definidos em padrões, normas ISO do SGI e de regulamentos técnicos da ANP, sendo a seguir as 37 variáveis mais relevantes com lacunas para a integridade de instalações e segurança operacional em poços produtores, injetores, satélites e multivias:

- PPI 01 Pistas de acesso ao poço estão em boas condições de trânsito
- PPI 02 Placas de identificação com TAG/Número do poço instalado na locação
- PPI 03 Placas de identificação de poço estão com dados legíveis
- PPI 04 Placas de identificação de poço tem logotipo/marca da empresa
- PPI 05 Placas de identificação de poço tem a sinalização dos riscos
- PPI 06 Placas de identificação de poço tem a sinalização dos EPI
- PPI 08 Locações de poços tem cercas íntegras
- PPI 09 Locações de poços tem portões íntegros
- PPI 12 Válvulas de drenos (Anular e de Tê de Fluxo) de Poço tem CAP/PLUG
- PPI 13 Válvula de bloqueio de 2” instalada no anular do poço
- PPI 14 Válvula de 2” do anular está operacional com roscas íntegras
- PPI 15 Válvula de bloqueio de 2” do anular está estanque s/vazamento

- PPI 16 Válvula de bloqueio de 3” instalada no Tê de fluxo ou no centro do poço
- PPI 17 Válvula de bloqueio de 3” de Tê de fluxo/centro está operacional
- PPI 21 Antepoços estão com nível de fluído baixo na caixa
- PPI 24 Instalações de poços estão isentas de vazamentos
- PPI 25 Gaxetas de poços (BM e BCP) estão isentas de vazamentos
- PPI 26 Instalações de poços estão isentas de corrosão
- PPI 28 Poços parados fora de operação tem raquetes
- PPI 29 Raquetes tem adesivo/etiqueta com dados técnicos de fabricação
- PPI 35 Linhas de produção/injeção tem sinalização da seta de sentido de fluxo
- PPI 36 Indicadores de pressão (PIT) da linha de produção estão operacionais
- PPI 37 Todos os poços estão automatizado
- PPI 38 Equipamentos de automação dos poços estão operacionais
- PPI 39 Equipamentos de automação dos poços estão calibrados
- PPI 40 Manômetro instalado em poço está operacional
- PPI 41 Manômetro instalado em poço está calibrado
- PPI 42 Taludes / encostas de poço estão isentas de erosão
- PPI 44 Canaletas de drenagem estão íntegras
- PPI 45 Canaletas de drenagem estão limpas isentas de vegetação e/ou areia
- PPI 48 Satélite e/ou Multivia está isento de corrosão
- PPI 52 Satélite e/ou multivia está isento de vazamentos
- PPI 53 Satélite e/ou multivia tem manômetro/termômetro operacional
- PPI 54 Satélite e/ou multivia tem manômetro/termômetro calibrado
- PPI 55 Satélite e/ou multivia tem área com piso impermeabilizado
- PPI 56 Satélite e/ou multivia tem dique de contenção íntegro
- PPI 57 Satélite e/ou multivia tem cerca e portão íntegro
- PPI 58 Satélite e/ou multivia tem cerca, portão fechado com cadeado

A ANP definiu em regulamento técnico que os campos produtores devem “*planejar e prover os recursos necessários para implementar, manter e atender os requisitos estabelecidos no regulamento técnico de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional*” (ANP, 2010, p. 12).

A integridade das instalações e a segurança operacional são requisitos obrigatórios exigidos pelos regulamentos técnicos (RTSGSO, RTSGI e RTSGIP) da Agência Nacional de Petróleo, devido aos riscos potenciais existentes nesses processos produtivos de petróleo e de gás natural, como também devido as proximidades de instalações às rodovias estaduais, federais, comunidades, zonas urbanas e áreas ambientais sensíveis.

Corroborando, a ANP também estabeleceu a obrigatoriedade para os campos produtores proverem a instalação de *“sinalizações de segurança, através de instalação de placas de advertência que sinalizem riscos associados aos equipamentos, com número de telefones para comunicação de emergências, advertência para uso dos EPI adequados, de forma objetiva e de boa visualização”*, assim como para as condições da locação do poço, onde deverá ter: *“antepoço, base de contenção ao redor do antepoço, ancoragem pra sonda, isolamento de acesso a pessoas e animais, identificação do poço e da empresa operadora da instalação”* ANP (2010, p. 26).

Nas análises dos resultados das respostas dos questionários na percepção dos empregados próprios e contratados de operação na categoria PPI Poços verificamos lacunas de integridade das instalações e de segurança operacional nos campos produtores A, B, C, D e E, representados pelos quantitativos e valores percentuais de respostas variando de 4% a 15% para “discordo totalmente”, 4% a 27% para “discordo parcialmente”, e de 16% a 29% para “indiferente”, e média geral das medianas variando de 3.4 a 3.8, sinalizando maiores quantidades e valores percentuais de respostas “discordo parcialmente” e de “discordo totalmente” nos campos A, B, C e D, e melhores resultados de “concordo” e de mediana no campo E.

Portanto, nos resultados das respostas de percepção dos empregados próprios e contratados observamos possíveis riscos para a integridade das instalações e segurança operacional dos campos produtores estudados, quanto ao processo de elevação e escoamento de petróleo e gás, que são compostos pelos poços produtores de petróleo, poços injetores de fluídos (água, gás ou vapor), tubulações/duros, satélites, multivias e acessórios, que estão expostos à intempéries, movimentam cargas elevadas, escoam fluídos abrasivos, com presença de contaminantes, riscos de corrosão, vandalismo e furtos, porque operam 24 horas/dia,

próximos de comunidades, rodovias e de ambientes sensíveis (rios, riachos, lagos, mangues e outros), poços operando com automação parcial e rotina de inspeção realizada apenas em horário administrativo das 8 h às 17 h.

Neste contexto, identificamos que o processo de elevação e escoamento necessita de melhoria contínua, com maiores investimentos para atender aos requisitos de padrões, normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGI e RTSGIP da ANP - QMSOI&ST.

A ANP definiu em regulamento técnico que os campos produtores devem realizar *“inspeções, testes e manutenções necessárias nas instalações, sistemas, estruturas e equipamentos, de forma planeada e controlada, buscando a integridade mecânica e adequação ao uso”* (ANP, 2007, p. 18-19), assim como elaborar procedimentos operacionais e planos de inspeção, teste e manutenção, com recomendações dos fabricantes, normas, padrões, boas práticas de engenharia, instruções claras e específicas para execução das atividades e tarefas com segurança e com pessoal qualificado (ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2016).

Nos resultados das percepções dos empregados próprios e contratados a partir do total por campo e geral das respostas da categoria A - GTC Poços de “Q” e categoria C - PPI Poços de “Q” constatamos as respostas “discordo” nos campos produtores A, B e D, com quantitativos e valores percentuais considerados relevantes variando de 501 (21%) à 758 (19%) respostas, com média geral igual a 20% para respostas “discordo”, na avaliação das práticas de gestão e transferência de conhecimento, integridade estrutural das instalações e de segurança operacional, porque estes podem caracterizar “não conformidade” e/ou “incidentes” de QMSOI&ST.

Entretanto, os campos produtores devem analisar e promover um ambiente de trabalho adequado, implementar ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente, promover a conscientização sobre situações e condições de riscos para a força

de trabalho envolvida na operação e na manutenção, além de desenvolver e implementar metodologias para avaliação dos fatores humanos (ANP, 2007 e ANP, 2016).

As análises das respostas “indiferente” de “Q” também consideramos como relevantes, porque caracterizam “indecisão e/ou não conhecimento” sobre perguntas que fazem parte da rotina do dia-a-dia dos empregados, e também observamos quantitativos e valores percentuais representativos em todos os campos A, B, C, D e E, variando de 412 (17%) à 697 (18%) respostas, com média geral igual a 18% respostas para “indiferente”, totalizando assim nas categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços 38% de respostas “indiferente” e “discordo”, que tratam de temas como gestão e transferência de conhecimento, integridade da instalação e de segurança operacional nos poços produtores e poços injetores dos cinco campos produtores de petróleo e de gás natural.

Na categoria B-FE Poços de “Q” sobre a qualidade, disponibilidade e condições dos recursos ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e veículo de operação, em relação aos resultados da categoria A-GTC Poços de “Q” e da categoria C-PPI Poços de “Q” verificamos um valor percentual superior a 2/3 de respostas “concordo”, e um baixo valor percentual para “discordo”, caracterizando assim a qualidade e boas condições operacionais dos recursos disponibilizados para os empregados próprios e contratados executarem as atividades e tarefas nas frentes operacionais.

Os resultados identificados com elevados valores percentuais de lacunas nas categorias A-GTC Poços de “Q” e C-PPI Poços de “Q” para respostas “discordo”, através de resultados de percepção de empregados próprios e contratados de operação sinalizaram possíveis lacunas nas práticas de gestão operacional dos cinco campos produtores, que utilizamos como fonte de entrada para um maior aprofundamento na pesquisa, através da aplicação de listas de verificação “LV” *in loco* nas frentes operacionais, para uma análise comparativa dos resultados de “Q” e de “LV” e confirmação dos achados.

7.3.2 Análise crítica dos resultados das respostas das listas de verificação (LV) *in loco* aplicados em poços produtores e injetores por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI

Nas análises críticas dos resultados das respostas das listas de verificação (LV) *in loco*, com opções: “conforme”; “não conforme” ou “não aplicável”, aplicadas em poços produtores, poços injetores, dutos/tubulações, satélites e multivias de 5 (cinco) campos produtores foram estruturados em 3 (três) categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços, com uma quantidade média de questões variando mínima de 25 e máxima de 62 perguntas por lista de verificação *in loco*.

Nas respostas das listas de verificação (LV) *in loco* aplicados nos cinco campos produtores constatamos com maior relevância lacunas com elevados valores percentuais de respostas “não conforme” na categoria A-GTC Poços sobre gestão e transferência de conhecimento para os empregados, de forma sistêmica em todos os campos produtores A, B, C, D e E estudados. A ANP (2007, p. 9) estabeleceu que os campos produtores devem “*identificar os níveis de treinamento, competências, habilidades e conhecimentos específicos para a função, que habilitam o empregado a executar as tarefas afetas ao cargo por ele ocupado*”.

Na análise crítica dos resultados das respostas de “LV” da categoria A-GTC Poços observamos como principais variáveis “não conforme” para transferência de conhecimentos: a falta e/ou falha na gestão de mudança de pessoas; falta de treinamentos; indisponibilidade de documentação técnica de processos produtivos, poços produtores e poços injetores; indisponibilidade de procedimentos de execução digital ou cópia impressa para consulta imediata; e falta de acesso ao sistema informatizados de padrões. Pois as variáveis “não conforme” podem comprometer a qualidade, integridade das instalações, preservação do meio ambiente, segurança operacional e saúde no trabalho.

Portanto, a ANP (2010, p. 39) definiu que os campos produtores devem “*avaliar e gerenciar as mudanças permanentes ou temporárias que possam afetar a segurança operacional, compreendendo as consequências advindas de quaisquer alterações nas operações, procedimentos, produtos, instalação, padrões ou pessoal, de forma a manter os riscos destas alterações em limites aceitáveis*”. As variáveis com lacunas foram:

- GTC 01 Realizado gestão de mudança de pessoas antes do Programa de Demissão (PDV)
- GTC 02 Gestão de mudança de pessoas atende para gestão e transferência de conhecimento
- GTC 10 Padrões de diretrizes e de execução estão disponíveis para consulta na instalação
- GTC 11 Colaboradores tem chave e senha de acesso aos padrões através de Sistema
- GTC 12 Padrões da contratada estão atualizados com base nos padrões da contratante
- GTC 13 Procedimentos operacional padrão (POP) da contratada estão impressos
- GTC 14 Padrões (POP) da empresa contratada identificou os aspectos e impactos de SMS
- GTC 15 Colaborador tem o crachá das 10 Regras de Ouro
- GTC 16 Boletim e Lista de Verificação tem a rastreabilidade com o nº do padrão
- GTC 17 Realizado treinamento na DSO (DUT, Fluxogramas; Plantas; LEC; APR e HAZOP)
- GTC 18 Descrição de Unidade Terrestre (DUT) está disponível para consulta
- GTC 19 Lista de Elementos Críticos (LEC) está disponível para consulta
- GTC 32 Passagem de Serviço é cadastrada no Sistema da intranet
- GTC 35 Colaboradores tem acesso ao sistema de controle da produção e teste de poço

Os campos produtores devem garantir acesso as informações e a documentação da instalação as equipes de operação (ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2016), definir em cláusulas de contrato de serviços de operação: a função, qualificação e treinamentos necessários para a execução segura das atividades e tarefas previstas nos procedimentos operacionais da instalação, assim como formalizar a exigência para empresa contratada estabelecer requisitos de treinamentos, dimensionar programas de treinamentos por funções e tarefas afetas ao cargo, para que os empregados contratados de operação estejam aptos (ANP, 2007).

Na análise crítica dos resultados das respostas “conforme” de “LV” da categoria B-FE Poços identificamos nos 5 (cinco) campos produtores elevados quantitativos e de valor percentual caracterizando o pleno atendimento quanto a disponibilidade, qualidade e condições para o

uso das ferramentas, EPI e veículo de operação das equipes de poços produtores e poços injetores, validando assim o que determina a ANP, para os campos produtores realizarem planejamento e prover os recursos necessários ao atendimento dos requisitos estabelecidos no regulamento técnico de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional (ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2016).

Contudo, observamos apenas a variável FE 01 com respostas “não conforme”, porém este item de tecnologia não constava como cláusula contratual da empresa contratada de operação. Esta variável identificada com lacuna foi:

- FE 01 O veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa

Nas quantidades de respostas “não conforme” de “LV” da categoria C-PPI Poços, por campo produtor e na média geral identificamos elevados quantitativos e valores percentuais, distribuídos entre os campos A, B, C, D e E, sendo os maiores valores nos campos produtores “B”, “C” e “D”, com lacunas na integridade estrutural das instalações e na segurança operacional de poços produtores de petróleo, poços injetores de fluídos, tubulações/dutos, satélites e multivias de escoamento da produção de petróleo e injeção de fluídos, porque tratam-se de requisitos não atendidos e foram sistêmicos nos campos produtores estudados.

As instalações, processos e equipamentos de poços produtores e injetores (PPI) também produzem e escoam fluídos (petróleo, gás e água) com contaminantes agressivos (H_2S ; CO_2 , areia), movimentam gás natural a alta pressão, elevadas cargas de produção de petróleo e de água produzida, com exposição à intempéries, localizados em uma grande extensão territorial, próximas de rodovias federais, estaduais e municipais, comunidades rurais, centros urbanos, escolas e áreas sensíveis de impactos ambientais. As variáveis da categoria C-PPI com lacunas/desvios foram:

- PPI 01 As válvulas de drenos (Anular e de Tê de Fluxo) de Poço tem CAP/PLUG
- PPI 02 Poço parado tem placa “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”
- PPI 03 As raquetes tem adesivo/etiqueta com dados técnicos de fabricação

- PPI 04 As raquetes tem placa de aviso “Raqueteado”
- PPI 05 Parafusos de flanges possuem sobras de fios de rosca após as porcas
- PPI 07 A linha de produção/injeção tem sinalização com faixa do tipo de fluído
- PPI 08 A linha de produção/injeção tem sinalização da seta de sentido de fluxo
- PPI 09 Os taludes / encostas de poço estão isentas de erosão
- PPI 10 Os taludes / encostas de poço tem vegetação de proteção contra erosão
- PPI 11 A locação de poço está isenta de vegetação elevada
- PPI 12 O antepoço (caixa) está com nível de fluído baixo
- PPI 13 Indicador de pressão (PIT) da linha de produção está operacional
- PPI 14 Manômetro instalado em poço está calibrado e operacional
- PPI 15 Satélite e/ou multivia tem cap/plug nas válvulas de dreno
- PPI 16 Os equipamentos de automação do poço estão operacionais
- PPI 17 A locação de poço está isenta de resíduo de construção civil
- PPI 18 O antepoço tem paredes/dique de contenção
- PPI 19 Satélite e/ou multivia está isenta de vegetação elevada
- PPI 20 O poço possui grade ou gaiola de proteção ao redor da instalação
- PPI 21 Satélite e/ou multivia tem termômetro operacional
- PPI 22 A locação de poço tem cerca íntegra
- PPI 23 A locação de poço tem portão íntegro
- PPI 24 A instalação de poço está isenta de corrosão
- PPI 25 Flanges das instalações e de válvulas de poço possuem todos os parafusos
- PPI 26 A locação de poço está isenta de sucata ferrosa
- PPI 27 A locação de poço está isenta de valas abertas
- PPI 28 As canaletas de drenagem estão íntegras
- PPI 29 As canaletas de drenagem estão limpas isentas de vegetação e/ou areia
- PPI 30 A instalação de poço está isenta de vazamentos
- PPI 31 Satélite e/ou multivia tem cerca, portão fechado com cadeado
- PPI 32 Satélite e/ou multivia tem manômetro calibrado
- PPI 33 Satélite e/ou multivia tem placa de identificação do TAG
- PPI 34 Satélite e/ou multivia está íntegro isento de corrosão

- PPI 35 Válvula de bloqueio e/ou de dreno de poço com volante tem corrente com cadeado
- PPI 36 A base de poço está isenta de resíduo oleoso
- PPI 37 A locação de poço está acessível
- PPI 38 O poço está automatizado
- PPI 39 O poço tem placa de identificação com TAG / Número do poço
- PPI 40 A placa de identificação de poço está íntegra, com dados legíveis
- PPI 41 A placa de identificação de poço tem a identificação da empresa
- PPI 42 A placa de identificação de poço tem a sinalização dos riscos
- PPI 43 A placa de identificação de poço tem a sinalização dos EPI
- PPI 44 O antepoço tem grade de proteção no piso ao redor da cabeça do poço
- PPI 45 Poço parado fora de operação tem raquetes
- PPI 46 Satélite e/ou multivia está isento de vazamentos
- PPI 47 Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo oleoso
- PPI 48 Satélite e/ou multivia tem manômetro operacional
- PPI 49 As gaxetas de poço (BM e BCP) estão íntegras, isentas de vazamentos

Nos resultados da categoria C-PPI Poços sobre a integridade estrutural das instalações e de segurança operacional de poços produtores e de injetores, verificamos maiores lacunas nos campos produtores “B”, “C” e “D”, e estes podem caracterizar requisitos “não conforme” em auditorias internas e/ou externas e riscos de incidentes para a segurança, preservação ambiental e saúde no trabalho. Para Tashizawa, Ferreira e Fortuna (2006, p. 232) “*Segurança no trabalho é o conjunto de medidas que visam a prevenir acidentes*”, e neste contexto “*este constitui um dos fatores decisivos para o aumento da produtividade, na medida em que reduz o número de falhas decorrentes de condições de trabalho inadequado*”.

Já os resultados da categoria B-FE Poços sobre recursos ferramentas, os EPI e veículo de operação identificamos bons resultados de respostas “conforme” com média de 93%, demonstrando que os recursos estão em boas condições de uso nas frentes operacionais.

7.3.3 Análise crítica dos resultados percentuais das respostas de listas de verificação (LV) *in loco* por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI Poços e por campos produtores

Nas análises comparativas dos resultados das respostas de “LV” das 03 (três) listas de verificação *in loco* aplicados nos poços dos cinco campos produtores verificamos quantidades representativas de lacunas de práticas de gestão operacional com respostas “não conforme” na categoria A-GTC Poços referente a gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios, e com grande impacto para os empregados contratados de operação, de forma sistêmica em todos os campos produtores, que estão atualmente com 100% de terceirização das atividades principais de produção de petróleo e de gás natural, sendo mais crítico no campo produtor “C” 46%, e “A, B, D e E” ambos iguais a 43%.

Na categoria B-FE Poços sobre disponibilidade, qualidade e condições de ferramentas, EPI e veículo de operação para os empregados identificamos uma lacuna nos campos produtores “A, B, C, D e E”, ambos com 4% de resposta “não conforme”.

Já na categoria C-PPI Poços sobre a integridade das instalações e segurança operacional de poços produtores e poços injetores verificamos maiores lacunas nos campos produtores “B” 52%; “C” 49% e “D” 52% de resposta “não conforme”. Os valores percentuais de respostas com lacunas “não conforme”, nas categorias A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços, por campos produtores foram:

- Categoria **A-GTC Poços** - gestão e transferência de conhecimento para empregados nos campos produtores: “A, B, D e E” 43% e “C” 46% de respostas “não conforme”;
- Categoria **B-FE Poços** - disponibilidade, qualidade e condições de ferramentas, os EPI e veículo de operação nos campos produtores “A, B, C, D e E” ambos com 4% de respostas “não conforme”; e
- Categoria **C-PPI Poços** - integridade e segurança operacional de poços produtores e injetores, sendo nos campos produtores: “A” 40%; “B” 52%; “C” 49%; “D” 52% e “E” 31% de respostas “não conforme”.

Os resultados das perguntas de “LV” *in loco* nas categorias A-GTC Poços e C-PPI Poços caracterizamos como de maiores relevâncias, porque tratam-se de requisitos de padrões, normas, regulamentos técnicos mais críticos para a integridade e segurança operacional, e tem como principal objetivo alcançar os melhores desempenho em QMSOI&ST. Entretanto, levantamos os maiores valores percentuais de respostas “não conforme” na categoria A-GTC que expressam lacunas de qualidade nas práticas de gestão operacional relacionados aos treinamentos, a elaboração e execução de programas de treinamento e de transferência de conhecimento, para desenvolver as competências e habilidades de empregados próprios e principalmente de empregados contratados de operação, devido ao elevado grau de terceirização das atividades principais desses campos produtores estudados.

Na análise comparativa dos resultados das 03 (três) listas de verificação (LV) *in loco* aplicados nos processos internos e equipamentos de poços produtores, poços injetores e demais instalações constatamos os maiores valores percentuais de respostas “não conforme” por campo produtor A, B, C, D, E e por categorias, conforme a seguir:

- Campo produtor “A” nas categorias **A-GTC Poços 43%**; B-FE Poços 4%; e C-PPI Poços 40% de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “B” na categoria **A-GTC Poços 43%**; B-FE 4%; e **C-PPI Poços 52%** de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “C” nas categorias **A-GTC Poços 46%**, B-FE 4%; e **C-PPI Poços 49%** de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “D” nas categorias **A-GTC Poços 43%**; B-FE 4%; e **C-PPI Poços 52%** de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “E” nas categorias **A-GTC Poços 43%**; B-FE 4%; e C-PPI Poços 31% de respostas “não conforme”.

Neste contexto, os campos produtores “A”, “B”, “C”, “D” e “E” apresentaram lacunas representativas nas práticas de gestão operacional dos processos internos e equipamentos

dos poços, conforme os elevados valores percentuais das respostas “não conforme” de “LV” *in loco* nas frentes operacionais, devido ao não atendimento a requisitos de gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação, de integridade das instalações e de segurança operacional, definidos em padrões, normas ISO e de regulamentos técnicos (RTSGSO, RTSGI e RTSGIP) da ANP.

Os campos produtores devem conduzir a sua prática de gestão de modo a garantir as competências necessárias para que a força de trabalho (própria e contratada) exerça suas funções de maneira segura, em aderência à estrutura organizacional e responsabilidades perante o SGI e os RT, através da definição da qualificação, tipos de treinamentos necessários, requisitos de treinamentos, elaboração e execução de programa de treinamento por função e tarefas afetas ao cargo, com revisão e atualização (ANP, 2007; ANP, 2010 e ANP, 2016).

Na categoria C-PPI Poços verificamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “B”, “C”, “D” e também no percentual total (47%) para respostas “não conforme” de “LV”, caracterizando também lacunas nas práticas de gestão operacional para garantir a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional de poços, tubulações (linhas de produção e de injeção), válvulas de bloqueio de fluxos e demais acessórios estruturados em satélites e em sistemas de multivias, ambos expostos aos intempéries e vegetação, localizados em extensas áreas territoriais de zona rural, próximos das comunidades, escolas, rodovias municipais, estaduais e federais, e também próximos de rios, riachos, lagos, mangue, praias e de outras áreas ambientais sensíveis.

Entretanto, foi definido pela ANP (2016, p. 17) que os campos produtores devem “*garantir a integridade do poço durante todo o seu ciclo de vida, estabelecer, documentar e implementar critérios de aceitação, planos e procedimentos de inspeção, verificação, manutenção e monitoramento da integridade dos poços em aderência com às melhores práticas da indústria*”.

7.3.4 Análise comparativa dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* em poços por categorias A-GTC, B-FE e C-PPI

Os resultados de “LV” *in loco* nas frentes operacionais consideramos mais representativos na análise comparativa em relação aos resultados de “Q”, porque a aplicação de “LV” trata-se de uma investigação nas frentes operacionais, com técnicas de observação direta e identificação de lacunas sistêmicas e comuns nos 5 (cinco) campos produtores de petróleo e de gás natural, que podem caracterizar requisitos “não conforme” em auditorias e riscos de incidentes para a QMSOI&ST.

Na análise comparativa dos resultados de valores percentuais das respostas da categoria A-GTC Poços dos questionários “Q” de percepções dos empregados próprios e contratados constatamos menores valores percentuais de respostas “discordo”, quando comparado com os elevados valores percentuais de variáveis com respostas “não conforme” de “LV” *in loco* sobre gestão e transferência de conhecimento, como também elevados valores percentuais na categoria C-PPI Poços sobre a integridade das instalações e segurança operacional de poços produtores e poços injetores.

Os menores valores percentuais de respostas “discordo” dos questionários de percepção de empregados em comparação com as respostas “não conforme” de “LV” podem ser devido ao pouco tempo de experiência dos empregados contratados, variando de 1 a 5 anos, e também devido a baixa percepção dos empregados para os riscos dos processos e equipamentos operacionais dos campos produtores.

Neste contexto, na categoria A-GTC quando comparado com os resultados das respostas “discordo” de “Q” obtivemos os maiores valores percentuais de “LV” com variáveis “não conforme” no campo “C” 46% sobre a gestão e transferência de conhecimento para os empregados próprios e contratados; e na categoria C-PPI nos campos produtores “B” 52%, “C” 49% e “D” 52% para a integridade das instalações e a segurança operacional de poços produtores de petróleo e de poços injetores (PPI) de fluídos, tubulações/dutos, satélites e multivias de produção e de injeção, devido aos riscos desses processos e equipamentos dos

cinco campos produtores. Neste contexto, os campos produtores devem “*planejar, estabelecer, implementar e manter um processo para gerir incidentes e não conformidades, incluindo o reporte, investigação e tomada de decisão*”, para controlo e correção (Santos, et al, 2018, p. 179).

Quanto às variáveis da categoria C-PPI os percentuais de respostas “indiferente” de “Q” foram próximos dos percentuais das variáveis “não aplicável” de “LV” nos campos produtores A, B, C, D e E, onde observamos no campo produtor “C” um elevado valor percentual (34%) para respostas “não aplicável” de “LV”, isto devido à ausência de instalações da tecnologia de satélites e multivias neste campo “C”, que caracteriza as “indecisões” dos participantes, para algumas respostas do questionário de percepção, isto porque de facto não existem algumas tecnologias na instalação investigada, devido ao processo de desativação /descomissionamento.

O processo de desativação caracteriza-se pela desmontagem e retirada definitiva da instalação, processo e/ou equipamentos de operação, com a aplicação de estudo de riscos para a execução da desativação e controlo de todos equipamentos retirados (ANP, 2010).

7.4 Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) *in loco* em estação por categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI

Nas análises dos resultados dos dados sociodemográficos dos 75 participantes das respostas dos questionários verificamos que a maioria dos empregados dos campos produtores tem formação de nível técnico médio, trabalham como prestadores de serviços de empresas contratadas na operação, atualmente com elevada terceirização das atividades principais nas estações de coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, estações de compressão e movimentação de *gás lift* e para exportação de gás natural, e também nas estações de tratamento e injeção de água e de vapor dos campos produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro.

A terceirização nas estações dos campos produtores foi iniciada a partir de 2015, para execução das atividades e tarefas no regime de trabalho ininterrupto de 24 horas/dia, com o suporte de equipes de operadores no regime de sobreaviso de 12 horas/dia, para execução de atividades nos casos de falta de energia no campo de produção, falhas em equipamentos de poços produtores e injetores, e outros tipos de demanda de emergência à noite, identificadas através do supervisor da sala de controle de automação. O tempo médio de trabalho da maioria dos participantes variam de 1 a 5 anos nos campos produtores A, B, C, D e E.

7.4.1 Análise crítica dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) das categorias A-GTC, B-FE, C-ETP, D-DAPQ, E-SE e F-SFCI de estações

Na análise dos resultados das respostas de “Q” dos participantes da categoria A-GTC Estação nos 5 (cinco) campos produtores observamos elevados quantitativos variando de 956 a 2581 e valores percentuais de respostas “concordo totalmente” 57,4% e “concordo parcialmente” 21,2%, com média de 78,6%, e a média geral das medianas igual a 4.6, para a gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados.

Contudo, identificamos também lacunas com respostas “discordo totalmente (6,3%), discordo parcialmente (6,2%) e “indiferente (9%)”, que consideramos relevantes para o processo de melhoria contínua, como: falta de painel de ação de contingência, acesso à planta de classificação elétrica da área, acesso ao controle de inibição de equipamento crítico e validade dos estudos de riscos APR e HAZOP, que podem contribuir para incidentes e/ou acidentes no local de trabalho, não conformidade em auditorias e possíveis multas de órgãos reguladores e fiscalizadores, sendo as 6 (seis) variáveis de gestão e transferência de conhecimento com lacunas mais relevantes:

- GTC 25 Tem painel com ação de contingência para equipamento crítico
- GTC 29 Participou de cursos técnicos de aperfeiçoamento
- GTC 39 Acessa a planta de classificação elétrica de área
- GTC 46 Conhece o Controle de Inibição de Equipamentos Críticos
- GTC 47 Acesso o Módulo de Controle de Inibição no Sistema na Intranet
- GTC 52 Estudos de risco APR/HAZOP estão na validade (5 anos)

Nas análises dos resultados de “Q” da categoria A-GTC Estação por campo produtor constatamos os melhores resultados nas respostas “concordo” com as práticas de gestão e transferência de conhecimentos nos campos produtores “A” igual a 82% e “D” com 80%, seguidos do campo produtor “C” com 79%, campo produtor “E” igual a 78% e campo produtor “B” com 74%, e a média geral das medianas variando de 4.4 a 4.7. No entanto, verificamos também lacunas de respostas “discordo” e para “indiferente”, que a soma dos valores percentuais variaram de 18% a 26%, caracterizando oportunidade de melhorias, com aplicação de ação de controle e de correção.

Portanto, visualizamos também nos resultados de “Q” da categoria A-GTC Estação em todos os campos produtores pesquisados, pequenos quantitativos de respostas “discordo”, com baixo valor percentual na faixa de 3% a 9%, validando a necessidade de melhoria no processo de gestão e transferência de conhecimento (GTC), por ser relevante na formação técnica dos empregados próprios e contratados, que atuam em atividades e tarefas críticas de alto risco na indústria do petróleo.

Neste contexto, torna-se estratégico desenvolver programas de treinamento, capacitação e conscientização com qualidade, definição de conteúdo, método, recursos didáticos, público alvo e com carga horária adequada, para contribuir na formação técnica dos empregados próprios e contratados (Tachizawa, Ferreira e Fortuna, 2006).

Na análise das respostas da categoria B-FE Estação sobre disponibilidade, qualidade e condições dos recursos estratificados entre todos os campos produtores pesquisados A, B, C, D e E observamos elevados quantitativos variando de 47 a 2005 e valores percentuais de respostas “concordo totalmente (76%) e concordo parcialmente (2%)”, com média de 78%, e a média geral das medianas igual a 4.5, caracterizando que os recursos estão conforme padrão esperado.

Os bons resultados alcançados para os recursos ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI), veículo de operação foram devido ao pouco tempo de uso na instalação, porque o processo de renovação de contrato de prestação de serviço de operação de estação

acontece a cada 2 (dois) anos, e neste consta cláusula obrigatória para aquisição de novas ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e de veículos de operação.

Entretanto, verificamos um quantitativo representativo de respostas da categoria B-FE Estação sobre recursos, com valor percentual médio igual a 11% para “indiferente”, que caracteriza uma “indecisão”, sendo verificado que esses recursos não constam como obrigatórios no contrato de serviços de operação, logo não são componentes da caixa de ferramentas padrão de cada equipe de turno ininterrupto que trabalham nas estações. Já na análise dos resultados com lacunas devido respostas “discordo totalmente ou parcialmente”, visualizamos como mais relevante a variável FE 30, quanto a instalação de câmera interna e externa no veículo de operação, para filmar os ambientes, monitorar o comportamento do motorista e também contribuir para a segurança no trânsito, porém esta tecnologia não consta como exigência no contrato de serviços.

Nas respostas “indiferente”, “discordo totalmente e parcialmente” das variáveis FE 05, FE 06, FE 11, FE 12, FE 13 e FE 14 com lacunas analisamos como de maior relevância para a execução das atividades e tarefas de estação as seguintes ferramentas: manômetro e detector de H₂S não operacional e sem calibração na validade, e nas respostas de menor relevância: o medidor multigás não operacional e sem calibração na validade. Neste contexto, verificamos também algumas deficiências de conhecimento sobre as ferramentas disponíveis e sobre as exigências de cláusulas do contrato de serviço de operação de estação.

Nos resultados dos questionários da categoria C-ETP Estação constatamos elevados quantitativos variando de 413 a 2159 e valores percentuais de respostas para “concordo totalmente (74%) e concordo parcialmente (14%)”, com média de 88%, e a média geral das medianas igual a 4.9, para a integridade estrutural e segurança operacional de equipamentos e tanques de produção, notamos também lacunas, sendo de maior relevância a variável “ETP 19”, porque questiona se as raquetes instaladas nas válvulas, em equipamentos e tanques estão sinalizadas com dados técnicos de fabricação, com os seguintes valores percentuais: 21% de respostas “discordo totalmente”, 4% de respostas “discordo parcialmente” e 28% de respostas “indiferente”, que podem caracterizar risco de segurança de processo e risco

potencial de “não conformidade” em auditoria interna ou externa, sendo as variáveis com lacunas mais relevantes:

- ETP 02 Vedação de equipamentos/tanques está íntegro e isento de vazamento
- ETP 03 Equipamento/Tanque estão íntegros, isentos de corrosão externa
- ETP 06 Equipamento/Tanque flangeado parafusos sobram fio de rosca nas porcas
- ETP 10 Trena de medição móvel está com certificação na validade e operacional
- ETP 19 As raquetes estão com dados técnicos de fabricação
- ETP 20 As raquetes estão sinalizadas com placa de aviso: “Raqueteado”

Nas análises dos resultados das respostas dos questionários da categoria C-ETP Estação, na percepção dos empregados próprios e contratados mapeamos pequenos quantitativos e baixos valores percentuais de respostas “discordo totalmente”, “discordo parcialmente e de “indiferente”, para a integridade estrutural das instalações e de segurança operacional nas estações dos campos produtores A, B, C, D e E, apesar de apresentar um bom resultado de respostas “concordo”, estes resultados estão sinalizando algumas lacunas em equipamentos e tanques de produção, que podem caracterizar possíveis riscos de incidentes e/ou acidentes para os processos produtivos e riscos para as equipes de operação, porque os equipamentos e tanques operam de forma integrada com outros processos.

Toda instalação, processos e equipamentos das estações dos campos produtores estão expostos à intempéries, armazenam e movimentam grandes volumes de fluídos, dutos escoam fluídos abrasivos, corrosivo, com presença de contaminantes (emulsão com presença de areia, H₂S, CO₂), alta pressão, temperatura, próximos de comunidades, áreas urbanas, áreas rurais, rodovias e de ambientes sensíveis (rios, riachos, lagos, mangues e outros), e com equipamentos operando com automação parcial 24 horas por dia.

Neste contexto, verificamos que alguns processos produtivos de estação necessitam de melhoria contínua, com investimentos em recursos materiais como componentes para equipamentos e em qualificação de empregados próprios e contratados, para atender aos

requisitos de padrões, normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT e RTSGIP da ANP - QMSOI&ST.

Na categoria D-DAPQ Estação identificamos elevados quantitativos variando de 121 a 1060 e valores percentuais de respostas de “Q” para “concordo totalmente (88%) e concordo parcialmente (10%)”, com média de 98%, e a média geral das medianas igual a 5, para a integridade estrutural e segurança operacional do sistema de dosagem e de armazenamento dos cinco campos produtores estudados, e com média geral das medianas igual a 5, caracterizando que a maioria das respostas foram para “concordo totalmente”. Observamos também alguns resultados de variáveis com pequenas lacunas, porém caracterizamos como de baixa relevância, porque não foram sistêmicas nos campos produtores, sendo estes:

- DAPQ 01 Área de dosagem de produto possui dique de contenção
- DAPQ 03 Área de dosagem de produto possui válvula de dreno com Cap e/ou Plug
- DAPQ 15 Bombonas de produto químico estão protegidas de intempéries

Na análise dos resultados dos questionários de percepção da categoria E-SE Estação sobre a integridade estrutural e segurança operacional dos sistemas e demais equipamentos elétricos contabilizamos maiores quantitativos variando de 715 a 1567 e valores percentuais relevantes de respostas “concordo plenamente (58%) e concordo parcialmente (26%)”, com média de 84%, e a média geral das medianas igual a 4.6, para boas práticas de gestão operacional nos sistemas elétricos dos campos produtores, e também verificamos algumas variáveis com menores quantitativos variando de 53 a 186 e valores percentuais de 2% a 7% de respostas “discordo totalmente; discordo plenamente e indiferente”.

Contudo, sistema elétrico de estação de coleta, separação, tratamento, armazenamento, transferência de petróleo e movimentação e exportação de gás operam com média e alta tensão, logo são caracterizados como críticos, e lacunas neste sistema pode caracterizar riscos de incidentes e/ou acidentes, e de não conformidades em auditoria interna e externa. Neste caso deve-se analisar e executar ações corretivas para a devida normalização e

atendimento de requisitos de padrões, normas e de regulamentos técnicos, sendo as variáveis com lacunas mais relevantes:

- SE 03 Painel elétrico em manutenção está com porta de acesso fechada
- SE 27 Área dos transformadores possui sinalização de segurança
- SE 35 Sala de baterias possui porta com cadeado

Nos resultados das respostas das variáveis da categoria F-SFCI Estação sobre a integridade estrutural e segurança operacional do sistema fixo de combate a incêndio (SFCI) dos campos produtores constatamos maiores quantitativos variando de 530 a 2213 e valores percentuais relevantes de respostas “concordo totalmente (70%) e concordo parcialmente (17%)”, com média de 87%, e a média geral das medianas igual a 4.5. Entretanto, também identificados menores quantitativos variando 30 a 225 e valores percentuais de respostas “discordo totalmente (1%), discordo parcialmente (7%) e “indiferente (5%)”, que consideramos relevantes porque o SFCI de estação foi definido como “salvaguarda de mitigação” em estudo de riscos de processos industriais, sendo as seguintes variáveis com lacunas mais relevantes:

- SFCI 01 Na operação existe um controle de teste semanal do SFCI
- SFCI 02 Na operação existe um controle de teste de abertura de canhão e hidrante
- SFCI 04 Os parafusos dos flanges sobram fios de rosca na porca
- SFCI 05 Flanges, válvulas e acessórios do SFCI estão íntegros, isento de corrosão
- SFCI 06 Conexões, canhão e hidrante do SFCI estão íntegros, isento de vazamento
- SFCI 08 O tanque de armazenamento de água está com nível de água normal
- SFCI 10 O motor a combustão e conexões estão íntegros, isentos de vazamentos
- SFCI 11 A base de concreto do motor a combustão está isenta de óleo
- SFCI 12 A base de concreto do motor elétrico está isento de óleo
- SFCI 19 Hidrante/canhão tem tampão de proteção da rosca/oring
- SFCI 21 Hidrante/canhão tem oring/anel de vedação íntegro, não ressecado

Para Bertolino e Couto (2018, p. 216) “*melhorias no SGI são essenciais para que uma organização possa manter os níveis atuais de desempenho, reagir a alterações em suas condições internas e externas e criar novas oportunidades*”, e este deve ser aplicado de forma permanente, para construir uma cultura de segurança e de percepção de riscos, onde os empregados próprios e contratados executem as suas atividades e tarefas afetas ao cargo de forma segura, fazendo certo sempre pela primeira vez.

Na análise dos resultados das percepções dos empregados próprios e contratados que trabalham nas estações em regime de trabalho ininterrupto, observamos a partir do total por campo produtor A, B, C, D e E e do total geral consolidado das respostas das categorias A-GTC Estação, B-FE Estação, C-ETP Estação, D-DAPQ Estação, E-SE Estação e F-SFCI Estação, que nos 6 (seis) processos analisados e avaliados identificamos elevados quantitativos e valores percentuais de respostas “concordo”, caracterizando que estas instalações, processos e equipamentos estão em boas condições operacionais e com boas práticas de gestão e transferência de conhecimento, integridade das instalações e de segurança operacional.

Contudo, também constatamos pequenos quantitativos e de valores percentuais de respostas “discordo” e de “indiferente”, que precisam ser investigados porque as atividades de exploração e produção de petróleo apresentam grandes riscos de incêndio, explosão, vazamentos de petróleo, gás natural e de água produzida, com impactos às pessoas, ao meio ambiente, ao patrimônio e imagem dos campos produtores, assim como de “não conformidade” em auditorias internas, e “multas” em auditorias externas de QMSOI&ST por instituições e/ou órgãos reguladores e fiscalizadores, como INEMA, IBAMA, DRT e/ou ANP do Brasil.

Para Bertolino e Couto (2018), a gestão de riscos torna-se estratégico para a qualidade na realização do produto e/ou serviços, na preservação ambiental, com foco nos aspectos e impactos ambientais, na segurança e saúde nos estudos dos perigos e riscos das atividades, e riscos do não atendimento das necessidades e expectativas das partes interessadas, para definição de ações de controle e correção.

Os resultados analisados das respostas dos questionários de percepção dos empregados próprios e contratados dos campos produtores das categorias A-GTC Estação, B-FE Estação, C-ETP Estação, D-DAPQ Estação, E-SE Estação e F-SFCI Estação caracterizamos como um sinalizador de possíveis boas práticas de gestão operacional nas áreas de gestão e transferência de conhecimento, integridade estrutural das instalações e de segurança operacional nos 5 (cinco) campos produtores estudados, mesmo com algumas lacunas identificadas.

No entanto, para validar estas análises realizamos uma análise comparativa com resultados de listas de verificação (LV) *in loco* em instalações, processos e equipamentos de estação nas frentes operacionais, para a confirmação de dados analisados dos 75 questionários “Q” aplicados nas equipes de operação, que possuem pouco tempo de experiência variando de 1 a 5 anos em estação e baixo nível de percepção de riscos de processo, na operação de estação de coleta, separação de óleo e gás, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, estações de tratamento e injeção de água produzida e das estações de compressão, movimentação e exportação de gás natural.

7.4.2 Análise crítica dos resultados das respostas das listas de verificação (LV) *in loco* em estação por categorias: A-GTC, B-FE, C-MTV, D-CLRP, E-VS, F-VTO, G-TQA, H-BBB, I-CGA, J-OGA, K-PADQ, L-CGV, M-SE e N-SFCI

Para a análise crítica dos resultados de “LV” *in loco* com respostas: “conforme”; “não conforme” ou “não aplicável”, aplicadas nas frentes operacionais de cinco estações de grande porte dos campos produtores pesquisados, coletamos e tabulamos dados de 14 (catorze) listas de verificação *in loco* referentes aos processos internos e integrados das estações, classificados por categorias, como: A-GTC Estação, B-FE Estação, C-MTV Estação, D-CLRP Estação, E-VS Estação, F-VTO Estação, G-TQA Estação, H-BBB Estação, I-CGA Estação, J-OGA Estação, K-PADQ Estação, L-CGV Estação, M-SE Estação e N-SFCI Estação, que representam todos os processos operacionais de uma estação, com uma quantidade média de perguntas/variáveis mínima de 17 e máxima de 35 por “LV”.

Na análise dos resultados da “LV” consolidados dos cinco campos produtores na categoria A-GTC sobre a gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de estação observamos valores percentuais variando de 40% a 74% para respostas “conforme”, para respostas “não conforme” com lacunas constatamos elevados valores percentuais variando de 23% a 57%, com maiores lacunas nos campos produtores “A” 34%, “B” 57%, “C” 46% e “D” 34%, com riscos para a qualidade de produtos e serviços, a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional, necessitando com maior prioridade de ações corretivas e de melhorias nas práticas de gestão de mudança de pessoal, na padronização das atividades e tarefas, gestão dos mapas de riscos das instalações, no controle de inibição de equipamentos críticos, e conforme detalhamento de todas variáveis com lacunas/desvios a seguir:

- GTC 01 A gestão de mudança de pessoas foi realizada antes do Programa de Demissão Voluntária (PDV)
- GTC 02 A gestão de mudança de pessoas atende a transferência de conhecimento para o empregado contratado
- GTC 10 Os padrões de diretrizes e de execução estão disponíveis para consulta na instalação
- GTC 11 Os colaboradores tem chave e senha de acesso aos padrões através de Sistema Informatizado
- GTC 12 Os padrões da contratada estão atualizados com base nos padrões da contratante
- GTC 13 Os procedimentos operacionais padrão (POP) da contratada estão impressos
- GTC 14 Os padrões (POP) da empresa contratada identificaram os aspectos e impactos de SMS
- GTC 15 O colaborador tem o crachá das 10 Regras de Ouro
- GTC 16 O Boletim e Lista de Verificação tem a rastreabilidade com o número do padrão
- GTC 17 Realizado treinamento na DSO (DUT, Fluxogramas; Plantas; LEC; APR e HAZOP)
- GTC 18 A Descrição de Unidade Terrestre (DUT) está disponível para consulta
- GTC 19 A Lista de Elementos Críticos (LEC) está disponível para consulta

- GTC 20 O Fluxograma de Processo e de Engenharia estão disponíveis para consulta
- GTC 21 A Planta de Classificação Elétrica de Área está disponível para consulta
- GTC 22 A Planta Baixa da instalação “*As Built*” está disponível para consulta
- GTC 23 Os Estudos de Risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta
- GTC 25 O Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (AVCB) está na validade e disponível
- GTC 26 O Alvará de Funcionamento está na validade e disponível para consulta
- GTC 27 O Mapa de Risco está atualizado e consta o período de gestão da CIPA
- GTC 28 A Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade e disponível para consulta
- GTC 29 A Lista de Verificação (LV) do DCBI do mês anterior está disponível para consulta
- GTC 30 O controle de inibição de sistema ou equipamento crítico está disponível para consulta

Na avaliação da categoria B-FE Estação verificamos nos resultados de “LV” relevantes de valores percentuais variando de 72% a 96% de respostas “conforme”, caracterizando que os recursos disponibilizados foram de boa qualidade e estão em boas condições de uso nas frentes operacionais. A única resposta com lacuna obteve um valor percentual igual a 4% de resposta “não conforme”, devido a falta de instalação de câmera de filmagem interna e externa no veículo de operação do campo produtor “A”, caracterizada devido a falta de exigência em contrato de serviço de operação, pois neste não contemplava a instalação dessa tecnologia, e apenas o campo produtor “A” utiliza veículo de operação para visitar poços produtores e injetores, quando necessário.

A câmera de filmar o ambiente interno e externo do veículo de operação tem por objetivo avaliar a conduta interna do motorista do veículo, com objetivo de contribuir na segurança de trânsito. Já as respostas “não aplicável” verificadas nos campos “B”, “C”, “D” e “E” foram porque esses campos produtores não utilizam “veículo de operação”, trabalham fixos nas estações e em regime de trabalho ininterrupto (24 h/d). A seguir única variável FE 20 com lacuna:

- FE 20 O veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa

Na análise dos resultados de “LV” da categoria C-MTV contabilizamos valores percentuais variando de 43% a 86% de respostas para “conforme”, com melhores desempenhos nos campos produtores “B” 76%, “D” 67% e “E” 86%. Já para respostas “não conforme” observamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “A” 29% e “C” 33%. Quanto aos maiores valores percentuais de respostas “não aplicável” identificamos nos campos produtores “A” 19%, “C” 24% e “D” 24%, porque não existe a tecnologia verificada, nem equipamentos em manutenção e/ou fora de operação.

As variáveis “não conforme” identificadas foram pontuais, logo deve-se aplicar ação corretiva, para manter a integridade das instalações e a segurança operacional, sendo as variáveis com lacunas identificadas em mais de um campo produtor, conforme a seguir:

- MTV 01 Tubulações, válvulas e tampão da câmara de pig de 3” isentos de vazamento
- MTV 02 Tubulações, válvulas e tampão da câmara de pig de 3” isentos de vazamento
- MTV 04 Os flanges de linhas e de válvulas tem todos parafusos e porcas (estojos)
- MTV 06 Manômetros estão com calibração na validade
- MTV 09 Válvulas e/ou niples de dreno/vent das linhas e de pig tem Cap/Plug
- MTV 10 A linha de produção ou injeção, teste e pig "Em Manutenção" tem a placa de aviso
- MTV 12 A linha de produção ou injeção, teste e pig "Fora de Operação" tem a placa de aviso
- MTV 13 A linha de produção ou injeção, teste e pig "Fora de Operação" está isolamento
- MTV 14 A linha de produção ou injeção, teste e pig tem raquete e dados técnico de fabricação
- MTV 15 O piso e canaletas da área do manifold de produção ou injeção isento de resíduo oleoso
- MTV 16 O piso e canaletas da área da câmara de lançar e receber pig isento de resíduo oleoso

- MTV 18 Área do manifold e câmara de pig tem sinalização de segurança (Ex; raio de abertura)
- MTV 19 Área do manifold possui a sinalização de uso obrigatório de EPI's?
- MTV 20 Existe tubulação com extremidade aberta sem tampão ou flange cego

Na categoria D-CLPR quanto a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional de câmara de lançar e receber pig/raspador de parafina/resíduos de estação verificamos na análise dos resultados de "LV" que os campos produtores "A" 61% e "B" 69% apresentaram maiores valores percentuais de respostas "conforme" e os campos produtores "C" 39%, "D" 22% e "E" 26% maiores valores percentuais de respostas com lacunas "não conforme, necessitando de uma maior brevidade na aplicação de ações corretivas e de preventivas, devido os risco de incidentes, acidentes ou de "não conformidades" em auditorias internas e/ou externas e multas.

Os valores percentuais identificados com respostas "não aplicável" foram devido a falta de tecnologias/instrumentos instalados e de ausência de equipamentos em manutenção ou fora de operação, conforme detalhamento de todas variáveis com lacunas a seguir:

- CLRP 03 As câmaras de lançar (LP) e receber pig (RP) tem identificação do Tagueamento (TAG)
- CLRP 05 Câmara de pig com flanges e válvula flangeada parafusos sobram fio de rosca nas porcas
- CLRP 06 Manômetro de câmara de pig está operacional e com calibração na validade
- CLRP 07 Câmara de pig está despressurizada, com pressão igual a "ZERO" psi
- CLRP 09 As válvulas de alívio (PSV) das câmaras de pig estão com calibração na validade
- CLRP 10 Válvula de alívio (PSV) de câmara de pig está com lacre e aviso "DCBI" em válvula de bloqueio
- CLRP 11 O lacre e a placa de aviso "DCBI" nas válvulas de bloqueio da PSV estão íntegros
- CLRP 13 Válvulas de dreno das linhas das câmaras de pig possuem Cap/Plug

- CLRP 17 A câmara de pig "Fora de Operação" possui isolamento com cone/fita zebrada ou cerquite
- CLRP 18 A câmara de pig possui raquete com aviso "raqueteado" e dados técnicos de fabricação
- CLRP 19 O piso e canaletas da área das câmaras de pig estão limpas, ausente de resíduo oleoso
- CLRP 21 Área das câmaras de pig tem sinalização de segurança (Ex; H2S; raio de abertura do tampão)

Quanto à integridade estrutural das instalações e da segurança operacional da categoria E-VS sobre vasos de pressão separadores de petróleo observamos na análise dos resultados de "LV" que todos os campos produtores A, B, C, D e E apresentaram relevantes valores percentuais variando de 68% a 89% de respostas "conforme", e com lacunas os maiores valores percentuais foram nos campos produtores "C" 21% e "E" 11% de respostas "não conforme", necessitando de uma maior atenção no tratamento das "não conformidades", devido ao risco de incidentes, quase acidentes ou acidentes. Já os valores percentuais identificados nos campos produtores "A" 25%, "B" 18% e "D" 14% com respostas "não aplicável" foram devido a falta de tecnologia/instrumentos instalados e de ausência de equipamentos em manutenção ou fora de operação na estação, e conforme detalhamento a seguir das variáveis com lacunas/desvios nesta categoria:

- VS 11 Válvula de alívio (PSV) de vaso tem "lacre" e aviso de "DCBI" na válvula íntegros
- VS 12 Válvula de alívio (PSV) de vaso, os "lacre", aviso de "DCBI" e válvula isentos de corrosão
- VS 13 A iluminação de emergência na área dos vasos está operacional
- VS 15 As caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros
- VS 17 Os drenos e vents dos vasos separadores possuem os caps e/ou plugs
- VS 20 Vaso separador "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes
- VS 21 Vaso separador "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso

- VS 24 Os dutos dos vasos separadores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo
- VS 25 Área dos vasos separadores possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI e outros)

Para a análise dos resultados de “LV” sobre a integridade estrutural das instalações e segurança operacional de vasos tratadores de petróleo classificado na categoria F-VTO visualizamos que os campos produtores “A” 76%, “B” 94% e “D” 88% apresentaram relevantes valores percentuais de respostas “conforme”, e com lacunas os campos produtores “A” 24% e “D” 9% para respostas “não conforme”, necessitando de ação corretiva, devido os riscos de incidentes, acidentes ou de “não conformidades” em auditorias internas e/ou externas.

Os valores percentuais verificados nos campos produtores “C” e “E” iguais a 100% com respostas “não aplicável” para todas as perguntas de “LV” foram devido a ausência da tecnologia vasos tratadores de petróleo nestas duas estações, porque as mesmas tratam o petróleo com injeção de vapor das caldeiras fixas, produto químico desemulsificante em tanques de lavagem de 10.000 barris (bbl) e com água produzida aquecida a 65° C. A seguir apresentamos todas as variáveis com lacunas na categoria F-VTO:

- VTO 01 Flanges de vasos tratadores tem parafusos (estojos) sobrando fio de roscas na porca
- VTO 04 Vasos tratadores e os acessórios estão isentos de corrosão
- VTO 21 Os painéis elétricos na área dos vasos tratadores estão íntegros
- VTO 22 Os drenos e vents dos vasos tratadores possuem os caps e/ou plugs
- VTO 23 Os vasos tratadores "Fora de Operação" possuem a placa de aviso “Fora de Operação”
- VTO 24 Os vasos tratadores "Em Manutenção" possuem a placa de aviso “Em Manutenção”
- VTO 25 Os vasos tratadores "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes
- VTO 26 Vasos tratadores "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso

- VTO 28 A área / base dos vasos tratadores está isento de resíduos oleoso
- VTO 29 Os dutos dos vasos tratadores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo

Na análise dos resultados de “LV” da categoria G-TQA sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional de tanques de armazenamento de petróleo e/ou água produzida para injeção (TQA) observamos que os campos produtores “A” 90%, “B” 97%, “D” 86% e “E” 90% apresentaram relevantes valores percentuais de respostas “conforme”, e no campo produtor “C” 35% o maior valor percentual de respostas com lacunas “não conforme”, necessitando de uma maior atenção no tratamento das “NC” devido os risco de incidentes, acidentes ou de “não conformidades” em auditorias internas e/ou externas, conforme as variáveis com lacunas/desvios na categoria G-TQA:

- TQA 04 Tanques e os acessórios estão isentos de corrosão
- TQA 06 Tanques possuem manômetros com calibração na validade
- TQA 10 Tanques possuem trenas externas operacionais
- TQA 13 Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos na área de tanques íntegros
- TQA 14 Os drenos e vents dos tanques possuem os caps e/ou plugs
- TQA 15 Os tanques "Fora de Operação" possuem a placa de aviso “Fora de Operação”
- TQA 17 Os tanques "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes
- TQA 18 Tanques "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso
- TQA 21 Os dutos dos tanques possuem sinalização da seta de sentido de fluxo
- TQA 25 As paredes do dique de contenção da área dos tanques estão íntegras
- TQA 26 O piso do dique de contenção da área dos tanques está íntegro
- TQA 29 A área dos tanques está organizada, limpa, isenta de material e de vegetação

Na avaliação dos resultados de “LV” da categoria H- BBB quanto a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de bombas alternativa, BCPH, BCSH e bombas

dosadora de produto químico (BBB) das estações dos campos produtores constatamos que os campos produtores A, B, C, D e E apresentaram relevantes valores percentuais variando de 76% a 88% de respostas “conforme”, e com maiores lacunas de valores percentuais nos campos produtores “C” 16% e “E” 12% de respostas “não conforme”, necessitando de uma maior urgência no tratamento dessas “NC” devido os risco de incidentes, acidentes ou de “não conformidades” em auditorias internas e/ou externas.

Nos campos produtores “A” 12% e “D” 20% verificamos os maiores valores percentuais com respostas “não aplicável”, devido a ausência de tecnologia/instrumento (bomba). A seguir detalhes de todas as variáveis com lacunas na categoria H-BBB:

- BBB 03 Bombas e acessórios estão isentos de vazamentos de fluídos
- BBB 07 Bombas possuem manômetros com calibração na validade
- BBB 08 Bombas possuem manômetros operacionais e com TAGs
- BBB 12 Iluminação e acessórios da área das bombas estão isentos de corrosão
- BBB 14 Drenos e vents das bombas possuem os caps e/ou plugs
- BBB 15 Bomba "Fora de Operação" possui placa de aviso “Fora de Operação”
- BBB 18 Bomba "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso
- BBB 19 Bombas possuem cabo de aterramento
- BBB 20 Área / base das bombas está isento de resíduos oleoso

Na categoria I-CGA analisamos os resultados de “LV” sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional de compressores de gás e de compressores de ar (CGA) das estações dos campos produtores, e observamos nos campos produtores A 88%, B 97%, C 88%, D 85% e E 94% relevantes valores percentuais (%) de respostas “conforme”, e com lacunas para respostas “não conforme” identificamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “A”, “C” e “E” ambos com 9%, necessitando de uma maior brevidade nas ações corretivas no tratamento das “NC” devido os risco de incidentes, acidentes ou de “não conformidades” em auditorias internas e/ou externas. E conforme as seguintes variáveis com lacunas/desvios:

- CGA 16 Válvula de alívio (PSV) de vasos tem “lacres” e aviso “DCBI” na válvula íntegros
- CGA 17 Válvula de alívio (PSV) de vasos, lacres, aviso DCBI e a válvula isentos de corrosão
- CGA 20 Iluminação de emergencia na área dos vasos está operacional
- CGA 28 Compressor "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e placa de aviso
- CGA 31 Dutos dos compressores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo

Na análise dos resultados da “LV” da categoria J-OGA sobre integridade estrutural das instalações e da segurança operacional de oleoduto, gasoduto e adutora das estações dos campos produtores observamos que os campos produtores A, B, C, D e E apresentaram relevantes valores percentuais variando de 73% a 85% de respostas “conforme”, sem nenhuma resposta “não conforme”, caracterizando que os oleodutos, gasodutos e adutoras estão em boas condições operacionais.

As respostas “não aplicável” com valores percentuais variando de 15% a 27% foram devido a ausência de tecnologia/instrumentos instalados e de equipamentos em manutenção e/ou fora de operação nas instalações. Os oleodutos e gasodutos possuem um regulamento técnico de dutos terrestre específico o RTDT, definido pelo órgão regulador e fiscalizador ANP no Brasil.

Neste contexto, todos os dutos estão automatizados e com equipes monitorando por 24 horas/dia, diariamente durante as transferências/movimentação dos produtos (petróleo e gás natural), onde os prestadores de serviços de observação de dutos (andarilhos) aplicam lista de verificação desde a origem até o destino do duto, possuem planos de manutenção mais eficazes com indicadores de desempenho, realizam auditorias e inspeções pelas equipes de manutenção com maior frequência, porque estes são os modais de escoamento dos produtos “petróleo” e “gás natural” para os clientes finais, como: refinarias e empresas de distribuição de gás natural.

Para a análise dos resultados de “LV” da categoria K-DAPQ quanto a integridade estrutural das instalações e da segurança operacional do sistema de dosagem e armazenamento de produto químico das estações dos campos produtores identificamos nos campos produtores A, B, C, D e E elevadas valores percentuais variando de 88% a 100% de respostas “conforme”, e com lacunas apenas no campo produtor “E” com valor percentual igual a 12%, para duas respostas “não conforme”, nas variáveis DAPQ 08 e DAPQ 13, sendo esta última a mais crítica e conforme descrição a seguir:

- DAPQ 08 No ponto de dosagem de produto químico possui sinalização de segurança
- DAPQ 13 Área de armazenamento de produto químico possui chuveiro de emergência e lava olhos

Na análise dos resultados de “LV” de integridade estrutural das instalações e da segurança operacional na categoria L-CGV sobre caldeiras e geradores de vapor das estações dos campos produtores A, B, C, D e E verificamos relevantes valores percentuais variando de 70% a 85% de respostas “conforme”, e nos resultados com lacunas observamos os maiores valores percentuais nos campos produtores “A” 18% e “E” 30% de respostas “não conforme”, com necessidade ação corretiva para evitar riscos de incidentes, acidentes e/ou “não conformidade” em auditoria interna ou externa e multas.

Já para respostas “não aplicável” constatamos nos campos produtores “B” com 18% e “D” igual a (15%), porque nestes campos não tinha caldeira/gerador de vapor parado aguardando manutenção ou fora de operação. A seguir descrição de todas variáveis com lacunas/desvios:

- CGV 01 Caldeiras tem parafusos (estojos) no flange sobrando fio de rosca na porca
- CGV 04 As caldeiras e os acessórios estão isentos de corrosão
- CGV 06 As caldeiras possuem a identificação de tagueamento (TAG)
- CGV 14 Drenos e vents das caldeiras possuem os caps e/ou plugs
- CGV 18 Caldeira "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e placa de aviso
- CGV 21 Purgadores das linhas de vapor das caldeiras estão operacionais

- CGV 24 Caldeiras tem tubulação com extremidade livre e tampão roscado / flange cego
- CGV 27 Área das caldeiras está organizada, limpa e isenta de materiais

Quanto a análise dos resultados de “LV” sobre a integridade das instalações e da segurança operacional na categoria M-SE sobre salas de CCM, painéis elétricos e transformadores (SE) das estações dos campos produtores A, B, C, D e E identificamos relevantes valores percentuais variando de 69% a 86% de respostas “conforme”, com 7% de respostas “não conforme” no campo produtor “A”, e para respostas “não aplicável” nos campos produtores “A” e “B” ambos com 24%, caracterizando que as salas de CCM, painéis elétricos e transformadores estão em boas condições operacionais.

Apenas o campo produtor “A” apresentou duas respostas “não conforme” nas variáveis SE 13 e SE 17 caracterizadas como relevantes em relação aos demais campos produtores “C” 3% e “D” 3% de respostas “não conforme”, nas variáveis SE 15 e SE 21, ambas com necessidade de ação corretiva, para evitar riscos de incidentes, acidentes e/ou “não conformidade” em auditoria interna ou externa e multas. Os campos produtores “A” e “B” apresentaram maiores quantidades e percentuais de respostas “não aplicável”, porque não tinha painel elétrico parado aguardando manutenção ou fora de operação, e nem sala de baterias, e conforme descrição das variáveis com lacunas/desvios:

- SE 13 Sala do CCM possui bastão de resgate e manta
- SE 15 Sala do CCM possui cadeado na porta de acesso fechada
- SE 17 Sala do CCM possui os tapetes de borracha nos painéis => 1000 v
- SE 21 Área dos transformadores está isenta de vegetação excessiva

Na análise dos resultados da categoria N-SFCI sobre a integridade das instalações e da segurança operacional do sistema fixo de combate a incêndio (SFCI) das estações dos campos produtores A, B, C, D e E levantamos relevantes valores percentuais variando de 76% a 90% de respostas “conforme”.

Contudo, observamos algumas lacunas presentes com valores percentuais representativos nos campos produtores “A” e “B” iguais a 14%, “C” 19%, “D” 10% e “E” 24% de respostas “não conforme”, sendo estas nas variáveis SFCI 01, SFCI 02, SFCI 05, SFCI 08 e SFCI 18, caracterizadas como de maior atenção porque trata-se de equipamentos de salvaguarda de mitigação, ambas com necessidade de ação corretiva, para evitar riscos de incidentes, acidentes e/ou requisitos “não conforme” em auditoria interna ou externa e multas. As variáveis da categoria N-SFCI com lacunas/desvios foram as seguintes:

- SFCI 01 Sala de operação tem controlo de teste do SFCI e de rodízio dos canhões e hidrantes
- SFCI 02 Flanges das tubulações do SFCI tem todos os parafusos e porcas (estojos)
- SFCI 04 Flanges, estojos e tubulação do SFCI estão isentos de corrosão
- SFCI 05 Conexões do SFCI estão isenta de vazamento de água industrial
- SFCI 07 Tanque de armazenamento de água industrial está cheio
- SFCI 08 Tanque de água industrial possui trena externa operacional
- SFCI 18 Tubulações, hidrante e canhão possuem a identificação da seta de sentido de fluxo

Para Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann (2017. 34) *“cada processo pode ser composto por processos menores ou ser parte integrante de processos maiores e a abordagem de processos tem-se constituído num recurso poderoso para organizar e gerenciar as organizações”*.

Contudo, *“os problemas ocorridos na fronteira das unidades tem, em geral, baixa prioridade e geram dificuldades na melhoria do resultado global”* (Ribeiro Neto, Tavares e Hoffmann, 2017, p.35). Portanto, processos podem caracterizar desvios e/ou falhas, sair dos limites de controlos e/ou de especificações na realização de produtos ou serviços nas organizações, tornando-se estratégico definir procedimentos e rotinas operacionais de inspeção e/ou verificação para identificar lacunas, falhas e/ou não conformidades, aplicar ação corretiva imediata, investigar e eliminar as causas fundamentais para não repetir este tipo de evento (Bertolino e Couto, 2018).

7.4.3 Análise crítica dos resultados percentuais das respostas das listas de verificação (LV) *in loco* por categorias das estações e por campos produtores

Nas análises comparativas dos resultados das respostas de “LV” das 14 (catorze) listas de verificação *in loco* aplicados nas estações nos cinco campos produtores constatamos diversas lacunas de práticas de gestão operacional com respostas “não conforme” na categoria A-GTC Estação, referente a gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e com grande impacto para os empregados contratados de operação, devido a elevada terceirização da atividade principal, identificados de forma sistêmica em todos os campos produtores, sendo mais críticos nos campos produtores “B” 57% e “C” 46%. Já na categoria B-FE Estação sobre disponibilidade, qualidade e condições de ferramentas, dos EPI e veículo de operação para os empregados identificamos apenas uma lacuna no campo produtor “A” de resposta “não conforme”.

Os maiores valores percentuais de respostas “não conforme”, nas categorias A-GTC Estação e B-FE Estação por campos produtores com maiores lacunas foram:

- Categoria **A-GTC Estação** - gestão e transferência de conhecimento para empregados nos **campos produtores**: “A” 34%, “B” 57%, “C” 46%, “D” 34%, e “E” 23% de respostas “não conforme”; e
- Categoria **B-FE Estação** - disponibilidade, qualidade e condições de ferramentas, EPI e veículo de operação apenas no **campo produtor “A” 4%** de respostas “não conforme”.

Quanto as análises dos resultados das respostas das categorias de “LV” sobre a integridade estrutural das instalações e de segurança operacional do conjunto de processos internos e equipamentos das estações não observamos lacunas com respostas “não conforme” apenas na categoria J-OGA sobre os oleodutos, gasodutos e adutoras. Contudo, nas demais categorias identificamos algumas lacunas com maiores valores percentuais de respostas “não conforme”, por categoria e campos produtores, conforme a seguir:

- Categoria **C-MTV Estação** - manifolds, tubulações e válvulas de bloqueio nos campos produtores “A” 29% e “C” 33% de respostas “não conforme”;
- Categoria **D-CLRP Estação** - câmaras de lançar e receber pig/raspador nos campos produtores “C” 39%, “D” 22% e “E” 26% de respostas “não conforme”;
- Categoria **E-VS Estação** - vasos separadores de óleo, gás e água nos campos produtores “C” 21% e “E” 11% de respostas “não conforme”;
- Categoria **F-VTO Estação** - vasos tratadores de óleo nos campos produtores “A” 24% e “D” 9% de respostas “não conforme”;
- Categoria **G-TQA Estação** - tanques de armazenamento nos campos produtores “C” 35% de respostas “não conforme”;
- Categoria **H-BBB Estação** - bombas alternativas, BCPH, BCSH e Boosters nos campos produtores “C” 16% e “E” 12% de respostas “não conforme”;
- Categoria **I-CGA Estação** - compressores de gás e de ar comprimido nos campos produtores “A”, “C” e “D” ambos iguais a 9% de respostas “não conforme”;
- Categoria **J-OGA Estação** - Oleodutos, Gasodutos e Adutoras ZERO respostas “não conforme”;
- Categoria **K-DAPQ Estação** - dosagem e armazenamento de produtos químicos no campo produtor “E” 12% de respostas “não conforme”;
- Categoria **L-CGV Estação** - caldeiras e geradores de vapor nos campos produtores “A” 18% e “E” 30% de respostas “não conforme”;

- Categoria **M-SE Estação** - sistema elétrico, sala de CCM e área dos transformadores no campo produtor “A” 7% de respostas “não conforme”; e
- Categoria **N-SFCI Estação** - sistemas fixos de combate a incêndio nos campos produtores “C” 19% e “E” 24% de respostas “não conforme”.

Na análise dos resultados de todas as 14 (catorze) listas de verificação (LV) *in loco* aplicados nos processos internos e equipamentos das estações identificamos as categorias com os maiores valores percentuais de respostas “não conforme” por campo produtor A, B, C, D, E, sendo:

- Campo produtor “A” nas categorias **A-GTC Estação 34%**; B-FE Estação 4%, **C-MTV Estação 29%**, **F-VTO Estação 24%**, I-CGA 9% Estação, L-CGV Estação 18% e M-SE Estação 7% de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “B” na categoria **A-GTC Estação 57%** de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “C” nas categorias **A-GTC Estação 46%**, **C-MTV Estação 33%**, **D-CLRP Estação 39%**, **E-VS Estação 21%**, **G-TQA Estação 35%**, H-BBB Estação 16%, I-CGA Estação 9% e **N-SFCI Estação 19%** de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “D” nas categorias **A-GTC Estação 34%**, **D-CLRP Estação 22%**, F-VTO Estação 9% e I-CGA Estação 9% de respostas “não conforme”;
- Campo produtor “E” nas categorias **A-GTC Estação 23%**, **D-CLRP Estação 26%**, E-VS Estação 11%, H-BBB Estação 12%, **K-DAPQ Estação 12%**, **L-CGV Estação 30%** e **N-SFCI Estação 24%** de respostas “não conforme”.

Neste contexto, os campos produtores “A”, “C” e “E” apresentaram lacunas nas práticas de gestão operacional dos processos internos e equipamentos das estações, confirmadas nas respostas “não conforme” de “LV” das diversas categorias de verificações *in loco* nas frentes operacionais, devido ao não atendimento a requisitos de gestão e transferência de conhecimento para empregados, de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional, definidos em padrões, normas ISO e de regulamentos técnicos (RTSGSO, RTSGI e RTSGIP) da ANP.

Os campos produtores devem analisar os aspectos de ambiente de trabalho considerando os fatores humanos, promovendo treinamento de conscientização da força de trabalho da operação e manutenção e para visitantes ao ter acesso as instalações, para situações e condições que possam provocar incidentes, assim como garantir que os empregados da contratada tenham recebido treinamento adequado ao exercício de suas funções de maneira segura, mantendo evidência objetiva de que a força de trabalho tenha recebido treinamento adequado e aplicação de meios para verificar periodicamente a eficácia de treinamentos (ANP, 2007).

7.4.4 Análise comparativa dos resultados das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* por categorias aplicadas nas estações

Nas análises dos resultados comparativos das respostas dos questionários “Q” de percepção dos empregados próprios e contratados de operação de estação e das respostas das listas de verificação “LV” *in loco*, classificadas nas 3 (três) categorias A-GTC Estação, B-FE Estação e C-ETP Estação, sendo esta última com resultados consolidados das demais categorias dos processos internos e equipamentos de estação dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E observamos diferenças expressivas nos resultados com lacunas e com maiores valores percentuais de respostas “não conforme” de “LV” aplicados *in loco* nas frentes operacionais, quando comparado com os menores valores percentuais com lacunas de respostas “discordo” de “Q” de percepção dos empregados.

Neste contexto, no resultado do percentual total das respostas de “Q” da categoria A-GTC Estação referente a gestão e transferência de conhecimento contabilizamos um valor

percentual relevante de lacunas nas respostas “discordo” com média de 12%, e quando comparado com os resultados de “LV”, observamos um maior valor percentual nas respostas de “LV”, com média dos cinco campos produtores A, B, C, D e E igual a 39% de respostas “não conforme”, sendo resultados relevantes nos 5 (cinco) campos produtores “A” 34%; “B” 57%; “C” 46%; “D” 34%; e “E” 23% de respostas “não conforme”, com necessidade de avaliação de proficiência dos empregados próprios e contratados de operação, elaboração de programas de treinamentos e da aplicação dos treinamentos teóricos em sala de aula e de treinamentos práticos no local de trabalho nas frentes operacionais.

Os campos produtores também devem sistematizar a atualização da documentação técnica da instalação, disponibilizar para consulta imediata dos empregados próprios e contratados e realizar treinamento periódico na documentação técnica da instalação, como: fluxogramas de processo, de engenharia, estudos de riscos APR/HAZOP, lista de equipamentos críticos (LEC), sistemas e padrões operacionais críticos e não críticos das estações dos campos produtores de petróleo e de gás natural.

Na categoria B-FE Estação sobre disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, dos EPI e veículo de operação identificamos um valor percentual total dos resultados de “Q” com média de 78% de respostas para “concordo”, e nos resultados de “LV” um valor percentual mais representativo com média de 93% de respostas “conforme”, com maiores valores percentuais nos campos produtores “D” e “E” ambos com 96%, que caracterizamos como boas práticas em todos os campos produtores estudados. No campo produtor “A” foi observado apenas uma variável com lacuna que representou 4% do total, devido a falta do item crítico de segurança “câmera de vídeo” no veículo de operação.

Na análise dos resultados das respostas de “Q” e de “LV” da categoria C-ETP Estação referente a integridade das instalações e de segurança operacional dos equipamentos operacionais e de tanques de produção de armazenamento de petróleo e de água produzida, componentes dos diversos processos internos da estação, que operam de forma integradas e compõem a cadeia de valor para a produção de petróleo e de gás natural observamos também resultados de respostas de “LV” com média de valor percentual total igual a 10% de lacunas para “não conforme”.

Os resultados de “LV” de estação foram o dobro do valor percentual das respostas de “Q” de estação com 5% para “discordo”, que consideramos como críticos, porque uma falha em um desses processos internos poderá caracterizar a parada de outros processos que fazem parte da cadeia de valor, sendo os campos produtores “A” 12%, “C” 17% e “E” 10% com valores de maior criticidade, para realizar a devida manutenção corretiva e aplicar boas práticas de gestão operacional para evitar a reincidência.

Na categoria D-DAPQ Estação obtivemos bons resultados de respostas de “Q” igual a 98% de “concordo” e de “LV” 98% para “conforme”, em relação ao % total na média de todos os campos produtores estudados.

Em relação a categoria E-SE Estação verificamos menores valores percentuais, sendo em “Q” 84% de respostas para “concordo” e em “LV” 79% de respostas para “conforme”, porém considerados também como bons resultados, porque a maior diferença percentual do total foi para “Q” com 7% de respostas “indiferente” e para “LV” igual a 18% de respostas “não aplicável”, em relação aos baixíssimos valores percentuais do total com 9% de respostas “discordo” e de “LV” com 3% de respostas “não conforme”.

Em “Q” da categoria E-SE os melhores resultados foram nos campos produtores “C” e “E” ambos com 85% e no campo produtor “D” 87% de respostas “concordo”, e em “LV” os melhores resultados de valores percentuais foram nos campos produtores “C” e “D” ambos com 83% e no campo produtor “E” 86% de respostas “conforme”.

Nas análises das respostas de “Q” e de “LV” da categoria F-SFCI Estação sobre a integridade estrutural das instalações e de segurança operacional do sistema fixo de combate a incêndio, caracterizados como equipamentos críticos de salva-guarda de mitigação (SM) nos estudos de riscos, através da aplicação de técnicas APR e HAZOP nas estações identificamos respostas com lacunas com base no valor percentual do total das respostas de “Q” igual a 8% para “discordo”, e com maior relevância no percentual total das respostas de “LV” igual a 16%, que representou o dobro do percentual de “Q”, para respostas “não conforme”, referente ao valor percentual total dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E.

Entretanto, foram observados os maiores valores percentuais em ordem crescente de resultados de “LV” nos campos produtores: “A” e “B”, ambos com 14%, “C” 19% e “E” 24% de respostas “não conforme”, necessitando com brevidade implementar ações de correção e assim evitar a indisponibilidade desse sistema de segurança de mitigação de acidentes.

A ANP (2007) definiu que os campos produtores tem como atribuição estabelecer planos e procedimentos alinhados com as recomendações de fabricantes, normas, padrões e boas práticas da indústria, para inspeção, teste e manutenção, a fim de buscar a integridade mecânica dos seus sistemas, estruturas, equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional, bem como para evitar riscos de incidentes (quase acidentes ou acidentes), para as pessoas, danos ao patrimônio, imagem, e/ou não conformidades nas áreas de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde do trabalho e multas de órgãos reguladores e fiscalizadores.

7.5 Análise comparativa dos resultados de questionários de percepção (Q) e de listas de verificação (LV) *in loco* aplicados em poços e em estação nas categorias: A-GTC, B-FE, C-PPI e C-ETP

Nas análises comparativas dos resultados do percentual total de “Q” e de “LV” da categoria A-GTC Poços e da categoria A-GTC Estação sobre a gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação dos poços produtores, de poços injetores, e de operação das estações dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E identificamos proximidades em valores percentuais por categorias e tipo de instrumento de coleta de dados, conforme a seguir:

- Na categoria **A-GTC Poços de “Q”** igual a 53% de respostas “concordo”, com lacunas 23% de respostas “discordo” e para respostas “indiferente” igual a 24%; na categoria **A-GTC Estação de “Q”** 79% de respostas “concordo”, com lacunas 12% de respostas “discordo” e para respostas “indiferente” igual a 9%, na percepção dos empregados, caracterizando possíveis lacunas em GTC para os empregados; e

- Na categoria **A-GTC Poços de “LV”** igual a 30% de respostas “conforme”, com lacunas verificamos 44% de respostas “não conforme” e para respostas “indiferente” igual a 26%; na categoria **A-GTC Estação de “LV”** 58% de respostas “conforme”, com lacunas observamos 39% de respostas “não conforme” e para respostas “indiferente” igual a 3%, vindo a validar as lacunas de treinamento, padronização e de documentação técnica na percepção dos empregados, e constatamos com maiores valores percentuais de “LV” o não atendimento de requisitos sobre gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação de poços e de estação dos campos produtores pesquisados.

Na comparação dos resultados do percentual total da categoria B-FE Poços e B-FE Estação, de “Q” e de “LV” sobre a disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, dos EPI e veículos de operação da equipe de poços e da equipe de estação dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E verificamos elevados valores percentuais por tipo de respostas “concordo” e “conforme” e baixíssimos valores percentuais de resultados nas respostas “discordo” e “não conforme”, sendo estes:

- Na categoria **B-FE Poços de “Q”** igual a 77% de respostas “concordo”, com lacunas 8% de respostas “discordo” e para respostas “indiferente” igual a 15%; na categoria **B-FE Estação de “Q”** 78% de respostas “concordo”, com lacunas 11% de respostas “discordo” e para respostas “indiferente” igual a 11%; e
- Na categoria **B-FE Poços de “LV”** igual a 93% de respostas “conforme”, com lacunas verificamos 4% de respostas “não conforme” e para respostas “indiferente” igual a 3%; na categoria **B-FE Estação de “LV”** 78% de respostas “conforme”, com lacunas observamos 1% de respostas “não conforme” e para respostas “indiferente” igual a 21%, demonstrando que os recursos disponibilizados atendem as boas práticas da indústria e para contribuir no atendimento de requisitos de padrões e normativos.

Na análise comparativa dos resultados do percentual total da categoria C-PPI Poços e C-ETP Estação de “Q” e de “LV” sobre a integridade das instalações e a segurança operacional dos

equipamentos, tubulações/dutos, satélites e multivias de poços produtores e de poços injetores (PPI), assim como de equipamentos e tanques de produção de estação (ETP) dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E visualizamos menores valores percentuais de respostas “concordo” e de “conforme” e maiores valores percentuais de respostas “discordo” e de “não conforme” da categoria C-PPI Poços de “Q” e de “LV”, devido a vandalismo, falhas e desvios de automação de poços, rotinas diárias realizadas apenas no regime administrativo de 8h por dia (8h às 16h) e instalações dispersas em grandes extensões geográficas da zona rural, quando comparados com os resultados da categoria C-ETP Estação de “Q” e de “LV”, que tem assistência na operação 24 horas por dia de técnicos de operação e equipe da ronda de vigilância, conforme detalhamento das categorias a seguir:

- Na categoria **C-PPI Poços de “Q”** igual a 62% de respostas “concordo”, com lacunas 22% de respostas “discordo” e para respostas “indiferente” igual a 16%; na categoria **C-ETP Estação de “Q”** 88% de respostas “concordo”, com lacunas 6% de respostas “discordo” e para respostas “indiferente” igual a 6%, na percepção dos empregados, caracterizando possíveis lacunas com maior proporção nas instalações de poços e menor proporção nas instalações de estação; e
- Na categoria **C-PPI Poços de “LV”** igual a 39% de respostas “conforme”, com lacunas verificamos 47% de respostas “não conforme” e para respostas “indiferente” igual a 14%; na categoria **C-ETP Estação de “LV”** 75% de respostas “conforme”, com lacunas observamos 10% de respostas “não conforme” e para respostas “indiferente” igual a 15%, confirmando a percepção dos empregados em “Q”, com as maiores lacunas de integridade das instalações, equipamentos e tubulações/dutos de poços, satélites e multivias e a segurança operacional de poços produtores e de poços injetores (PPI), sendo sistêmicos em todos os campos produtores estudados, e em menores quantidades de lacunas.

Porém, também consideramos relevantes as lacunas identificadas nas instalações e equipamentos de estação (ETP), porque apresentam riscos de incidentes, acidentes, de impacto para a saúde, meio ambiente, risco de multas de órgãos reguladores e fiscalizadores e para imagem dos campos produtores, necessitando realizar

planeamento e aplicar programas de melhoria contínua de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional nos poços e estações dos campos produtores estudados.

Para Bertolino e Couto (2018, p. 213), “*a solução de problemas ou não conformidades devem ser iniciada pela identificação da causa raiz, uma vez que sem agir nas causas dos problemas não se previne que ocorram os seus efeitos*”. Neste contexto, necessitam identificar e gerenciar seus problemas ou não conformidades com base nas informações disponibilizadas pelas partes interessadas (*stakeholders*), de riscos de segurança, saúde ocupacional e ambiental, disponibilizando recursos, definindo critérios de priorização na solução e eliminação das causas raízes dos problemas ou de não conformidades, com objetivos e metas, cronograma de execução, lideranças e demais empregados com responsabilidades e atribuições para a execução dessas atividades e tarefas de forma planeada, com base em evidências objetivas e aplicação de métodos, para garantir o processo de melhoria contínua através de um sistema de gestão estruturado no ciclo PDCA (Bertolino e Couto, 2018).

7.6 Resumo do capítulo

As análises críticas foram realizadas a partir da triangulação de dados de resultados de 328 respostas de guião de entrevistas com lideranças dos campos produtores, dos 165 questionários (Q) de percepção respondidos pelos empregados próprios e contratados de operação, sendo: 90 da equipe de poços e 75 da equipe de estação, que trabalham em regime administrativo (8 horas/dia) e de sobreaviso (12 horas/dia), e dos processos e equipamentos operacionais de cinco estações de grande porte, em regime de turno ininterrupto (24 horas/dia); e dos resultados das respostas de listas de verificação (LV) *in loco* nas frentes operacionais, com resultados comparativos entre as respostas dos questionários de percepção “Q” e das listas de verificação “LV” *in loco* em

Na análise dos resultados do guião de entrevistas na fase *Plan* (Planear) do ciclo PDCA composto pelas seções: 4 - Contexto da organização; 5 - Liderança; 6 - Planeamento e 7 – Apoio / suporte, definidos nas normas ISO do SGI com 131 (40%) perguntas; na fase *Do*

(executar) da seção 8 - Operação com 148 (45%) perguntas; na fase *Check* (Verificar) com a seção 9 - Avaliação de desempenho com 35 (11%) perguntas e na fase *Action* (Agir) na seção 10 - Melhoria com 14 (4%) perguntas, totalizando 328 perguntas do guião de entrevistas, com práticas de gestão operacional de requisitos integrados de padrões, normas ISO do SGI e de regulamentos técnicos (RT) da ANP, aplicados às lideranças dos campos produtores.

Nos resultados do guião de entrevistas verificamos que os campos produtores estudados realizaram planejamento e a implementação de requisitos de normas ISO do SGI e dos RT definidos pela ANP no sistema de gestão global, com aplicação do ciclo PDCA e foco na melhoria contínua de QMSOI&ST, através de acompanhamento e monitoramento dos processos; da realização de reuniões de análise crítica; de inspeções planejadas; auditorias internas com tratamento de não conformidade e realização de abrangências nos demais campos produtores; divulgação de lições aprendidas de incidentes e acidentes em reunião de diálogo semanal de segurança (DSS).

Contudo, identificamos através dos resultados da aplicação de “Q” e de “LV” lacunas nas práticas de gestão operacional de rotinas diárias, na realização de inspeção planejadas e de auditorias internas, como principais práticas para a identificação de desvios, falhas e/ou não conformidades e de melhoria contínua nas instalações, processos e equipamentos de produção nas frentes dos campos produtores.

Na análise comparativa dos resultados de valores percentuais das respostas dos questionários de percepções “Q” de Poços e “Q” de Estação dos empregados próprios e contratados de operação das equipes de poços e das equipes de estação contabilizamos os menores valores percentuais de “discordo”, isto quando comparado com os resultados de elevados valores percentuais das variáveis das listas de verificação (LV) *in loco* de Poços e de Estação com respostas “não conforme”, onde observamos o dobro dos valores percentuais das respostas de “Q” para “discordo”, tanto nas práticas de gestão operacional da categoria A-GTC Poços, como na categoria A-GTC Estação sobre gestão e transferência de conhecimento para os empregados.

Os menores valores percentuais de “discordo” das respostas dos questionários de percepção “Q” de empregados contratados de operação pode ter sido influenciado pelo pouco tempo de experiência variando de 1 a 5 anos, baixa percepção de riscos das instalações, processos e equipamentos e pouco conhecimento sobre integridade estrutural das instalações e de segurança de processo industrial.

As categorias B-FE Poços e B-FE Estação sobre disponibilidade dos recursos, qualidade e condições das ferramentas, EPI e veículo de operação para as equipes de poços e de estação alcançaram bons resultados de valores percentuais de respostas de “Q” para “concordo” e de “LV” para respostas “conforme”, que caracterizamos como boas práticas no atendimento de requisitos de padrões, normas ISO e de regulamentos técnicos da ANP.

Na análise comparativa dos resultados dos valores percentuais de “Q” e de “LV” da categoria C-PPI Poços e da categoria C-ETP Estação dos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E sobre a integridade estrutural das instalações e a segurança operacional de processos e equipamentos de produção observamos na categoria C-PPI Poços menores valores percentuais de respostas “concordo” de “Q”, e de “conforme” de “LV”, e maiores valores percentuais de respostas “discordo” de “Q”, e de “não conforme” de “LV”, quando comparados com os resultados da categoria C-ETP Estação de “Q” e de “LV”.

No entanto, verificamos algumas lacunas com menores valores percentuais de resultados de “Q” e de “LV” de estação (ETP), caracterizando que a integridade das instalações, equipamentos, tubulações/dutos, satélites e multivias de poços produtores e de poços injetores (PPI) apresentaram as maiores lacunas, com maior relevância nos resultados das listas de verificação *in loco*, sendo sistêmicos em todos os campos produtores estudados, com riscos para segurança de processo, incidente, acidente, impactos ao meio ambiente, a saúde no trabalho e a imagem dos campos produtores.

CAPÍTULO VIII - CONCLUSÃO E TRABALHO FUTURO

8.1 Introdução

Nos estudos realizamos investigações sobre as práticas de gestão operacional para atender requisitos de regulamentos técnicos (RT) definidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) e requisitos de normas ISO dos Sistemas de Gestão Integrados (SGI) em 5 (cinco) campos terrestres (*onshore*) produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro, com foco no processo de gestão e transferência de conhecimento (GTC), na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações de poços e de estações, porque se caracterizam como meios para a garantia e melhoria contínua da qualidade na produção de bens e serviços, na preservação ambiental, segurança, integridade e saúde no trabalho dos empregados próprios e contratados.

Observamos nos estudos através de entrevistas com as lideranças e *staff* que os campos produtores adotam um sistema de gestão global com definição de planejamento estratégico, tático e operacional, alinhados a políticas e diretrizes de qualidade, segurança, meio ambiente e saúde no trabalho, visão, missão, valores esperados, objetivos e metas definidos a partir de planejamento anual do negócio (PAN), com sistemas informatizados de acompanhamento, monitoramento, armazenamento, rastreabilidade e controle definidos em procedimentos de execução e em sistema de indicadores de desempenho alinhados aos objetivos e metas, com realização de reuniões diárias, semanal, mensal e trimestral de análises críticas (RAC), para definir ações, atingir metas e/ou melhorias de QSMS.

Verificamos também através das respostas dos questionários de percepção de empregados próprios e contratados e das observações diretas com aplicação de listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais, com análise da documentação técnica das instalações e dos

processos de elevação e escoamento de petróleo através de poços produtores, poços injetores, satélites, multivias e dos demais processos operacionais e equipamentos de estação, com avaliação da gestão e transferência de conhecimento (GTC), da segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, onde foram observados a existência de uma média percentual variando de 20% a 30% de lacunas/desvios sistêmicos de QMSOI&ST, como: falta de gestão de mudança de pessoas, ausência da documentação técnica na instalação e/ou desatualizada; falta e/ou falha em treinamento de pessoal, devido falha na gestão de mudança de pessoa, falta de padrão e/ou padrão desatualizado, e falha no memorial descritivo de contrato de prestação de serviços, em não constar itens importantes de segurança, como realização de cursos técnicos de formação e cursos de aperfeiçoamento periódicos.

Os resultados com lacunas/desvios de QMSOI&ST foram devidos ao não atendimento a requisitos legais definidos nos RT da ANP, e em requisitos voluntários para certificação nas normas ABNT NBR ISO do SGI, observados nos 5 (cinco) campos produtores pesquisados, que podem caracterizar riscos de incidentes, acidentes e quase acidentes, com impactos para as pessoas, meio ambiente, patrimônio, financeiro e imagem dos campos produtores. Pois torna-se necessário adotar práticas de gestão operacional nas categorias de gestão e transferência de conhecimento (GTC), segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, para as devidas correções desses requisitos não atendidos.

8.2 Considerações finais sobre o trabalho

8.2.1 Considerações finais dos resultados de guião de entrevistas com lideranças

A partir das entrevistas verificamos que os campos produtores tem um sistema de gestão global alinhado com os planejamentos estratégico, tático e operacional, na missão, na visão, nos requisitos de aplicação voluntária para certificação nos sistemas de gestão integrados (SGI) das normas ABNT NBR ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 (QMS&ST), e integrados aos requisitos obrigatórios dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional e integridade das instalações (SOI) dos regulamentos técnicos (RT) (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP), definida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador e fiscalizador no Brasil.

Todas as instalações, os processos e equipamentos de elevação e escoamento de petróleo dos poços produtores e poços injetores de água, gás e vapor, e também das estações com seus processos internos e equipamentos de coleta de petróleo, gás e água, vasos de separação, vasos de tratamento, tanques de armazenamento de petróleo, tratamento e injeção de água, sistema de compressão, movimentação e exportação de gás natural e condensado, foram estruturados em uma matriz de correlação com os principais padrões corporativos e indicadores de desempenho, para garantir o atendimento dos objetivos e metas de qualidade, meio ambiente, integridade das instalações, segurança operacional e a saúde no trabalho (QMSOI&ST), assim como para atender os requisitos das normas ISO e da ANP.

Na fase P (*Plan*/Planeamento) do ciclo PDCA os campos produtores estruturaram e consideraram os requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI distribuídos nas quatro seções 4, 5, 6 e 7 integrados com os requisitos dos 17 programas de gestão (PG) definidos no regulamento técnico de sistema de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO) e nos demais requisitos dos regulamentos técnicos RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP, definidos pela ANP.

A seção 4 das normas ABNT NBR ISO do SGI que trata da análise do contexto interno e externo dos campos produtores identificamos que foram realizadas através de matriz SWOT/FOFA sobre temas políticos, econômicos, sociais, tecnológicos, ambientais e legais, observando as necessidades das partes interessadas, o escopo / abrangência de aplicação dos requisitos normativos e regulamentares, as recomendações de estudos de riscos de processos produtivos definidos nas técnicas de APR e HAZOP, resultados de tratamento de anomalias ocorridas com pessoas e processos.

Assim como atender as exigências definidas nos requisitos das normas ISO e nos requisitos dos regulamentos técnicos de órgão regulador e fiscalizador como a ANP, e nas condicionantes da licença ambiental de operação (LAO) definidas pelos órgãos de fiscalização ambiental.

Na seção 5 sobre liderança observamos os compromissos dos gestores dos campos produtores com a definição de políticas da qualidade, meio ambiente, integridade das instalações, segurança operacional e saúde no trabalho (QMSOI&ST), valores e comportamentos esperados, elaboração do manual de código de ética e código de conduta, padronização com disponibilização de padrões de diretrizes (DI) para regular o comportamento e orientar processos de comunicação interna e externa entre os setores e empregados com partes interessadas, elaboração de padrões de processos (PP) e procedimentos de execução (PE) das atividades e tarefas administrativas e operacionais críticas e não críticas.

Portanto, com definição de matrizes de atribuições e responsabilidades; de treinamento normativos de conformidade legal; e em padrões críticos e não críticos, para o treinamento dos empregados próprios e contratados, com definição e desdobramento dos objetivos e metas, acompanhamento e monitoramento através de sistemas informatizados, para análise e tomada de decisão.

Na seção 6 de planejamento constatamos que os campos produtores elaboraram o planejamento anual do negócio (PAN) nos meses de setembro a novembro de cada ano, abordando os riscos e oportunidades identificadas nas análises de contextos internos e externos, definidos também nos estudos de riscos de processos (ERP) de técnicas de APR e HAZOP , nos riscos identificados de levantamento de aspectos e impactos das atividades e tarefas operacionais de procedimentos de execução críticos, nas exigências de requisitos de sistemas de gestão das normas ISO e de requisitos dos sistemas de gerenciamento dos RT da ANP, requisitos legais e estatutários.

Portanto, possuem uma licença ambiental de operação (LAO) com as condicionantes, políticas de QSMS, objetivos e metas de QMSOI&ST, elaboram de programas de ações, com prazos e responsáveis, definem os recursos de infraestrutura, materiais e humanos com cadastros em planilhas de excel e posteriormente no sistema SAP/R3-ERP, possui um sistema informatizado de medição, monitoramento e de controle de indicadores de desempenho.

E na seção 7 relacionada ao apoio / suporte com recursos para atingir os objetivos e metas evidenciamos que os campos produtores providenciam e disponibilizam os recursos de infraestrutura, de ambiente de trabalho, materiais/insumos, sistema de monitoramento e medição, fatores humanos, de comunicação interna e externa com partes interessadas, elaboração e disponibilização de padrões de diretrizes (DI), padrões de processos (PP) e padrões de execução (PE) das atividades e tarefas administrativas e operacionais críticos e não críticos com requisitos de produtos e serviços, de preparação e resposta a emergências e com sistema informatizado de elaboração e controle de padrões, para desenvolver treinamentos.

Na seção 8 - operação das normas ABNT NBR do SGI e fase D (*Do/Executar*) do ciclo PDCA os campos produtores executaram as suas atividades definidas no planejamento, conforme estrutura de requisitos da seção 8 das normas ISO do SGI e de requisitos integrados de RT da ANP, a partir do atendimento da matriz de treinamentos dos empregados próprios e contratados, seguindo procedimentos de diretrizes (DI), de processos (PP) e de execução (PE) das atividades e tarefas administrativas e operacionais de acompanhamento, monitoramento e controle da produção, como salvaguarda de proteção, para atender requisitos de produtos e serviços definidos pelos clientes, como também estão preparados e realizam simulados para respostas a emergência, como salvaguarda de mitigação de impactos no caso de falhas.

Todas as atividades de gestão operacional dos campos produtores estão padronizadas com padrões de processo (PP) e padrões de execução (PE) disponíveis em meio digital, no sistema informatizado de controle de padrões, com acesso por chave e senha para empregados próprios, e para os empregados contratados de operação os padrões de execução foram desenvolvidos pela empresa contratada, utilizando como referência os padrões de execução (PE) da empresa contratante, que estão no formato de cópias físicas impressas nas frentes operacionais, com realização de treinamentos e controle de registros de listas de presença em treinamento, e controle de registros das rotinas diárias de acompanhamento, monitoramento e de verificação de poços e de estações.

No controle da produção os campos produtores utilizam um sistema informatizado de controle de produção diária e de teste de produção de poços para atender requisitos legais; no desenvolvimento de novos projetos, construção e montagem para ampliar a produção e de melhoria de SMS os campos produtores utilizam o sistema informatizado integrado SAP/R3-ERP e um sistema informatizado de documentação técnica; o controle dos indicadores de desempenho, quanto ao previsto versus realizado dos objetivos e metas são monitorados no sistema informatizado de gerenciamento de resultados.

Já na gestão de mudanças de pessoas e tecnologias nas áreas operacionais aplicam-se o sistema informatizado de gerenciamento de mudanças, com análise de riscos, geração de relatórios digitais e aprovação gerencial; nos casos de falhas de processos, de equipamentos e de pessoas utilizam-se o sistema informatizado de tratamento de anomalias, com análise e ação corretiva.

Os planos de ações corretivas e/ou preventivas para problemas operacionais, tratar não conformidade de auditorias internas e externas, desvios em objetivos e metas e controle de programas de melhorias contínuas são cadastrados e controlados pelo sistema informatizado de controle de plano de ação na rede, com avisos de alarmes de prazos a vencer para email dos responsáveis.

Para a identificação e rastreabilidade do processo de planejamento e programas para atingir objetivos e metas, políticas, valores, missão, visão, treinamentos de empregados, do acompanhamento, monitoramento e execução das rotinas operacionais, controle de produção, avaliação de desempenho, controle de relatórios de estudos de riscos de processo, de auditorias e outros, padronização das atividades e tarefas, gestão de mudanças de pessoas e de tecnologia, tratamento de anomalias das falhas ocorridas, gestão de estoque, consumo e de novas necessidade de recursos, documentação técnica das instalações, processos e equipamentos, contratos de serviços, manutenção e inspeção, projetos, construção e montagem, inspeção planejada de SMS adotam-se sistemas informatizados específicos e o SAP/R3-ERP, sob a gestão das equipes de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC).

Na Seção 9 de avaliação de desempenho e na fase C (*Check*) verificação, monitoramento, medição e avaliação do ciclo PDCA os campos produtores iniciaram a verificação os processos, atividades, tarefas e desempenho global, conforme os requisitos definidos no SGI integrados aos requisitos de regulamentos técnicos da ANP, com monitoramento, medição e avaliação dos resultados dos programas específicos e planos de ações executados, com cadastro e rastreabilidade no sistema informatizado de controle de plano de ação, através dos indicadores de desempenho dos objetivos e metas, no sistema informatizado de gerenciamento de resultados (SIGER).

Neste contexto, observamos desvios em indicadores de QSMS no período de 2017 a 2020, sendo estes: Produção de Óleo; Produção de Gás; Índice de Eficiência da Produção; Índice de Perdas Não Identificadas; Vazamento de Óleo; Número de Vazamentos e Taxa de Ocorrências Registráveis, provavelmente devido ao processo elevado de terceirização de atividades fins/principais, privatização, programas de incentivo a desligamento voluntário (PDIV) de empregados próprios, rotatividade de pessoal (*turnover*) de empregados próprios e contratados, redução de investimentos em *workover* de poço produtor e injetor, em materiais e sondas de intervenção em poço, lacunas/desvios na gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação, na segurança operacional e na integridade das instalações, processos e equipamentos.

Na fase A (*Action*) ação/agir do ciclo PDCA os campos produtores tomaram as devidas ações conforme os últimos requisitos definidos na seção 10 das normas ABNT NBR ISO do SGI e de requisitos integrados de regulamentos técnicos da ANP, posterior as atividades de verificação, monitoramento, medição e avaliação realizadas nas reuniões de análises críticas mensal e trimestral, conforme definição e controle no sistema informatizado de programação de reuniões, com definição de pauta, ata, decisões e ações para correção dos desvios identificados nos processos operacionais, não conformidades em auditorias internas e externas e para desenvolver melhorias contínuas de qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST).

A partir de resultados que atingiu ou superaram os objetivos e metas desenvolveram melhorias contínuas dos processos, atividades e tarefas para manter os resultados

conquistados, com realização de revisões de procedimentos operacionais padrão (POP) existentes. E para os resultados planejados não alcançados aplicaram ações corretivas, e iniciaram um novo ciclo PDCA, na fase de planejamento, para corrigir problemas de gestão operacional, cumprir e/ou superar os objetivos e metas de QMSOI&ST.

Contudo, a partir da triangulação dos dados de entrevistas, dos resultados de percepção dos empregados e de listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais, com observação direta e aplicação de perguntas com requisitos de padrões, normas ISO do SGI e de regulamentos técnicos da ANP identificamos lacunas nos sistemas de gestão global dos campos produtores pesquisados, porque não foram atendidos alguns requisitos relevantes no processo de gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação, de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional em poços produtores, poços injetores, processos e equipamentos de produção de estação, que podem caracterizar não conformidades em auditorias internas e externas, riscos para a qualidade, segurança, meio ambiente e saúde no trabalho (QSMS), com impactos para as pessoas, patrimônio e imagem dos campos produtores.

8.2.2 Considerações finais dos resultados comparativos dos questionários de percepção (Q) de equipes de poços e de listas de verificação (LV) *in loco* em poços das categorias: A-GTC Poços, B-FE Poços e C-PPI Poços

Nos resultados da categoria A-GTC Poços de “Q” de percepção dos empregados próprios e contratados sobre a gestão e transferência de conhecimento para as equipes de operação de poços dos cinco campos produtores observamos a existência de diversas lacunas sistêmicas identificadas em todos campos produtores estudados “A”; “B”; “C”; “D” e “E”, confirmadas com maiores quantitativos de variáveis com lacunas através dos resultados das listas de verificação (LV) *in loco*, sendo esta uma verificação amostral de maior confiabilidade por adotar a observação direta na coleta dos dados.

A partir dos resultados das LV caracterizamos a necessidade de implantação de programas de qualificação, educação, desenvolvimento, treinamento, capacitação e habilitação de empregados próprios e contratados, para atender normas, regulamentos técnicos,

procedimentos de diretrizes, de processo e de execução das atividades e tarefas operacionais, com aperfeiçoamento da percepção de riscos dos aspectos, perigos, impactos e danos dos processos de produção do petróleo e do gás natural e assim alcançar ou superar os objetivos e metas de QMSOI&ST.

As lacunas/desvios identificadas de maior relevância nos resultados da categoria A-GTC Poços através de listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais, sobre a gestão e transferência de conhecimento para empregados, que necessitaram de um tratamento com maior brevidade foram: falta e/ou falha de gestão de mudança de pessoas; falta de acesso aos sistemas informatizados de controle de dados de produção e de teste de poço, de padrões operacionais, de documentação técnica e de passagem de serviços na intranet, com chave e senha individual para empregados contratados de operação (maioria acima de 2/3 dos empregados); desatualização dos procedimentos operacionais padrão (POP) de empresa contratada, cópia digital e cópia física, em relação ao padrão de execução (PE) utilizado como referência na elaboração do mesmo; ausência de painéis de ação de contingência de segurança, no caso de falhas de equipamentos operacionais críticos; falta de conhecimento da documentação técnica dos processos operacionais da instalação; falta da documentação e de conhecimentos dos estudos de riscos de processos (ERP) dos poços produtores e poços injetores, através das técnicas de APR e HAZOP .

Nos resultados da categoria B-FE Poços de “Q” de percepção sobre as ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e de veículo de operação, quanto a disponibilidade, condições e qualidade avaliamos positivamente sem lacunas, tanto na percepção dos empregados próprios e contratados, e também confirmados através dos resultados das verificações *in loco* nos 5 (cinco) campos produtores “A”; “B”; “C”; “D” e “E”, onde identificamos apenas a ausência de instalação de câmera de filmagem interna e externa no veículo de operação utilizados pelos empregados contratados de operação.

A instalação dessa tecnologia nos veículos de operação consideramos relevante por se tratar de item crítico de segurança no trânsito, e devido a existência de muitos veículos de operação contratados sem a câmera de vídeo. Esta tecnologia de filmagem já é aplicada nos veículos próprios de equipe de operação, manutenção, inspeção e de segurança da empresa

contratante, com o objetivo de monitorar a conduta interna e durante as ultrapassagens nas rodovias estaduais e federais e nas pistas de acesso aos poços.

As práticas de integridade das instalações e de segurança operacional de poços produtores e poços injetores na categoria C-PPI foram avaliadas negativamente na percepção de empregados próprios e contratados e nos resultados das listas de verificação *in loco*, com maiores valores percentuais de lacunas nos campos produtores “B”, “C” e “D”, confirmadas nas observações diretas nos processos produtivos analisados, onde destacamos também que este processo de elevação e escoamento estão produzindo grandes volumes (m³/d) de petróleo, gás e de água produzida, com altas pressões (kgf/cm²) e médias temperaturas (°C), distribuídos em uma grande extensão geográfica, próximos de comunidades, escolas, zonas urbanas e rurais, rodovias municipais, estaduais e federais, de áreas sensíveis como: praias, manguesais, rios, riachos, lagos e brejos, expostos aos intempéries, com aspectos/perigos, impactos/riscos para vandalismo, furtos, pessoas, meio ambiente, patrimônio e para a imagem dos campos produtores estudados.

Quanto aos elevados quantitativos de lacunas de integridade das instalações e de segurança operacional em poços produtores, poços injetores (PPI) constatadas nos resultados de “Q” e nos resultados de “LV” identificamos as seguintes variáveis com lacunas: falta de caps e plugs nas extremidades de válvulas de drenos; raquetes instaladas sem dados técnicos de fabricação e sem aviso de raqueteado; vazamentos de petróleo em sistemas de gaxetas de poços; vegetação elevada em locações dos poços; falta de portão, cerca ou grade de proteção e cadeado ao redor dos poços; falta de automação e falha de equipamentos de automação de poços; resíduo oleoso na locação do poço e na área de satélite e/ou multivia; falta de parafuso em flange e com parafuso curto; ante-poço cheio de fluido; paredes de dique de contenção de fluido de poço partidas ou sem contenção; falta de placa com TAG (número do poço), sinalização de segurança, riscos e de aviso no poço; tubulações/dutos de poços sem sinalização do sentido de fluxo e número do poço; poços parados sem placa de aviso “Fora de Operação”; manômetros instalados em poços sem calibração ou danificados; e válvulas de bloqueio com volantes em áreas desabitadas sem corrente e cadeado instalada na mesma.

8.2.3 Considerações finais dos resultados comparativos dos questionários de percepção (Q) de equipes de operação das estações e de listas de verificação (LV) *in loco* nas estações das categorias A-GTC Estação, B-FE Estação e C-ETP Estação

Nas análises dos resultados de “Q” de percepção dos empregados próprios e contratados de operação e também nos resultados de “LV” sobre a gestão e transferência de conhecimento (GTC) para as equipes de estação aplicados nos cinco campos produtores identificamos um quantitativo elevado de lacunas sistêmicas, porque foram observados em todos os campos produtores estudados “A”; “B”; “C”; “D” e “E”, com maior criticidade nos valores percentuais de “LV” *in loco* nos campos produtores “B” e “C”, com observação direta nas instalações nas frentes operacionais, demonstrando a necessidade de investimentos em programas de qualificação, educação, desenvolvimento, treinamento, capacitação e habilitação de empregados próprios e contratados, para atender normas ISO do SGI, regulamentos técnicos, procedimentos de diretrizes, de processo e de execução das atividades e tarefas operacionais, com aperfeiçoamento da percepção de riscos dos aspectos, perigos, impactos e danos de processos e/ou equipamentos de produção do petróleo e do gás natural, para cumprir os objetivos e metas de QMSOI&ST.

As poucas variáveis com lacunas identificadas em “Q” sobre a gestão e transferência de conhecimento (GTC) dos cinco campos produtores, na percepção dos empregados próprios e contratados, que operam os processos internos das estações foram caracterizadas como relevantes, porque uma falha humana em um processo e/ou equipamento de uma estação poderá caracterizar a parada deste ou dos demais processos e/ou equipamentos, inclusive poderá impactar com a parada de poços produtores e poços injetores.

Portanto, as lacunas de maiores relevâncias observados nos resultados de percepção dos empregados de estação e de lista de verificação *in loco* nas frentes operacionais foram: falta e/ou falha de gestão de mudança de pessoas; falta de acesso em sistemas informatizados de controlo de documentação técnica, padrões de diretrizes, de processo e de execução das atividades e tarefas operacionais e de passagem de serviços na intranet, com chave e senha individual para empregados contratados; falta de procedimento operacional padrão (POP) impresso; procedimentos operacionais padrão (POP) cópia digital e cópia física de empresa contratada desatualizados, em relação ao padrão de execução (PE) utilizado como referência

na elaboração do mesmo; ausência de painéis de ação de contingência de segurança nos casos de falhas de equipamentos operacionais críticos; falta de conhecimento da documentação técnica dos processos operacionais da instalação; falta da documentação e de conhecimentos dos estudos de riscos de processos (ERP) dos poços produtores por método e poços injetores, através das técnicas de APR e HAZOP; e falta de conhecimento e de acesso ao controle de inibição de sistema e equipamentos críticos.

Na percepção dos empregados próprios e contratados que compõem as equipes de operação de estações sobre a disponibilidade, condições e qualidade das ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e de veículo de operação (FE) foram avaliadas com elevados quantitativos e valores percentuais de concordância às boas práticas nesta categoria e foram validados através dos resultados das verificações *in loco* com observação direta nos 5 (cinco) campos produtores, onde apenas foi observado um desvio referente a falta de instalação de câmera de vídeo interna e externa nos veículos de operação, por falha no processo de contratação, sendo uma tecnologia já aplicada nos veículos de operação e manutenção dos campos produtores, que tem por objetivo monitorar a conduta do motorista do veículo de operação, durante a realização das inspeções, monitoramentos e rotinas diárias de manutenção de poços produtores, poços injetores, tubulações/dutos, satélites e multivias.

Nas análises dos resultados de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional de equipamentos, tanques de produção (ETP) e de armazenamento de petróleo das estações verificamos algumas variáveis de “Q” com lacunas na percepção de empregados próprios e contratados e também validados nos resultados de “LV” *in loco* com observação direta nos cinco campos produtores, ambos com baixas frequências de lacunas, sendo observados valores percentuais de “LV” mais relevantes nas estações dos campos produtores “A”; “C”; “D” e “E”, porém mesmo com poucas variáveis com lacunas foram caracterizados como relevantes, porque no caso de falha de um desses processos ou equipamentos poderá caracterizar a parada deste ou dos demais processos e/ou equipamentos, inclusive influenciar na redução da capacidade de produção ou até parar o processo de elevação e escoamento composto pelos poços produtores e poços injetores, com aumento de perdas de produção de petróleo e de gás natural.

As lacunas de integridade estrutural das instalações e de segurança operacional em equipamentos e tanques de produção (ETP) das estações verificadas nos resultados de “Q” e nos resultados de “LV” *in loco* identificamos as seguintes variáveis com lacunas de maiores relevâncias: falta de caps e plugs nas extremidades de válvulas de drenos; raquetes instaladas sem dados técnicos de fabricação e sem aviso de raqueteado; corrosão externa em equipamentos e/ou em acessórios; vazamentos de petróleo em sistemas de gaxetas de bombas; resíduo nas bases de bombas e de câmaras de recebimento de pigs; falta de parafuso em flange e/ou com parafuso curto; falta de TAG em equipamento e sinalização de segurança e aviso em câmara de pig; tubulações/dutos de equipamentos sem sinalização de sentido de fluxo; equipamentos e tanques parados sem placa de aviso “Fora de Operação e/ou Em Manutenção”; manômetros instalados sem calibração ou danificados; falta de lacre e DCBI em válvula de alívio PSV; PSV sem etiqueta de calibração; falha em trena externa de tanque; falha em eletrodutos; e falha em purgadores de vapor.

8.2.4 Considerações finais dos resultados comparativos das respostas dos questionários de percepção (Q) e das listas de verificação (LV) *in loco* em poços e estações das categorias A-GTC e B-FE, C-PPI Poços e C-ETP Estação

Nas análises comparativas dos resultados das respostas de “Q” de percepções e de “LV” *in loco* sobre a gestão e transferência de conhecimentos (GTC) para os empregados próprios e contratados das equipes de operação de poços e de estação observamos quantitativos e valores percentuais com média acima de 35% para “não conforme”, caracterizando lacunas nas variáveis relacionados ao desenvolvimento de conhecimento, treinamentos, capacitação, habilitação e de acesso as informações, sendo sistêmicos e similares nos 5 (cinco) campos produtores A, B, C, D e E, para as equipes de operação de poços produtores e de poços injetores, assim como para as equipes de operação das estações.

Nos resultados de “Q” de percepções e de “LV” *in loco* sobre a qualidade, disponibilidade e condições das ferramentas, equipamentos de proteção individual (EPI) e veículo de operação para as equipes de poços e equipes de estações identificamos que todos os recursos foram de boa qualidade, estão em boas condições e disponíveis para todas as equipes de operação de poços e estações, atendendo assim as boas práticas da indústria, com valor percentual positivo médio superior a 90% para respostas “conforme”.

Quanto aos resultados da integridade estrutural das instalações e segurança operacional de poços produtores, poços injetores, satélites, multivias (PPI) e dos equipamentos de manifolds, vasos separadores, vasos tratadores, tanques de produção, tanques de testes, tanques de armazenamento, tanques flutuantes e tanques pulmão, bombas diversas, dosagem e armazenamento de produtos químicos, compressores, caldeiras, geradores de vapor, oleodutos, gasodutos, adutoras, sistemas elétricos e sistema fixo de combate a incêndio (ETP) identificamos diversas variáveis “não conforme” com lacunas nestas duas categorias dos principais processos e equipamentos operacionais pesquisadas.

Contudo, na categoria PPI Poços referente a integridade estrutural das instalações e segurança operacional de poços produtores, poços injetores e demais instalações que operam em áreas/locações isoladas, desassistidas à noite, com automação parcial, localizados em grande extensão territorial, com escalas de rotinas operacionais apenas no regime de trabalho administrativo, expostas a vandalismos e furtos foram mais relevantes porque verificamos valores percentuais de “LV” com média no total igual a 47% de respostas “não conforme”, superior a cinco vezes os valores percentuais de “LV” com média de 9% de repostas “não conforme”, observados na categoria ETP Estação, que operam em áreas/locações cercadas com portões, habitadas com presença de vigilância 24 horas/dia, automação parcial e equipes de operação em regime de trabalho ininterrupto (24 horas/dia).

Portanto, os valores percentuais de variáveis de “LV” identificadas como “não conforme” nas duas categorias “C-PPI Poços” e “C-ETP Estação” caracterizamos como relevantes porque tratam-se de não atendimento a requisitos de padrões, de normas ISO do SGI e de sistemas de gerenciamento de regulamentos técnicos da ANP, como também porque estes processos de produção de petróleo e de gás natural operam integrados por um conjunto de processos, expostos aos intemperis, movimentando fluidos agressivos (petróleo, gás, água produzida contaminados por H₂S, CO₂, abrasivos, e vapor), com alta pressão (kgf/cm²) nos equipamentos e dutos, alta temperatura (°C) e grandes volumes (m³/d) produzidos, com riscos que podem impactar as pessoas, a integridade das instalações, o meio ambiente, a segurança operacional, a saúde no trabalho e a imagem dos campos produtores estudados.

8.3 Contributos do trabalho

Este estudo teve como contributo original o desenvolvimento de uma proposta de modelo de matriz de integração de requisitos obrigatórios de Regulamentos Técnicos (RT) da ANP (RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP), integrados com requisitos voluntários das normas ABNT NBR ISO do SGI de QMS&ST (ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018), conforme Apêndice A, com as principais práticas de gestão operacional, utilizados para realizar um diagnóstico e análise comparativa em 5 (cinco) campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro.

Neste contexto, para atender os requisitos integrados elaboram modelos de matrizes / *books* de palestras e cursos técnicos; cronogramas de execução de palestras, instruções técnicas e treinamentos; 52 exercícios técnicos de fixação do conhecimento; listas de presença em palestras e cursos; elaboração de novos padrões e diversas revisões de padrões existentes, listas de verificação / rotas de inspeção periódicas (semestral) em poços produtores e poços injetores com 22 perguntas *on-line* cadastrada no SAP/R3-ERP (Apêndice R), com utilização de tecnologia de coleta de dados PDA e de aparelho celular aplicados *in loco* em uma média de 5000 poços (produtores e injetores) do Nordeste brasileiro, que estavam em operação e fora de operação, com geração inicial e cadastro médio no SAP/R3 ERP de 30.000 dados de poços e de diversas ordens de serviço (OS), para correção de desvios de segurança operacional e de integridade das instalações, no período de 2019 a 2020;

Estruturamos listas de verificação / rotas de inspeção periódicas de coleta de dados de diagnósticos dos processos operacionais e equipamentos das estações para aplicação anual; e elaboração de matriz de distribuição do trabalho por empregados de operação, regime de trabalho versus grupo de poços e estação, e outras práticas de gestão operacional definidas no item 8.3.1 com descrição de 18 modelos, disponíveis nos Apêndices “G” à “X”, e no item 8.6 com definição de 15 recomendações de melhoria contínua para a: gestão e transferência de conhecimento (GTC); dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional; integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos, para evitar incidentes com impactos na segurança e saúde dos empregados próprios e contratados, na segurança operacional, integridades estrutural das instalações, ao meio ambiente, ao patrimônio e na

imagem da Unidade de Negócio de Exploração e Produção (E&P) terrestre (*onshore*) e marítimo (*offshore*) de petróleo e gás natural; e

Elaboração e disponibilização de modelos de documentos de aplicação prática em campos produtores de petróleo e de gás natural para a melhoria da gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação, manutenção e de segurança, gestão e melhoria na documentação técnica e em procedimentos operacionais, e na integridade estrutural das instalações e segurança operacional em poços produtores, poços injetores, processos e equipamentos operacionais de estação de tratamento e transferência de petróleo e de movimentação de gás natural em campos produtores terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*).

8.3.1 Propostas de práticas de gestão operacional para aplicação em campos terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*) produtores de petróleo e de gás natural

Elaboramos e disponibilizamos modelos de guião de entrevista (Apêndice C), modelos de questionários de percepção de empregados próprios e contratados (Apêndice D), e modelos de listas de verificação *in loco* (Apêndice E) para alcançar os objetivos: geral e específicos e responder as questões norteadoras da Tese, ambos com práticas de gestão operacional sobre a gestão e transferência de conhecimento (GTC), recursos, ferramentas, EPI e veículo de operação, segurança operacional e a integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos de poços produtores, poços injetores e de estações, para realizar diagnósticos de forma sistêmica nas rotinas diárias, em cada fase do processo produtivo e por equipamento, com desdobramentos em diversos modelos de práticas de gestão operacional, que foram elaborados, disponibilizados e aplicados nos campos produtores pesquisados, conforme listados a seguir:

1. Modelo de matriz/*book* com mapeamento de palestras de ambientação, percepção de riscos de segurança, instruções técnicas sobre documentação técnica da instalação, procedimentos de execução/operacionais, para a gestão e transferência de conhecimento - GTC das instalações, processos operacionais, equipamentos e documentação técnica da instalação de operação (Apêndice G);

2. Modelo de matriz/*book* com mapeamento de cursos técnicos obrigatórios para treinamento de capacitação de empregados próprios e contratados de operação, para a gestão e transferência de conhecimento (GTC) técnico das tecnologias existentes e capacitação na operação (Apêndice H);
3. Modelo de cronograma de palestras de ambientação e instruções técnicas em documentação técnica e procedimentos (Apêndice I);
4. Modelo de cronograma de treinamentos em cursos técnicos de E&P (Apêndice J);
5. Modelo de plano de aulas diária e semanal para orientar instrutores (Apêndice K);
6. Modelos de exercícios técnicos de E&P em planilha MS Excel e em meio digital no *Microsoft Forms*, para avaliação de conhecimento em cursos técnico (Apêndice L);
7. Modelo de lista de presença em palestras, instruções técnicas e treinamentos para controle de registro e evidência em auditorias internas e externas (Apêndice M);
8. Modelo de lista de verificação de rotina diária de gestão operacional para a equipe de operação conhecer a sequência das atividades de rotina (Apêndice N);
9. Modelo de boletim diário de operação de coleta de dados relevantes de poços produtores e poços injetores pela equipe de operação (Apêndice O);
10. Modelo de painel/*banner* com riscos operacionais de equipamentos e ações de contingência, elaborado a partir de consulta em estudos de riscos de processo (ERP), em técnicas do tipo APR e HAZOP e em procedimentos de execução (PE) da operação, a ser afixado nas frentes operacionais, para a tomada de decisão de equipe contratada de operação (Apêndice P);
11. Modelo de lista de verificação de manutenção em poços sem sonda com equipe de operação e auxílio de uma máquina guindaste, para reduzir perdas de produção de petróleo e gás, com menor custo (Apêndice Q);
12. Modelo de lista de verificação / rotas de inspeção em poço produtor e poço injetor para aplicação de forma sistêmica nas rotinas diárias em grupos de poços pelas

equipes de operação de poços, com 22 perguntas normativas *online*, cadastrada no SAP/R3-ERP e em cópia física como anexo de um padrão de rotinas, implantado com utilização de tecnologia de coleta de dados digitais PDA e com aparelho celular, aplicados *in loco* em uma média de 5000 poços (produtores e injetores) do Nordeste brasileiro, que estavam operando e nos poços fora de operação (parados), com geração de 30.000 dados de poços e diversas ordens de serviço (OS) cadastradas no sistema ERP, para ação corretiva e eliminação de lacunas de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações no período de 2019 a 2020 (Apêndice R);

13. Modelo de lista de verificação / rotas de inspeção para todos os processos e equipamentos de estação (exemplo: *manifold* e outros), em cópia física e em anexo a um padrão, com aplicação de forma sistêmica nas rotinas diárias das equipes de operação das estações (Apêndice S);
14. Modelo de lista de verificação / rotas de inspeção para todos processos e equipamentos de estação (exemplo: Tanques e outros), em cópia física e em anexo a um padrão, com aplicação de forma sistêmica nas rotinas diárias das equipes de operação das estações (Apêndice T);
15. Modelo de lista de verificação de requisitos / cláusulas contratuais de operação para gerente e fiscais de contrato, com aplicação periódica anual (Apêndice U);
16. Modelo de lista de verificação de gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e integridade das instalações, com aplicação anual pela liderança (Apêndice V);
17. Modelo de lista de verificação de características de poços para redimensionamento e aumento da produção (Apêndice W); e
18. Modelo de matriz de distribuição do trabalho para engenheiros e supervisores responsáveis técnicos pelos processos operacionais e técnicos de operação / operadores, por campo / concessão e grupo de poços, estação de coleta, estação de injeção, estação de compressão de gás e estação de geração e injeção de vapor versus quantidade de empregados, regime de trabalho e recursos necessários, para cumprir rotinas diárias com qualidade (Apêndice X).

Portanto, essas propostas de práticas de gestão operacional nas frentes operacionais tem como objetivos: identificar lacunas e/ou não conformidades para abrir ordens de serviços (OS) de correção; melhorar o acompanhamento dos processos e equipamentos, o monitoramento, a verificação e avaliação da gestão operacional dos campos produtores, nas áreas de QMSOI&ST, a partir da disponibilidade desses modelos (Apêndices) em cópia física, para impressão, revisão e rastreabilidade, no item de “Anexos” de procedimentos operacional padrão (PE/POP) específicos da gerência de suporte operacional e de controle da produção, ambos com gestão e controle em sistema informatizado de padronização, com acesso por chave e senha, para cada empregado próprio e contratado de operação.

O modelo de rotas de inspeção em poço produtor e poço injetor (Apêndice R), cópia física para impressão, que está em anexo a um padrão específico para atender o RTSGIP da ANP, foi cadastrada como “Ordem de Produção” (OP) digital no sistema SAP/R3-ERP, em um projeto piloto, com participação do pesquisador que elaborou o “modelo de LV/Rota e de um Manual para consulta” e também realizou os treinamentos das equipes de operação para a coleta de dados nos poços, com a utilização do PDA e do celular no preenchimento da “LV” em meio digital, nas rotinas diárias com ciclo semestral para poços fora de operação, e nas rotinas diárias com ciclo anual em poços operando, através de utilização de aparelho de coleta de dados PDA (*Personal Digital Assistants*), e também com coleta de dados por celular com sistema Android.

Portanto, o projeto piloto de coleta de dados com PDA e celular foi desenvolvido em parceria com a equipe de tecnologias de informação e comunicação (TIC), de operação, manutenção e de outras gerências de suporte, para verificar as condições de segurança operacional e de integridade estrutural da instalação e a integridade dos elementos do conjunto solidário de barreira (CSB) primário e secundário de poços produtores e de poços injetores, pelos empregados próprios e contrados de operação dos 5 (cinco) campos produtores.

8.4 Limitações do trabalho

A pesquisa realizada apresentou algumas limitações quanto a eficácia total, isto porque não investigamos as três fases da indústria do petróleo: *upstream*, *midstream* e *dowstream*, sendo

pesquisado apenas a fase *upstream* composto pelos campos produtores de petróleo e gás natural.

A primeira limitação foi realizar a pesquisa apenas na fase *upstream* da indústria do petróleo, sendo os campos maduros produtores de petróleo e gás natural, com mais de 40 anos em atividades/operação e em processo de venda dos ativos terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*).

A segunda limitação foi devido ao avançado processo de terceirização da atividade principal dos campos produtores de petróleo e de gás natural pesquisados, com empresas contratadas e equipes de operação com pouco tempo de experiência variando de 1 a 5 anos na operação de poços e de estação, com baixa percepção de riscos de processos e equipamentos, para a qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e para a saúde no trabalho, sendo confirmadas após as constatações dos relevantes valores percentuais de respostas de Q” para “indiferente”, evidenciando que alguns participantes das equipes de operação não souberam responder perguntas básicas que faziam parte de padrões, requisitos de normas e de regulamentos referentes às práticas de gestão operacional, atividades e tarefas de rotinas operacionais diárias nos campos produtores;

A terceira limitação foi o elevado quantitativo de perguntas com requisitos de padrões, normativos e regulamentares definidas nos 3 (três) tipos de instrumentos de coleta de dados: guião de entrevistas; questionários de percepção e listas de verificação *in loco*, classificadas nas diversas categorias referentes às tecnologias e processos de gestão operacional adotados nos campos produtores;

A quarta limitação foi devido a continuidade da pesquisa *in loco* para o levantamento de dados de gestão operacional nos 5 (cinco) campos produtores, na tabulação e no tratamento estatístico de dados pelo estatístico especialista, acontecerem em período de pandemia do Covid 19, com políticas de trabalho “*Home Office*” e afastamento social, dificultando no contato direto com os participantes na pesquisa e com o estatístico especialista; no tempo de disponibilidade e consulta à documentação técnica e aos procedimentos operacionais da instalação; para tirar dúvidas sobre resultados de entrevistas com os participantes das

entrevistas; sobre os indicadores de desempenho de custos e de QSMS; resultados de estudos de riscos; e relatórios de investigação de incidentes e outros.

Entretanto, devido as dificuldades aproximação social em período de pandemias foi necessário também realizar com maior frequência contato via telefone, e-mail, vídeoconferência pelo *Google Meet*, *Skype* e pelo *Teams* da *Microsoft*, exigindo um maior empenho do pesquisador na triangulação de análise de dados coletados, na aplicação de conhecimentos e experiências adquiridas em processos operacionais de E&P e em auditorias internas na indústria do petróleo, que possibilitaram descrições de práticas de gestão operacional dos campos produtores disponibilizadas para conhecimento público;

A quinta limitação foi devido ao baixo número de publicações de revisão bibliográfica sobre os regulamentos técnicos (RT) da Agência Nacional de Petróleo (ANP) para aplicação na Exploração e Produção (E&P) no Brasil e de aplicação prática de gestão operacional para atender requisitos de RT em estudos de casos sobre gestão operacional na indústria do petróleo; e

Por fim, a sexta limitação foi devido ao ambiente de trabalho com elevado nível de estresse devido a implantação de programas de privatização de empresas estatais; vendas de campos terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*) produtores de petróleo e de gás natural, principalmente no Nordeste brasileiro; elevada terceirização de atividade principal em empresas estatais e privadas, rotatividade (*turnover*) de empregados próprios e contratados de operação; implantação de programa de incentivo a demissão voluntária (PIDV) para novos e antigos empregados próprios.

Contudo, o facto do pesquisador ter trabalhado na Exploração e Produção (E&P) de petróleo e de gás natural no Brasil, com mais de 39 (trinta e nove) anos de experiências, atuando nas áreas operacionais em operação de poços e de processos produtivos de estação, como operador, supervisor, suporte técnico e controlo da produção, professor de disciplinas técnicas de E&P na Universidade Corporativa, em atividades de práticas de gestão operacional, e também por atuar como auditor líder e auditor de segurança de processo nas

auditorias internas em campos produtores terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*) contribuíram como elementos facilitadores de aos setores/departamentos, lideranças, coordenadores e engenharias (*staff*), as equipes de operação, como também na aplicação dos guião de entrevistas, dos questionários e das listas de verificação.

O propósito de estudos nesta tese não foi para definir os caminhos para implementação de requisitos dos sistemas de gestão integrados (SGI), de sistemas de gerenciamento de segurança operacional, integridade estrutural das instalações, gestão e transferência de conhecimento (GTC) nas áreas de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, mas a de identificar práticas de gestão operacional de campos produtores, para atender requisitos legais/obrigatórios e voluntários, e assim propor novas ações de práticas de gestão operacional que garantam o atendimento desses requisitos e assim contribuir para a garantia da qualidade, segurança operacional, integridade estrutural das instalações na indústria do petróleo, preservação do meio ambiente e saúde ocupacional no trabalho.

8.5 Trabalho futuro

Esta pesquisa teve como foco os estudos sobre as práticas de gestão operacional para atender requisitos de gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e integridade estrutural das instalações e equipamentos no processo de exploração e produção de petróleo e gás natural em 5 (cinco) campos maduros terrestre (*onshore*) e marítimos (*offshore*) produtores do Nordeste brasileiros, com mais de 40 anos em atividade/operação e instalações antigas, sendo este processo conhecido como fase “*upstream*” na indústria do petróleo e gás, que esta composto por 3 (três) fases: *upstream*, *midstream* e *dowstream*. Neste contexto, torna-se relevante ampliar pesquisas em todas as 3 (três) fases da indústria do petróleo devido aos riscos potenciais em QMSOI&ST e descrições de estratégias a seguir:

- Na primeira fase *upstream* contemplar as atividades operacionais de exploração e produção de petróleo e de gás, com foco em campos produtores terrestres (*onshore*) com menos de 40 anos em atividade/operação e marítimos (*offshore*) produtores de petróleo no pré-sal, ambos com instalações mais modernas para análise comparativa;

- Na segunda fase *midstream* contemplar as atividades operacionais de unidade de processamento e transporte do gás natural (UPGN) devido aos riscos dos grandes volumes movimentados, a pressão e temperatura do gás comprimido e movimentado/exportado por gasodutos; e
- Na terceira fase *dowstream* contemplar as atividades de refino e derivação do petróleo, devido aos programas de privatização de empresas estatais e do elevado grau de terceirização de atividades fins da indústria do petróleo no Brasil, para levantamento de dados nas áreas de gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados, de segurança operacional e integridade estrutural das instalações, processos internos e equipamentos operacionais, com utilização de instrumentos de coletas de dados do tipo guião de entrevistas, questionários de percepção e listas de verificação *in loco* nas frentes operacionais.

No entanto, com o levantamento e triangulação dos dados dos principais processos críticos da cadeia de valor da indústria do petróleo e gás, devido ao alto risco operacional na exploração e produção de petróleo e de gás natural, processamento, transporte e refino, composto pelas três fases *upstream*, *midstream* e *dowstream*, com análise comparativa das práticas de gestão operacional, com objetivo de propor programas de melhorias nas áreas de qualidade, meio ambiente, integridade das instalações, segurança operacional e saúde no trabalho e adotar as práticas da indústria 4.0, com implantação de sistemas de informação digitais horizontais e verticais de integração de dados, para a rastreabilidade, integração e controle da produção, monitoramento remoto, coleta, armazenamento e análises de dados com precisão, para o aumento da capacidade de tomada de decisão em tempo real.

8.6 Recomendações

Como resultado adicional do trabalho realizado, apresentamos as seguintes recomendações:

1. Ampliar quadro de pessoal próprio e também o quantitativo de empregados contratados de operação, incluindo engenheiros, supervisores e técnicos de nível

médio de operação de poços produtores, poços injetores e de estação nos processos de coleta, injeção de fluídos, compressão de gás e em geração e injeção de vapor, no regime de trabalho administrativo, para atender Apêndice X - modelo proposto de quadro de distribuição do trabalho, com o objetivo de reduzir sobrecarga de trabalho e cumprir com qualidade todas as rotinas diárias incluindo as verificações/rotas exigidas em procedimentos de execução/operação, normas e nos regulamentos técnicos de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações definidas pela ANP.

Os campos produtores disponibilizar pessoal para dar suporte as equipes de turno das estações, em regime de trabalho administrativo (8h às 16h) para realização de teste diário do sistema fixo de combate a incêndio, para emitir e encerrar permissão de trabalho (PT), parar equipamentos, liberar energias (pressão, temperatura e outras) em equipamentos para execução de serviços de manutenção preventiva ou corretiva, dar partida em equipamento após manutenção, ampliar conhecimentos e capacitação de empregados para substituição no caso de rotatividade, quando necessário.

2. Elaborar um modelo de matriz de controlo de treinamentos em planilha do software MS Excel (previstos versus realizados) ou sistema informatizado especialista para cadastro e controlo de cursos normativos de conformidade legal; treinamento em padrões críticos; padrões não críticos de operação; palestras de percepção de riscos; instruções técnicas sobre a documentação técnica da instalação e cursos técnicos básicos de conhecimento das tecnologias/equipamentos da instalação, com as devidas cargas horárias, para realizar análise de proficiência de capacitação de cada profissional da operação e manutenção próprio e de contratados, para inclusão no planeamento anual do negócio (PAN), e com indicadores de desempenho em treinamentos;
3. Ampliar o projeto de coleta de dados de poços produtores e poços injetores com aparelho PDA e celular, para coletar também os dados definidos nas 14 LV elaboradas para rotas/inspeções nas estações, com requisitos de padrões, normas e de regulamentos de QMSOI&ST, em cópia física disponível no anexo dos procedimentos de execução (PE)/operacionais padrão (POP), para coleta de dados

de equipamentos de estação, após cadastrar e programar as mesmas no sistema SAP/R3-ERP, como “Ordem de Produção (OP)” com número de tagueamento na LV digital para rastreabilidade e execução das rotas/inspeções programadas nas instalações, processos e equipamentos das estações, durante as rotinas diárias com ciclo “anual”;

4. Substituir as listas de verificação (LV) cópias físicas impressas, para executar atividades e tarefas críticas, como parada e partida de equipamentos para manutenção preventiva ou manutenção corretiva utilizadas nas frentes operacionais, por LV digital *on-line* tipo “Ordem de Produção (OP)”, numeradas e cadastradas no SAP/R3-ERP, com importação, preenchimento e exportação de dados através de aparelho PDA (*Personal Digital Assistants*) e/ou celular, nas frentes operacionais, e com armazenamento de dados das verificações e rastreabilidades da execução dos serviços no sistema SAP/R3-ERP;
5. Substituir as listas de verificação (LV) de rotas/inspeções e boletim de rotinas diárias, cópias físicas para impressão utilizadas nas frentes operacionais, por “LV” e “boletim digital” tipo “Ordem de Produção (OP)”, numeradas e cadastradas no SAP/R3-ERP, para executar atividades e tarefas de procedimentos operacionais críticos e não críticos, coletar dados e informações de acompanhamento e monitoramento de processos e equipamentos, com importação, preenchimento e exportação de dados através de aparelho PDA (*Personal Digital Assistants*) e celular, com armazenamento de dados e rastreabilidades da execução dos serviços no sistema SAP/R3-ERP, para tratamento e gestão das ordens de serviços de ação corretiva.
6. Disponibilizar recurso para identificar e consultar toda Documentação de Segurança Operacional (DSO) da instalação, em cópia física ou digital (DUT, DUM, LEC, CEC, Fluxogramas de Engenharia e de Processo, Planta de Classificação Elétrica de Área), e documentação técnica de engenharia das instalações, processos e equipamentos (Relatório de APR e HAZOP, Planta de Tubulações Isométrica, Planta Baixa “*As Built*”, Mapa de Riscos, e outros), de poços produtores, poços injetores e estações, que facilite uma consulta de forma simples e o acesso imediato

à documentação da instalação, através de tecnologia de aparelho PDA (*Personal Digital Assistants*) e/ou tablet e/ou celular nas frentes operacionais;

7. Planejar e disponibilizar anualmente quantidades suficientes de recursos humanos (empregados contratados de operação e de manutenção), materiais/acessórios das instalações, processos e equipamentos operacionais de poços e de estação com desvios e/ou falhas, como: válvulas de bloqueio, tampões cegos e caps para válvulas de drenos e/ou vents, placas de aviso de segurança do tipo: “Fora de Operação”; ou “Em Manutenção”; “Raqueteado”; “Número de Tagueamento/Identificação de equipamentos” e de “Riscos de Segurança”; correntes e cadeados para volantes de válvulas de bloqueio, válvulas de drenos e para portões de áreas cercadas; grades de proteção de caixa de resíduo oleoso de poço, para as devidas manutenções corretivas;
8. Instalar grade de proteção ao redor dos elementos rotativos (motor, polias, correias, manivelas e pesos) e de movimentação de carga (mesa do cabresto/cabo de aço da UB), conforme definido em padrão e normas, sendo 15 cm de altura do piso da base, portão e cadeado em todas as unidades de bombeio (UB) de poço produtor de petróleo, e/ou cerca com portão e cadeado ao redor da área/locação de poços produtores e poços injetores das concessões/campos produtores, com pendências;
9. Reparar equipamentos de automação de poços produtores (PIT, Encolder, Célula de Carga, Antena/Modem) e de equipamentos de estação (FQIT, PIT, TIT) com desvios e/ou falhas, e eliminar o excesso de alarmes falsos nas telas das salas de supervisão do sistema de automação. Assim como automatizar grupo de poços produtores, poços injetores e equipamentos de estação ainda pendentes, com instalação de sensores e detectores, para acompanhamento e monitoramento via sala de controle operacional/supervisão, para aumentar a produtividade, a rastreabilidade de dados digitais, maior segurança, redução de riscos de vazamentos e de custos nos diversos processos operacionais;
10. Implantar rotas/inspeções visuais diárias em poços, satélites, multivia, câmaras de lançar ou receber pig/raspador, oleodutos, gasodutos e estação localizados em áreas desabitadas/remotas, aplicando a tecnologia de Viatura Aérea Não Tripulada

(VANT) e/ou tecnologia de Drones, com registro fotográfico e filmagem de locações/áreas, instalações e equipamentos, com riscos de vandalismo, afastadas das bases administrativas dos campos terrestres produtores de petróleo e de gás natural, para garantir a segurança das equipes de operação, a rastreabilidade dos dados das rondas/inspeções, monitoramento e redução de custos em contratos de prestação de serviços de equipe de operação, de observador de dutos e de ronda da vigilância;

11. Instalar placas de identificação com o TAG (tagueamento/número); nome da empresa; aviso/sinalização de riscos de segurança (exemplo: placa de aviso com a “Caveira” e mensagem “Risco de Morte”; os EPI necessários; e número de telefone de comunicação de emergência, posicionada na entrada da locação de poço, em áreas/locações de satélites, de multivias, área de lançar e receber raspador/pig e de transformadores elétricos de poços BCS e de Estação, e em outras instalações com pendência, devido falha na manutenção preventiva e/ou por vandalismo, para inibir a entrada de estranhos/terceiros na locação de poço, na estação ou outra instalação desabitada em áreas remotas;
12. Instalar tampões ou caps/plugs de ½”, ¾”, 1”, 2” e 3” com correntes soldadas/fixadas na instalação e pintadas em cor de destaque, a exemplo da cor amarela, para destacar os caps, plugs, tampões e/ou flanges cegos parafusados e figuras 8 entre flanges, em todos os pontos de drenos e/ou vents de válvulas de bloqueio de poços produtores, poços injetores, satélites, multivias, equipamentos, vasos, tanques, linhas de produção/dutos, oleodutos, gasodutos, adutoras, câmaras de lançar e receber pig/raspador, para evitar esquecimento de instalação, riscos de vazamentos de fluídos (óleo, gás e água) para o meio ambiente, devido a vandalismo ou falha de operação com abertura de válvulas de drenos/vents.
13. Instalar corrente com cadeado em volantes e/ou manistros/alavancas de válvulas de bloqueio em posição aberta e/ou fechada de poços, satélites, multivias, câmaras de lançar e/ou receber raspador/pig, localizadas em áreas remotas/desabitadas, para evitar vandalismo e vazamentos de fluídos para o meio ambiente, e também nos portões de acesso a locação de poços, de grades/gaiolas de proteção de cabelça de poço / unidade de bombeio, em áreas de transformadores elétricos de média e alta

tensão na locação de poços BCS e de estações, e nas portas de acesso à Sala de Comando e Controlo de Motores (CCM) de Estações;

14. Substituir padrões de execução/operacionais padrão (PE/POP) críticos e não críticos com excesso de conteúdos e poucas imagens disponíveis em sistema informatizado, e também POP cópias impressas controladas, por procedimentos de execução/operacionais em vídeos e em fluxogramas de atividades e tarefas disponíveis nos postos de trabalho, com execução de atividade e tarefas em vídeos-aulas de curta duração (5 a 20 minutos) por atividade de processo e por equipamento, para os empregados próprios e contratados de operação e de manutenção realizarem as consultas de forma imediata, via aparelho PDA (*Personal Digital Assistants*) e/ou celular, na área de locação de poços produtores, poços injetores e de estações; e
15. Instalar câmera de vídeo para filmagem interna e externa em todos veículos de operação como item de segurança, para verificar o comportamento do condutor nas inspeções e monitoramento de poços produtores e poços injetores, através da inclusão de cláusula obrigatória no memorial descritivo (MD) de contrato vigente e nos futuros contratos de operação de poços e de estação, que necessitem de veículo de operação para executar algum tipo de rotina no campo.

8.7 Publicações resultantes da investigação

O projeto de doutoramento iniciou-se em julho de 2018, sendo que no período de 2018 a 2021 foram apresentados e publicados minicurso, artigos em revistas, em capítulos de livros e em eventos nacionais e internacionais, como: conferências, congresso, encontro de engenharia de produção, simpósio e seminários, a partir dos conteúdos pesquisados durante a construção do projeto de doutoramento, assim como elaborados e entregues 2 (dois) Relatórios Internos do Grupo de Investigação *TRS da Universidade Fernando Pessoa com a evolução das atividades de elaboração da investigação, apresentação de artigos / resumos e participação nos seminários SITEGI - UFP nos meses e anos: julho de 2019; julho de 2020; julho de 2021 e julho de 2022.

8.7.1 Artigos em revistas, conferências, congressos, seminários e apresentações com avaliação por pares

1. Ministrei um minicurso de 4 h no III Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, com o tema: “*Métodos de Elevação Artificial BM, BCP, BCS e GL na Ótica Operacional, com Foco nos Procedimentos de Execução e nos Regulamentos Técnicos da ANP*”, no Othon Palace Hotel, em Salvador-Bahia-Brasil. Identificador: 104e8945a211c4f0ab3f5c84666a64b6. Agosto de 2018
2. Publicamos um artigo na Revista *International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS)*, Qualis CAPES-A2, com o Tema: *Proposed Integration of the Technical Regulations of Systems of Management of Operational Safety and Structural Integrity of Installations, defined by the ANP of Brazil. Paper*. Id: IJAERS-06201954. Julho de 2019.
3. Apresentamos e publicamos um artigo com tema: “Modelo de Matriz de Diagnóstico e Avaliação de Desempenho de Sistemas de Gestão Integrados (SGI) da Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho”, In: ENEGEP - ABEPRO, 2019, Santos-SP. Anais eletrônicos do Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2019. v. 39.
4. Apresentamos e publicamos um artigo com o tema: “Proposta de Integração dos Sistemas de Gestão ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, com o Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO da ANP”, no V Simpósio Internacional de Inovação e Tecnologia (V SIINTEC). Economia Circular. Salvador, Bahia, Brasil. Outubro de 2019
5. Publicamos como capítulo de livro o artigo sobre “Modelo de Matriz de Diagnóstico e Avaliação de Desempenho de Sistemas de Gestão Integrados (SGI) da Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho”. Gestão da Produção em Foco - Volume 38/Organização Editora Poisson – Belo Horizonte - MG: Poisson, 2019. DOI: 10.5935/978-85-7042-205-7.CAP.07.

6. Apresentamos e publicamos o artigo com tema: “Análise comparativa de integridade da instalação e de segurança operacional em poços, na percepção de operadores de campos terrestres produtores de petróleo”, no XL Encontro Nacional de Engenharia de Produção: “Gestão de Riscos e Resiliência de cadeias de suprimentos em crises globais”. Brasil. Edição Virtual, no período de 20 a 23 de outubro de 2020.
7. Publicamos um artigo com o tema: “Modelo de matriz de diagnóstico e avaliação de desempenho de sistemas de gestão integrados (SGI) da qualidade, meio ambiente, segurança e saúde no trabalho”, na Revista *Brazilian Journal of Business*, v. 2, p. 1090-1114, 2020. DOI: 10.34140/bjbv2n2-019. Braz. J. of Bus., Curitiba, v. 2, n. 2, p.1090-1114, abr./jun. 2020. ISSN 2596-1934.
8. Apresentamos e publicamos um artigo com tema: “Análise Comparativa de Atendimento à Requisitos de Regulamentos Técnicos da ANP de Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional (RTSGSO), Integridade Estrutural das Instalações (RTSGI) e de Dutos Terrestres (RTDT), em Campos Produtores de Petróleo e Gás”, no 17th *International Conference on Information Systems and Technology Management* - 17th CONTECSI VIRTUAL - USP, 2020. ISSN 2448-1041. Brasil, no período de 28 a 30 de outubro de 2020.
9. Publicamos como capítulo de livro o artigo sobre “Análise comparativa de integridade da instalação e de segurança operacional em poços, na percepção de operadores de campos terrestres produtores de petróleo”. Engenharia 4.0: a era da produção inteligente. / Eduardo Mendonça Pinheiro, Patrício Moreira de Araújo Filho e Glauber Tulio Fonseca Coelho, (Orgs.). - São Luís: Editora Pascal, **2021**. 565 f.; il. - (Engenharia 4.0; v. 5). ISBN: 978-65-86707-36-6. DOI: 10.29327/528129. CAP.03.
10. Publicamos como capítulo de livro o artigo sobre “Práticas de Gestão Operacional na Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural no Brasil, para atender Requisitos de Normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP)”. Coleção desafios das engenharias: engenharia química 2 / Organizador Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua. - Ponta Grossa - PR: Atena, 2021. DOI: 10.22533/at.ed.36221261014.

11. Apresentamos e publicamos o artigo ID11 sobre “*Operational Management Practices in Onshore Fields Oil and Gas Producers to fulfill Structural Integrity Requirements of the Installations and of Safety of Operations*”, na 9ª Conferência Internacional International Conference on Digital Science (DSIC 2021). In: Antipova T. (eds) Digital Science. DSIC 2021. Notas de Palestras em Redes e Sistemas, vol 381. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-93677-8_16.

8.7.2 Relatórios Internos do Grupo de Investigação *TRS e Seminários SITEGI na Universidade Fernando Pessoa (UFP) e Relatórios de Evolução da Tese para Comitê de Ética e Pesquisa da Plataforma Brasil

1. Em **2019** foi elaborado primeiro relatório com a evolução da tese no período de 2018 a 2019, e enviado junto com o Projeto de Pesquisa e demais documentos de Tese em anexo no site da Plataforma Brasil, para avaliação e aprovação do Comitê de Ética e Pesquisa da Plataforma Brasil;
2. Participação e apresentação presencial de Projeto da Tese no Seminário **SITEGI 2019**, em 04 a 18 de julho de 2019 na Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal, para o orientador da Tese, professores, doutores, doutorandos e mestrandos da UFP.
3. Em **2019** foi desenvolvido e enviado o primeiro relatório ***TRS** com a evolução da Tese de Doutorado, artigos publicados no período e de aplicação dos instrumentos de coleta de dados no período de 2019 a 2020, para o orientador e secretaria da Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal;
4. Em **2020** foi desenvolvido e enviado o segundo relatório ***TRS** com o desenvolvimento da Tese de Doutorado, artigos publicados no período e de análise dos instrumentos de coleta de dados no período de 2019 a 2020, para o orientador e secretaria da Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal;
5. Participação e apresentação virtual de Relatório de Tese no Seminário **SITEGI 2020**, em 10 e 17 de julho de 2020 na Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto -

Portugal, para o orientador da Tese, professores, doutores, doutorandos e mestrandos da UFP e convidados;

6. Em **2020** foi elaborado segundo relatório com a evolução da tese no período de 2018 a 2020, e enviado junto com o Projeto de Pesquisa e demais documentos de Tese em anexo no site da Plataforma Brasil, para avaliação e aprovação do Comitê de Ética e Pesquisa da Plataforma Brasil;
7. No início de **2021** foi elaborado e enviado o terceiro relatório de desenvolvimento da tese no período de 2018 a 2021, com todos documentos exigidos de Tese, em anexo no site da Plataforma Brasil, para avaliação e aprovação do Comitê de Ética e Pesquisa da Plataforma Brasil;
8. Participação e apresentação virtual de resumo de Tese de doutoramento, no Seminário **SITEGI 2021**, em 09 e 16 de julho de 2021, na Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal, para o orientador da Tese, professores, doutores, doutorandos, mestrandos da UFP e convidados;
9. Em **2021** foi desenvolvido e enviado relatório com estratégias adotadas na estruturação e conclusão da Tese de Doutorado no período de 2018 a 2021, para o orientador e secretaria da Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal;
10. Em **2022** foi elaborado e enviado o relatório ***TRS** final de revisão e conclusão da tese no período de 2018 a 2021, para o orientador e secretaria da Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal;
11. Participação e apresentação de resumo das estratégias adotadas na estruturação e conclusão da Tese de Doutorado no período de 2018 a 2021, no Seminário **SITEGI 2022**, em 14 de julho de 2022, na Universidade Fernando Pessoa - UFP, no Porto - Portugal, para o orientador da Tese, professores, doutores, doutorandos, mestrandos da UFP e convidados;

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. (2015) *NBR ISO 9000:2015 - Sistema de Gestão da Qualidade. Fundamentos e Vocabulários*.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. (2015) *NBR ISO 9001:2015 - Sistema de Gestão da Qualidade. Requisitos*.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. (2015) *NBR ISO 14001:2015 - Sistema de Gestão Ambiental. Requisitos com orientações para uso*.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. (2018) *NBR ISO 45001:2018 - Sistemas de gestão de saúde e segurança ocupacional - Requisitos com orientação para uso*. ISBN 978-85-07-07514-1. Editora ABNT, Rio de Janeiro - RJ, 47 p.

ACADEMIA TECNOLÓGICA DE SISTEMAS DE GESTÃO - ATSG. (2010) *Lead Assessor SIG 9001/14001/18001: manual do participante*. Porto Alegre.

ADAMS, R. N. (2018) *Saúde e segurança do trabalho em plataformas offshore: revisitando o acidente no fpos cidade de são mateus três anos depois*. Universidade Federal Fluminense Escola de Engenharia Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Engenharia de Produção Curso de Mestrado em Engenharia de Produção. Niterói, RJ.

ALVES, M. R. F. V. (2003) *Reciclagem de borra oleosa: uma contribuição para a gestão sustentável dos resíduos da indústria de petróleo*. 182 p. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento e Meio Ambiente) - Universidade Federal de Sergipe. UFSE, Aracaju. Disponível em: https://bdtd.ufs.br/bitstream/tede/1310/1/MARA_REGIA_FALCAO_VIANA_ALVES.PDF. [Consultado em: 05 de out. de 2017].

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. (2007) Resolução ANP nº 43, de 6.12.2007 - DOU 7.12.2007 - Retificada DOU 10.12.2007 e DOU 12.12.2007. Anexo - *Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (RTSGSO)*.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. (2010) *Resolução ANP nº 2, de 14.1.2010 - DOU 18.1.2010*. Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. (2011) *Resolução ANP nº 6, de 3.2.2011 - DOU 7.2.2011*. Anexo - Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. (2015) *Resolução ANP nº 41, de 9.10.2015 - DOU 13.10.2015*. Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (RTSGSS).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. (2016) *Resolução ANP nº 46, de 1º.11.2016 - DOU 3.11.2016*. - RETIFICADO DOU 7.11.2016. Anexo - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (RTSGIP).

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP), Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, 2017. Disponível em: http://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2017/anuario_2017.pdf. [Consultado em: 20 de dez. de 2018].

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. (2005) *UNE 66.177: guia para la integración de los sistemas de gestión*. Madrid: AENOR.

BAIN & COMPANY TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. (2009) *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil: relatório consolidado*. São Paulo: Bain & Company, Tozzini Freire Advogados. 236 p. ISBN 9788562690013.

BARDIN, L. (2016) *Análise de conteúdo*; tradução Luis Antero Reto, Augusto Pinheiro. - São Paulo: Edições 70.

BECKMERHAGEN. A.; BERG, H. P.; KARAPETROVIC, S. V.; WILLBORN, W. O. (2003) 'Integration of Standardized Management Systems: focus on safety in the nuclear industry', *International Journal of Quality & Reliability Management*, v.20, n.2, pp. 210-228.

BENDLER, E.; BRANDLI, L. L. (2011) Integração do sistema de gestão ambiental no sistema de gestão de qualidade em uma indústria de confecções. *Gestão e Produção*, São Carlos, v.18, n.1, pp. 27-40.

BERTOLINO, M. T.; COUTO, M. (2018) *Sistemas de Gestão Integrados ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 E ISO 45001*: gestão da qualidade, ambiental e da segurança e saúde ocupacional com foco em resultados. - 1. ed. - Rio de Janeiro: Qualitmark Editora. 256 p.

BONATO, S. V.; CARTEN, C. S. (2015) Diagnóstico da integração dos sistemas de gestão ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil. *Revista Production*, v. 25, n. 3, pp. 626-640, jul/set. <http://dx.doi.org/10.1590/0103-6513.004811>.

BRUNETI, M. L.; TEIXEIRA, G.; STEFANO, S. R.; FRANDO NETTO, F. (2016) Sistema de gestão integrada como estratégia para a sustentabilidade organizacional. *Organizações e Sustentabilidade*, Londrina, v. 4, n. 1, p. 116-141, jan./jun. *Double Blind Review*.

CAMPELLO, M. L. C.; CHAVES, S. (2016) A qualidade e a evolução das normas série ISO 9000. *XIII SEGeT - Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia*, 31 de outubro e 01 de novembro, Associação Educacional Dom Bosco, Resende - RJ. Disponível em: <https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos16/27224305.pdf>. [Consultado em: 11 de out de 2017].

CANTO, L. dos S. (2010) *Society of Petroleum Engineers (SPE) - SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Held - SPE 126895*. ANP Resolution 43: Operational Safety Management System - SGSO. Rio de Janeiro, Brazil. 12-14 April.

CARPINETTI, L. C. R.; GEROLANO, M. C. (2016) *Gestão da Qualidade ISO 9001:2015*: requisitos e integração com a ISO 14001:2015. - Ed. - São Paulo: Atlas. 204 p.

CAUCHICK MIGUEL, P. A. C. (2018) *Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações* / Afonso Fleury [et al.]; coordenação Paulo Augusto Cauchick-Miguel. - 3. ed. - Rio de Janeiro: Elsevier. ISBN 9788535291346

CERQUEIRA, J.P. (2006) *Sistemas de gestão integrados - conceitos e aplicação*. Rio de Janeiro: Qualitymark. 499 p.

COELHO, G. J. (2010) *Identificação de fatores críticos em sistemas de gestão integrados (SGI) na indústria de construção e montagem (C&M) para o refino de petróleo*: um estudo de caso. Dissertação. Universidade Federal Fluminense. Centro Tecnológico. Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão. Niteroi - RJ.

CORRÊA, A. A. (2004) *Avaliação de um sistema integrado de gestão: um estudo na indústria automotiva* (Dissertação de mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 147 p.

CRESWELL, J. W. (2016) *Projeto de pesquisa: métodos qualitativo, quantitativo e misto*; tradução Magda Lopes: consultoria, supervisão e revisão técnica desta edição Dirceu da Silva. - 3. ed. - Porto Alegre: Artmed.

DE CICCIO, F. (2018) *Sistemas integrados de gestão: agregando valor aos sistemas ISO 9000*. São Paulo: QSP. Disponível em: <http://www.qsp.com.br>. [Consultado em: 10 de junho de 2018].

DOMINGUES, J. P. T. (2013) *Sistemas de gestão integrados: desenvolvimento de um modelo para avaliação do nível de maturidade*. 2013. 288f. Tese (Doutorado) - Engenharia Industrial e de Sistemas, Universidade do Minho, Braga, Portugal.

DUARTE, A. de C. M. (2017) *Proposta de boas práticas de operação que colaborem para o aumento da eficiência técnica das usinas de açúcar e etanol*. Tese de doutorado. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto/USP. Área de concentração: Geração de Valor. Ribeirão Preto.

DUARTE, M. (2002) *Riscos industriais: etapas para a investigação e a prevenção de acidentes*. - Rio de Janeiro: FUNENSEG, 2002.

FERNANDES, J. L. S. *et al.* (2015) Etapas necessárias para a implantação de um sistema de gestão integrado. *Rev. Adm. UFSM*, Santa Maria, v. 8, número 1, p. 60-72, MAR. 2015. DOI: 10.5902/198346596286.

FERREIRA, C. dos S.; GEROLANO, M. C. (2016). Análise da relação entre normas de sistema de gestão (ISO 9001, ISO 14001, NBR 16001 e OHSAS 18001) e a sustentabilidade empresarial. *Gest. Prod.*, São Carlos, v. 23, n. 4, p. 689-703. <http://dx.doi.org/10.1590/0104-530X2525-15>.

FERREIRA FILHO, V. J. M. (2016) *Gestão de operações e logística na produção de petróleo: fundamentos, metodologia e modelos quantitativos*. 1ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

FRANÇA, N. P. (2009) *Sistema integrado de gestão – qualidade, meio ambiente, segurança e saúde: recomendações para implementação em empresas construtoras de edifícios*. 212 p.

Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas.

FREITAS, W. R. R.; JABBOUR, C. J. C. (2011) Utilizando estudo de caso (s) como estratégia de pesquisa qualitativa: boas práticas e sugestões. *Estud. Debate*, Lageado, v. 18, n. 2. Disponível em: <http://www.meep.univates.br/revistas/index.php/estudoedebate/article/viewFile/560/550>. [Consultado em 10 de out. de 2019].

GENARO, A. F. S. (2014) *Proposta de um modelo de avaliação da capacidade e maturidade de sistemas de gestão integrada (STKM3) utilizando a abordagem da gestão de stakeholders*. São José dos Campos: INPE. xxxiv + 302 p.; (sid.inpe.br/mtc-21b/2014/10.24.17.02-TDI)

GIL, A. C. (2016) *Métodos e técnicas de pesquisa social*. - 6ª Ed. - 7. Reimp. - São Paulo: Atlas.

GIL, A. C. (2017) *Como elaborar projetos de pesquisa*. - 6ª Ed. São Paulo: Atlas.

GOUVEIA, L. B.; MANÇÚ, R. J. de S.; CORDEIRO, S. dos S. B. (2019) Proposed Integration of the Technical Regulations of Systems of Management of Operational Safety and Structural Integrity of Installations, defined by the ANP of Brazil. *International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS)* [Vol-6, Issue-7, Jul- 2019] <https://dx.doi.org/10.22161/ijaers.6724>. ISSN: 2349-6495(P) | 2456-1908(O).

HEZEL, C. R. PICCHI, F. A.; GRANJA, A. D.; LABAKI, L. C. (2010) Sistemas de gestão integrados na indústria do Petróleo e gás. *Entac 2010*. XIII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, 6 a 8 de outubro - Canela, RS.

HEZEL, C. R. (2014) *Avaliação do impacto das exigências do contratante nos sistemas de gestão integrados de empresas de montagem industrial na indústria do petróleo*. Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo - Campinas, SP: [s.n.].

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo. (2015) *Agenda prioritária da indústria de petróleo, gás e biocombustíveis 2014-2015*. Rio de Janeiro.

JIMENEZ, R. E. R.; Cela, C. J. (2018) *ASSE-16-S61-45001-2018*. Session No. S61. Transition from OHSAS18001:2007 into ISO 45001 and the Integration with New Versions of ISO 9001:2015 and ISO 14001:2015. Professional, Occupational Safety & Health. University of Science and Technology (ULACIT). ADEN Business School University of California Irvine. Bureau Veritas Business School, Madrid Spain.

LACERDA, M. R. (2015) *Metodologias da pesquisa para a enfermagem e saúde: da teoria a prática* / Organizadoras: Maria Ribeiro Lacerda, Regina Gema Santini Costerano - Porto Alegre: Moriá.

LAKATOS, E. M. (2000) *Metodologia científica* / Eva Maria Lakatos, Marina de Andrade Marconi. - 3. ed. - São Paulo: Atlas.

LEI 9.478. (1997) (LEI ORDINÁRIA) 08/06/1997 - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

LEI 12.351. (2010) (LEI ORDINÁRIA) 12/22/2010 - Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o fundo social - fs e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

MANÇÚ, J. de S. (2013) *Proposta de aplicação de FMEA na instalação do Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS): os casos de empresas prestadoras de serviços da indústria do petróleo*. Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial - GETEC). Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial - Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC-BAHIA. [Em Linha]. Disponível em: http://www.senaicimatec.com.br/wpcontent/uploads/2017/03/dissertacao_jeandersondesouzamancu.pdf. [Consultado em 03 de out. de 2019].

MANÇÚ, J. de S. et al. (2019) *Aplicação da Ferramenta de Análise de Falha - FMEA na Instalação de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) em Campos Maduros Onshore na Bacia do Reconcavo*. Impactos das tecnologias nas engenharias 3 [recurso eletrônico] / Organizadores Cleverson Flor da Rosa, Franciele Bonatto, João Dallamuta. - Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. - (Impactos das Tecnologias nas Engenharias; v. 3). ISBN 978-85-7247-193-0. DOI 10.22533/at.ed.9301915034. CAP.04.

MANÇÚ, R. P. (2018) *Desempenho de Inspeções em Poços Produtores de Petróleo: Comparação entre Coleta Manual, e Digital de Dados*. Salvador. Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial - GETEC). Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial - Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC-BAHIA. [Em Linha]. Disponível em: <http://repositoriosenaiba.fieb.org.br/bitstream/fieb/873/1/RAIANA%20PEREIRA%20MAN%c3%87%c3%9a.pdf>. [Consultado em 10 de mar. de 2019].

MANÇÚ, R. J. de S.; MONTEIRO, A. de O.; BRUNI, A. L. (2009) *A Gestão Ambiental na Produção de Petróleo no Estado da Bahia: um Comparativo entre a Aderência das Práticas de Gestão Ambiental de uma Empresa Nacional e uma Estrangeira às Normas Internacionais*.

Congresso do Instituto Franco-Brasileiro de Administração de Empresas (IFBAE), 18 e 19 de maio, 5º IFBAE. - Grenoble, França.

MANÇÚ, R. J. de S.; GOUVEIA, L. B.; CORDEIRO, S. dos S. B. (2019) *Modelo de Matriz de Diagnóstico e Avaliação de Desempenho de Sistemas de Gestão Integrados (SGI) da Qualidade, Meio Ambiente, Segurança e Saúde no Trabalho*. Gestão da Produção em Foco – Volume 38/ Organização Editora Poisson – Belo Horizonte - MG: Poisson, 2019. ISBN: 978-85-7042-205-7. DOI: 10.5935/978-85-7042-205-7. CAP.07

MANÇÚ, R. J. de S.; GOUVEIA, L. B.; CORDEIRO, S. dos S. B. (2020) *Análise Comparativa de Atendimento à Requisitos de Regulamentos Técnicos da ANP de Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional (RTSGSO), Integridade Estrutural das Instalações (RTSGI) e de Dutos Terrestres (RTDT), em Campos Produtores de Petróleo e Gás*”. *17th International Conference on Information Systems and Technology Management - 17th CONTECSI VIRTUAL - USP*, 2020. Brasil. ISSN 2448-1041. Disponível em: <https://www.tecsi.org/contecsi/index.php/contecsi/17thCONTECSI/rt/metadata/6505/4044>. [Consultado em 16 de nov. de 2020].

MANÇÚ, R. J. de S.; GOUVEIA, L. B.; CORDEIRO, S. dos S. B. (2021) *Análise Comparativa de Integridade da Instalação e de Segurança Operacional em Poços, na Percepção de Operadores de Campos Terrestres Produtores de Petróleo*. Engenharia 4.0: a era da produção inteligente. / Eduardo Mendonça Pinheiro, Patrício Moreira de Araújo Filho e Glauber Tulio Fonseca Coelho, (Orgs.). - São Luís: Editora Pascal, 2021. 565 f.; il. - (Engenharia 4.0; v. 5). ISBN: 978-65-86707-36-6. D.O.I.: 10.29327/528129. CAP.03

Mapa do Nordeste do Brasil. Disponível em: <https://www.infoescola.com/geografia/região-nordeste/>. [Consultado em 12 de dez. de 2020].

MARTINS, G. de A. de. (2016) *Metodologia da investigação científica para ciências sociais aplicadas* / Gilberto de Andrade Martins, Carlos Renato Theóphilo. - 3. ed. - São Paulo: Atlas.

MELO, C. H. P. et al. (2002) *ISO 9001:2000: Sistema de gestão da qualidade para operações de produção e serviços*. - São Paulo: Atlas.

MORAES, G. (2010) *Elementos do Sistema de Gestão de SMSQRS - Vol. 2 Sistema de Gestão Integrada* - 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Gerenciamento Verde Editora. Estante Virtual.

MORAIS, J. M. de. (2013) *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. - Brasília: Ipea: Petrobras. 424 p.

MOREIRA, J. F. M. (2017) *Acidentes na indústria de petróleo e seus impactos na segurança operacional e preservação ambiental*. - Niterói, RJ: [s.n.]. 99 p. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/4134/1/Juliana%20Fisher%20Marques%20Moreira.pdf>. [Consultado em 10 de out. de 2018].

MORETTI, E. de A. (2017) *Estudo das dificuldades observadas na implantação de sistemas RFID*. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, SP: [s.n.].

MORGADO, L.; SILVA, F. J. G.; FONSECA, L. M. (2019) Mapping Occupational Health and Safety Management Systems in Portugal: outlook for ISO 45001:2018. 29th *International Conference on Flexible Automation and Intelligent Manufacturing (FAIM2019)*, June 24-28, 2019, Limerick, Ireland. Disponível on-line em www.sciencedirect.com. Acesso em 21 mar 2021.

NADAE, J. de. *et al.* (2014) Método para desenvolvimento de práticas de gestão integrada em clusters industriais. *Production*, v. 24, n. 4, p. 776-786, oct./dec. 2014 doi: <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-65132013005000049>. Disponível em: https://www.scielo.br/pdf/prod/v24n4/aop_0832.pdf. [Consultado em 20 de nov. de 2018].

OHSAS 18001. (2007) *Sistemas de gestão da segurança e da saúde ocupacional*. Requisitos.

OLIVEIRA, J. B. (Org.). (2007) *Estudo da cadeia produtiva do petróleo e gás natural do Espírito Santo*. Espírito Santo: SEBRAE. 174 p.

OLIVEIRA, O. J. de, OLIVEIRA, A. B. de, e ALMEIDA, R. A. de. (2010) *Gestão da segurança e saúde no trabalho em empresas produtoras de baterias automotivas: um estudo para identificar boas práticas*. Vol. 20, n. 3, jul./set, p. 481-490. [Em Linha]. Disponível em: http://www.scielo.br/pdf/prod/2010nahead/aop_t600040058.pdf. [Consultado em 02 de out. de 2017].

OLSEN, W. (2015) *Coleta de Dados* / Wendy Olsen; tradução: Daniel Bueno; revisão técnica: Dirceu da Silva. - Porto Alegre: Penso.

ORNELAS, D. L. (2014) *Aperfeiçoamento do Processo de Fiscalização com foco em segurança e meio ambiente das unidades de produção offshore no Brasil*. Tese (doutorado) - UFRJ/ COPPE / Programa de Planejamento Energético - Rio de Janeiro. 223 p.
PAS 99:2006: especificação de requisitos comuns de sistemas de gestão como estrutura para a integração. (2006). Risk Tecnologia. (Coleção Risk Tecnologia).

POCINHO, M. (2012) *Metodologia de investigação e comunicação do conhecimento científico*. 1ª edição. Lidel - Edições Técnicas, Lda, Lisboa.

POLTRONIERI, C. F. (2014) *Avaliação do grau de maturidade de sistemas de gestão integrados*. 118f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia de Produção, Escola de Engenharia de São Carlos (USP), São Carlos, Brasil.

POLTRONIERI, C. F.; GEROLANO, M. C.; CARPINETTI, L. C. R. (2015) Um instrumento para a avaliação de sistemas de gestão integrados. *Gest. Prod.*, São Carlos <http://dx.doi.org/10.1590/0104-530X1697-14>.

PONTE JUNIOR, G. P. (2014) *Gerenciamento de riscos baseado em fatores humanos e cultura de segurança: estudo de caso de simulação computacional do comportamento humano durante a operação de escape e abandono em instalações offshore*. - 1. ed. - Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

QUEIROZ, M. M. de. (2017) *A cadeia de petróleo no Brasil: o caso da indústria de apoio marítimo*. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Naval e Oceânica. - Versão corr. - São Paulo. 167 p.

RIBEIRO NETO, J. B. M.; TAVARES, J. C.; HOFFMANN S. C. (2017) *Sistemas de gestão integrados: qualidade, meio ambiente, responsabilidade social, segurança e saúde no trabalho*. 5ª edição ver. - São Paulo: Editora Senac.

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

SANTOS, G. *et al.* (2018) *Sistemas Integrados de gestão: qualidade, ambiente e segurança*. Coordenação de Gilberto Santos. - 3ª Edição. Revista e Aumentada. Engebook. Lisboa, Portugal.

SCHIAVI, M. T. (2016) *Exploração e produção de petróleo: uma análise do patenteamento no Brasil*. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de São Carlos. - São Carlos: UFSCar. 114 p.

STEVENS, J. F.; BAMBER, L. (2018) ASSE-17-662-ISO 45001-2018. Session No. 662. How to Use ISO 45001 to Get H&S Risk Management on Your Business Agenda. Assistant Administrator - RM/I, Hatfield, UK. Risk Solutions International, Poynton, UK.

SILVA, D. L. da.; LOBO, R. N. (2014) *Gestão da qualidade - diretrizes, ferramentas, métodos e normalização* / Damião Limeira da Silva, Renato Nogueirol Lobo. - 1. ed. - São Paulo: Érica, 2014.

SILVA, L. C. da; e MELO, D. de C. P. de. (2017) 'O processo de avaliação de aspectos e impactos ambientais em um sistema de gestão ambiental com referência na ISO 14001. *Revista Delos Desarrollo Local Sostenible*, Vol 10. N° 28, febrero, www.eumed.net/rev/delos/28. Disponível em: <http://www.eumed.net/isso/delos/28/ISO14001.html>. [Consultado em: 12 de out. de 2017].

SOLURI, D. *et al.* (2011) *Implementando as normas NBR ISO/IEC 17025, BS OHSAS 18001 e NBR ISO 14001 em laboratórios*. www.banasmetrologia.com.br. Metrologia & Instrumentação, abril, 2011.

SOUZA, F. R. (2006) *Impacto do preço do petróleo na política energética mundial*. Dissertação (Mestrado em Ciências em planejamento energético). 160 p. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

TACHIZAWA, T.; FERREIRA, V. C. P.; FORTUNA, A. A. M. (2006) *Gestão com pessoas: uma abordagem aplicada às estratégias de negócios*. - 5. ed. - Rio de Janeiro : Editora FGV, 2006.

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

THOMAS, J. E. *et al.* (organizador). (2004) *Fundamentos de engenharia de petróleo*. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobras.

TRIVIÑOS, A. N. S. (1987) *Introdução à pesquisa em ciências sociais: a pesquisa qualitativa em educação*. - São Paulo: Atlas.

VERGARA, S. C. (2005) *Métodos de pesquisa em administração*. - São Paulo: Atlas.

WACLAWOVSKY, E. dos S. A.; BATIZ, E. C. (2010) Proposta de metodologia para implementação de sistemas de gestão integrados como ferramenta de apoio no alcance de resultados sustentáveis para as organizações. *XIII Simpósio de Administração da Produção, Logística e Operações Internacionais - SIMPOI 2010*, 25 a 27/08/2010, FGV - EASP.

WILKINSON, G.; DALE, B. (2001) Integrated management systems: a model based on a total quality approach, Managing Service Quality. *An International Journal*, v.11 Issue 5, p. 318-330.

YIN, R. K. (2015) *Estudo de caso: planejamento e métodos*; tradução: Cristhian Matheus Herrera. - 5. Ed. Porto Alegre: Bookman.

APÊNDICES

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Matriz de integração das seções, práticas de gestão operacional de requisitos das normas ABNT NBR ISO do SGI e de Regulamentos Técnicos (RT) da ANP no ciclo PDCA				
Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Plan	QMSOI&ST	Seção 4	Contexto da Organização	
Plan	ISO 9001	4.1	Entendendo a organização e seu contexto	• A organização realiza análise com matriz SWOT / FOFA e PESTAL, para entender o seu contexto interno e externo.
	ISO 14001			• A organização determina as questões internas e externas, para definição de objetivos do SGI.
				• A organização monitora as questões internas e externas definidas nos objetivos do SGI.
	ISO 45001	4.2	Entendendo as necessidades e expectativas de partes interessadas	• A organização determina as necessidades e expectativas da força de trabalho.
				• A organização determina as necessidades e expectativas das demais partes interessadas.
		(QMS&ST)	4.3	Determinando o escopo do sistema de gestão da qualidade, ambiental e segurança e saúde no trabalho (SGI)
	• O escopo do SGI está disponível e mantido como informação documentado			
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP	PG1	Sistemas de gestão da qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural da instalação e saúde no trabalho (SGI) e seus processos.	• A organização estabeleceu a Estrutura Organizacional de gerenciamento da instalação.
	(QMSOI&ST)			• A organização implementou um sistema de gerenciamento da qualidade, meio ambiente segurança operacional, integridade estrutural das instalações e de saúde no trabalho (SGI).
		ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP	PG1	Sistemas de gestão da qualidade, meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural da instalação e saúde no trabalho (SGI) e seus processos.
	(QMSOI&ST)			
		ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP	4.4	
(QMSOI&ST)				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Plan	QMSOI&ST	Seção 5	Liderança	
Plan	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	5.1 PG1	Liderança comprometimento e	• A alta direção demonstra liderança e comprometimento com relação ao SGI. • A organização garante a participação efetiva dos gerentes da instalação nas atividades de Segurança Operacional.
	ISO 45001 (S&ST)			• A alta direção protege os trabalhadores de represálias ao relatar incidentes, perigos, riscos e oportunidades.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	5.1.1 PG1	Generalidades	• A alta direção responsabiliza-se pela eficácia do SGI. • A alta direção promove o uso da abordagem de processo e da mentalidade de risco. • A alta direção assegura e disponibiliza os recursos necessários para o funcionamento do SGI. • A alta direção comunica a importância de uma gestão eficaz e de estar conforme com aos requisitos do SGI. • A alta direção assegura que o SGI alcance seus resultados pretendidos e a melhoria contínua.
	ISO 9001 (Q)	5.1.2	Foco no cliente, ambiental, segurança e saúde no trabalho	• Os requisitos do cliente, e os requisitos estatutários e regulamentares pertinentes são determinados na organização.
				• Os requisitos do cliente e os requisitos estatutários e regulamentares pertinentes são comunicados em toda organização.
				• Os requisitos do cliente e os requisitos estatutários e regulamentares pertinentes são atendidos na organização.
	ISO 14001 (M)			• Os requisitos ambientais são determinados na organização.
				• Os requisitos ambientais são comunicados em toda organização.
				• Os requisitos ambientais são atendidos na organização.
	ISO 45001 (S&ST)			• Os requisitos de segurança e saúde no trabalho são determinados na organização.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 5	Liderança	Práticas de Gestão Operacional
Plan				- Os requisitos de segurança e saúde no trabalho são comunicados em toda organização. - Os requisitos de segurança e saúde no trabalho são atendidos na organização.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 (QMS&ST)			A organização determina e aborda os riscos e oportunidades que possam afetar a conformidade de produtos e serviços e a capacidade de aumentar a satisfação das partes interessadas.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	PG1	Valores e Política de gestão da qualidade, ambiental e segurança operacional, integridade estrutural da instalação e saúde no trabalho	- A organização estabeleceu os valores e a política do SGI para o pessoal envolvido nas atividades da instalação. - A política do SGI é compatível ao contexto da organização e com a direção estratégica da organização.
	ISO 45001 (S&ST)	5.2		A política inclui comprometimento em prover condições de trabalho seguro para a prevenção de lesões e doenças relacionadas ao trabalho.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 (QMS&ST)	5.2.1	Desenvolvendo a política da qualidade, ambiental e segurança e saúde no trabalho	- A política do SGI é integrada na organização. - A política mantém uma estrutura para estabelecer os objetivos do SGI e a melhoria contínua.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	5.2.2	Comunicando a política da qualidade, ambiental e segurança operacional, integridade estrutural da instalação e saúde no trabalho	- Os valores e a política do SGI, metas e planos são aplicados, comunicados e entendidos em toda organização. - A política do SGI está disponível para as partes interessadas e mantida como informação documentada.
		PG1		- A organização estabelece e comunica os papéis/atribuições, responsabilidades e autoridades para o funcionamento eficaz do SGI. - A organização assegura que o SGI está conforme os requisitos das normas. - A organização assegura que os processos entreguem as suas saídas pretendidas. - O desempenho do SGI é relatado para a alta direção.
		5.3		
			Papéis, atribuições, responsabilidades e autoridades organizacionais	
		PG1		

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 5	Liderança	Práticas de Gestão Operacional
	ISO 45001			
	RTSGSO	5.4		
	RTSGI			
	RTDT	PG1	Consulta participação dos trabalhadores, sistema de comunicação	A organização estabelece e mantém processo para consulta e participação dos trabalhadores para melhoria do SGI.
	RTSGSS e	PG2		
	RTSGIP (SOI&ST)			
				- A organização mantém treinamento, recursos, determina e remove barreiras para a participação dos trabalhadores na melhoria do SGI. - A organização estabelece mecanismo de comunicação recíproca e contínua entre a gerência e força de trabalho, visando o aprimoramento do SGI.

Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Plan	QMSOI&ST	Seção 6	Planeamento	
	ISO 9001			A organização define as ações para abordar os riscos e oportunidades e aumentou os efeitos desejáveis, para garantir os resultados esperados no SGI.
	ISO 14001			
	ISO 45001	6.1		A organização previne os efeitos indesejáveis e aumentou os efeitos desejáveis, para garantir os resultados esperados e a melhoria contínua no SGI.
	RTSGSO			
	RTSGI		Ações para abordar riscos e oportunidades	A organização avalia a eficácia das ações para abordar os riscos e oportunidades.
	RTDT			
	RTSGSS e	PG1		A organização elaborou o Protocolo de Responsabilidades (PR) na operação de duto terrestre e marítimo, no caso de Envolvimento de mais de uma empresa na operação do duto.
	RTSGIP (QMSOI&ST)			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

<i>Plan</i>	QMSOI&ST	Seção 6	Planeamento	Práticas de Gestão Operacional
<i>Plan</i>	ISO 14001	6.1.1	Generalidades	A organização considera as questões externas e internas, os requisitos das partes interessadas, determina e avalia os riscos e oportunidades que precisam ser abordados no SGI.
	ISO 45001			A organização mantém informação documentada sobre riscos e oportunidade, processos e ações necessárias para abordá-las.
	(MS&ST)			A organização fez a integração das ações para tratar os riscos e oportunidades para os processos do SGI.
	ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (MSOI&ST)	6.1.2	Aspectos ambientais e Perigos e riscos	A organização identificou os aspectos, impactos, perigos e riscos.
		PG11		A organização identificou e realizou análise qualitativa ou quantitativa dos riscos, com recomendações para controlo e redução de incidentes, através das técnicas de APR e HAZOP.
		PG12		Na identificação dos perigos são consideradas atividades rotineiras e não rotineiras, incidentes, emergências, fatores humanos, sociais e mudanças.
	ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (MSOI&ST)	6.1.2	Aspectos ambientais e Perigos e riscos	A organização identifica os equipamentos, os sistemas e os procedimentos críticos, para a prevenção ou mitigação ou que em caso de falha possam provocar um acidente operacional, através das técnicas de APR e HAZOP.
				A organização mantém procedimento documentado de identificação dos elementos críticos e de contingência, com medidas temporárias para suprir equipamentos ou sistemas críticos, que estejam em condições degradadas ou fora de operação.
				A organização mantém informações documentadas para a identificação e análise de riscos, através das técnicas de APR e HAZOP.
				A organização mantém informações documentadas para o levantamento dos aspectos e impactos ambientais significativos e de perigos e riscos de MS&ST
		PG12	Avaliação de riscos e oportunidades de S&ST	A organização determina e avalia os riscos e oportunidades de SOI&ST.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 6	Planeamento	Práticas de Gestão Operacional
Plan	ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (MSOI&ST)	6.1.2 PG11 PG12	Avaliação de riscos e oportunidades de S&ST	A organização rétem informação documentada (registros/relatórios) da identificação, análise e avaliação dos riscos e dos elementos críticos de segurança operacional, através das técnicas de APR e HAZOP.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 (QMS&ST)	6.1.3	Requisitos legais e outros requisitos	A organização cumpri lista de normas, códigos, boas práticas de engenharia, requisitos legais e outros requisitos para o atendimento do SGI.
	ISO 14001 ISO 45001 (MS&ST)			A organização mantém informação documentada sobre seus requisitos legais e outros requisitos.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 (QMS&ST)	6.1.4	Planeamento de ações	A organização planeja as ações de controlo para os aspectos, impactos, perigos e riscos das atividades.
				A organização planeja as ações para atender aos requisitos legais e outros requisitos do SGI
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	6.2	Objetivos da qualidade, ambientais, segurança operacional, integridade estrutural da instalação e da saúde no trabalho (SGI), e planeamento para alcançá-los	Os objetivos do SGI foram planeados conforme a direção estratégica da organização.
		6.2.1		Os objetivos e metas do SGI foram planeados em níveis relevantes de departamento e individual para a organização.
				Os objetivos do SGI foram comunicados em toda organização.
				Os objetivos do SGI estão mantidos como informação documentada.
				A organização definiu um conjunto de indicadores de desempenho, pró-ativos e reativos do SGI.
		6.2.2		Planeamento de ações para atingir os objetivos e metas do SGI
			A organização estabelece um sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente no SGI.	

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 6	Planeamento	Práticas de Gestão Operacional
Plan	ISO 9001	6.3	Planeamento de mudanças	A organização definiu o processo de implementação e gestão de mudança, disponibilidade de recursos e definição de responsabilidades e autoridades, para garantir a integridade do SGI.
	ISO 45001			
	RTSGSO			
	RTSGI			
	RTDT	PG16		
	RTSGSS e			
	RTSGIP			
	(QSOI&ST)			

Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Plan	QMSOI&ST	Seção 7	Apoio / Suporte	
Plan	ISO 9001	7.1	Recursos	• A organização mantém recursos necessários para a implementação, manutenção e melhoria contínua do SGI.
	ISO 14001	PG10		• A organização atende aos padrões, normas e boas práticas de engenharia na aquisição de itens de instalação e equipamentos.
	ISO 45001	7.1.1	Generalidades	• A organização considera as capacidades e restrições de recursos internos existentes para atender o SGI.
	RTSGSO			• A organização considera recursos de provedores externos para atender ao SGI.
	RTSGI			• A organização estabelece critérios de seleção e avaliação de desempenho de contratadas.
	RTDT	PG5		• A organização estabelece as responsabilidades das contratadas relativas ao SGI.
	RTSGSS e	7.1.2	Pessoas	• A organização mantém pessoas necessários, para implementar, manter e melhorar o SGI.
	RTSGIP	RTSGI 6.5		• A organização designou formalmente o responsável técnico para as atividades de operação, manutenção e inspeção da instalação.
	(QMSOI&ST)			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 7	Apoio / Suporte	Práticas de Gestão Operacional
Plan	ISO 9001	7.1.3	Infraestrutura	A organização fornece os recursos de infraestrutura necessários, para implementar, manter e melhorar o SGI.
	ISO 14001			A organização estabelece planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, a fim de buscar a integridade mecânica das instalações, estruturas, equipamentos e de sistemas de segurança operacional.
	ISO 45001			A organização define a sistematicamente de atendimento as recomendações de inspeção com as seguintes classificações e prazos: Alta A=10 dias, Elevada B=30 dias, Moderada C=180 dias e Baixa D=1 ano.
	RTSGSO			A organização implementa programa de manutenção de faixas de dutos e de controle de corrosão, para execução dos serviços e mantém atualizados os desenhos de construção e montagem e de localização da faixa de duto.
	RTSGI			
	RTDT	7.1.4	Ambiente de trabalho para a operação dos processos e fatores humanos	A organização mantém um ambiente de trabalho necessário, para a operação dos seus processos.
	RTSGSS e			A organização analisa os aspectos de ambiente de trabalho considerando fatores humanos.
	RTSGIP	7.1.5	Recursos de monitoramento e medição	A organização fornece os recursos de monitoramento e medição necessários, para comprovar a conformidade dos produtos e serviços.
	(QMSOI&ST)			Os equipamentos de medição estão identificados, calibrados e rastreáveis.
	ISO 9001			A organização estabeleceu e documentou o Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI) para todo o ciclo de vida da instalação.
	ISO 45001			A organização estabeleceu um programa e procedimento de monitoramento e controle de corrosão das instalações.
	RTSGSO			Os recursos de medição e a base de calibração do equipamento estão retidos como informação documentada (registros) e com controle de rastreabilidade.
	RTSGI	7.1.6	Conhecimento organizacional	A organização determina o conhecimento necessário, para a operação dos seus processos.
	RTDT			A organização determina o conhecimento necessário, para a conformidade de seus produtos e serviços.
	RTSGSS e	RTSGI 10.1		
	RTSGIP			
	(QMSOI&ST)			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 7	Apoio / Suporte	Práticas de Gestão Operacional
Plan	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	7.1.6 RTSGI 10.1	Conhecimento organizacional	- A organização mantém e disponibiliza o conhecimento organizacional. - A organização mantém processo de lições aprendidas, com divulgação para os empregados e contratados.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	7.2 PG3 PG5	Competência	- A organização determina a competência dos empregados e contratados, que podem afetar o SGI. - A organização estabelece a classificação das funções e treinamentos dos empregados e contratados. - A organização estabelece os níveis de treinamento, competências, habilidade e conhecimentos específicos, conforme as funções. - A organização estabelece a qualificação e o treinamento necessários à realização das atividades previstas nos procedimentos operacionais, para empregados e contratados. - A organização assegura que os empregados e contratados são competentes com base na formação, treinamento ou experiência. - A organização toma medidas para assegurar que os empregados e contratados possam adquirir as competências necessárias. - A organização associa as tarefas críticas definidas na APR e HAZOP ao treinamento dos empregados e contratados. - A organização implementa, avalia e documenta a eficácia das ações tomadas para a habilidade e competência dos empregados e contratados.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	7.2 PG3 PG5	Competência	- A organização mantém atualizado o cadastro funcional dos empregados e contratados de forma a garantir a rastreabilidade, a validade dos treinamentos e a qualificação técnica. - A organização retém informação documentada (registros), apropriada como evidência de competência dos empregados e contratados.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	7.3 PG2 PG4	Conscientização	- A organização assegura que os empregados e contratados estejam conscientes da política do SGI. - A organização assegura que os empregados e contratados estejam conscientes dos objetivos do SGI.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 7	Apoio / Suporte	Práticas de Gestão Operacional
Plan	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	7.3	Conscientização	A organização assegura que os empregados e contratados estejam conscientes do seu contributo para a eficácia do SGI.
		PG2		A organização promove atividades de conscientização e informações relacionadas com o SGI, para todos empregados e contratados.
		PG4		A organização promove a conscientização dos empregados e contratados, relativo as situações e condições que possam provocar incidentes.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 (QMS&ST)	7.4	Comunicação	A organização determina as comunicações internas e externas pertinentes para o SGI.
		7.4.1	Generalidades	A organização estabelece o(s) seu(s) processo(s) de comunicação do SGI, levando em consideração seus requisitos legais e outros requisitos.
				A organização estabelece o(s) seu(s) processo(s) de comunicação do SGI, assegurando que a informação comunicada seja confiável.
				A organização responde as comunicações pertinentes, referentes ao seu SGI.
				A organização retém informação documentada como evidência de suas comunicações.
	ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (MSOI&ST)	7.4.2	Comunicação interna	- A organização comunica internamente as informações pertinentes para o SGI entre os diversos níveis e funções da organização. - A organização comunica internamente as mudanças no SGI, como apropriado.
		7.4.3	Comunicação externa	A organização comunica externamente as informações pertinentes para o SGI, como estabelecido pelo (s) processo (s) de comunicação da organização e como requerido por seus requisitos legais e outros requisitos.
		PG 17		A organização realiza reuniões, encontros, contatos pessoais com comunidades vizinhas às instalações e contatos com órgãos municipais, escolas, empresas e outros, para conscientização e mobilização pública.
	ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (MSOI&ST)	7.4.3	Comunicação externa	A organização implementou linha telefônica de acesso gratuito com atendimento 24 h por dia, incluindo feriados, sábados e domingos, com divulgação do número, para comunicação de eventos de incidentes.
		PG 17		A organização mantém disponível a documentação do programa e os registros das atividades de esclarecimento e mobilização da comunidade vizinha da instalação.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Plan	QMSOI&ST	Seção 7	Apoio / Suporte	Práticas de Gestão Operacional
	ISO 9001	7.5	Informação documentada	A organização determina as informações necessárias para a implementação eficaz e funcionamento do SGI.
	ISO 14001	7.5.1	Generalidades	O SGI inclui informação documentada, conforme requeridas pelas normas.
	ISO 45001 (QMS&ST)			A organização determina a informação documentada, como sendo necessária para a eficácia do SGI.
	ISO 9001	7.5.2	Criando e atualizando	A organização elaborou e submete a Documentação de Segurança Operacional (DSO) à ANP: Descrição da Unidade Marítima/Terrestre (DUM/DUT), Planta Baixa, Fluxograma de Processo, Planta de Classificação Elétrica de Área e Lista de Elementos Críticos (LEC), Matriz de Correlação (MC) e Relatório de Informações do Concessionário (RIC) (marítimo).
	ISO 14001	SGSO 5 (DSO)		
	ISO 45001	RTSGI 10.1 (DSO)		
	RTSGSO	7.5.3	Controlo de informação documentada	A organização cria e atualiza a informação documentada, assegura a identificação, descrição, o formato, a análise crítica e a aprovação.
	RTSGI			
	RTDT			
	RTSGSS e	7.5.3	Controlo de informação documentada	A organização desenvolveu sistemas de controlo de documentação que considera o desenvolvimento, atualização, distribuição, controlo e integridade das informações e de toda documentação para atender o SGI.
	RTSGIP (QMSOI&ST)			
Plan	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	PG8		A organização controla a informação documentada requerida pelo SGI através da distribuição, garante o acesso as informações e à documentação da instalação, a recuperação, uso, armazenamento, preservação, controlo de alterações, retenção e disposição.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	
Do	ISO 9001	8.1	Planeamento e controlo operacionais	A organização define processo de planeamento e controlo operacional para o fornecimento de produtos e serviços, que atendam os requisitos do cliente.
	ISO 14001	PG6		A organização mantém documento procedimentado de transporte, manuseio, armazenamento, preservação, inspeções de materiais e a medida de proteção.
	ISO 45001	PG8		A organização mantém documento de “como construído” na fase de construção e montagem da instalação e deixa para consulta.
				A organização providencia atestado de comissionamento das instalações e equipamentos em conformidade com as regulamentações legais, após a realização dos serviços de construção e montagem.
	RTSGSO	PG9		A organização mantém documentação para o comissionamento das instalações e equipamentos contendo teste de estanqueidade/hidrostático e elaboração de relatório.
	RTSGI	PG10		A organização estabelece os requisitos mínimos para a fabricação, instalação e comissionamento das instalações e equipamentos, para garantir a integridade mecânica e a segurança operacional.
	RTDT	PG11		A organização estabelece critérios operacionais para o(s) processo(s).
				A organização implementa controlo de processo(s), de acordo com os critérios operacionais.
	RTSGSS e	PG12		A organização realizou a identificação e análise de riscos na fase operação, com técnicas de APR e HAZOP, com levantamento dos elementos críticos de segurança operacional (equipamentos, sistemas e procedimentos críticos) e implementou ações corretivas.
	RTSGIP	PG15		A organização identificou os equipamentos, sistemas, procedimentos e tarefas críticas, e os cenários acidentais a serem contemplados no Plano de Emergência, através das técnicas de APR e HAZOP.
	(QMSOI&ST)	PG16		A organização comunicou a lista dos elementos críticos de segurança operacional (equipamentos, sistemas e procedimentos críticos), para as equipes de operação.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001	8.1	Planeamento e controlo operacionais	A organização comunicou as equipes de operação as medidas temporárias para suprir a falta de elementos críticos (equipamentos e sistemas críticos), devido a falha, degradação ou fora de operação.
	ISO 14001	PG6		A organização mantém atualizados os procedimentos operacionais críticos para a segurança operacional.
	ISO 45001	PG8		A organização implantou programa de manutenção e calibração para a confiabilidade dos equipamentos e sistemas críticos das instalações e dutos.
	RTSGSO	PG9		A organização identificou os elementos críticos de integridade de poço, incluindo os conjuntos solidários de barreiras (CSB): equipamentos, sistemas e procedimentos.
	RTSGI	PG10		A organização garante durante todo o ciclo de vida do poço, no mínimo 02 (dois) CSB independentes (primário e secundário).
	RTDT	PG11		A organização instalou válvula de segurança DHSV (SSSV) no poço surgente.
	RTSGSS e	PG12		A organização avalia periodicamente a condição de “não surgência” do poço produtor e injetor.
	RTSGIP	PG15		A organização disponibiliza a Licença Ambiental de Operação (LAO) atualizada para consulta nas instalações e na locação do poço, na fase de construção, intervenção e abandono.
	(QMSOI&ST)	PG16		A organização atende as ações das condicionantes ambientais definidas na LAO.
				A organização disponibiliza o Certificado emitido pelo Corpo de Bombeiro para consulta.
				A organização disponibiliza as Fichas de Informação de Segurança de Produtos Químicos (FISQP), nos pontos de armazenamento e de dosagem.
				A organização identifica e realiza a pintura da instalação e o sentido de fluxo dos equipamentos e tubulações.
				A organização sinaliza a instalação com placas de advertência de riscos, área classificada, telefones de emergência e de uso de EPI.
				A organização mantém a locação do poço com antepoço aberto, base de contenção, isolamento de acesso, sinalização, TAG e nome da operadora da instalação.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	8.1	Planeamento e controlo operacionais	A organização estabelece os planos e procedimentos de inspeção, ensaios e registros, de equipamentos estáticos, dinâmicos e tubulações.
		PG6		A organização estabelece procedimentos e planos de manutenção de equipamentos e tubulações.
		PG8		A organização controla as mudanças planeadas e analisa criticamente as consequências de mudanças não intencionais, tomando ações para mitigar quaisquer efeitos adversos.
		PG9		A organização realiza o armazenamento, tratamento e destinação final dos resíduos sólidos e efluentes, materiais e equipamentos de forma ambientalmente correto e com o devido controlo de registro.
		PG10		- A organização assegura que a saída do planeamento deve ser adequada as operações. - A organização assegura que os processos terceirizados sejam controlados.
		PG11		- A organização mantém documento procedimentado para monitorar e medir as características das operações e atividades que possam causar acidentes. - A organização monitora e gerencia com os devidos limites, cada parâmetro operacional afetos aos elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) na produção e injeção do poço.
		PG12		A organização mantém documento procedimentado de parada e partido de poço produtor e injetor e para os demais equipamentos dos processos produtivos.
		PG15		- A organização atualiza e passa a documentação de entrega de poço (<i>Well Handover</i>) na fase de intervenção no poço. - A organização mantém documento procedimentado com as atividades e tarefas para intervenção em poço e para a solicitação formal de serviço.
		PG16		- A organização realiza periodicamente a inspeção visual em torno do poço produtor e injetor, em abandono temporário (estado 4 e 5), no acesso, locação, vazamento na instalação e falta de sinalização. - A organização garante a preservação da integridade da cabeça do poço e das instalações, linha de produção e injeção, em abandono temporário (estado 4 e 5).

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	8.1	Planeamento e controlo operacionais	A organização garante a preservação do acesso, locação e da sinalização do poço, em abandono temporário (estado 4 e 5).
				A organização mantém documento procedimentado para a condução de investigação de incidentes.
				A organização registra os quase acidentes e divulga os incidentes ocorridos em sua instalação, para os empregados e contratados.
				A organização elabora relatórios de investigação de incidentes e deixa disponível para consultas.
				A organização envia relatório anual consolidado dos incidentes com a ação corretiva e preventivas e avaliação de tendências, para órgão regulador ANP.
				A organização assegura que os procedimentos operacionais estão atualizados com instruções claras e específicas para execução das atividades e tarefas, e estão disponíveis para empregados e contratados.
				A organização estabeleceu procedimentos operacionais de partida e parada dos equipamentos, com atualização das informações relativas à pré-operação.
				A organização sinaliza os equipamentos e tubulações retirados de operação temporário ou para manutenção com placa: “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”.
				A organização executa manutenção nos equipamentos redundantes (stand by), para que estejam disponíveis para imediata operação.
				A organização realiza manutenção da locação do poço, com limpeza, roçagem, sistema de drenagem, contenção, grade de proteção/cerca, sinalização e vias de acesso a locação.
				A organização estabeleceu o Manual de Operação (MO) da instalação, considerando os processos existentes, procedimentos operacionais, equipamentos, características, limitações, especificações, controles operacionais, lista de elementos críticos (LEC), qualificação da força de trabalho e outros.
				A organização estabeleceu e documentou um Procedimento Mútuo de Operação (PMO) com outras empresas ou gerências envolvidas na operação de dutos ou sistema submarino.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001	8.1	Planeamento e controlo operacionais	A organização realiza a identificação e análise de riscos (APR) para a execução da desativação da instalação e implementa ações corretivas.
	ISO 14001	PG6		A organização verifica semestralmente a existência de vazamentos nas instalações dos poços em abandono temporário e executa ação corretiva.
	ISO 45001	PG8		A organização realiza e documenta a avaliação de integridade de instalações, equipamentos, dutos e sistema submarino reutilizados.
	RTSGSO	PG9		A organização executa o abandono, temporário ou permanente de poço de instalação desativada.
	RTSGI	PG10		A organização mantém procedimento de gestão das interferências de terceiros e programa de prevenção de danos por atividades de terceiros, envolvendo obras de qualquer natureza sobre, sob ou nas proximidades das instalações e faixas de dutos.
	RTDT	PG11		A organização executa a remoção da instalação e a recuperação ambiental na desativação da instalação.
	RTSGSS e	PG12		A organização define na Permissão de Trabalho (PT) medidas adicionais de precaução e mitigação, para realizar a tarefa de manutenção com segurança.
	RTSGIP	PG15		A organização analisa as condições de segurança para a execução de tarefas e de perigos existentes no ambiente de trabalho, antes da emissão da PT.
	(QMSOI&ST)	PG16		A organização implementa sistema de comunicação adequado e confiável entre pontos remotos das áreas operacionais e a sala de controlo responsável pela operação.
			A organização mantém informação documentada de procedimento operacional para gerenciar operações simultâneas, com categorias e tipos de operações onde tenham interfaces.	

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional	
Do	ISO 9001	8.1	Planeamento e controlo operacionais	A organização mantém informação documentada e um sistema de Permissão de Trabalho, com instruções e formulários de autorizações claros e concisos.	
	ISO 14001	PG6		A organização rétem informação documentada (registros de acompanhamento e de controlos operacionais), e estão disponíveis para consulta.	
	ISO 45001	PG8		A organização rétem informação documentada (registros de permissão de trabalho), mantendo por 2 (dois) anos as PT's de equipamentos e sistemas críticos (LEC), e estão disponíveis para consulta.	
	RTSGSO;	PG9		A organização rétem informação documentada (relatórios de identificação e análise de riscos), e estão disponíveis para consulta.	
	RTSGI;	PG10		A organização implementa e mantém o(s) processo(s) necessário(s) para preparar-se e responder a potenciais situações de emergências identificadas.	
	RTDT;	PG11		A organização prepara-se para responder pelo planeamento de ações, para prevenir ou mitigar impactos ambientais adversos de situações de emergências e responder a situações de emergências reais.	
	RTSGSS e	PG12			
	RTSGIP	PG15			
	(QMSOI&ST)	PG16			
	ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS e RTSGIP (MSOI&ST)	8.2			
		PG5			
		PG14			
	ISO 14001	8.2	Preparação e resposta a emergências	A organização toma ações para prevenir ou mitigar as consequências decorrentes de situações de emergência.	
	ISO 45001			A organização testa periodicamente as ações de resposta planeadas, através de exercícios simulados, abrangendo todos os cenários previstos no Plano de Emergência.	
	RTSGSO			A organização periodicamente, analisa criticamente e revisa o(s) processo(s) e as ações de resposta planeadas (procedimento), em particular, após a ocorrência de situações de emergência ou testes.	
	RTSGI			A organização provém informações pertinentes e treinamento relacionado à preparação e resposta a emergências, incluindo pessoas que realizam trabalho sob o seu controlo.	
	RTDT			A organização instrui os empregados e contratados a respeito dos perigos existentes na instalação, quanto a incêndios, explosões e liberação de substâncias tóxicas.	
	RTSGSS e				
	RTSGIP (MSOI&ST)			PG14	

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 14001	8.2	Preparação e resposta a emergências	• A organização estabelece um programa de treinamento que contemple os membros da equipe de resposta à emergência e pessoas expostas aos cenários acidentais.
				• A organização estabelece um procedimento específico para tratar hipótese acidental de “vazamento de óleo”.
				• A organização tem empregados e contratados capacitados a exercer responsabilidades a respeito do Plano de Resposta a Emergência (PRE).
				• A organização identifica todos os recursos de resposta, incluindo sistemas, equipamentos de emergência, bem como as empresas contratadas de apoio a emergência e o compartilhamento de recursos que serão acionados.
				• A organização estabelece sistemas confiáveis e eficazes de comunicação e alarme, bem como procedimento de comunicação interna e externa incluindo agências reguladoras, governamentais e outros.
				• A organização instrui os empregados e contratados para realizar comunicação de ocorrências de aspectos/perigos das atividades identificados na instalação.
				• A organização apresenta as orientações básicas de segurança, incluindo procedimentos de alarme e evacuação para visitantes na instalação e com controle de registros.
				• A organização definiu no Plano de Emergência a comunicação da emergência à ANP, ao corpo de bombeiro, polícia, defesa civil, órgão ambiental e a outras autoridades.
	(MSOI&ST)	PG14	• A organização realiza exercícios simulados no mínimo uma vez por ano abrangendo um tipo de emergência definido no Plano de Emergência.	
			• A organização rétem informação / registros dos exercícios de simulados.	
			• A organização mantém informação documentada na extensão necessária, para ter confiança de que o(s) processo(s) seja(m) realizado(s) conforme planeado(s).	
			• A organização define processo que estabelece o fornecimento de produtos e serviços, que atendam os requisitos do cliente.	

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 (Q)	8.2.1	Comunicação com o cliente	- A organização tem um processo definido de revisar e comunicar-se com os clientes em relação às informações relativas dos produtos e serviços. - A organização revisa as informações relativas aos produtos e serviços antes dos compromissos de fornecer os produtos e serviços aos clientes.
		8.2.2	Determinação de requisitos relativos a produtos e serviços	A organização determina os requisitos relativos a produtos e serviços.
		8.2.3	Análise crítica de requisitos relativos a produtos e serviços	A organização realiza a análise crítica dos requisitos relativos a produtos e serviços.
	ISO 9001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS RTSGIP (QSOI)	8.2.4 PG16	Mudanças nos requisitos para produtos e serviços	As modificações são planejadas, realizadas de forma controlada e são tomadas medidas para mitigar efeitos contrários.
		8.3 PG10	Projeto e desenvolvimento de produtos e serviços	A organização estabelece critérios e implementa projeto e desenvolvimento de produtos e serviços de acordo com os requisitos das normas, padrões da indústria e boas práticas de engenharia.
	ISO 9001 (Q)	8.3.1	Generalidades	A organização estabelece, implementa e mantém um processo de projeto e desenvolvimento que seja apropriado para assegurar a subsequente provisão de produtos e serviços.
	ISO 9001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS RTSGIP (QSOI)	8.3.2 PG10	Planeamento de projeto e desenvolvimento	A organização considera a natureza, duração e complexidade das atividades de projeto e desenvolvimento.
	ISO 9001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS RTSGIP (QSOI)	8.3.2 PG10	Planeamento de projeto e desenvolvimento	A organização considera as normas e boas práticas de engenharia na aquisição de materiais e equipamentos.
				- A organização considera a redução da exposição humana às consequências de eventuais falhas de equipamentos ou sistemas, que possam ocorrer durante a operação. - A organização estabeleceu um sistema que considera os aspectos que possam introduzir riscos ao SGI, os fatores humanos, o ambiente de trabalho nas fases de projeto, construção, instalação e desativação.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001	8.3.2	Planeamento de projeto e desenvolvimento	• A organização considera os estágios de processo requeridos, incluindo análises críticas de projeto e desenvolvimento aplicáveis.
	ISO 45001			• A organização considera as atividades de verificação e validação de projeto e desenvolvimento requeridas.
	RTGSO			• A organização considera as responsabilidades e autoridades envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento.
	RTSGI			• A organização considera os recursos internos e externos necessários para o projeto e desenvolvimento de produtos e serviços.
	RTDT			• A organização considera a necessidade de controlo interfaces entre pessoas envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento.
	RSTGSS	PG10		• A organização considera a necessidade de Envolvimento de clientes e usuários no processo de projeto e desenvolvimento.
	RTGIP			• A organização considera os requisitos para a provisão subsequente de produtos e serviços.
	(QSOI)			• A organização considera o nível de controlo esperado para o processo de projeto e desenvolvimento por clientes e outras partes interessadas pertinentes.
	ISO 9001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RSTGSS RTSGIP (QSOI)	8.3.2 PG10	Planeamento de projeto e desenvolvimento	• A organização considera a informação documentada necessária para demonstrar que os requisitos de projeto e desenvolvimento foram atendidos.
	ISO 9001 (Q)	8.3.3	Entradas de projeto e desenvolvimento	• A organização considera os requisitos funcionais e de desempenho. • A organização considera a informação derivada de atividades similares de projeto e desenvolvimento anteriores. • A organização considera os requisitos estatutários e regulamentares. - A organização considera as normas ou códigos de prática que a organização tenha se comprometido a implementar. - A organização considera as consequências potenciais de falhas devidas à natureza de produtos e serviços. - A organização retém informação documentada de entradas de projeto e desenvolvimento.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 (Q)	8.3.4	Controlo de projeto e desenvolvimento	• A organização aplica controlos para o processo de projeto e desenvolvimento para assegurar que os resultados a serem alcançados estejam definidos.
				• A organização assegura que análises críticas sejam conduzidas para avaliar a capacidade de os resultados de projeto e desenvolvimento atenderem a requisitos.
				• A organização assegura que atividades de verificação sejam conduzidas para assegurar que as saídas de projeto e desenvolvimento atendam aos requisitos de entrada
				• A organização assegura que atividades de validação sejam conduzidas para assegurar que os produtos e serviços resultantes atendam aos requisitos para a aplicação especificada ou uso pretendido;
				• A organização assegura que quaisquer ações necessárias sejam tomadas sobre os problemas determinados durante as análises críticas ou atividades de verificação e validação
				• A organização assegura que informação documentada sobre essas atividades seja retida.
	ISO 9001 ISO 45001 RTGSO RTSGI RTDT RSTGSS RTGIP (QSOI)	8.3.5	Saídas de projeto e desenvolvimento	• A organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento atendam aos requisitos de entrada.
				• A organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento sejam adequadas para os processos subsequentes para a provisão de produtos e serviços.
				• A organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento incluam ou referenciem requisitos de monitoramento e medição, como apropriado, e critérios de aceitação.
				• A organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento especifiquem as características dos produtos e serviços que sejam essenciais para o propósito pretendido e sua provisão segura e apropriada.
		RTSGI 13.3		• A organização emite certificado de aprovação da construção e montagem da instalação, que atesta a conformidade antes do início da operação.
				• A organização retem informação documentada sobre as saídas de projeto e desenvolvimento.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 ISO 45001 RTGSO RTSGI RTDT RSTGSS RTGIP (QSOI)	8.3.6 PG10	Mudanças de projeto e desenvolvimento	- A organização identifica, analisa criticamente e controla mudanças feitas durante, ou subsequentemente ao projeto, nas fases de construção e instalação e no desenvolvimento de produtos e serviços. - A organização realiza gestão de mudança no caso de desvio de especificação de projeto.
				A organização retém informação documentada sobre as mudanças de projeto e desenvolvimento, os resultados de análises críticas, a autorização das mudanças, e as ações tomadas para prevenir impactos adversos.
		8.4 PG5	Controlo de processos, produtos e serviços providos externamente	A organização assegura que processos, produtos e serviços providos externamente estejam conformes com requisitos.
				A organização determina os controlos quando produtos e serviços de provedores externos são destinados a incorporação nos produtos e serviços da própria organização.
		8.4.1 PG5	Mudanças de projeto e desenvolvimento	- A organização retém informação documentada sobre as mudanças de projeto e desenvolvimento, os resultados de análises críticas, a autorização das mudanças, e as ações tomadas para prevenir impactos adversos. - A organização determina os controlos quando um processo, ou parte de um processo, é provido por um provedor externo como um resultado de uma decisão da organização - A organização determina e aplica critérios para a avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos. - A organização retém informação documentada dessas atividades e de quaisquer ações necessárias decorrentes das avaliações.
	ISO 9001 (Q)	8.4.2	Tipo e extensão de controlo	A organização assegura que processos, produtos e serviços providos externamente não afetem adversamente a capacidade da organização de entregar consistentemente produtos e serviços conformes para seus clientes.
		8.4.3	Informação para provedores externos	A organização comunica para provedores externos seus requisitos para os processos, produtos e serviços a serem providos;
	ISO 9001 (Q)	8.5	Produção e provisão de serviço	A organização disponibiliza informações documentadas que definem as características dos produtos e provisão de serviços.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 (Q)	8.5.1	Controle de produção e de provisão de serviço	A organização controla o fornecimento dos seus produtos e provisão de serviços, quanto a disponibilidade de informações documentadas que definem as atividades e resultados esperados.
		8.5.2	Identificação e rastreabilidade	A organização define métodos eficazes para garantir a identificação e rastreabilidade dos produtos e serviços durante o processo de funcionamento.
	ISO 9001	8.5.3	Propriedade pertencente a clientes e provedores externos	A organização garante um controle efetivo de uso de propriedade de clientes ou fornecedores externos, utilizados no fornecimento de produtos e Serviços.
	ISO 45001	8.5.4	Preservação	A organização preserva as saídas durante produção e provisão de serviço na extensão necessária, para assegurar conformidade com requisitos.
	RTGSO	8.5.5	Atividades pós-entrega	A organização atende aos requisitos para atividades pós-entrega associadas com os produtos e serviços.
	RTSGI			A organização define e administra as atividades pós-entrega.
	RTDT			A organização considera os requisitos estatutários e regulamentares, as consequências indesejáveis potenciais, a natureza, uso e o tempo de vida pretendido, requisitos do cliente e retroalimentação de cliente nas atividades pós-entrega.
	STGSS	8.5.6	Controle de mudanças	A organização analisa criticamente os riscos e controla mudanças temporárias e permanentes para produção ou provisão de serviços na extensão necessária para assegurar continuamente conformidade com requisitos.
	RTGIP			A organização mantém procedimento documentado para avaliar e gerenciar as mudanças temporárias e permanentes de nas operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal.
	(QSOI)			A organização treina e comunica os empregados próprios e contratados, nos procedimentos e na documentação afetadas pela mudança.
	ISO 9001 ISO 45001 RTGSO RTSGI RTDT STGSS RTGIP (QSOI)	8.5.6	Controle de mudanças	A organização retém informação documentada (relatórios de gestão de mudança e registros de treinamento/comunicação a força de trabalho), que descreva os resultados das análises críticas de mudanças.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Do	QMSOI&ST	Seção 8	Operação	Práticas de Gestão Operacional
Do	ISO 9001 (Q)	8.6	Liberação de produtos e serviços	A organização define os critérios de aceitação dos produtos e serviços.
		8.7	Controlo de saídas não conformes	A organização define as atividades de monitoramentos e medição para verificar os critérios de aceitação para controlo e resultados de processo.
				A organização administra os resultados do processo de não conformidades de modo a impedir seu uso intencional.

Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Check	QMSOI&ST	Seção 9	Avaliação de Desempenho	
Check	ISO 9001	9.1	Monitoramento, medição, análise e avaliação	• A organização determina o monitoramento, medição, análise, metas e indicadores de desempenho pró-ativos e reativos, para avaliação da eficácia do SGI.
	ISO 14001	PG6		• A organização monitora e avalia os resultados das inspeções e testes de integridade mecânica.
	ISO 45001	PG13		• A organização monitora o desempenho das atividades e garante que as Permissões de Trabalho (PT) e os controles sejam atualizados até a conclusão dos trabalhos.
	RTSGSO	9.1.1	Generalidades	• A organização determina o que precisa ser monitorado e medido.
	RTSGI			• A organização determina os métodos para monitoramento, medição, análise e avaliação necessários para assegurar resultados válidos.
	RTDT			• A organização determina quando o monitoramento e a medição devem ser realizados.
	RTSGSS e			• A organização determina quando os resultados de monitoramento e medição devem ser analisados e avaliados.
	RTSGIP	• A organização estabelece um sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente.		
	(QMSOI&ST)	PG6		• A organização estabelece os objetivos e avalia o desempenho e a eficácia do SGI.
				• A organização estabelece meios para avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos de segurança pertinentes.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Check	QMSOI&ST	Seção 9	Avaliação de Desempenho	Práticas de Gestão Operacional
Check	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	9.1.1 PG6	Generalidades	- A organização mantém informação / procedimento documentado para monitorar e medir. - A organização retém informação de monitoração e medição apropriada como evidência dos resultados.
	ISO 9001 (Q)	9.1.2	Satisfação do cliente	- A organização monitora a percepção de clientes do grau em que suas necessidades e expectativas foram atendidas. - A organização determina os métodos para obter, monitorar e analisar criticamente essa informação.
	ISO14001 ISO 45001 (MS&ST)	9.1.2	Avaliação dos requisitos legais e outros requisitos	A organização implementa e mantém o(s) processo(s) necessário(s) para avaliar o atendimento aos seus requisitos legais e outros requisitos.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 (QMS&ST)	9.1.3	Análise e avaliação	- A organização analisa e avaliam dados e informações apropriados provenientes de monitoramento e medição. - A organização avalia a conformidade de produtos e serviço, o grau de satisfação das partes interessadas, o desempenho e a eficácia do SGI. - A organização avalia se o planejamento foi implementado eficazmente. - A organização avalia a eficácia das ações tomadas para abordar riscos e oportunidades. - A organização avalia o desempenho de provedores externos e a necessidade de melhorias no SGI.
	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO RTSGI RTDT RTSGSS RTSGIP (QMSOI&ST)	9.2 9.2.1 PG7	Auditoria interna Generalidades	- A organização conduz auditorias internas a intervalos planejados de 2 anos, para prover informação sobre o SGI. - A organização define os critérios de auditoria e o escopo para cada auditoria; - A organização seleciona auditores e conduz auditorias para assegurar a objetividade e a imparcialidade do processo de auditoria; - A organização define a equipe de auditoria considerando o tamanho e complexidade da instalação e os elementos críticos de segurança operacional. - A organização designa um auditor líder independente do objeto da auditoria. - A organização elabora o Plano de Auditoria das diferentes fases do ciclo de vida da instalação.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Check	QMSOI&ST	Seção 9	Avaliação de Desempenho	Práticas de Gestão Operacional	
Check	ISO 9001	9.2	Auditoria interna	• A organização elabora um Plano de Ação e executa ações corretivas e preventivas apropriadas, prazos compatíveis com os riscos;	
	ISO 14001	9.2.1		• A organização comunica as ações corretivas e preventivas em andamento à força de trabalho envolvida na atividade auditada.	
	ISO 45001		Generalidades	• A organização assegura que os resultados das auditorias sejam relatados para a gerência pertinente;	
	RTSGSO	PG7		• A organização retém informação documentada como evidência da implementação do programa de auditoria e dos resultados de auditoria.	
	RTSGI		9.2.2	Programa de auditoria interna	• A organização implementa e mantém um programa de auditoria, incluindo a frequência, métodos, responsabilidades e requisitos.
	RTDT	• A organização considera no programa de auditoria a importância dos processos concernentes, as mudanças que afetam a organização e os resultados de auditorias anteriores.			
	RTSGSS	(QMSOI&ST)		PG7	
	RTSGIP				
Check	ISO 9001 ISO 14001 ISO 45001 RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP (QMSOI&ST)	9.2.2 PG7	Programa de auditoria interna	• A organização considera as avaliações de desempenho, as investigações de acidentes e os riscos de acidentes na elaboração do plano de auditoria.	
		9.3	Análise crítica pela direção	• A Alta Direção analisa criticamente o SGI da organização, a intervalos planejados.	
		PG7		• A organização implementa as ações corretivas e preventivas, com os prazos, responsáveis e acompanha os resultados do tratamento das não-conformidades.	

Ciclo PDCA	Norma ABNT NBR ISO e RT	Nº da Seção / Requisito / PG	Requisitos do SGI / PG	Práticas de Gestão Operacional
Action	QMSOI&ST	Seção 10	Melhoria	
Action	ISO 9001	10.1	Generalidades	A organização determina e seleciona oportunidades para melhoria, e implementa ações necessárias para atender a requisitos do cliente e aumentar a sua satisfação.
	ISO 14001			A organização inclui melhoria em produtos e serviços para atender a requisitos, assim como para abordar futuras necessidades e expectativas de clientes.
	ISO 45001 (QMS&ST)			A organização corrige, previne ou reduz efeitos indesejados, melhora o desempenho e a eficácia do sistema de gestão da qualidade.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice A: Modelo de matriz de integração das seções, PG e requisitos de práticas de gestão operacional de normas ISO do SGI e de RT da ANP nas fases do ciclo PDCA

Action	QMSOI&ST	Seção 10	Melhoria	Práticas de Gestão Operacional
Action	ISO 9001	10.2	Não conformidade e ação corretiva	A organização reage a não conformidade e, como aplicável, toma ação para controlá-la e corrigi-la e lida com as consequências.
	ISO 14001			A organização avalia a necessidade de ação para eliminar a(s) causa(s) da não conformidade, a fim de que ela não se repita ou ocorra em outro lugar.
	ISO 45001	PG12		A organização analisa criticamente a não conformidade e determina as causas da não conformidade.
	RTSGSO	PG16		A organização implementa ação necessária e analisa criticamente a eficácia de ação corretiva tomada.
	RTSGI			A organização atualiza riscos e oportunidades determinados durante o planejamento.
	RTDT			A organização implementa ações corretivas referentes às recomendações contidas nos estudos de riscos.
				A organização realiza mudanças no SGI, se necessário.
		A organização retém informação documentada como evidência.		
	RTSGSS	10.3	Melhoria contínua	A organização melhora continuamente a adequação, suficiência e eficácia do SGI.
	RTSGIP			A organização avalia os riscos sistematicamente durante as fases de projeto, construção, comissionamento, operação e antes da desativação, através da técnica de APR e HAZOP.
	(QMSOI&ST)	PG12		A organização considera os resultados de análise e avaliação e as saídas de análise crítica pela direção para determinar se existem necessidades ou oportunidades que devem ser abordadas como parte de melhoria contínua.

Fonte: Adaptado das normas NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 e Santos, *et al.*, 2018; ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2011; ANP, 2015 e ANP, 2016.

Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

PROTOCOLO DE PESQUISA DE ESTUDO DE CASOS MÚLTIPLOS
Seção A: Visão geral do estudo de casos múltiplos, finalidades do protocolo, riscos e benefícios.
Este protocolo tem como função orientar o pesquisador quanto ao desenvolvimento do estudo de casos múltiplos em 5 (cinco) campos/concessões produtores de maiores produções brutas (petróleo, gás e água), da Unidade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás do Nordeste brasileiro. Esta tese tem as seguintes questões norteadoras: Como as práticas de gestão operacional foram definidas e comunicadas aos empregados próprios e contratados de operação dos campos produtores para atender os requisitos obrigatórios de RT da ANP e os requisitos voluntários dos sistemas de gestão de normas ABNT NBR ISO do SGI? Quais os requisitos obrigatórios de RT da ANP integrados aos requisitos voluntários das normas ISO do SGI sobre gestão e transferência do conhecimento (GTC), a segurança operacional e a integridade estrutural das instalações de produção, que foram cumpridos pelos 5 (cinco) campos produtores? Quais os tipos de treinamentos realizados para a capacitação dos empregados próprios e contratados da operação, para garantir a gestão e transferência de conhecimento (GTC), a segurança operacional e integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos de produção nos campos produtores? Como foram disponibilizados os procedimentos operacionais e a documentação técnica da instalação de operação nos postos de trabalho dos campos produtores, para consulta imediata dos empregados próprios e contratados da operação de poços produtores, poços injetores e de estações? Quais os resultados dos principais indicadores de desempenho em qualidade, meio ambiente segurança operacional, integridade estrutural das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST) dos campos produtores, no período de 2017 a 2020?
Desta forma, definimos como objetivo geral: Elaborar um modelo de matriz de integração de requisitos voluntários de normas ABNT NBR ISO (<i>International Organization for Standardization</i>) dos sistemas de gestão integrados (SGI): ISO 9001:2015 (SGQ), ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST), com requisitos obrigatórios dos Regulamentos Técnicos RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da Agência Nacional do Petróleo (ANP), aplicáveis na Exploração e Produção (E&P), estruturados no ciclo PDCA e verificar as práticas de gestão operacional de campos terrestres (<i>onshore</i>) produtores de petróleo e de gás natural do Nordeste brasileiro, para atender requisitos integrados de gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos, diante da elevada terceirização de atividades operacionais e da rotatividade de empregados próprios e contratados de operação na Exploração e Produção (E&P).
Para caracterizar o objetivo geral definimos os seguintes objetivos específicos: • Elaborar um modelo de matriz de integração de requisitos obrigatórios de regulamentos técnicos (RT) da ANP: RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP, com requisitos voluntários de normas ABNT NBR ISO do SGI: NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018, estruturados nas fases do ciclo PDCA, nas 7 (sete) seções da norma NBR ISO 9001:2015 e nas 17 (dezesete) práticas de gestão do RTSGSO da ANP, com as principais práticas de gestão operacional;

Continua

Cont. Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

Seção A: Visão geral do estudo de casos múltiplos, finalidades do protocolo, riscos e benefícios.

- Testar o modelo de matriz de integração de requisitos normativos com as principais práticas de gestão operacional em 5 (cinco) campos produtores do Nordeste brasileiro, através da estruturação e aplicação de 3 (três) instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista com lideranças e *staffs*; questionários de percepção de empregados próprios e contratados de operação e de listas de verificação *in loco*, com observação direta na documentação técnica e procedimentos operacionais, nas instalações, nos processos produtivos e equipamentos de poços produtores de petróleo e de gás, poços injetores de fluidos e de estações de produção nas frentes operacionais;
- Verificar como o sistema de gestão global dos campos produtores atendem aos requisitos integrados com as práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos RT da ANP, estruturados nas fases do ciclo PDCA, para produzir petróleo, gás natural e água, injetar água produzida, gás e vapor, com qualidade, preservando o meio ambiente, segurança operacional, integridade estrutural das instalações e saúde no trabalho (QMSOI&ST);
- Identificar o nível de atendimento aos requisitos integrados com as práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos RT da ANP nos campos produtores, aplicados nas áreas de gestão e transferência de conhecimento para empregados próprios e contratados de operação, na disponibilidade e qualidade de ferramentas, EPI e veículo de operação, na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações de produção de poços produtores, poços injetores e de estações de grande porte;
- Analisar e comparar o nível de atendimento de requisitos integrados com as práticas de gestão operacional das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos RT da ANP aplicadas em poços produtores, poços injetores e estações por campo produtor, para constatar lacunas nas áreas de gestão e transferência de conhecimento, na disponibilidade e qualidade de ferramentas, EPI e veículo de operação, na segurança operacional dos empregados próprios e contratados de operação, instalações, processos produtivos e equipamentos e de integridade estrutural das instalações de produção; e
- Propor práticas de gestão operacional para melhoria contínua na capacitação e habilitação das equipes de operação, na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações de poços produtores, poços injetores, processos e equipamentos de estações de campos produtores de petróleo e de gás natural, para atender requisitos obrigatórios do RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP da ANP integrados, e requisitos voluntários das normas ABNT NBR ISO do SGI: NBR ISO 9001:2015; NBR ISO 14001:2015 e NBR ISO 45001:2018 nas frentes operacionais.

Seção B: Procedimento de coleta de dados, Cadastro na Plataforma Brasil, Teste Piloto / Pré-teste, Critérios e Termo de Consentimento e Livre Esclarecido (TCLE)

Locais e processos a serem visitados com observação direta:

- Realizar visitas às gerências de suporte operacional na sede da unidade de exploração e produção de petróleo e gás do Nordeste brasileiro, para realizar entrevistas semiestruturadas com gerentes, engenheiros especialistas e consultores nas normas do SGI e nos regulamentos técnicos da ANP, para identificar como são realizados as análises e os desdobramentos das normas e regulamentos técnicos da ANP, para as gerências setoriais, nas frentes operacionais;
- Realizar visitas às gerências setoriais de operações e produção dos campos/concessões produtores de petróleo e gás da unidade de exploração e produção de petróleo e gás do Nordeste brasileiro, para realizar entrevistas semiestruturadas com gerentes, engenheiros responsáveis técnicos e supervisores de produção, para analisar o desdobramento das normas do SGI;

Continua

Cont. Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

Seção B: Procedimento de coleta de dados, Cadastro na Plataforma Brasil, Teste Piloto / Pré-teste, Critérios e Termo de Consentimento e Livre Esclarecido (TCLE)

- Realizar observações diretas nos processos produtivos, execução das atividades e no comportamento dos colaboradores nas frentes operacionais, para identificar as práticas operacionais, com foco no atendimento dos requisitos das normas do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP; e
- Realizar contatos com os gerentes setoriais de suporte operacional, engenheiros especialistas, consultores e supervisores de produção que trabalham na empresa da unidade de exploração e produção de petróleo e gás do Nordeste brasileiro, até o mês de dezembro de 2019, para definir a agenda, com as datas e horários das visitas e entrevistas.

Cadastro no site da Plataforma Brasil

- Antes de iniciar a pesquisa de estudo de casos múltiplos nos 5 (cinco) campos produtores do Nordeste do brasileiro será realizado um cadastro dos dados dos pesquisadores da Tese e da Universidade Fernando Pessoa (UFP) no site da Plataforma Brasil, com encaminhamento em anexo de toda documentação solicitada, como: Projeto de Pesquisa; Protocolo de Pesquisa; Instrumentos de Coleta de Dados; Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE); Cronograma para Elaboração e Conclusão da Tese e a Folha de Rosto assinada pelo pesquisador e orientador da Tese, com o objetivo de receber a autorização para iniciar a pesquisa de campo, conforme termo de aprovação.

Teste piloto / Pré-teste

- Para validar os instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista, questionários e lista de verificação serão realizados testes piloto / pré-testes nos mesmos, com uma amostra de 10 (dez) participantes para os instrumentos de coleta de dados guião de entrevista e listas de verificação, e 15 (quinze) participantes para testar os questionários, sendo realizados por auditor líder em sistema de gestão, gestor, coordenador, consultor, engenheiro especialista/staff, supervisor, engenheiro da operação, equipe de operação, manutenção e de segurança, que atuam nas frentes operacionais, para avaliar os 3 (três) instrumentos de coleta de dados, quanto a quantidade e sequência lógica das perguntas, tempo de resposta, clareza e precisão das mesmas, de forma presencial e participação direta do pesquisador, e quando autorizado com gravação do pré-teste.

Critérios de inclusão

- Participantes maiores de 18 anos e com experiência de no mínimo 1 (um) ano na área de exploração e produção de petróleo e gás natural, trabalhando em campos produtores de petróleo, instalações, processos e equipamentos de produção, poços produtores de petróleo e poços de injeção de água, gás e vapor.

Critérios de exclusão

- Participantes menores de 18 anos e participantes maiores de 18 anos sem experiência na área de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE)

- Cada participante será orientado sobre a pesquisa de campo e o objetivo dos dados e informações. O pesquisador, uma testemunha e participante irão assinar duas cópias do TCLE, sendo uma cópia para o participante e uma cópia para o pesquisador. A cópia do pesquisador será arquivada por 5 (cinco) anos e depois serão triturados.

Continua

Cont. Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

Plano de coleta de dados

- As visitas para aplicação dos guião de entrevistas, questionários, lista de verificação (LV) de segurança operacional e de integridade das instalações, para a coleta de dados serão iniciadas com as entrevistas na sede dos 5 (cinco) campos/concessões produtores, da Unidade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás do Nordeste brasileiro, a partir da data de aprovação do Projeto de Tese pelo Comitê de Ética da Plataforma Brasil, conforme data e horário dos agendamentos;
- Na primeira fase da pesquisa, o pesquisador irá fazer deslocamentos até a sede da empresa, para a coleta de dados e de documentos, nas gerências setoriais de staff e de suporte operacional e controle da produção; e
- Na segunda fase, o pesquisador irá fazer deslocamentos para 5 (cinco) campos/concessões produtores, da Unidade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás do Nordeste brasileiro, classificados como campos: A; B; C; D e E, para a coleta de dados e de documentos, nas gerências setoriais de operações e produção de petróleo e gás;
- O pesquisador deverá investir em média de 15 a 20 dias úteis, para aplicar os guião de entrevistas, questionários e listas de verificação (LV) de segurança e integridade das instalações aos informantes, em cada campo produtor de petróleo e gás selecionado; e
- Para aplicação das entrevistas, questionários e listas de verificação (LV) serão necessários os seguintes recursos: prancheta, papel de ofício ou papel pautado e canetas para os apontamentos, gravador, máquina fotográfica e filmadora.

Seção C: Questões de coleta de dados - entrevista semiestruturada para gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) especialistas.

O entrevistador irá solicitar um local adequado para início da entrevista e também visitas para uma observação direta nas operações e processos produtivos.

O entrevistador antes de iniciar a entrevista deverá explicar:

- O objetivo do trabalho, orientando ao entrevistado que na dúvida, poderá pedir esclarecimentos;
- Deixar explícito a confidencialidade das informações e o anonimato dos entrevistados;
- Solicitar autorização para filmagens e gravação das entrevistas, e para tirar fotos das instalações, processos e equipamentos, durante as visitas, a observação direta e aplicação das listas de verificação de segurança operacional e de integridade das instalações em campo;
- Os processos, variáveis explicativas e as questões de coleta de dados do guião de entrevistas, com gerentes, engenheiros especialistas, consultores e supervisores de produção; e
- Assinar e solicitar assinatura do formulário do TCLE em duas vias, com testemunha e entregar uma via ao participante da pesquisa.

Continua

Cont. Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

Seção D: Questões de coleta de dados - questionário para os executantes da operação, manutenção e segurança.

O pesquisador irá solicitar um local adequado para aplicação dos questionários sobre as práticas operacionais nas operações e processos produtivos do campo produtor.

O pesquisador antes de aplicar o questionário deverá explicar:

- O objetivo do trabalho, orientando aos colaboradores informantes que na dúvida, poderá pedir esclarecimentos;
- Deixar explícito a confidencialidade das informações e o anonimato dos dados e informações dos questionários;
- Negociar com os supervisores de produção os horários de aplicação dos questionários, para após o almoço e antes de encerrar o turno de trabalho no final da tarde, para não comprometer os horários de maiores demandas de rotinas operacionais e garantir a qualidade nas respostas dos informantes; e
- Assinar o formulário do TCLE em duas vias, com testemunha e entregar uma via ao participante da pesquisa.

As questões em escala Likert de 5 (cinco) pontos foram definidas com os seguintes critérios de respostas: 1 = Discordo totalmente (atende 0%); 2 = Discordo parcialmente (atende < 50%); 3 = Neutro (Não sei); 4 = Concordo parcialmente (atende = > 50%); 5 = Concordo totalmente (Atende 100%), para a coleta de dados pelos participantes que atuam na produção.

Seção E: Questões de coleta de dados - lista de verificação de segurança operacional e de integridade das instalações, para processos produtivos e poços.

O pesquisador irá orientar os empregados próprios e contratados participantes na aplicação das listas de verificação (LV) de segurança operacional e de integridade das instalações de cada equipamento/TAG do processo produtivo do campo produtor de petróleo e gás estudo de caso.

O pesquisador antes de orientar os empregados próprios e contratados participantes, para aplicar a listas de verificação (LV) de segurança operacional e de integridade das instalações de cada equipamento/TAG do processo produtivo deverá explicar:

- O objetivo do trabalho, orientando aos colaboradores informantes que na dúvida, poderá pedir esclarecimentos;
- Deixar explícito a confidencialidade das informações e o anonimato dos dados e informações das listas de verificação;
- Negociar com os supervisores de produção para aplicar as listas de verificação durante as rotinas operacionais dos colaboradores informantes, de forma gradativa, nos horários das 08 h às 20 h e das 20 h às 08 h (turno ininterrupto), após liberar as ordens de serviços de manutenção preventiva ou corretiva para as equipes de manutenção, e assim garantir a qualidade da coleta de dados do equipamento/TAG com a LV; e

Continua

Cont. Apêndice B: Protocolo de pesquisa de estudo de casos múltiplos

Seção E: Questões de coleta de dados - lista de verificação de segurança operacional e de integridade das instalações, para processos produtivos e poços.

- Assinar e solicitar assinatura do formulário do TCLE em duas vias, com testemunha e entregar uma via ao participante da pesquisa.

As questões da LV foram definidas a partir dos requisitos dos sistemas de gestão das normas ABNT NBR ISO do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP e terão 3 (três) opções de respostas, sendo estas: Conforme “C”; Não Conforme “NC”; ou Não Aplicável “NA”, para a coleta de dados dos processos e equipamentos, pelos empregados próprios e contratados participantes que atuam na produção.

Seção F: Guia para o relatório de estudo de casos múltiplos

Unidade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do Nordeste brasileiro;

- Data da visita;
- Cargo/função dos entrevistados;
- Dados dos campos produtores de petróleo e gás, local, e capacidade de produção;
- Estrutura organizacional da unidade;
- Quantidade de pessoas ligadas aos processos industriais, formação e experiências;
- Descrição dos processos de operação e produção dos campos estudados;
- Descrição dos principais documentos do tipo procedimentos de execução (PE), que contemplam práticas operacionais, para atender requisitos de normas ABNT NBR do SGI e dos regulamentos técnicos da ANP, e mais relevantes para a tomada de decisão;
- Descrição das práticas operacionais executadas nas estações e poços;
- Descrição das tecnologias utilizadas nos processos;
- Descrição dos principais indicadores de desempenho e resultados de QMS&ST de 2017 a 2020; e
- Descrição da forma de análise crítica e de tomada de decisão.

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

GUIÃO DE ENTREVISTA SEMIESTRUTURADA VERSUS GERÊNCIAS PARTICIPANTES			
Guião de entrevista com gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) de <i>staff</i>, quanto as práticas de gestão operacional de integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos, e de segurança operacional, para atender as seções 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 das normas ABNT NBR ISO do SGI e os requisitos das práticas de gestão dos regulamentos técnicos da ANP (RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP), estruturados nas 4 (quatro) fases do Ciclo PDCA (<i>Plan/Planear; Do/Executar; Check/Verificar e Action/Agir</i>).			
PERGUNTAS			
Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 4 - Contexto da Organização	Gerência Participante
PLAN	QMSOI&ST	1) Qual a metodologia da organização para entender o seu contexto interno e externo?	Planeamento e Gestão
		2) Como a organização monitora as questões internas e externas definidas nos objetivos do SGI?	Planeamento e Gestão
		3) Como a organização determina as necessidades e expectativas das partes interessadas?	Planeamento e Gestão
		4) Qual o escopo do SGI e dos RT da ANP na organização?	Planeamento e Gestão
		5) Como a organização comunica o escopo do SGI e dos RT da ANP para empregados e contratados?	Planeamento e Gestão
		6) Qual a estrutura organizacional para gerenciar o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		7) Como a organização implementou o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		8) Quais os principais processos, sequência e interações estabelecidas no SGI?	Planeamento e Gestão
		9) Como estão definidas as principais atribuições e responsabilidades para atender o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		10) Quais os principais recursos e métodos para atender o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		11) Como estão estruturados as medições e indicadores de desempenho do SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		12) Como a organização avalia os processos, riscos e oportunidades, para atender o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 5 - Liderança	Gerência Participante
PLAN	QMSOI&ST	1) Como a alta direção demonstra sua liderança e comprometimento com relação ao SGI e aos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		2) Como a organização garante a participação efetiva dos gerentes da instalação nas atividades de Segurança Operacional?	Planeamento e Gestão
	S&ST	3) Como a alta direção protege os empregados e contratados de represálias ao relatar incidentes, perigos, riscos e oportunidades na organização?	Planeamento e Gestão
	QMSOI&ST	4) Como a alta direção responsabiliza-se pela eficácia do SGI e dos RT da ANP na organização?	Planeamento e Gestão
		5) Como a alta direção promove o uso da abordagem de processo e da mentalidade de risco na organização?	Planeamento e Gestão

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 5 - Liderança	Gerência Participante
PLAN	QMSOI&ST	6) Como a alta direção assegura e disponibiliza os recursos necessários para atender o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		7) Como a alta direção comunica aos colaboradores a importância de uma gestão em conformidade com os requisitos do SGI/ANP?	Planeamento e Gestão
		8) Como a alta direção assegura que o SGI e os RT da ANP alcancem seus resultados e a melhoria contínua?	Planeamento e Gestão
	Q	9) Quais os requisitos do cliente, estatutários e regulamentares determinados na organização?	Planeamento e Gestão
		10) Como os requisitos do cliente, estatutários e regulamentares são comunicados na organização?	Planeamento e Gestão
		11) Quais os requisitos do cliente, estatutários e regulamentares atendidos na organização?	Planeamento e Gestão
	M	12) Quais os requisitos ambientais determinados na organização?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		13) Como os requisitos ambientais foram comunicados em toda organização?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		14) Quais os requisitos ambientais atendidos na organização?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	S&ST	15) Quais os requisitos de segurança e saúde no trabalho determinados na organização.	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		16) Como os requisitos de segurança e saúde no trabalho foram comunicados em toda organização.	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		17) Quais os requisitos de segurança e saúde no trabalho atendidos na organização.	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	QMS&ST	18) Como a organização determina e aborda os riscos e oportunidades que possam afetar a conformidade de produtos, serviços e a satisfação das partes interessadas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	QMSOI&ST	19) Como foram estabelecidos na organização os valores e a política do SGI, para os colaboradores?	Planeamento e Gestão
		20) Como a política do SGI se compatibiliza com a direção estratégica da organização?	Planeamento e Gestão
	S&ST	21) Como a política do SGI inclui o comprometimento com o trabalho seguro e a saúde dos colaboradores?	Planeamento e Gestão
	QMS&ST	22) Como está estruturada a política do SGI na organização?	Planeamento e Gestão
		23) Como a política do SGI contribuiu para a definição dos objetivos e para a melhoria contínua?	Planeamento e Gestão
		24) Como os valores, política do SGI, metas e planos são aplicados, comunicados e entendidos em toda organização?	Planeamento e Gestão
		25) Como a política do SGI foi disponibilizada para as partes interessadas?	Planeamento e Gestão
		26) Como a política do SGI é mantida como informação documentada na organização?	Planeamento e Gestão
		27) Como a organização estabelece e comunica as atribuições, responsabilidades e autoridades para atender o SGI e os RT da ANP?	Planeamento e Gestão

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 5 - Liderança	Gerência Participante
PLAN	QMS&ST	28) Como a organização assegura que o SGI e os RT da ANP estão conformes os requisitos das normas?	Planeamento e Gestão
		29) Como a organização assegura que os processos entreguem as suas saídas pretendidas?	Planeamento e Gestão
	SOI&ST	30) Como o desempenho do SGI e dos RT da ANP são relatados para a alta direção?	Planeamento e Gestão
		31) Como a organização estabelece o processo para consulta e participação dos colaboradores na melhoria do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		32) Como a organização estabelece treinamentos, recursos para a participação dos colaboradores na melhoria do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		33) Como a organização determina e remove barreiras para a participação dos colaboradores na melhoria do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		34) Como a organização estabelece a comunicação entre a gerência e os colaboradores, visando a melhoria do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Gestão

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 6 - Planeamento	Gerência Participante
PLAN	QMSOI&ST	1) Como são definidas na organização as ações para abordar os riscos, as oportunidades e aumentar os efeitos desejáveis no SGI e nos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		2) Como a organização previne os efeitos indesejáveis, para garantir os resultados esperados e a melhoria contínua no SGI e nos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		3) Como a organização avalia a eficácia das ações para abordar os riscos e oportunidades?	Planeamento e Gestão
		4) Como foram definidas as responsabilidades na operação de duto terrestre e marítimo, compartilhado com outras empresas ou gerências da organização?	Operação
	MS&ST	5) Quais as questões externas, internas e os requisitos das partes interessadas considerados pela organização, que precisam ser abordados no SGI e RT-ANP?	Planeamento e Gestão
		6) Como a organização mantém informação documentada sobre avaliação de riscos e oportunidades, processos e ações necessárias para abordá-las?	Planeamento e Gestão
	MSOI&ST	7) Como a organização estabelece a integração das ações para tratar os riscos e oportunidades para os processos do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Gestão
		8) Como a organização identifica os aspectos, impactos, perigos e riscos das atividades operacionais?	Operação
		9) Como a organização identifica e realiza a análise qualitativa ou quantitativa dos riscos e as recomendações para controlo?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI /ANP	Seção 6 - Planejamento	Gerência Participante
PLAN	MSOI&ST	10) Como a organização formaliza a identificação dos aspectos, impactos, perigos e riscos das atividades operacionais e as ações de controlo?	Operação
		11) Como a organização identifica os elementos críticos de segurança operacional: equipamentos, sistemas e padrões críticos?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		12) Como está formalizada na organização a identificação e análise de riscos, dos elementos críticos e as recomendações de controlo?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		13) Como está formalizada na organização as ações de contingência no caso de falha, degradação de equipamento/sistema crítico?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		14) Como a organização avalia os riscos e oportunidades do SGI e dos RT da ANP?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		15) Como a organização retém informação documentada (registros/relatórios) da identificação, análise e avaliação dos riscos?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	QMS&ST	16) Como a organização aplica as boas práticas de engenharia e requisitos legais para o atendimento do SGI e dos RT da ANP?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	MS&ST	17) Como a organização mantém informação documentada sobre seus requisitos legais e outros requisitos?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	QMS&ST	18) Como a organização planeja as ações de controlo para os aspectos, impactos, perigos e riscos das atividades?	Operação
		19) Como a organização planeja as ações para atender aos requisitos legais e outros requisitos do SGI e dos RT da ANP?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	QMSOI&ST	20) Como os objetivos do SGI foram planeados para atender as estratégias da organização?	Planeamento e Controlo
	QMSOI&ST	21) Como os objetivos e metas do SGI foram planeados e desdobrados em níveis relevantes de departamento e individual?	Planeamento e Controlo
		22) Como são comunicados os objetivos e metas do SGI e dos RT da ANP em toda organização?	Planeamento e Controlo
		23) Como os objetivos do SGI e dos RT da ANP estão mantidos como informação documentada na organização?	Planeamento e Controlo
		24) Quais os indicadores de desempenho proativos e reativos do SGI e RT da ANP?	Planeamento e Controlo
		25) Quais os principais recursos, ações, responsáveis e prazos planeados pela organização, para atingir os objetivos do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Controlo
		26) Como a organização estabelece o sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente no SGI e nos RT da ANP?	Planeamento e Controlo
	QSOI	27) Como a organização define o processo de gestão de mudança, recursos e responsabilidades, para a integridade do SGI e dos RT da ANP?	Planeamento e Controlo

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 7 - Apoio / Suporte	Gerência Participante
PLAN	QMSOI&ST	1) Como a organização disponibiliza os recursos necessários para a implementação, manutenção e melhoria contínua do SGI e dos RT da ANP?	Operação
		2) Como a organização atende aos padrões, normas e boas práticas de engenharia na aquisição de bens e serviços?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		3) Como são consideradas as capacidades e restrições de recursos internos existentes na organização, para atender o SGI e os RT da ANP?	Operação
		4) Como são considerados na organização os recursos de provedores externos, para atender ao SGI e aos RT da ANP?	Suporte Técnico - Contratos
		5) Quais os critérios de seleção e avaliação de desempenho de contratadas estabelecidos pela organização?	Suporte Técnico - Contratos
		6) Quais as responsabilidades das contratadas relativas ao SGI e aos RT da ANP estabelecidas pela organização?	Suporte Técnico - Contratos
		7) Como estão mantidas na organização as pessoas necessárias, para implementar, manter e melhorar o SGI e os RT da ANP?	Operação
		8) Como são designados os responsáveis técnicos na organização, para as atividades de operação, manutenção e inspeção das instalações?	Operação
		9) Como são fornecidos os recursos de infraestrutura necessários, para implementar, manter e melhorar o SGI e os RT da ANP?	Operação
		10) Como a organização estabelece procedimentos e planos para inspeção, teste e manutenção, para a integridade mecânica das instalações?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		11) Quais os critérios de classificação e de prazos definidos na organização para o atendimento das recomendações de inspeção?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		12) Como a organização implementa os programas de manutenção de faixas de dutos e de controle de corrosão, para execução dos serviços?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		13) Como a organização mantém atualizados os desenhos de construção, montagem e de localização da faixa de duto?	Projetos, Construção e Montagem
		14) Como a organização mantém um ambiente de trabalho necessário, para a operação segura dos seus processos?	Operação
		15) Como a organização analisa os aspectos de ambiente de trabalho considerando fatores humanos?	Projetos, Construção e Montagem
		16) Como a organização fornece os recursos de monitoramento e medição, para comprovar a conformidade dos produtos e serviços?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 7 - Apoio / Suporte	Gerência Participante
PLAN	QSOI	17) Como os equipamentos de medição são identificados, calibrados e rastreados?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		18) Como está estabelecido e documentado o Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI), para todo o ciclo de vida da instalação?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		19) Como está estabelecido o programa e procedimento de monitoramento e controle de corrosão das instalações na organização?	Operação
		20) Como os recursos de medição e a base de calibração dos equipamentos da organização estão retidos como informação documentada?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
	QMSOI&ST	21) Como a organização determina o conhecimento necessário, para a operação segura dos seus processos?	Operação
		22) Como a organização determina o conhecimento necessário, para a conformidade de seus produtos e serviços?	Operação
		23) Como a organização mantém e disponibiliza o conhecimento organizacional?	Recursos Humanos
		24) Como a organização mantém processo de lições aprendidas, com divulgação e participação dos colaboradores?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		25) Como a organização determina as competências dos colaboradores, que podem afetar o SGI e os RT da ANP?	Recursos Humanos
		26) Como a organização estabelece a classificação das funções e treinamentos dos colaboradores?	Operação
		27) Como a organização estabelece os níveis de treinamento, competências, habilidade e conhecimentos específicos, por funções?	Recursos Humanos
		28) Como a organização estabelece a qualificação e o treinamento necessários à realização das atividades dos procedimentos operacionais?	Recursos Humanos
		29) Como a organização assegura que os colaboradores são competentes com base na formação, treinamento ou experiência?	Recursos Humanos
	QMSOI&ST	30) Como a organização toma medidas para assegurar que os colaboradores possam adquirir as competências necessárias?	Recursos Humanos
		31) Como a organização associa as tarefas críticas definidas nos estudos de riscos ao treinamento dos colaboradores?	Recursos Humanos
		32) Como a organização implementa, avalia e documenta a eficácia das ações tomadas para a habilidade e competência dos colaboradores?	Recursos Humanos
		33) Como a organização mantém atualizado o cadastro funcional dos colaboradores para garantir a rastreabilidade, a validade dos treinamentos e a qualificação técnica?	Recursos Humanos

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI /ANP	Seção 7 - Apoio / Suporte	Gerência Participante
PLAN	QMSOI&ST	34) Como a organização retém informação documentada (registros), como evidência de competência dos colaboradores?	Recursos Humanos
		35) Como a organização assegura que os colaboradores estejam conscientes da política do SGI?	Comunicação Institucional
		36) Como a organização assegura que os colaboradores estejam conscientes dos objetivos do SGI e dos RT da ANP?	Comunicação Institucional
		37) Como a organização assegura que os colaboradores estejam conscientes da sua contribuição para a eficácia do SGI e dos RT da ANP?	Comunicação Institucional
		38) Como a organização promove atividades de conscientização e informações relacionadas com o SGI e os RT da ANP, para todos colaboradores?	Comunicação Institucional
		39) Como a organização promove a conscientização dos colaboradores, relativo as situações que possam provocar incidentes?	Operação
	QMS&ST	40) Como a organização determina a comunicação interna e externa pertinente para o SGI e os RT da ANP?	Comunicação Institucional
		41) Como a organização estabelece o(s) seu(s) processo(s) de comunicação do SGI, considerando seus requisitos legais?	Comunicação Institucional
	MSOIST	42) Como a organização estabelece o seu processo de comunicação do SGI e dos RT da ANP assegurando que a informação comunicada seja confiável?	Comunicação Institucional
		43) Como a organização responde as comunicações pertinentes, referentes ao SGI e aos RT da ANP?	Comunicação Institucional
		44) Como a organização retém informação documentada como evidência de suas comunicações?	Comunicação Institucional
		45) Como a organização comunica internamente as informações pertinentes para o SGI e aos RT da ANP entre os diversos níveis e funções da organização?	Comunicação Institucional
		46) Como a organização comunica internamente as mudanças no SGI e nos RT da ANP, como apropriado?	Comunicação Institucional
		47) Como a organização comunica externamente informações pertinentes ao SGI, como nos seus requisitos legais?	Comunicação Institucional
		48) Como a organização realiza reuniões e encontros com comunidade, órgão municipal, escola, empresa e outros, para conscientização e mobilização pública?	Comunicação Institucional
		49) Como a organização implementou e divulgou a comunicação interna e externa via telefone de emergência gratuito 24 h?	Comunicação Institucional
		50) Como a organização mantém e retém a documentação do programa de atividades de esclarecimento e mobilização da comunidade?	Comunicação Institucional

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI /ANP	Seção 7 - Apoio / Suporte	Gerência Participante
PLAN	QMS&ST	51) Como a organização estabelece as informações documentadas necessárias para a implementação eficaz e manutenção do SGI e dos RT da ANP?	Operação
		52) Como está estruturada no SGI da organização e nos RT da ANP as informações documentadas, conforme requeridas pelas normas.	Operação
		53) Como a organização determina a informação documentada, como sendo necessária para a eficácia do SGI e dos RT da ANP?	Operação
	QMSOI&ST	54) Quais os documentos técnicos obrigatórios <i>onshore</i> e <i>offshore</i> de E&P definidos nos RT da ANP, com foco na integridade estrutural da instalação e segurança operacional, que a organização deve elaborar e submeter ANP, disponibilizar para consulta dos colaboradores, para a gestão e transferência de conhecimento?	Operação
		55) Como a organização cria e atualiza a informação documentada, assegura a identificação, descrição, o formato, a análise crítica e a aprovação?	Planeamento e Controlo
		56) Como a organização controla a informação documentada, o desenvolvimento, atualização, distribuição, controlo e integridade das informações?	Planeamento e Controlo
		57) Como a organização controla a informação documentada, através da disponibilidade, adequação ao uso e proteção?	Planeamento e Controlo
		58) Como a organização controla a informação documentada, distribuição, acesso às informações, recuperação, uso, armazenamento, preservação, controlo de alterações, retenção e disposição?	Planeamento e Controlo

Ciclo PDCA	Normas SGI /ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QSOI	1) Como está estruturado o processo de planeamento e controlo operacional para o fornecimento de produtos e serviços, que atendam aos requisitos do cliente?	Operação
		2) Como a organização mantém informação documentada de transporte, manuseio, armazenamento, preservação, inspeções de materiais e a medida de proteção?	Suporte Operacional - Armazenamento
		3) Como a organização mantém e disponibiliza para consulta a informação documentada de “como construído” na fase de construção e montagem da instalação?	Projeto, Construção e Montagem
	QMSOI&ST	4) Como é formalizado o comissionamento das instalações e equipamentos em conformidade com as regulamentações legais, após a realização dos serviços de construção e montagem na organização?	Projeto, Construção e Montagem

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QMSOI&ST	5) Como a organização mantém informação documentada do comissionamento das instalações e equipamentos contendo teste de estanqueidade/hidrostático e elaboração de relatório?	Projeto, Construção e Montagem
		6) Como a organização estabelece os requisitos mínimos para a fabricação, instalação e comissionamento das instalações e equipamentos, para garantir a integridade mecânica e a segurança operacional?	Projeto, Construção e Montagem
		7) Como a organização estabelece critérios operacionais para o(s) processo(s)?	Operação
		8) Como a organização implementa controlo de processo(s), de acordo com os critérios operacionais?	Operação
		9) Como a organização realiza a identificação e análise de riscos na fase operação e implementa ações corretivas e/ou preventivas?	Operação
		10) Como a organização identifica os equipamentos, sistemas, procedimentos e tarefas críticas, e os cenários acidentais a serem contemplados no Plano de Emergência?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		11) Como a organização comunica a lista dos elementos críticos de segurança operacional (equipamentos, sistemas e procedimentos críticos), para as equipas de operação da instalação?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		12) Como a organização comunica as equipas de operação as medidas temporárias para suprir a falta de elementos críticos (equipamentos e sistemas críticos), devido a falha, degradação ou fora de operação?	Operação
		13) Como a organização mantém atualizados os procedimentos operacionais críticos para a segurança operacional?	Operação
		14) Como a organização implanta programa de manutenção e calibração para a confiabilidade dos equipamentos e sistemas críticos das instalações e dutos?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		15) Como a organização identifica os elementos críticos de integridade de poço, componentes dos conjuntos solidários de barreiras (CSB): equipamentos, sistemas e procedimentos?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		16) Como a organização garante durante todo o ciclo de vida do poço, no mínimo 02 (dois) CSB independentes (primário e secundário)?	Operação
		17) Quais os critérios da organização para instalar válvula de segurança DHSV (SSSV) na coluna de tubos do poço?	Operação
		18) Como a organização avalia periodicamente a condição de “não urgência” do poço produtor e injetor?	Operação

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QMSOI&ST	19) Como a organização disponibiliza a Licença Ambiental de Operação (LAO) atualizada para consulta nas instalações e na locação do poço, na fase de construção, intervenção e abandono?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		20) Quais as principais ações da organização e situação atual para atender as condicionantes ambientais definidas na LAO?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		21) Como a organização disponibiliza o Certificado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (CVCB) para consulta?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		22) Onde são disponibilizadas as Fichas de Informação de Segurança de Produtos Químicos (FISQP) na organização, para consulta?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		23) Como são identificadas e sinalizadas a instalação, equipamentos e as tubulações na organização?	Operação
DO	QMSOI&ST	24) Quais os principais tipos de sinalização de segurança nas instalações definidos pela organização?	Operação
		25) Quais os requisitos mínimos de integridade, segurança e ambiental definidos pela organização, para a locação e a instalação de um poço produtor e injetor?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		26) Como a organização estabelece os planos e procedimentos de inspeção, ensaios e registros, de equipamentos estáticos, dinâmicos e tubulações?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		27) Como a organização estabelece os planos e procedimentos de manutenção de equipamentos e tubulações?	Suporte Técnico - Manutenção e Inspeção
		28) Como a organização controla as mudanças planejadas e analisadas, com ações para mitigar quaisquer efeitos adversos?	Operação
		29) Como a organização realiza o armazenamento, tratamento e destinação final dos resíduos sólidos e efluentes, materiais e equipamentos de forma correta e com o devido registro?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		30) Como a organização assegura que a saída do planeamento deve ser adequada as operações?	Operação
		31) Como a organização assegura que os processos terceirizados sejam controlados?	Operação
		32) Como a organização mantém informação documentada para monitorar e medir as características das operações e atividades?	Operação
		33) Como a organização monitora e gerencia com os devidos limites, os parâmetros operacionais afetos aos elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) do poço produtor e injetor?	Operação
		34) Como a organização mantém informação documentada de parada e partida de poço produtor e injetor?	Operação

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QMSOI&ST	35) Como a organização atualiza e envia a documentação de entrega de poço (<i>Well Handover</i>) na fase de intervenção no poço?	Operação
		36) Como a organização mantém informação documentada com as atividades e tarefas de intervenção em poço e para a solicitação formal de serviço?	Operação
		37) Como a organização realiza periodicamente a inspeção visual em torno do poço produtor e injetor (poço no estado 1 e 2), e em abandono temporário (poço no estado 3, 4 e 5), no acesso, locação, vazamento na instalação e falta de sinalização?	Operação
		38) Como a organização garante a preservação da integridade da cabeça do poço e das instalações, linha de produção, de injeção e em abandono temporário (poço no estado 1, 2, 3, 4 e 5)?	Operação
		39) Como a organização garante a preservação do acesso, locação e da sinalização do poço, em abandono temporário (poço no estado 3, 4 e 5)?	Operação
		40) Como a organização mantém informação documentada para a condução de investigação de incidentes e de geração de relatórios?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		41) Como a organização registra os quase acidentes e divulga os incidentes ocorridos em sua instalação, para os empregados e contratados?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		42) Como a organização elabora relatórios de investigação de incidentes e deixa disponível para consultas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		43) Como a organização trata os incidentes e envia relatório anual consolidado dos incidentes, com ação corretiva e/ou preventivas e avaliação de tendências, para órgão regulador ANP?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		44) Como a organização assegura que os procedimentos operacionais estão atualizados com instruções claras e específicas para execução das atividades e tarefas, e estão disponíveis para os colaboradores?	Operação
		45) Como a organização estabelece os procedimentos operacionais de parada e partida dos equipamentos, com atualização das informações relativas à pré-operação?	Operação
		46) Como a organização gerencia os equipamentos e tubulações “retirados de operação temporário” ou para realizar “manutenção”?	Operação
		47) Como a organização garante que os equipamentos redundantes (<i>stand by</i>), estejam disponíveis para imediata operação?	Suporte Técnico – Manutenção e Inspeção
		48) Quais os tipos de manutenção definidos pela organização, para a locação de um poço?	Operação

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QMSOI&ST	49) Quais os tipos de documentos técnicos, padrões e/ou manual da instalação definidos pela organização para garantir a segurança operacional?	Operação
		50) Quais os tipos de procedimentos e responsabilidades de operação definidas pela organização, para empresas ou gerências que compartilha a operação do mesmo oleoduto, gasoduto ou sistema submarino?	Operação
		51) Qual a técnica de estudo e sistema informatizado utilizado pela organização para realizar a identificação e análise de riscos, para a execução da desativação da instalação e implementação das ações corretivas e/ou preventivas?	Operação
		52) Qual a sistemática adotada na organização para verificar a integridade e existência de vazamentos nas instalações de poço produtor e injetor, em abandono temporário, para executar ação corretiva e/ou preventiva?	Operação
		53) Como a organização realiza e documenta a avaliação de integridade de instalações, equipamentos, dutos e sistema submarino reutilizados?	Suporte Técnico – Manutenção e Inspeção
		54) Como a organização executa o abandono temporário ou permanente de poço produtor e injetor?	Operação
		55) Como a organização mantém informação documentada de gestão das interferências de terceiros e programa de prevenção de danos por atividades de terceiros, envolvendo obras próximas das instalações e faixas de dutos?	Comunicação Institucional
		56) Como a organização executa a remoção da instalação e a recuperação ambiental na desativação da instalação de estação e poço?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		57) Quais condições de segurança e análises para a execução de tarefas e de perigos existentes no ambiente de trabalho, que deve ser verificada antes da emissão da PT?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		58) Quais as principais medidas adicionais de precaução/segurança e/ou mitigação, para realizar uma atividade e tarefas críticas de manutenção com segurança, durante a emissão de uma Permissão de Trabalho (PT)?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		59) Como a organização mantém informação documentada do sistema de Permissão de Trabalho, com instruções e formulários de autorizações claras e concisas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		60) Como a organização retém informação documentada e disponibiliza para consulta registros de permissão de trabalho?	Operação

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QMSOI&ST	61) Como a organização mantém informação documentada de procedimento operacional para gerenciar operações simultâneas, com categorias e tipos de operações onde tenham interfaces?	Operação
		62) Como a organização implementa sistema de comunicação adequado e confiável entre pontos remotos das áreas operacionais e a sala de controle responsável pela operação?	Operação
		63) Como a organização mantém informação documentada dos procedimentos operacionais, com instruções claras e específicas para os colaboradores, nas frentes operacionais/serviços?	Operação
		64) Como a organização retém informação documentada e disponibiliza para consulta registros de acompanhamento e de controles operacionais?	Operação
		65) Como a organização retém informação documentada e disponibiliza para consulta relatórios de identificação e análise de riscos e as ações de correção e/ou preventivas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		66) Como a organização implementa e mantém o(s) processo(s) necessário(s) para preparar-se e responder a potenciais situações de emergências identificadas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		67) Como a organização prepara-se para responder, prevenir ou mitigar impactos ambientais de situações de emergências e para responder a situações de emergências reais?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		68) Como a organização toma ações para prevenir ou mitigar as consequências decorrentes de situações de emergência?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		69) Como a organização testa periodicamente as ações de resposta planeadas, abrangendo todos os cenários previstos no Plano de Emergência?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		70) Como a organização periodicamente, analisa criticamente e revisa o(s) processo(s) e as ações de resposta planeadas (procedimento)?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		71) Como a organização provém informações pertinentes e treinamento relacionado à preparação e resposta a emergências, incluindo pessoas que realizam trabalhos sob o seu controle?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		72) Como a organização instrui os colaboradores a respeito dos perigos existentes na instalação, quanto a incêndios, explosões e liberação de substâncias tóxicas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		73) Como a organização estabelece um programa de treinamento que contemple os membros da equipe de resposta à emergência e pessoas expostas aos cenários acidentais?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QMSOI&ST	74) Como a organização estabelece um procedimento específico para tratar hipótese acidental de “vazamento de óleo”?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		75) Como a organização estabelece que os colaboradores estão capacitados a exercer responsabilidades a respeito do Plano de Resposta a Emergência (PRE)?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		76) Como a organização identifica todos os recursos de resposta, incluindo sistemas, equipamentos de emergência, bem como as empresas contratadas de apoio a emergência e o compartilhamento de recurso a ser acionado?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		77) Como a organização estabelece sistemas confiáveis e eficazes de comunicação e alarme, bem como procedimento de comunicação interna e externa incluindo agências reguladoras, governamentais e outros?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		78) Como a organização instrui os colaboradores para realizar comunicação de ocorrências de aspectos/perigos das atividades identificados na instalação?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		79) Como a organização realiza a comunicação e registros das orientações básicas de segurança, com procedimentos de alarme e evacuação, para visitantes na instalação?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		80) Como está definido na organização a comunicação de emergência para a ANP, ao corpo de bombeiro, polícia, defesa civil, órgão ambiental e a outras autoridades?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
DO	MSOI&ST	81) Como são definidos os cenários e qual periodicidade definida pela organização para realização de exercícios simulados?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		82) Como a organização retém informação / documentada dos relatórios dos exercícios de simulados, ações corretivas e/ou preventivas?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
	Q	83) Como a organização mantém informação documentada na extensão necessária, para ter confiança de que o(s) processo(s) seja(m) realizado(s) conforme planejado(s)?	Operação
		84) Como a organização define processo que estabelece o fornecimento de produtos e serviços, que atendam aos requisitos do cliente?	Operação
		85) Como a organização revisa e comunicar-se com os clientes em relação às informações relativas dos produtos e serviços?	Operação
		86) Como a organização revisa as informações relativas aos produtos e serviços antes dos compromissos de fornecer os produtos e serviços aos clientes?	Operação

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	Q	87) Como a organização determina os requisitos relativos a produtos e serviços?	Operação
		88) Como a organização realiza a análise crítica dos requisitos relativos a produtos e serviços?	Operação
	QSOI	89) Como as modificações (mudanças) são planeadas, realizadas de forma controlada e são tomadas medidas para mitigar efeitos contrários?	Operação
		90) Como a organização estabelece critérios e implementa projeto e desenvolvimento de produtos e serviços de acordo com os requisitos das normas, padrões da indústria e boas práticas de engenharia?	Projeto, Construção e Montagem
	Q	91) Como a organização estabelece, implementa e mantém um processo de projeto e desenvolvimento que seja apropriado para assegurar a subsequente provisão de produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
	QSOI	92) Como a organização considera a natureza, duração e complexidade das atividades de projeto e desenvolvimento?	Projeto, Construção e Montagem
		93) Como a organização considera as normas e boas práticas de engenharia na aquisição de materiais e equipamentos?	Projeto, Construção e Montagem
		94) Como a organização considera a redução da exposição humana às consequências de eventuais falhas de equipamentos ou sistemas, que possam ocorrer durante a operação?	Projeto, Construção e Montagem
		95) Como a organização estabelece os aspectos que possam introduzir riscos ao SGI, aos fatores humanos e ao ambiente de trabalho, na fase de projeto, construção, instalação e desativação?	Projeto, Construção e Montagem
		96) Como a organização considera os estágios de processo requeridos, incluindo análises críticas de projeto e desenvolvimento aplicáveis?	Projeto, Construção e Montagem
		97) Como a organização considera as atividades de verificação e validação de projeto e desenvolvimento requeridas?	Projeto, Construção e Montagem
		98) Como a organização considera as responsabilidades e autoridades envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento?	Projeto, Construção e Montagem
		99) Como a organização considera os recursos internos e externos necessários para o projeto e desenvolvimento de produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
		100) Como a organização considera a necessidade de controlo interfaces entre pessoas envolvidas no processo de projeto e desenvolvimento?	Projeto, Construção e Montagem
		101) Como a organização considera a necessidade de Envolvimento de clientes e usuários no processo de projeto e desenvolvimento?	Projeto, Construção e Montagem

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QSOI	102) Como a organização considera os requisitos para a provisão subsequente de produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
		103) Como a organização considera o nível de controlo esperado para o processo de projeto e desenvolvimento por clientes e outras partes interessadas pertinentes?	Projeto, Construção e Montagem
		104) Como a organização considera a informação documentada necessária para demonstrar que os requisitos de projeto e desenvolvimento foram atendidos?	Projeto, Construção e Montagem
	Q	105) Como a organização considera os requisitos funcionais e de desempenho?	Projeto, Construção e Montagem
		106) Como a organização considera a informação derivada de atividades similares de projeto e desenvolvimento anteriores?	Projeto, Construção e Montagem
		107) Como a organização considera os requisitos estatutários e regulamentares?	Projeto, Construção e Montagem
		108) Como a organização considera as normas ou códigos de prática que a organização tenha se comprometido a implementar?	Projeto, Construção e Montagem
		109) Como a organização considera as consequências potenciais de falhas devidas à natureza de produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
		110) Como a organização retém informação documentada de entradas de projeto e desenvolvimento?	Projeto, Construção e Montagem
		111) Como a organização aplica controlos para o processo de projeto e desenvolvimento para assegurar que os resultados a serem alcançados estejam definidos?	Projeto, Construção e Montagem
		112) Como a organização assegura que análises críticas sejam conduzidas para avaliar a capacidade dos resultados de projeto e desenvolvimento em atenderem requisitos?	Projeto, Construção e Montagem
DO	Q	113) Como a organização assegura que atividades de verificação sejam conduzidas para assegurar que as saídas de projeto e desenvolvimento atendam aos requisitos de entrada?	Projeto, Construção e Montagem

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	Q	114) Como a organização assegura que atividades de validação sejam conduzidas para assegurar que os produtos e serviços resultantes atendam aos requisitos para a aplicação especificada ou uso pretendido?	Projeto, Construção e Montagem
		115) Como a organização assegura que quaisquer ações necessárias sejam tomadas sobre os problemas determinados durante as análises críticas ou atividades de verificação e validação?	Projeto, Construção e Montagem
		116) Como a organização assegura que informação documentada sobre essas atividades seja retida?	Projeto, Construção e Montagem
	QSOI	117) Como a organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento atendam aos requisitos de entrada?	Projeto, Construção e Montagem
		118) Como a organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento sejam adequadas para os processos subsequentes para a provisão de produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
		119) Como a organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento incluam ou referenciem requisitos de monitoramento e medição, como apropriado e critérios de aceitação?	Projeto, Construção e Montagem
		120) Como a organização assegura que saídas de projeto e desenvolvimento especifiquem as características dos produtos e serviços que sejam essenciais para o propósito pretendido e sua provisão segura e apropriada?	Projeto, Construção e Montagem
		121) Como a organização emite certificado de aprovação da construção e montagem da instalação, que atesta a conformidade antes do início da operação?	Projeto, Construção e Montagem
	QSOI	122) Como a organização retém informação documentada sobre as saídas de projeto e desenvolvimento?	Projeto, Construção e Montagem
		123) Como a organização identifica, analisa criticamente e controla mudanças feitas durante, ou subsequentemente ao projeto, nas fases de construção e instalação e no desenvolvimento de produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
		124) Como a organização realiza gestão de mudança no caso de desvio de especificação de projeto?	Projeto, Construção e Montagem
		125) Como a organização retém informação documentada sobre as mudanças de projeto e desenvolvimento, os resultados de análises críticas, a autorização das mudanças, e as ações tomadas para prevenir impactos adversos?	Projeto, Construção e Montagem

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	QSOI	126) Como a organização assegura que processos, produtos e serviços providos externamente estejam conformes?	Projeto, Construção e Montagem
		127) Como a organização determina os controles quando produtos e serviços de provedores externos são destinados a incorporação nos produtos e serviços da própria organização?	Projeto, Construção e Montagem
		128) Como a organização determina os controles quando produtos e serviços são providos diretamente para o(s) cliente(s) por provedores externos em nome da organização?	Projeto, Construção e Montagem
		129) Como a organização determina os controles quando um processo, ou parte de um processo, é provido por um provedor externo como um resultado de uma decisão da organização?	Projeto, Construção e Montagem
		130) Como a organização determina e aplica critérios para a avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos?	Projeto, Construção e Montagem
		131) Como a organização retém informação documentada da avaliação, seleção, monitoramento de desempenho e reavaliação de provedores externos e de quaisquer ações necessárias decorrentes das avaliações?	Projeto, Construção e Montagem
	Q	132) Como a organização assegura que processos, produtos e serviços providos externamente não afetem adversamente a capacidade da organização de entregar consistentemente produtos e serviços conformes para seus clientes?	Projeto, Construção e Montagem
		133) Como a organização comunica para provedores externos seus requisitos para os processos, produtos e serviços?	Projeto, Construção e Montagem
		134) Como a organização disponibiliza informações documentadas que definem as características dos produtos e provisão de serviços?	Operação
		135) Como a organização controla o fornecimento dos seus produtos e provisão de serviços, quanto a disponibilidade de informações documentadas que definem as atividades e resultados esperados?	Operação
		136) Como a organização define métodos eficazes para garantir a identificação e rastreabilidade dos produtos e serviços durante o processo de funcionamento?	Operação
		137) Como a organização garante um controle efetivo de uso de propriedade de clientes ou fornecedores externos, utilizados no fornecimento de produtos e Serviços?	Operação

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 8 - Operação	Gerência Participante
DO	Q	138) Como a organização preserva as saídas durante produção e provisão de serviço na extensão necessária, para assegurar conformidade com requisitos?	Operação
		139) Como a organização atende aos requisitos para atividades pós-entrega associadas com os produtos e serviços?	Operação
		140) Como a organização define e administra as atividades pós-entrega?	Operação
		141) Como a organização considera os requisitos estatutários e regulamentares, as consequências indesejáveis potenciais, a natureza, uso e o tempo de vida pretendido, requisitos do cliente e retroalimentação de cliente nas atividades pós-entrega?	Operação
	QSOI	142) Como a organização analisa criticamente os riscos e controla mudanças temporárias e permanentes para produção ou provisão de serviços na extensão necessária para assegurar continuamente conformidade com requisitos?	Operação
		143) Como a organização mantém procedimento documentado para avaliar e gerenciar a mudança temporária e/ou permanente de operação, procedimento, instalação ou pessoal?	Operação
		144) Como a organização treina e comunica aos colaboradores, os procedimentos e a documentação técnica afetada pela mudança?	Operação
		145) Como a organização retém informação documentada, que descreva os resultados das análises críticas de mudanças?	Operação
	Q	146) Como a organização define os critérios de aceitação dos produtos e serviços?	Operação
		147) Como a organização define as atividades de monitoramentos e medição para verificar os critérios de aceitação para controle e resultados de processo?	Operação
		148) Como a organização administra os resultados do processo de não conformidades de modo a impedir seu uso intencional?	Operação
		149) Como a organização define as atividades de monitoramentos e medição para verificar os critérios de aceitação para controle e resultados de processo?	Operação

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 9 - Avaliação de Desempenho	Gerência Participante
CHECK	QMSOI&ST	1) Como a organização determina o monitoramento, medição, análise, metas e indicadores de desempenho proativos e reativos, para avaliação da eficácia do SGI e dos RT da ANP?	Operação
		2) Como a organização monitora e avalia os resultados das inspeções e testes de integridade mecânica?	Suporte Técnico – Manutenção e Inspeção
		3) Como a organização monitora o desempenho das atividades e garante que as Permissões de Trabalho (PT) e os controles sejam atualizados até a conclusão dos trabalhos?	Operação
		4) Como a organização determina o que precisa ser monitorado e medido?	Operação
		5) Como a organização determina os métodos para monitoramento, medição, análise e avaliação necessários para assegurar resultados válidos?	Operação
		6) Como a organização determina quando o monitoramento e a medição devem ser realizados?	Operação
		7) Como a organização determina quando os resultados de monitoramento e medição devem ser analisados e avaliados?	Operação
		8) Como a organização estabelece um sistema de ações corretivas e preventivas quando constatado desempenho insuficiente?	Operação
		9) Como a organização estabelece os objetivos e avalia o desempenho e a eficácia do SGI?	Operação
		10) Como a organização estabelece meios para avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos de segurança pertinentes?	Operação
		11) Como a organização mantém informação / procedimento documentado para monitorar e medir?	Operação
		12) Como a organização retém informação de monitoração e medição apropriada como evidência dos resultados?	Operação
	Q	13) Como a organização monitora a percepção de clientes, quanto ao grau em que suas necessidades e expectativas foram atendidas?	Operação
CHECK	QMSOI&ST	14) Como a organização determina os métodos para obter, monitorar e analisar criticamente essa informação?	Operação
		15) Como a organização implementa e mantém o(s) processo(s) necessário(s) para avaliar o atendimento aos seus requisitos legais e outros requisitos?	Operação
		16) Como a organização analisa e avaliam dados e informações apropriados provenientes de monitoramento e medição?	Operação

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes.

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 9 - Avaliação de Desempenho	Gerência Participante
CHECK	QMSOI&ST	17) Como a organização avalia a conformidade de produtos e serviço, o grau de satisfação das partes interessadas, o desempenho e a eficácia do SGI e dos RT da ANP??	Operação
		18) Como a organização avalia se o planeamento foi implementado eficazmente?	Operação
		19) Como a organização avalia a eficácia das ações tomadas para abordar riscos e oportunidades?	Operação
		20) Como a organização avalia o desempenho de provedores externos e a necessidade de melhorias no SGI e nos RT da ANP?	Operação
		21) Como a organização conduz auditorias internas e qual o intervalo planeado, para prover informação sobre o SGI e os RT da ANP?	Operação
		22) Como a organização define os critérios de auditoria e o escopo para cada auditoria?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		23) Como a organização seleciona auditores e conduz auditorias para assegurar a objetividade e a imparcialidade do processo?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		24) Como a organização define a equipe de auditoria considerando o tamanho e complexidade da instalação e os elementos críticos de segurança operacional?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		25) Como a organização designa um auditor líder?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		26) Como a organização elabora o Plano de Auditoria das diferentes fases do ciclo de vida da instalação?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		27) Como a organização elabora o Plano de Ação e executa ações corretivas e/ou preventivas apropriadas para as não conformidades, com prazos compatíveis com os riscos?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		28) Como a organização comunica as ações corretivas e/ou preventivas em andamento aos colaboradores envolvidos na atividade auditada?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		29) Como a organização assegura que os resultados das auditorias sejam relatados para a gerência pertinente?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		30) Como a organização retém informação documentada como evidência da implementação do programa de auditoria e dos resultados de auditoria?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		31) Como a organização implementa e mantém um programa de auditoria, incluindo a frequência, métodos, responsabilidades e requisitos?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		32) Como a organização considera no programa de auditoria a importância dos processos concernentes, as mudanças que afetam a organização e os resultados de auditorias anteriores?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Continua

Cont. Apêndice C: Guião de entrevista semiestruturada aplicado aos gestores(as), consultores(as) e engenheiros(as) versus gerências participantes

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 9 - Avaliação de Desempenho	Gerência Participante
CHECK	QMSOI&ST	33) Como a organização considera as avaliações de desempenho, as investigações de acidentes e os riscos de acidentes na elaboração do plano de auditoria?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		34) Como a Alta Direção analisa criticamente o SGI da organização e os RT da ANP a intervalos planeados?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
		35) Como a organização implementa as ações corretivas e preventivas, com os prazos, responsáveis e acompanha os resultados do tratamento das não-conformidades?	Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Ciclo PDCA	Normas SGI / ANP	Seção 10 - Melhoria	Gerência Participante
ACT	QMS&ST	1) Como a organização determina e seleciona oportunidades para melhoria, e implementa ações necessárias para atender a requisitos do cliente e aumentar a sua satisfação?	Operação
		2) Como a organização inclui melhoria em produtos e serviços para atender a requisitos, assim como para abordar futuras necessidades e expectativas de clientes?	Operação
		3) Como a organização corrige, previne ou reduz efeitos indesejados, melhora o desempenho e a eficácia do sistema de gestão da qualidade?	Operação
	QMSOI&ST	4) Como a organização reage a não conformidade e, como aplicável, toma ação para controlá-la e corrigi-la e lida com as consequências?	Operação
		5) Como a organização avalia a necessidade de ação para eliminar a(s) causa(s) da não conformidade, a fim de que ela não se repita ou ocorra em outro lugar?	Operação
		6) Como a organização analisa criticamente a não conformidade e determina as causas da não conformidade?	Operação
		7) Como a organização implementa ação necessária e analisa criticamente a eficácia de ação corretiva tomada?	Operação
		8) Como a organização atualiza riscos e oportunidades determinados durante o planejamento?	Operação
		9) Como a organização implementa ações corretivas e/ou preventivas referentes às recomendações contidas nos estudos de riscos?	Operação
		10) Como a organização realiza mudanças para melhoria contínua do SGI e dos RT da ANP?	Operação
		11) Como a organização retém informação documentada como evidência objetiva?	Operação
		12) Como a organização melhora continuamente a adequação, suficiência e eficácia do SGI e dos RT da ANP?	Operação
		13) Como a organização avalia os riscos periodicamente durante as fases de projeto, construção, comissionamento, operação e antes da desativação?	Operação
		14) Como a organização considera os resultados de análise, avaliação e as saídas de análise crítica pela direção para determinar se existem necessidades ou oportunidades que devem ser abordadas como parte de melhoria contínua?	Operação

Fonte: Adaptado das normas ABNT NBR ISO 9001:2015; ABNT NBR ISO 14001:2015 e ABNT NBR ISO 45001:2018 e Santos, *et al.*, 2018; ANP, 2007; ANP, 2010; ANP, 2011; ANP, 2015 e ANP, 2016.

Cont. Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores

Nº	“Gestão e Transferência de Conhecimento” (GTC) da Documentação Técnica e Legal da Instalação, Manuais e Procedimentos de Execução (PE) e Operacional Padrão (POP) - Poços e Estação	1	2	3	4	5
29	Participou de cursos técnicos de aperfeiçoamento?					
30	Boletins e/ou listas de verificação (LV) tem nº do POP/PE?					
31	Registra a passagem de serviço em Livro de Ocorrência?					
32	Registra a passagem de serviço em Sistema Informatizado?					
33	Conhece a Documentação de Segurança Operacional (DSO)?					
34	Acessa a Descrição da Unidade Terrestre (DUT) de operação?					
35	Documento DUT de operação da Instalação está atualizado?					
36	Conhece os Fluxogramas de Processo e de Engenharia da Instalação?					
37	Acessa os Fluxogramas de Processo e de Engenharia?					
38	Conhece a Planta de classificação elétrica de área?					
39	Acessa a planta de classificação elétrica de área?					
40	Conhece a Planta Baixa da Instalação As Biult - Como Construído?					
41	Acessa a Planta Baixa da Instalação As Biult-Como Construído?					
42	Fluxogramas e Plantas da instalação estão atualizados?					
43	Conhece a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?					
44	Acessa a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?					
45	Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação está atualizado?					
46	Conhece o Controle de Inibição de Equipamentos Críticos?					
47	Acesso o Módulo de Controle de Inibição no Sistema na Intranet?					
48	Conhece a Lista de Verificação de DCBI's de Válvula de Alívio (PSV)?					
49	Aplica mensalmente a Lista de Verificação de DCBI's?					
50	Conhece como preencher o Livro de Registro de Segurança de vaso?					
51	Estudos de risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?					
52	Estudos de risco APR/HAZOP estão na validade (5 anos)?					
53	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está disponível para consulta?					
54	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está na validade?					
55	Alvará de funcionamento está disponível para consulta?					
56	Alvará de funcionamento está na validade?					
57	Licença Ambiental de Operação (LAO) disponível para consulta?					
58	Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade?					
59	Mapa de Riscos da instalação está disponível na instalação?					
60	Mapa de Riscos da instalação está atualizado?					

Nº	Recursos: Ferramentas, EPI e Veículo de Operação (FE) - Poços e Estação	1	2	3	4	5
1	Ferramentas de serviço estão em boas condições de uso?					
2	Lanterna de serviço para área classificada (Ex) está operacional?					
3	Marreta de bronze de serviço está em boas condições de uso?					
4	Chaves Griffe estão com molas e mordentes em boas condições de uso?					
5	Manômetro de serviço está operacional?					
6	Manômetro de serviço está com calibração na validade?					
7	Termômetro móvel de serviço está operacional?					
8	Termômetro móvel de serviço está com calibração na validade?					
9	Trena de medição móvel de serviço está operacional?					

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores

Nº	Recursos: Ferramentas, EPI e Veículo de Operação (FE) - Poços e Estação	1	2	3	4	5
10	Trena de medição móvel de serviço está com calibração na validade?					
11	Detector de H2S BW/MSA de serviço está operacional?					
12	Detector de H2S BW/MSA de serviço está com calibração na validade?					
13	Medidor multigás de serviço está operacional?					
14	Medidor multigás de serviço está com calibração na validade?					
15	Fardamento é anti chama resistente a fogo (RF)?					
16	Fardamento está em boa condição de uso?					
17	Capacete tem Certificado de Aprovação (CA)?					
18	Capacete está na validade de 5 anos?					
19	Capacete está em boa condição de uso?					
20	Carneira do capacete está em boa condição de uso?					
21	Máscara semifacial tem Certificado de Aprovação (CA)?					
22	Máscara semifacial está na validade (3 anos)?					
23	Filtro da sua máscara semifacial está na validade (6 meses)?					
24	Botas estão em boas condições de uso?					
25	Óculos de segurança estão em boas condições de uso?					
26	Protetor auricular está em boa condição de uso?					
27	Luvas estão em boas condições de uso?					
28	Carteira de motorista (CNH) está na validade?					
29	Veículo de serviço tem controle de velocidade?					
30	Veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?					
31	Veículo de serviço está com a documentação na validade?					
32	Veículo de serviço está com os pneus em boas condições de uso?					
33	Veículo de serviço está com faróis e lanternas operacionais?					
34	Veículo de serviço está com manutenções preventivas na validade?					
35	Pneu socorro, triângulo, chave de roda estão em boas condições de uso?					

Nº	() Poços Produtores () Poços Injetores (PPI)	1	2	3	4	5
1	Pistas de acesso ao poço estão em boas condições de trânsito?					
2	Placas de identificação com TAG/Nº do poço instalado na locação?					
3	Placas de identificação de poço estão com dados legíveis?					
4	Placas de identificação de poço tem logotipo/marca da empresa?					
5	Placas de identificação de poço tem a sinalização dos riscos?					
6	Placas de identificação de poço tem a sinalização dos EPI?					
7	Placas de identificação de poço tem o nº de telefone de emergência?					
8	Locações de poços tem cercas íntegras?					
9	Locações de poços tem portões íntegros?					
10	Locações de poços estão isentas de resíduos oleoso?					
11	Poços tem grades ou gaiolas de proteção ao redor da instalação?					
12	Válvulas de drenos (Anular e de Tê de Fluxo) de Poço tem CAP/PLUG?					
13	Válvula de bloqueio de 2" instalada no anular do poço?					
14	Válvula de 2" do anular está operacional com roscas íntegras?					
15	Válvula de bloqueio de 2" do anular está estanque s/vazamento?					
16	Válvula de bloqueio de 3" instalada no Tê de fluxo ou no centro do poço?					
17	Válvula de bloqueio de 3" de Tê de fluxo/centro está operacional?					
18	Válvula de bloqueio de 3" de Tê de fluxo/centro está estanque isento de vazamento?					
19	Válvula de bloqueio e/ou de dreno com volante tem corrente com cadeado?					

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores

Nº	() Poços Produtores () Poços Injetores (PPI)	1	2	3	4	5
20	Bases de concreto de poços estão isentas de resíduo oleoso?					
21	Antepoços estão com nível de fluído baixo na caixa?					
22	Antepoços tem paredes/dique de contenção para evitar transbordo?					
23	Antepoços tem grades de proteção no piso ao redor da cabeça de poços?					
24	Instalações de poços estão isentas de vazamentos?					
25	Gaxetas de poços (BM e BCP) estão isentas de vazamentos?					
26	Instalações de poços estão isentas de corrosão?					
27	Poços parados tem placa “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”?					
28	Poços parados fora de operação tem raquetes?					
29	Raquetes tem adesivo/etiqueta com dados técnicos de fabricação?					
30	Raquetes tem placa de aviso “Raqueteado”?					
31	Flanges das instalações e de válvulas de poço tem todos os parafusos?					
32	Parafusos de flanges tem sobras de fios de rosca após as porcas?					
33	Linhas de produção/injeção tem TAG / nº do poço?					
34	Linhas de produção/injeção tem sinalização com faixa do tipo de fluído?					
35	Linhas de produção/injeção tem sinalização da seta de sentido de fluxo?					
36	Indicadores de pressão (PIT) da linha de produção estão operacionais?					
37	Todos os poços estão automatizados?					
38	Equipamentos de automação dos poços estão operacionais?					
39	Equipamentos de automação dos poços estão calibrados?					
40	Manômetro instalado em poço está operacional?					
41	Manômetro instalado em poço está calibrado?					
42	Taludes / encostas de poço estão isentas de erosão?					
43	Taludes / encostas de poço tem vegetação de proteção contra erosão?					
44	Canaletas de drenagem estão íntegras?					
45	Canaletas de drenagem estão limpas isentas de vegetação e/ou areia?					
46	Satélite e/ou multivia está com a placa de identificação do TAG/Nº?					
47	Satélite e/ou multivia está com o TAG / Nº dos poços nas linhas de fluxos?					
48	Satélite e/ou multivia está isento de corrosão?					
49	Satélite e/ou multivia tem cap/plug instalado nas válvulas de dreno?					
50	Satélite e/ou multivia tem todos parafusos nos flanges das válvulas?					
51	Satélite e/ou multivia parafusos tem sobra de fios de rosca nas porcas?					
52	Satélite e/ou multivia está isento de vazamentos?					
53	Satélite e/ou multivia tem manômetro/termômetro operacional?					
54	Satélite e/ou multivia tem manômetro/termômetro calibrado?					
55	Satélite e/ou multivia tem área com piso impermeabilizado?					
56	Satélite e/ou multivia tem dique de contenção Íntegro?					
57	Satélite e/ou multivia tem cerca e portão íntegra?					
58	Satélite e/ou multivia tem cerca, portão fechado com cadeado?					
59	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo oleoso?					
61	Satélite e/ou multivia está isenta de sucata ferrosa?					
60	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo de construção?					
62	Satélite e/ou multivia está isenta de vegetação elevada?					

Nº	Equipamentos e Tanques de Produção / Injeção (ETP) - Estação	1	2	3	4	5
1	Equipamento/Tanque/Acessório está íntegro, isento de vazamento?					
2	Sistema de vedação de equipamentos/tanques está íntegro, isento de vazamento?					
3	Equipamento/Tanque/Acessórios estão Íntegros, isentos de corrosão externa?					
4	Equipamento/Tanque tem identificação do tagueamento (TAG)?					

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores

Nº	Equipamentos e Tanques de Produção / Injeção (ETP) - Estação	1	2	3	4	5
5	Equipamento/Tanque flangeado possui todos os parafusos com porcas (estojos)?					
6	Equipamento/Tanque flangeado os parafusos sobram fios de roscas nas porcas?					
7	Vaso de pressão tem a placa de dados técnicos do fabricante?					
8	Manômetros estão com calibração na validade e operacional?					
9	Termômetros estão com calibração na validade e operacional?					
10	Trena de medição móvel está com certificação na validade e operacional?					
11	Medidores FQIT, PIT e LIT estão com calibração na validade e operacional?					
12	Iluminação de emergência/acessório da instalação está íntegra e operacional?					
13	Válvula e/ou niple de dreno/vent de equipamento/tanque/duto tem Cap/Plug?					
14	Equipamento/Tanque em manutenção tem placa de aviso “Em Manutenção”?					
15	Equipamento/Tanque em manutenção está isolado com fita zebrada, cones, cerquite?					
16	Equipamento/Tanque fora de operação tem placa de aviso “Fora de Operação”?					
17	Equipamento/Tanque fora de operação está isolado com fita zebrada, cones, cerquite?					
18	Equipamento/Tanque em manutenção ou fora de operação isolado por raquete?					
19	As raquetes estão com dados técnicos de fabricação?					
20	As raquetes estão sinalizadas com placa de aviso: “Raqueteado”?					
21	Equipamento tem cabo de aterramento?					
22	Tanque de armazenamento tem cabo de aterramento?					
23	Área de tanque tem Sistema de Proteção de Descargas Atmosférica (SPDA)?					
24	Área de tanque de armazenamento tem dique de contenção Íntegro?					
25	Canaleta da área de Tanques e/ou bombas está ausente de resíduo oleoso?					
26	Câmara de Lançar e Receber PIG está identificado com número do TAG?					
27	Lançador e Recebedor de PIG está sinalizado com o raio de abertura do tampão?					
28	Oleoduto/Gasoduto/Adutora tem sinalização com faixa do tipo de fluido?					
29	Oleoduto/Gasoduto/Adutora tem sinalização com seta de sentido de fluxo?					
30	Área do equipamento/tanque tem sinalização de segurança (EX; Riscos e H2S)?					
31	Área do Equipamento/tanque tem sinalização de uso obrigatório de EPI?					
32	Válvula de bloqueio antes de válvula de alívio (PSV) tem placa de aviso de DCBI?					
33	Válvula de bloqueio antes de válvula de alívio (PSV) tem lacre?					
34	Válvula de bloqueio depois de válvula de alívio (PSV) tem placa de aviso de DCBI?					
35	Válvula de bloqueio depois de válvula de alívio (PSV) tem lacre?					
36	Área da estação está limpo isenta de resíduo oleoso?					
37	Área da estação está isenta de sucata ferrosa?					
38	Área da estação está isenta de resíduo sólido / construção civil?					
39	Área da estação está isenta de vegetação excessiva?					

Nº	Dosagem e Armazenamento de Produto Químico (DAPQ) - Estação	1	2	3	4	5
1	Área de dosagem de produto possui dique de contenção?					
2	Área de dosagem as paredes do dique de contenção estão íntegras?					
3	Área de dosagem de produto possui válvula de dreno com Cap e/ou Plug?					
4	Área de dosagem possui as Fichas de Segurança (FISPQ's)?					
5	Área de dosagem possui chuveiro de emergência/lava olhos operacionais?					
6	Área de armazenamento de produto possui dique de contenção?					
7	Área de armazenamento as paredes do dique de contenção estão íntegras?					
8	Área de armazenamento possui as Fichas de Segurança (FISPQ's)?					
9	Área de armazenamento possui chuveiro de emergência/lava olhos operacionais?					

Continua

Cont. Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores

Nº	Dosagem e Armazenamento de Produto Químico (DAPQ) - Estação	1	2	3	4	5
10	Área de dosagem as instalações estão integras, isentas de vazamentos?					
11	Área de dosagem possui sinalização de segurança?					
12	Área de armazenamento possui sinalização de segurança?					
13	Área de armazenamento os produtos químicos estão na validade?					
14	Área de armazenamento os produtos químicos estão identificados?					
15	Bombonas de produto químico estão protegidas de intempéries?					
16	Bombonas de produto químico estão integras, isentas de vazamentos?					

Nº	Sistema Elétrico (SE): Sala de CCM, Painéis e Baterias - Estação	1	2	3	4	5
1	Painel elétrico em manutenção está desenergizado?					
2	Painel elétrico em manutenção tem placa de aviso “Em Manutenção”?					
3	Painel elétrico em manutenção está com porta de acesso fechada?					
4	Painel elétrico de alta tensão em manutenção tem cadeado na porta?					
5	Painel elétrico fora de operação está desenergizado?					
6	Painel elétrico desativado possui placa de aviso “Fora de Operação”?					
7	Painel elétrico fora de operação está com porta de acesso fechada?					
8	Painel elétrico de alta tensão fora de operação tem cadeado na porta?					
9	Painéis elétricos energizados estão com portas de acesso fechadas?					
10	Painéis elétricos estão com cabo de aterramento?					
11	Painéis elétricos estão sinalizados com o nº de TAG?					
12	Painéis elétricos estão sinalizados com a Tensão?					
13	Painéis elétricos possuem todos parafusos na tampa de acesso ao painel?					
14	Caixas de passagem de cabos elétricos estão com todos os parafusos?					
15	Caixas de passagem e eletrodutos de cabos elétricos estão integras?					
16	Sala do CCM/Painéis tem sinalização de segurança na porta de acesso?					
17	Sala do CCM/Painéis tem um bastão de resgate?					
18	Sala do CCM/Painéis tem uma manta isolante?					
19	Sala do CCM/Painéis tem uma prancha de resgate?					
20	Sala do CCM/Painéis está com porta de acesso fechada?					
21	Sala do CCM/Painéis tem cadeado na porta de acesso fechada?					
22	Sala do CCM e os Painéis elétricos estão com as portas fechadas?					
23	Sala do CCM tem tapete isolante elétrico na frente do painel => 440 v?					
24	Sala do CCM está limpa, isenta de resíduos/materiais?					
25	Sala do CCM/Painéis tem extintores de combate a incêndio?					
26	Sala do CCM/Painéis tem extintores inspecionados e válidos?					
27	Área dos transformadores possui sinalização de segurança?					
28	Área dos transformadores está limpa, isenta de vegetação elevada?					
29	Área dos transformadores possui cerca com portão de acesso?					
30	Área dos transformadores possui portão com cadeado?					
31	Sala de baterias possui exaustor operacional?					
32	Sala de baterias está com baterias integras, isenta de vazamento?					
33	Sala de baterias possui sinalização de segurança?					
34	Sala de baterias está limpa, isenta de resíduos?					
35	Sala de baterias possui porta com cadeado?					
36	Cabos elétricos da instalação estão íntegros, isentas de emendas externas?					

Nº	Sistema Fixo de Combate a Incêndio (SFCI) - Estação	1	2	3	4	5
1	Na operação existe um controle de teste semanal do SFCI?					
2	Na operação existe um controle de teste de abertura de canhão e hidrante?					

Continua

Cont. Apêndice D: Questionário de percepção em escala Likert de 5 (cinco) pontos aplicados à empregados da operação de poços produtores, injetores e de estação de campos produtores

Nº	Sistema Fixo de Combate a Incêndio (SFCI) - Estação	1	2	3	4	5
3	Equipamento flangeado do SFCI tem todos parafusos (estojos) no flange?					
4	Os parafusos dos flanges sobram fios de rosca na porca?					
5	Flanges, válvulas e acessórios do SFCI estão íntegros, isento de corrosão?					
6	Conexões, canhão e hidrante do SFCI estão íntegros, isento de vazamento?					
7	O tanque de armazenamento de água tem identificação de TAG?					
8	O tanque de armazenamento de água está com nível de água normal?					
9	O tanque de armazenamento de água está com trena externa operacional?					
10	O motor a combustão e conexões estão íntegros, isentos de vazamentos?					
11	A base de concreto do motor a combustão está isenta de óleo diesel?					
12	A base de concreto do motor elétrico está isento de óleo diesel?					
13	Área das bombas do SFCI está isenta de materiais / sucatas?					
14	Área das bombas do SFCI tem iluminação de emergência?					
15	Área das bombas do SFCI a iluminação de emergência está operacional?					
16	A iluminação de emergência e acessórios estão integras/sem corrosão?					
17	Válvula de bloqueio, de dreno e/ou vent do SFCI está operacional					
18	Válvula de bloqueio, de dreno e/ou vent do SFCI está integra/sem corrosão?					
19	Hidrante e canhão tem tampão de proteção da rosca e de oring de vedação?					
20	Hidrante e canhão tem roscas integras?					
21	Hidrante e canhão tem oring/anel de vedação íntegro, não ressecado?					
22	Hidrante e canhão tem identificação do tagueamento (TAG)/Numeração?					
23	As mangueiras do SFCI tem certificado de inspeção e de teste (TH)?					
24	A tubulação do SFCI tem seta de sinalização do sentido de fluxo?					
25	A instalação tem ponto de encontro em caso de emergência?					
26	A instalação tem sinalização no ponto de encontro?					
27	A sinalização do ponto de encontro está integra/legível?					
28	A instalação tem sinalização da rota de fuga até o ponto de encontro?					
29	A sinalização da rota de fuga está integra/legível?					
30	A rota de fuga da instalação está desobstruída até o ponto de encontro?					
31	A instalação tem sirene de alarme de emergência?					
32	A sirene de alarme de emergência está operacional?					
33	Os cabos elétricos do SFCI estão íntegros, isento de emendas externas?					
34	O transformador de energia da bomba SFCI é independente da instalação?					
35	O sistema de LGE está Íntegro, isenta de vazamento?					
36	O sistema de LGE tem sinalização de segurança?					
37	O vaso do sistema de LGE tem identificação do tagueamento (TAG)?					
38	Área de armazenamento de LGE tem FISQP íntegros?					
39	Área de armazenamento de LGE tem chuveiro de emergência-lava olhos?					
40	O chuveiro de emergência e lava olhos está operacional?					
41	Bombonas de LGE tem identificação do produto e está na validade?					
42	Bombonas de LGE estão protegidas das intempéries (sol e chuva)?					

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

INQUÉRITO POR LISTA DE VERIFICAÇÃO				
Lista de Verificação (LV) de <u>práticas de gestão operacional sobre a documentação técnica, procedimentos de execução/operacionais, gestão e transferência de conhecimento, segurança operacional e de integridade estrutural das instalações</u> , para atender as normas ABNT NBR ISO do SGI e regulamentos técnicos (RT) da ANP.				
LEGENDA: C - CONFORME; NC - NÃO CONFORME; E NA - NÃO APLICÁVEL				
Campo: _____		Data: _____		
Itens de Verificação do Processo de <u>Gestão e Transferência de conhecimento (GTC)</u> para Equipe de Poços e Equipe de Estação				
Nº	“Documentação Técnica de Requisito Legal, Procedimentos de Execução / Operacionais, Registros de Dados, Sistemas Informatizados de Gestão e Controle de Documentos Técnicos, Dados e Informações”	C	NC	NA
1	Realizada gestão de mudança de pessoas antes do Programa de Demissão Voluntária (PDV)?			
2	Gestão de mudança de pessoas atende para gestão e transferência de conhecimento?			
3	Realizado a ambientação dos colaboradores após a admissão?			
4	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões dos Manuais de Segurança?			
5	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões de 15 diretrizes de SMS?			
6	Realizado treinamento dos colaboradores nos padrões do PRE, PEL e operar SFCI?			
7	Realizado treinamento dos colaboradores no padrão do Manual de Operação (MO)?			
8	Realizado treinamento dos colaboradores nos procedimentos de Execução (PE)?			
9	Procedimentos de Execução (PE) estão com análise crítica atualizada?			
10	Padrões de diretrizes e de execução estão disponíveis para consulta na instalação?			
11	Colaboradores tem chave e senha de acesso aos padrões através de Sistema?			
12	Padrões da contratada estão atualizados com base nos padrões da contratante?			
13	Procedimentos operacional padrão (POP) da contratada estão impressos?			
14	Padrões (POP) da empresa contratada identificou os aspectos e impactos de SMS?			
15	Colaborador tem o crachá das 10 Regras de Ouro?			
16	Boletim e Lista de Verificação tem a rastreabilidade com o nº do padrão?			
17	Realizado treinamento na DSO (DUT, Fluxogramas; Plantas; LEC; APR e HAZOP)?			
18	Descrição de Unidade Terrestre (DUT) está disponível para consulta?			
19	Lista de Elementos Críticos (LEC) está disponível para consulta?			
20	Fluxograma de Processo e de Engenharia estão disponíveis para consulta?			
21	Planta de Classificação Elétrica de Área está disponível para consulta?			
22	Planta Baixa da instalação “As Biult” está disponível para consulta?			
23	Estudos de Risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?			
24	Livro de Registro de Segurança (LRS) está disponível e sem rasuras?			
25	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro (AVCB) está na validade e disponível?			
26	Alvará de Funcionamento está na validade e disponível para consulta?			
27	Mapa de Risco está atualizado e consta o período de gestão da CIPA?			
28	Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade e disponível para consulta?			
29	Lista de Verificação (LV) do DCBI do mês anterior está disponível para consulta?			
30	Controle de inibição de sistema ou equipamento crítico está disponível para consulta?			
31	Colaboradores emitem a Permissão de Trabalho (PT) no sistema da intranet?			
32	Passagem de Serviço é cadastrada no Sistema da intranet?			
33	Passagem de Serviço é registrada/formalizada em livro de ocorrência?			

Continua

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Itens de Verificação do Processo de <u>Gestão e Transferência de conhecimento (GTC)</u> para Equipe de Poços e Equipe de Estação				
Nº	“Documentação Técnica de Requisito Legal, Procedimentos de Execução / Operacionais, Registros de Dados, Sistemas Informatizados de Gestão e Controle de Documentos Técnicos, Dados e Informações”	C	NC	NA
34	Passagem de Serviço contempla itens críticos definidos no padrão da contratante?			
35	Colaboradores tem acesso ao sistema de controle da produção e teste de poço?			

Nº	Itens de Verificação dos Recursos Disponibilizados: Ferramentas, EPI e Veículos de Operação - FE - Poços e Estação	C	NC	NA
1	O veículo de serviço tem câmeras de filmagem interna e externa?			
2	O termômetro móvel está operacional?			
3	As ferramentas disponíveis são suficientes para executar as atividades e tarefas de rotinas diárias?			
4	A lanterna para área classificada está disponível e operacional?			
5	A marreta de bronze está operacional?			
6	A mola da chave griffe está operacional?			
7	O mordente da chave griffe está operacional?			
8	A trena móvel está operacional e certificada?			
9	O fardamento está limpo e em bom estado de conservação?			
10	O capacete está na validade e em bom estado de conservação?			
11	A carneira do capacete está em bom estado de conservação?			
12	A máscara semifacial está em bom estado de conservação?			
13	O filtro da máscara semifacial para gases e vapores está na validade?			
14	As botas estão em bom estado de conservação?			
15	Os óculos de segurança está em bom estado de conservação?			
16	O protetor auricular está em bom estado de conservação?			
17	As luvas estão em bom estado de conservação?			
18	O detector de H2S está na validade e sem falha?			
19	A CNH do condutor do veículo está atualizada?			
20	O veículo está com o BIG BROTHER operacional?			
21	O veículo está com documentação atualizada?			
22	O veículo está com os pneus em bom estado de conservação?			
23	O veículo está com faróis / lanternas operacionais?			
24	O veículo possui triangulo, macaco e chave de roda?			
25	O veículo realizou as manutenções preventivas conforme definidas no manual do fabricante?			

Nº	Itens de Verificação de Poços Produtores e Poços Injetores (PPI)	C	NC	NA
1	As válvulas de drenos (Anular e de Tê de Fluxo) de Poço tem CAP/PLUG?			
2	Poço parado tem placa “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”?			
3	As raquetes tem adesivo/etiqueta com dados técnicos de fabricação?			
4	As raquetes tem placa de aviso “Raqueteado”?			
5	Parafusos de flanges possuem sobras de fios de rosca após as porcas?			
6	A linha de produção/injeção tem TAG / nº do poço?			
7	A linha de produção/injeção tem sinalização com faixa do tipo de fluido?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação de Poços Produtores e Poços Injetores (PPI)	C	NC	NA
8	A linha de produção/injeção tem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
9	Os taludes / encostas de poço estão isentas de erosão?			
10	Os taludes / encostas de poço tem vegetação de proteção contra erosão?			
11	A locação de poço está isenta de vegetação elevada?			
12	O antepoço (caixa) está com nível de fluído baixo?			
13	Indicador de pressão (PIT) da linha de produção está operacional?			
14	Manômetro instalado em poço está calibrado e operacional?			
15	Satélite e/ou multivia tem cap/plug nas válvulas de dreno?			
16	Os equipamentos de automação do poço estão operacionais?			
17	A locação de poço está isenta de resíduo de construção civil?			
18	O antepoço tem paredes/dique de contenção?			
19	Satélite e/ou multivia está isenta de vegetação elevada?			
20	O poço possui grade ou gaiola de proteção ao redor da instalação?			
21	Satélite e/ou multivia tem termômetro operacional?			
22	A locação de poço tem cerca íntegra?			
23	A locação de poço tem portão íntegro?			
24	A instalação de poço está isenta de corrosão?			
25	Flanges das instalações e de válvulas de poço possuem todos os parafusos?			
26	A locação de poço está isenta de sucata ferrosa?			
27	A locação de poço está isenta de valas abertas?			
28	As canaletas de drenagem estão íntegras?			
29	As canaletas de drenagem estão limpas isentas de vegetação e/ou areia?			
30	A instalação de poço está isenta de vazamentos?			
31	Satélite e/ou multivia tem cerca, portão fechado com cadeado?			
32	Satélite e/ou multivia tem manômetro calibrado?			
33	Satélite e/ou multivia tem placa de identificação do TAG?			
34	Satélite e/ou multivia está íntegro isento de corrosão?			
35	Válvula de bloqueio e/ou de dreno o volante tem corrente com cadeado?			
36	A base de poço está isenta de resíduo oleoso?			
37	A locação de poço está acessível?			
38	O poço está automatizado?			
39	O poço tem placa de identificação com TAG / Nº do poço?			
40	A placa de identificação de poço está íntegra, com dados legíveis?			
41	A placa de identificação de poço tem a identificação da empresa?			
42	A placa de identificação de poço tem a sinalização dos riscos?			
43	A placa de identificação de poço tem a sinalização dos EPI's?			
44	O antepoço tem grade de proteção no piso ao redor da cabeça do poço?			
45	Poço parado fora de operação tem raquetes?			
46	Satélite e/ou multivia está isento de vazamentos?			
47	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo oleoso?			
48	Satélite e/ou multivia tem manômetro operacional?			
49	As gaxetas de poço (BM e BCP) estão íntegras, isentas de vazamentos?			
50	Poço parado em manutenção tem raquetes?			
51	Termômetro de poço da zona de influência de vapor está calibrado?			
52	Termômetro de poço da zona de influência de vapor está operacional?			
53	Satélite e/ou multivia tem termômetro calibrado?			
54	Satélite e/ou multivia tem cerca e portão íntegra?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação de Poços Produtores e Poços Injetores (PPI)	C	NC	NA
55	Satélite e/ou multivia tem TAG / Nº na linha de produção, teste e pig?			
56	Satélite e/ou multivia tem todos parafusos nos flanges das válvulas?			
57	Satélite e/ou multivia parafusos tem sobra de fios de rosca nas porcas?			
58	Satélite e/ou multivia está isenta de resíduo de construção?			
59	Satélite e/ou multivia está isenta de sucata ferrosa?			
60	A pista de acesso ao poço está transitável para veículo leve?			
61	A pista de acesso ao poço está transitável para a Sonda / SPT?			
62	A locação de poço está isenta de resíduo oleoso?			

Nº	Itens de Verificação no Processo de Coleta e/ou Injeção: “Manifold, Multivia ou Satélite - Tubulações (Linhas de Produção), Válvulas de Bloqueio e de Drenos / Vents e Tampões de Câmaras de Recebimento de Pig” (MTV) - Estação	C	NC	NA
1	Tubulações, válvulas e tampão da câmara de pig de 3” isentos de vazamento?			
2	Tubulação, niple, válvula, estojos e câmara de pig de 3” isentos de corrosão externa?			
3	As linhas de produção/injeção, teste e pig dos poços tem TAG?			
4	Os flanges de linhas e de válvulas tem todos parafusos e porcas (estojos)?			
5	Os flanges de linhas e de válvulas os parafusos sobrando fios de roscas nas porcas?			
6	Manômetros estão com calibração na validade?			
7	Termômetros estão com calibração na validade?			
8	Iluminação de emergência/acessório da instalação está íntegra e operacional?			
9	Válvulas e/ou niples de dreno/vent das linhas e de pig tem Cap/Plug?			
10	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Em Manutenção" tem a placa de aviso?			
11	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Em Manutenção" está isolado?			
12	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Fora de Operação" tem a placa de aviso?			
13	A linha de produção ou injeção, teste e pig "Fora de Operação" está isolado?			
14	A linha de produção ou injeção, teste e pig tem raquete e dados técnico de fabricação?			
15	O piso e canaletas da área do manifold de produção ou injeção isento de resíduo oleoso?			
16	O piso e canaletas da área da câmara de lançar e receber pig isento de resíduo oleoso?			
17	A linha de produção ou injeção, teste e pig tem sinalização do tipo de fluido e seta?			
18	Área do manifold e câmara de pig tem sinalização de segurança (Ex; raio de abertura)?			
19	Área do manifold possui a sinalização de uso obrigatório de EPI?			
20	Existe tubulação com extremidade aberta sem tampão ou flange cego?			
21	Área do manifold está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?			

Nº	Itens de Verificação de Garantia do Escoamento: “Câmaras de Lançar e Receber Pig (CLPR) de Óleodutos / Gasodutos ou Adutoras de Médio e Grandes Diâmetros, igual ou maior que 4” (polegadas) - Estação	C	NC	NA
1	Tubulação, válvula, flange e tampão da câmara de pig =>4” isentos de vazamento?			
2	Tubulação, válvula, flange, parafuso e câmara de pig=>4” isento de corrosão externo?			
3	As câmaras de lançar (LP) e receber pig (RP)tem identificação do Taguemento (TAG)?			
4	Câmara de pig com flange e válvula flangeada tem todos os parafusos com porcas (estojos)?			
5	Câmara de pig com flanges e válvula flangeada parafusos sobram fio de rosca nas porcas?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação de Garantia do Escoamento: “Câmaras de Lançar e Receber Pig (CLPR) de Óleodutos / Gasodutos ou Adutoras de Médio e Grandes Diâmetros, igual ou maior que 4” (polegadas) - Estação	C	NC	NA
6	Manômetro de câmara de pig está operacional e com calibração na validade?			
7	Câmara de pig está despressurizada, com pressão igual a “ZERO” psi?			
8	Termômetro de câmaras de pig está operacional e com calibração na validade?			
9	As válvulas de alívio (PSV) das câmaras de pig estão com calibração na validade?			
10	Válvula de alívio (PSV) de câmara de pig está com lacre e aviso “DCBI” em válvula?			
11	O lacre e a placa de aviso “DCBI” nas válvulas de bloqueio da PSV estão Íntegros?			
12	A iluminação / acessório das câmaras de pig estão integra e operacional?			
13	Válvulas de dreno das linhas das câmaras de pig possuem Cap/Plug?			
14	A câmara de pig “Em Manutenção” possui placa de aviso “Em Manutenção”?			
15	A câmara de pig “Em Manutenção” possui isolamento: fita zebreada/cones/cerquite?			
16	A câmara de lançar (LP) e receber pig (RP) “Fora de Operação” possui placa de aviso?			
17	A câmara de pig “Fora de Operação” possui isolamento com cone/fita zebreada ou cerquite?			
18	A câmara de pig possui raquete com aviso “raqueteado” e dados técnicos de fabricação?			
19	O piso e canaletas da área das câmaras de pig estão limpas, ausente de resíduo oleoso?			
20	Câmara de pig tem a sinalização da faixa do tipo de fluido e a seta de sentido de fluxo?			
21	Área das câmaras de pig tem sinalização de segurança (Ex; H2S; raio de abertura tampão)?			
22	A área das câmaras de pig possui a sinalização de uso obrigatório de EPI?			
23	A área das câmaras de pig está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?			

Nº	Itens de Verificação no Processo de Separação de Fluidos: Vasos Separadores (VS) de Óleo, Gás e Água / Condensado SO/SG/SD - Estação	C	NC	NA
1	Flanges de vaso separador tem parafusos/porcas (estojos) sobrando fio de roscas na porca?			
2	Flanges dos vasos separadores possuem todos os parafusos/porcas (estojo)?			
3	Vasos separadores e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?			
4	Vasos separadores e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	Vasos separadores possuem a placa de alumínio de dados técnicos?			
6	Vasos separadores possuem a identificação de taguemento (TAG)?			
7	Vasos separadores possuem manômetros com calibração na validade?			
8	Vasos separadores possuem manômetros operacionais e com TAGs?			
9	Vasos separadores possuem termômetros com calibração na validade?			
10	Vasos separadores possuem termômetros operacionais e com TAGs?			
11	Válvula de alívio (PSV) de vaso tem “lacre” e aviso de “DCBI” na válvula íntegros?			
12	Válvula de alívio (PSV) de vaso, os “lacre”, aviso de “DCBI” e válvula isentos de corrosão?			
13	A iluminação de emergencia na área dos vasos está operacional?			
14	A iluminação de emergencia e acessórios estão isentos de corrosão?			
15	As caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?			
16	Os painéis elétricos na área dos vasos separadores estão íntegros?			
17	Os drenos e vents dos vasos separadores possuem os caps e/ou plugs?			
18	Os vasos separadores “Fora de Operação” possuem a placa de aviso “Fora de Operação”?			

Continua

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação no Processo de Separação de Fluidos: Vasos Separadores (VS) de Óleo, Gás e Água / Condensado SO/SG/SD - Estação	C	NC	NA
19	Vaso separador "Em Manutenção" possuem a placa de aviso "Em Manutenção"?			
20	Vaso separador "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes?			
21	Vaso separador "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?			
22	Vasos separadores possuem cabo de aterramento?			
23	A área / base dos vasos separadores está isento de resíduos oleoso?			
24	Os dutos dos vasos separadores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
25	Área dos vasos separadores possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI e outros)?			
26	Vasos separadores tem tubulação com extremidade livre com tampão rosado ou flangeado?			
27	Os vasos separadores possuem pinturas em bom estado de conservação?			
28	A área dos vasos separadores está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?			

Nº	Itens de Verificação no Processo de Tratamento de Óleo: Vasos Tratadores (VTO) de Óleo e Vasos Filtro de Gás Combustível - Estação	C	NC	NA
1	Flanges de vasos tratadores tem parafusos (estojos) sobrando fio de roscas na porca?			
2	Flanges dos vasos tratadores possuem todos os parafusos/porcas (estojo)?			
3	Vasos tratadores e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?			
4	Vasos tratadores e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	Vasos tratadores possuem a placa de alumínio de dados técnicos?			
6	Vasos tratadores tem a identificação de taguemento (TAG)?			
7	Vasos tratadores tem manômetro com calibração na validade?			
8	Vasos tratadores tem manômetro operacional e com TAG?			
9	Vasos tratadores tem termômetro com calibração na validade?			
10	Vasos tratadores tem termômetros operacionais e com TAGs?			
11	Vasos filtros de gás da fornalha dos tratadores tem a identificação de TAG?			
12	Vasos filtros de gás da fornalha dos tratadores tem manômetro com calibração na validade?			
13	Vasos filtros de gás da fornalha dos tratadores tem manômetro operacional e com TAG?			
14	Válvula de alívio (PSV) dos vasos tem lacre e aviso de DCBI na válvula íntegros?			
15	Válvula de alívio de vasos, lacre, aviso de DCBI e válvula estão isentos de corrosão?			
16	Válvula de alívio (PSV) da linha de gás tem lacre e aviso de DCBI na válvula íntegros?			
17	Válvula de alívio (PSV) da linha de gás, lacre, aviso de DCBI e válvula isentos de corrosão?			
18	A iluminação de emergencia na área dos vasos está operacional?			
19	A iluminação de emergencia e acessórios estão isentos de corrosão?			
20	As caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?			
21	Os painéis elétricos na área dos vasos tratadores estão íntegros?			
22	Os drenos e vents dos vasos tratadores possuem os caps e/ou plugs?			
23	Os vasos tratadores "Fora de Operação" possuem a placa de aviso "Fora de Operação"?			
24	Os vasos tratadores "Em Manutenção" possuem a placa de aviso "Em Manutenção"?			
25	Os vasos tratadores "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes?			

Continua

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação no Processo de Tratamento de Óleo: Vasos Tratadores (VTO) de Óleo e Vasos Filtro de Gás Combustível - Estação	C	NC	NA
26	Vasos tratadores "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?			
27	Os vasos tratadores possuem cabo de aterramento?			
28	A área / base dos vasos tratadores está isento de resíduos oleoso?			
29	Os dutos dos vasos tratadores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
30	Área dos vasos tratadores possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI)?			
31	Vasos tratadores tem tubulação com extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?			
32	Os vasos tratadores possuem pintura em bom estado de conservação?			
33	A área dos vasos tratadores está organizada, limpa e isenta de materiais e de vegetação?			

Nº	Itens de Verificação no Processo de Armazenamento: Tanques de Armazenamento (TQA), de Teste de Produção e Lavador de Petróleo, Flotator e Pulmão de Água Produzida para Injeção em Poços Injetores – Estação	C	NC	NA
1	Tanques tem parafusos/porcas (estojos) nos flanges sobrando fio de roscas na porca?			
2	Tanques possuem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?			
3	Tanques e acessórios estão isentos de vazamentos de fluídos?			
4	Tanques e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	Tanques possuem a identificação de tagueamento (TAG)?			
6	Tanques possuem manômetros com calibração na validade?			
7	Tanques possuem manômetros operacionais e com TAGs?			
8	Tanques possuem termômetros com calibração na validade?			
9	Tanques possuem termômetros operacionais e com TAGs?			
10	Tanques possuem trenas externas operacionais?			
11	A iluminação da área dos tanques está operacional?			
12	A iluminação e acessórios da área dos tanques estão isentos de corrosão?			
13	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos na área de tanques íntegros?			
14	Os drenos e vents dos tanques possuem os caps e/ou plugs?			
15	Os tanques "Fora de Operação" possuem a placa de aviso "Fora de Operação"?			
16	Os tanques "Em Manutenção" possuem a placa de aviso "Em Manutenção"?			
17	Os tanques "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possuem raquetes?			
18	Tanques "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?			
19	Os tanques possuem cabo de aterramento?			
20	A área / base dos tanques está isento de resíduos oleoso?			
21	Os dutos dos tanques possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
22	A área dos tanques possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI e outros)?			
23	Tanques tem tubulação com extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?			
24	Os tanques possuem pinturas em bom estado de conservação?			
25	As paredes do dique de contenção da área dos tanques estão íntegras?			
26	O piso do dique de contenção da área dos tanques está íntegro?			
27	As canaletas dos tanques estão íntegras?			
28	As canaletas dos tanques estão isentas de resíduos oleosos?			
29	A área dos tanques está organizada, limpa, isenta de materiais e de vegetação?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação no Processo de Transferência: Bombas Alternativas, Bombas BCPH, Bombas BCSH e Bombas Dosadoras (BBB) - Estação	C	NC	NA
1	Bombas possuem parafusos/porcas (estojos) no padrão?			
2	Bombas possuem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?			
3	Bombas e acessórios estão isentos de vazamentos de fluídos?			
4	Bombas e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	Bombas possuem a placa de alumínio de dados técnicos?			
6	Bombas possuem a identificação de tagueamento (TAG)?			
7	Bombas possuem manômetros com calibração na validade?			
8	Bombas possuem manômetros operacionais e com TAGs?			
9	Bombas possuem termômetros com calibração na validade?			
10	Bombas possuem termômetros operacionais e com TAGs?			
11	Iluminação da área das bombas estão operacionais?			
12	Iluminação e acessórios da área das bombas estão isentos de corrosão?			
13	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?			
14	Drenos e vents das bombas possuem os caps e/ou plugs?			
15	Bomba "Fora de Operação" possui placa de aviso "Fora de Operação"?			
16	Bomba "Em Manutenção" possui placa de aviso "Em Manutenção"?			
17	Bomba "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possui raquetes?			
18	Bomba "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?			
19	Bombas possuem cabo de aterramento?			
20	Área / base das bombas está isento de resíduos oleoso?			
21	Dutos das bombas possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
22	Área das bombas possui sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI e outros)?			
23	Bombas tem tubulação com extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?			
24	Bombas possuem pintura em bom estado de conservação?			
25	Área das bombas está organizada, limpa e isenta de materiais?			

Nº	Itens de Verificação do Processo de Compressão de Gás: Compressores de Gás Natural e Compressores de Ar (CGA) - Estação	C	NC	NA
1	Compressores tem parafusos (estojos) nos flanges sobrando fio de roscas na porca?			
2	Compressores tem todos os parafusos/porcas (estojo) nos flanges?			
3	Compressores e acessórios estão isentos de vazamentos de fluídos?			
4	Compressores e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	Compressores possuem a placa de alumínio de dados técnicos?			
6	Compressores possuem a identificação de tagueamento (TAG)?			
7	Compressores possuem manômetros com calibração na validade?			
8	Compressores possuem manômetros operacionais e com TAGs?			
9	Compressores possuem termômetros com calibração na validade?			
10	Compressores possuem termômetros operacionais e com TAGs?			
11	Compressores possuem medidor de vazão (FQIT) com calibração na validade?			
12	Compressores tem medidor de vazão (FQIT) operacional e com TAG?			
13	Vaso filtro de gás do queimador/flare possuem a identificação de TAG?			
14	Vaso filtro de gás do queimador tem manômetro com calibração na validade?			
15	Vaso filtro de gás do queimador tem manômetro operacional e com TAG?			

Continua

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação do Processo de Compressão de Gás: Compressores de Gás Natural e Compressores de Ar (CGA) - Estação	C	NC	NA
16	Válvula de alívio (PSV) de vasos tem “lacres” e aviso “DCBI” na válvula íntegros?			
17	Válvula de alívio (PSV) de vasos, lacres, aviso DCBI e a válvula isentos de corrosão?			
18	Válvula de alívio (PSV) da linha de gás tem lacre e aviso “DCBI” na válvula íntegros?			
19	Válvula de alívio da linha de gás, lacre, aviso DCBI e a válvula isentos de corrosão?			
20	Iluminação de emergencia na área dos vasos está operacional?			
21	Iluminação de emergencia e acessórios estão isentos de corrosão?			
22	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos estão íntegros?			
23	Painéis elétricos na área dos compressores estão íntegros?			
24	Drenos e vents dos compressores possuem os caps e/ou plugs?			
25	Compressor "Fora de Operação" possui a placa de aviso “Fora de Operação”?			
26	Compressor "Em Manutenção" possui a placa de aviso “Em Manutenção”?			
27	Compressor "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" possui raquetes?			
28	Compressor "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos/aviso?			
29	Compressores possuem cabo de aterramento?			
30	A área / base dos compressores está isento de resíduos oleoso?			
31	Dutos dos compressores possuem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
32	Área dos compressores tem sinalização de segurança (H2S, Ex, EPI e outros)?			
33	Compressores tem tubulação com extremidade livre e tampão roscado/flange cego?			
34	Compressores tem pintura em bom estado de conservação?			
35	Área dos compressores está organizada, limpa e isenta de materiais?			

Nº	Itens de Verificação do Processo de Transferência de Petróleo, Injeção de Água e Movimentação de Gás: Oleodutos / Gasodutos e Adutoras (OGA) - Estação	C	NC	NA
1	Oleoduto, gasoduto e adutora tem parafuso em flange sobrando fio de rosca na porca?			
2	Oleoduto, gasoduto e adutora tem todos os parafusos (estojo) no flange?			
3	Oleoduto, gasoduto e adutora e acessórios isentos de vazamentos de fluídos?			
4	Oleoduto, gasoduto e adutora e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	Oleoduto, gasoduto e adutora tem a identificação de taguemento (TAG)?			
6	Oleoduto, gasoduto e adutora tem manômetro com calibração na validade?			
7	Oleoduto, gasoduto e adutora tem manômetro operacional e com TAG?			
8	Oleoduto, gasoduto e adutora tem termômetro com calibração na validade?			
9	Os oleodutos, gasodutos e adutora tem termômetro operacional e com TAG?			
10	Oleoduto, gasoduto e adutora tem medidor de vazão com calibração na validade?			
11	Oleoduto, gasoduto e adutora tem medidor de vazão (FQIT) operacional e com TAG?			
12	Iluminação da área dos dutos está operacional?			
13	Iluminação e acessórios da área dos dutos estão isentos de corrosão?			
14	Caixas de passagens de cabos elétricos e eletrodutos na área dos dutos estão íntegros?			
15	Os drenos e vents dos oleodutos, gasodutos e adutoras possuem os caps e/ou plugs?			
16	Oleoduto, gasoduto e adutora “Fora de Operação” tem aviso “Fora de Operação”?			
17	Oleoduto, gasoduto e adutora “Em Manutenção” tem aviso “Em Manutenção”?			
18	Oleoduto, gasoduto e adutora “Fora de Operação/Em Manutenção” tem raquetes?			
19	Dutos "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Nº	Itens de Verificação do Processo de Transferência de Petróleo, Injeção de Água e Movimentação de Gás: Oleodutos / Gasodutos e Adutoras (OGA) - Estação	C	NC	NA
20	Oleoduto, gasoduto e adutora tem cabo de aterramento?			
21	Pista de oleoduto, gasoduto e adutora está isento de resíduos oleoso?			
22	Oleoduto, gasoduto e adutora tem sinalização da seta de sentido de fluxo?			
23	Área interna de oleoduto, gasoduto e adutora tem sinalização de segurança (H2S, Ex)?			
24	Oleoduto, gasoduto e adutora tem extremidade livre com tampão roscado ou flange cego?			
25	Os oleodutos, gasodutos e adutoras possuem pintura em bom estado de conservação?			
26	Área de oleoduto, gasoduto e adutora está isenta de materiais e de vegetação excessiva?			

Nº	Itens de Verificação no Processo de Dosagem e Armazenamento de Produto Químico: Ponto de Dosagem e Ponto de Armazenamento (DAPQ) - Estação	C	NC	NA
1	Dique de contenção da área de dosagem de produto químico está íntegro?			
2	Piso do dique de contenção da área de dosagem de produto químico está íntegro?			
3	As FISQP's estão disponíveis no ponto de dosagem de produtos químicos?			
4	Área de dosagem de produto químico isento de FISQP de produto não utilizado?			
5	No ponto de dosagem de produto químico possui chuveiro de emergência e lava olhos?			
6	Área de dosagem de produto químico tem chuveiro de emergência e lava olhos íntegro?			
7	No ponto de dosagem de produto químico está isento de vazamento?			
8	No ponto de dosagem de produto químico possui sinalização de segurança?			
9	Dique de contenção da área de armazenamento de produto químico está íntegro?			
10	Piso do dique de contenção da área de armazenamento de produto químico está íntegro?			
11	As FISQP's estão disponíveis no ponto de armazenamento de produto químico?			
12	Área de armazenamento de produto químico isento de FISQP de produto não utilizado?			
13	Área de armazenamento de produto químico possui chuveiro de emergência e lava olhos?			
14	Área de armazenamento de produto tem chuveiro de emergência e lava olhos íntegro?			
15	As bombonas de produto químico estão identificadas e na validade?			
16	Na área de armazenamento está isento de vazamento de produto químico?			
17	No ponto de armazenamento possui sinalização de segurança?			

Nº	Itens de Verificação no Processo de Geração de Vapor: Caldeiras e Gerador de Vapor (CGV) - Estação	C	NC	NA
1	Caldeiras tem parafusos (estojos) no flange sobrando fio de rosca na porca?			
2	As caldeiras possuem todos os parafusos/porcas (estorjo) nos flanges?			
3	As caldeiras e acessórios estão isentos de vazamentos de fluidos?			
4	As caldeiras e os acessórios estão isentos de corrosão?			
5	As caldeiras possuem a placa de alumínio de dados técnicos?			
6	As caldeiras possuem a identificação de tagueamento (TAG)?			
7	As caldeiras possuem manômetros com calibração na validade?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

8	As caldeiras possuem manômetros operacionais e com TAGs?			
9	As caldeiras possuem termômetros com calibração na validade?			
10	As caldeiras possuem termômetros operacionais e com TAGs?			
11	A iluminação de emergência das caldeiras está operacional?			
12	Iluminação de emergência e acessórios de caldeira está isento de corrosão?			
13	Caixa de passagem e eletroduto de cabos elétricos das caldeiras estão íntegros?			
14	Drenos e vents das caldeiras possuem os caps e/ou plugs?			
15	Caldeira "Fora de Operação" tem a placa de aviso "Fora de Operação"?			
16	Caldeira "Em Manutenção" tem a placa de aviso "Em Manutenção"?			
17	Caldeira "Fora de Operação" ou "Em Manutenção" tem raquetes?			
18	Caldeira "Fora de Operação/Manutenção" raquetes tem dados técnicos e aviso?			
19	Caldeiras possuem cabo de aterramento?			
20	Área / base das caldeiras está isento de resíduos oleoso?			
21	Purgadores das linhas de vapor das caldeiras estão operacionais?			
22	Linhas de vapor das caldeiras tem isolamento térmica para alta temperatura?			
23	Área das caldeiras tem sinalização de segurança (Ex, EPI, temperatura)?			
24	Caldeiras tem tubulação com extremidade livre e tampão roscado / flange cego?			
25	Válvula de alívio (PSV) de caldeiras tem registros de testes de alívio mensal?			
26	Caldeiras tem pintura em bom estado de conservação?			
27	Área das caldeiras está organizada, limpa e isenta de materiais?			

Itens de Verificação do Sistema Elétrico da Instalação: Sala de CCM com Paineis Elétricos / Transformadores (SE) - Estação		C	NC	NA
1	Painel elétrico "Fora de Operação" possui placa de aviso "Fora de Operação"?			
2	Painel elétrico "Em Manutenção" possui placa de aviso "Em Manutenção"?			
3	Painel elétrico "Fora de Operação" está com porta de acesso fechada?			
4	Painel elétrico "Em Manutenção" está com porta de acesso fechada?			
5	Painel elétrico "Fora de Operação" possui cadeado na porta de acesso fechada?			
6	Painel elétrico "Em Manutenção" possui cadeado na porta de acesso?			
7	Painel elétrico energizado está com porta fechada na operação?			
8	Painel elétrico possui o cabo de aterramento?			
9	Painel elétrico possui sinalização do tag?			
10	Painel elétrico possui sinalização da tensão?			
11	Eletrodutos ou caixas de passagem estão íntegros?			
12	Sala do CCM possui sinalização de segurança?			
13	Sala do CCM possui bastão de resgate e manta?			
14	Sala do CCM está com porta de acesso fechada?			
15	Sala do CCM possui cadeado na porta de acesso fechada?			
16	Sala do CCM estão com todos painéis fechados?			
17	Sala do CCM possui os tapetes de borracha nos painéis => 1000 v?			
18	Sala do CCM está isenta de umidade no piso próximo aos painéis?			
19	Sala do CCM está organizada, limpa e isenta de materiais?			
20	Área dos transformadores possui sinalização de segurança?			
21	Área dos transformadores está isenta de vegetação excessiva?			
22	Área dos transformadores está com cerca e portão íntegros?			
23	Área dos transformadores está com portão de acesso fechado?			

Continua

Cont. Apêndice E: Lista de Verificação (LV) *in loco* práticas de gestão operacional de segurança operacional e integridade estrutural das instalações de poços e estação de campos produtores

Itens de Verificação do Sistema Elétrico da Instalação: Sala de CCM com Paineis Elétricos / Transformadores (SE) - Estação		C	NC	NA
24	Área dos transformadores está com cadeado no portão de acesso fechado?			
25	Sala de baterias está isento de vazamentos?			
26	Sala de baterias possui exaustor?			
27	Sala de baterias possui sinalização de segurança?			
28	Sala de baterias está com cadeado na porta de acesso?			
29	Instalação está isenta de cabos elétricos exposto na área?			

Nº	Itens de Verificação no Sistema Fixo de Combate a Incêndio (SFCI): Bombas, Canhão, Hidrante, Tanque, Mangueira e Iluminação - Estação	C	NC	NA
1	Sala de operação tem controle de teste do SFCI e de rodízio dos canhões e hidrantes?			
2	Flanges das tubulações do SFCI tem todos os parafusos e porcas (estojos)?			
3	Flanges de tubulações do SFCI todos os parafusos (estojos) sobram fio rosca na porca?			
4	Flanges, estojos e tubulação do SFCI estão isentos de corrosão?			
5	Conexões do SFCI está isenta de vazamento de água industrial?			
6	Tanque de água industrial possui identificação do TAG?			
7	Tanque de água industrial está cheio de água industrial?			
8	Tanque de água industrial possui trena externa operacional?			
9	Bomba e motor elétrico estão íntegras e operacionais?			
10	Bomba e motor a combustão estão íntegros e operacionais?			
11	Motor bomba a combustão está isenta de vazamento de óleo diesel nas conexões?			
12	Acessórios e a iluminação de emergencia estão íntegros?			
13	Acessórios e a iluminação da área do SFCI estão operacionais?			
14	Hidrante/canhão possui tampão de proteção da rosca e do oring de vedação?			
15	Hidrante/canhão está com a rosca e oring de vedação íntegros?			
16	Mangueira de combate a incendio possui etiqueta de teste hidrostático?			
17	Tubulações, hidrante e canhão possuem a identificação do TAG?			
18	Tubulações, hidrante e canhão possuem a identificação da seta de sentido de fluxo?			
19	Sinalização da rota de fuga está íntegra?			
20	Sinalização do ponto de encontro está íntegra?			
21	Alarme de emergência está íntegro e operacional?			

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice F: Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE) maiores de 18 anos

	Universidade Fernando Pessoa (UFP) - Porto - Portugal Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE) Maiores de 18 Anos

Título da Pesquisa:

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Por meio desse termo TCLE o senhor(a) está sendo convidado(a) para participar de uma pesquisa intitulada “Proposta de práticas de gestão operacional em E&P, para atender requisitos de normas ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional de Petróleo (ANP)”, que tem como objetivo principal pesquisar e analisar as práticas de gestão operacional nos campos produtores de petróleo e gás natural do Nordeste brasileiro, para atender os requisitos dos Regulamentos Técnicos dos Sistemas de Gerenciamento RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP do órgão regulador e fiscalizador ANP, integrados com os requisitos das normas dos sistemas de gestão integrados (SGI): ISO 9001:2015 (SGQ), ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST), com foco na segurança operacional, integridade das instalações, proteção das pessoas, do meio ambiente e na satisfação dos *stakeholders*.

Em caso de concordância você responderá um guião de entrevista, ou um questionário, ou aplicará uma lista de verificação “*in loco*”. A coleta de dados no caso de questionário será realizada em dia e local estabelecido por você. A entrevista será realizada presencialmente ou por vídeo conferência, e a aplicação das listas de verificação serão *in loco* nos processos produtivos. E O tempo de duração será em média de 30 minutos em horário estabelecido pelo respondente.

Os benefícios desse estudo para os (as) participantes serão: contribuir para a construção de um modelo de práticas de gestão operacional para atender aos requisitos de sistemas de gerenciamento de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações definidos nos regulamentos técnicos (RTSGSO; RTSGI; RTDT; RTSGSS e RTSGIP) da Agência Nacional do Petróleo (ANP), e atender aos requisitos dos sistemas de gestão das normas do SGI ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, para melhoria do desempenho em segurança, meio ambiente e saúde no trabalho de campos produtores de petróleo do Nordeste brasileiro; e adquirir e/ou ampliar conhecimentos sobre atendimento à requisitos legais da ANP de aplicação obrigatórios, e de requisitos voluntárias de sistemas de gestão de normas ISO do SGI.

Nesta pesquisa existe o risco de identificação dos locais da pesquisa, dos (das) participantes informantes e nem do tagueamento (TAG) de equipamentos, para isso os instrumentos de coleta de dados: guião de entrevista, questionários e listas de verificação *in loco* serão codificados e os nomes dos (das) participantes e dos locais da pesquisa serão fictícios, com garantia de confidencialidade dos dados e informações coletadas. A coleta de dados (perguntas) também apresenta riscos, pois o (a) participante poderá se sentir desconfortável, constrangido, ou com dificuldades de qualquer tipo, mas para isso, as perguntas ficarão opcionais e o (a) participante não será obrigado a responder. Nas perguntas das listas de verificação também não constam a identificação do tagueamento (TAG) de equipamentos inspecionados.

A sua participação é voluntária e não haverá remuneração pela participação.

Os resultados desta pesquisa poderão ser divulgados em congressos e revistas científicas e os pesquisadores garantem guardar sigilo em relação à identidade dos(as) participantes.

O guião de entrevista, os questionários e as listas de verificação de coleta de dados serão guardados durante 05 anos e após este período esses documentos serão triturados por uma picotadeira.

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Caso tenha alguma dúvida no momento da coleta de dados, pode nos procurar pelo telefone (75) 99971-7922 ou pelo e-mail: raymundo.mancu@gmail.com do pesquisador Raymundo Jorge de Sousa Mançú, que estará disponível para maiores esclarecimentos.

Eu, _____ concordo em participar da pesquisa “Proposta de práticas de gestão operacional em E&P, para atender requisitos de normas ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional de Petróleo (ANP)”.

Entendi quais os benefícios e riscos que podem acontecer. Entendi que posso dizer “sim” e participar, mas que, a qualquer momento, posso dizer “não” e desistir.

Este termo é composto de duas vias de igual conteúdo, sendo a primeira para arquivamento pelo pesquisador e a segunda para o (a) participante. Todas as páginas desse documento serão rubricadas e a última será assinada.

Acredito ter sido suficientemente esclarecido (a) a respeito da pesquisa e ao assinar esse documento formalizo a minha participação. E reforço que não fui submetido(a) a coação, indução ou intimação.

_____, ____/____/____
(Local e data)

Assinatura do (a) participante

Assinatura do pesquisador
Raymundo Jorge de Sousa Mançú
Tel: +55 (75) 99971-7922

Assinatura da testemunha

Em caso de dúvida ou denúncia você pode contatar:

Comitê de Ética em Pesquisa (CEP) da União Metropolitana de Educação e Cultura – UNIME – Av. Luís Tarquínio Pontes nº 600, Bairro: Centro - CEP: 42.700-000 – Lauro de Freitas – Bahia. Telefone: (71) 3378-8991. Fax: (71) 3378-8991. E-mail: ana.cerqueira@kroton.com.br.

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice G: Modelo de matriz / *book* e ementa de palestras e instruções técnicas para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados próprios e contratados

LOGOTIPO DA EMPRESA		
POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT's da ANP		
Anexo XX - Modelo de Matriz / Book e Ementa de <u>Palestras e Instruções Técnicas de QMSOI&ST das Instalações de Campos Produtores</u>		
MODELO DE MATRIZ / BOOK DE CURSOS TÉCNICOS DE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) PARA CAPACITAÇÃO DE EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DE OPERAÇÃO DE CAMPOS PRODUTORES		
ITEM	DISCIPLINAS SOBRE AMBIENTAÇÃO	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS
1	Palestra sobre o sistema de produção/instalações da concessão / campo produtor / gerência / estrutura gerencial.	Conhecimento das Concessões/campos, principais Tipos de Poços, Estações, Processos, Fluxo do óleo, gás, água e de vapor, e interfaces com outros campos externos.
2	Palestra sobre as 10 Regras de Ouro de Segurança e principais Lições Aprendidas em acidentes de abrangência para Percepção de Riscos .	Divulgar os vídeos e/ou relatórios resumidos de Lições Aprendidas de Acidentes de Abrangência para ampliar a Percepção de Riscos das Instalações e Processos e Conhecimento das 10 Regras de Ouro de Segurança.
3	Palestra sobre H2S nas instalações com histórico.	Conhecimento sobre riscos de H2S, para instalação com histórico e cuidados a serem adotados.
4	Palestra sobre os 15 padrões das Diretrizes de SMS.	Conhecimento das 15 diretrizes de SMS e como aplicar.
ITEM	DISCIPLINAS SOBRE DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS
5	Instruções Técnicas sobre o DUT; DUM e DSO exigidos pela ANP	Conceito e conhecimentos sobre a documentação técnica da instalação de segurança operacional: DUT/DUM e DSO, exigidos pela ANP.
6	Instruções Técnicas sobre a Lista de Elementos Críticos (LEC)	Conceito da lista de Equipamentos Críticos (LECs), conhecimento sobre os sistemas, equipamentos de detecção e sensores (detectores de gás, chama, fumaça, H2S, SPDA, etc, e procedimentos críticos). Teoria e Prática - Verificações/Identificação nos Processos.
7	Instruções Técnicas sobre a Fluxograma de processo	Conceito de fluxograma de processo e conhecimento detalhado dos fluxos e equipamentos.
8	Instruções Técnicas sobre a Fluxograma de engenharia	Conceito de fluxograma de engenharia e conhecimento detalhado dos fluxos, equipamentos e sistema de automação.
9	Instruções Técnicas sobre a Matriz de causa e efeito	Conceito e conhecimento da matriz de causa e efeito dos processos da instalação.
10	Instruções Técnicas sobre a Planta de classificação de área	Conceito e conhecimento da planta de classificação de área dos processos produtivos e sinalização de segurança.
11	Instruções Técnicas sobre os Estudos de riscos de processo APRs HAZOPs	Conceito e conhecimentos sobre Estudos de Riscos de Processo (APRs HAZOPs, estudos de dispersão etc....), com foco nos cenários críticos das instalações/processos.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice G: Modelo de matriz / *book* e ementa de palestras e instruções técnicas para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados próprios e contratados

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS
12	Instruções Técnicas sobre o Manual de Operação do Sistema Supervisorio	Conceito e conhecimento do Manual de Operação do sistema supervisorio de automação dos processos internos e automação de poços.
13	Instruções Técnicas sobre Lista com equipamentos em "by-pass" e Gestão de Mudança com Avaliação dos Riscos.	Conceito e conhecimento de Lista de Equipamentos em "by-pass" e de Gestão de Mudança, com Avaliação dos Riscos e Observação das Recomendações de Segurança.
14	Instruções Técnicas sobre as LVs de DCBIs - Teoria e Prática.	Conceito e conhecimento sobre as LVs de DCBIs - Teoria e Prática, identificar nas planilhas e em campo (frentes operacionais) as placas de aviso de DCBI e os lacres instalados nas válvulas a montante e a jusante das válvulas de alívio PSV's.
15	Instruções Técnicas sobre as Lições Aprendidas de Incidentes / Acidentes de Abrangência	Conceito e conhecimento sobre as Lições Aprendidas de Incidentes / Acidentes de Abrangência, principais problemas operacionais na liberação de equipamentos, para ampliar a percepção de riscos.
ITEM	DISCIPLINAS SOBRE CONFORMIDADE COM ANP-INEMA-CORPO DE BOMBEIROS (CB)	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS
16	Instruções Técnicas sobre documentação legal da instalação: Alvará; AVCB; Mapas de Risco; e Licença Ambiental de operação (LAO).	Conceito, conhecimento e objetivo de cada documentação legal obrigatória da instalação: Alvará de funcionamento, AVCB, Mapas de Risco e Licença Ambiental de Operação, atualizadas e na validade.
17	Instruções Técnicas sobre Aplicação de Briefing de Segurança na instalação.	Conceito, conhecimento e técnicas de aplicação do briefing de segurança na instalação, a ser executado pelo técnico de operação ou operador contratado, nos casos de visitantes nas instalações operacionais.
18	Instruções Técnicas sobre os Regulamentos Técnicos de Segurança Operacional e de Integridade Estrutural das Instalações: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP.	Conceitos e conhecimentos sobre os regulamentos técnicos aplicáveis ao E&P, de Segurança Operacional e de Integridade Estrutural das Instalações: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP e devida comunicação interna e para a ANP, no caso de falha eCBS de poço e Incidentes/Acidentes.
19	Instruções Técnicas sobre o Regulamento Técnico de Sistema de Medição de Petróleo, Condensado e Gás Natural (RTM).	Conceito e conhecimentos sobre o Regulamento Técnico de Sistema/Estação de Medição de Petróleo, Condensado e Gás Natural (RTM) e devida comunicação interna e para ANP, no caso de falha.
ITEM	DISCIPLINAS SOBRE ROTINAS E PROCEDIMENTOS (PE/POP)	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS
20	Instruções Técnicas sobre o Manual de Segurança (MS).	Conceito e conhecimento sobre o Manual de Segurança (MS) e dos padrões complementares do MS, aplicáveis à instalação, inclusive poços (liberação e intervenção em equipamentos e outros).

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice G: Modelo de matriz / *book* e ementa de palestras e instruções técnicas para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados próprios e contratados

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE ROTINAS E PROCEDIMENTOS (PE/POP)	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS
21	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Execução / Operacional Padrão (PE/POP) Críticos de Poços.	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) Críticos de Poços aplicáveis à instalação, com foco na Parada e Partida de Equipamentos.
22	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Execução / Operacional Padrão (PE/POP) Não Críticos de Poços.	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) Não Críticos de Poços aplicáveis à instalação, com foco na Parada e Partida de Equipamentos.
23	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Execução / Operacional Padrão (PE/POP) de liberação e encerramento de Permissão de Trabalho - PT.	Conceito e conhecimento sobre o Procedimento de Execução de liberação e encerramento de Permissão de Trabalho - PT e cuidados no preenchimento do documento PT e Anexos.
24	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Segurança aplicáveis à instalação (Padrão de operação dos sistemas de combate a incêndio - SFCI; PEL - primeira resposta; PRE - resposta continuada.	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos de Segurança aplicáveis à instalação (Padrão de operação dos sistemas de combate a incêndio - SFCI; PEL - primeira resposta; PRE - resposta continuada.
25	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos Ambientais aplicáveis à instalação (PEI e Padrão de Gerenciamento de Resíduos Sólidos).	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos ambiental aplicáveis à instalação (PEI e Padrão de Gerenciamento de Resíduos Sólidos).
26	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado de Planejamento de Serviços e Procedimento de Execução de Planejamento de Serviços.	Conceito e conhecimentos sobre o Sistema de Planejamento de Serviços e Procedimento de Execução de Planejamento de Serviços.
27	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado de Planejamento e Liberação de Serviço	Conceito e conhecimento sobre o Sistema Informatizado de Planejamento e Liberação de Serviço, modulo de inibição de sistema e de equipamento crítico, e aplicação de matriz de isolamento
28	Instruções Técnicas sobre os Sistemas informatizados para Operação da instalação, gestão e controle da produção aplicáveis.	Conceito e conhecimento sobre os Sistemas Informatizados para operação da instalação, gestão e controle da produção aplicáveis.
29	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado de Passagem de Serviços e Procedimento de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) de Passagem de Serviços.	Conceito e conhecimento sobre Sistema Informatizado de Passagem de Serviços e do procedimento de execução/operacional padrão (PE/POP) de passagem de serviços, principais informações/problemas que devemos registrar na passagem de serviço.
30	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado para Cadastro de Intervenção/Manutenção em Poço.	Conceito e conhecimento sobre Sistema Informatizado para cadastro de serviços de intervenção/manutenção em equipamento de poço com e sem sonda e principais informações a serem registradas no histórico do poço.

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice H: Modelo de matriz / *book* e ementa de cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados próprios e contratados

LOGOTIPO DA EMPRESA		
POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT's da ANP		
Anexo XX - Modelo de Matriz / Book de Cursos Técnicos de Operação das Instalações de Campos Produtores Rev. X		
MODELO DE MATRIZ / BOOK DE CURSOS TÉCNICOS DE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) PARA CAPACITAÇÃO DE EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DE OPERAÇÃO DE CAMPOS PRODUTORES		
ITEM	DISCIPLINAS DO PROCESSO DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO
1	Curso Básico de Perfuração e Completação de Poços Produtores e Poços Injetores	Conceito de Perfuração , conhecimento do objetivo e das fases de perfuração, e equipamentos instalados no poço após perfuração. Conceito de Completação , conhecimento do objetivo da completação e das fases da completação, e tipos de poços completados/equipados.
2	Curso Básico de Método de Elevação Natural - Poço Surgente de Petróleo e/ou Gás Natural	Conceito de Poço Surgente , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.
3	Curso Básico de Elevação Artificial - Poços Pneumáticos (GL; GLI; GLP e GFI)	Conceito de Poços Pneumáticos , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.
4	Curso Básico de Método de Elevação Artificial - Poço Bombeio Mecânico (BM)	Conceito de Poço BM , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.
5	Curso Básico de Método de Elevação Artificial - Poço de Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP)	Conceito de Poço BCP , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.
6	Curso Básico de Método de Elevação Artificial - Poço de Bombeio de Centrífugo Submerso (BCS)	Conceito de Poço BCS , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.
7	Curso Básico sobre Poço de Injeção de Água, Gás ou Vapor, e de Captação de Água para Utilidades	Conceito de Poços de Injeção de Água, Gás ou Vapor e de Captação de Água , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a injeção ou captação, principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.
8	Curso Básico sobre Satélite e Multivia de escoamento de petróleo e gás e de injeção de água	Conceito de Satélite e Multivia , princípio de funcionamento, principais equipamentos para o escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado) e de injeção, principais atividades de rotina no escoamento e na injeção de fluídos, integridade da instalação e sinalização de segurança.
9	Curso Básico sobre Automação de Poços Produtores e injetores	Conceito de Automação de Poços Produtores e injetores , princípio de funcionamento, principais equipamentos de automação de poços para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice H: Modelo de matriz / *book* e ementa de cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de Empregados Próprios e Contratados

ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COLETA, SEPARAÇÃO, TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO, TRATAMENTO E INJEÇÃO DE ÁGUA	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO
10	Curso Básico sobre Manifold de coleta de petróleo e gás e de injeção de água	Conceito de Manifold, princípio de funcionamento, principais equipamentos para a coleta dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado) e de injeção, principais atividades de rotina no escoamento e na injeção de fluídos, integridade da instalação e sinalização de segurança.
11	Curso Básico sobre Vaso Separador Bifásico e Trifásico de petróleo, gás e água	Conceito de Vaso Separador Bifásico e Trifásico, princípio de funcionamento, principais equipamentos para a separação dos fluídos (petróleo, água e gás associado), principais atividades de rotina na separação, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.
12	Curso Básico sobre Vaso Tratador de petróleo	Conceito de Vaso Tratador, princípio de funcionamento, principais equipamentos para o tratamento do petróleo, principais atividades de rotina na separação, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.
13	Curso Básico sobre Tanques de Armazenamento de petróleo, Teste de Produção, Flotação de gua Produzida, Pulmão de Água Produzida, Armazenamento de Água de Utilidades e para Combate a Incêndio	Conceito de Tanques Aplicados na Produção de Petróleo, princípio de funcionamento, principais equipamentos para o armazenamento e tratamento dos fluídos (petróleo e água), principais atividades de rotina no armazenamento de fluídos, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.
14	Curso Básico sobre Bombas de Transferência de Petróleo e de Injeção de Água: Alternativa, BCPH, BCSH, Booster e Dosadora	Conceito e tipos de Bombas de transferência e de injeção, princípio de funcionamento, principais equipamentos para o bombeio de fluídos (petróleo e água), principais atividades de rotina no bombeio, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.
15	Curso Básico sobre Caldeira de Vapor para Aquecimento do Petróleo em tanque de armazenamento e Gerador de Vapor para injeção em poços	Conceitos e tipos de Caldeiras e Geradores de Vapor, princípio de funcionamento, principais equipamentos para a geração de vapor, principais atividades de rotina de gerar e injetar vapor, integridade da instalação e sinalização de segurança.
16	Curso sobre Sistema / Estação de Medição de Petróleo e de Água Produzida para Injeção	Conceito de Sistema/Estação de Medição, princípio de funcionamento, principais equipamentos de medição de estação para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.
17	Curso Básico sobre Sistema de Automação , Sensores e Detectores de Processos da Estação	Conceito de Automação, Sensores e Detectores de Processos da Estação, princípio de funcionamento, principais equipamentos de automação de estação para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice H: Modelo de matriz / *book* e ementa de cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de Empregados Próprios e Contratados

ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COMPRESSÃO, MOVIMENTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO
18	Curso Básico sobre Compressor de Gás Alternativo e Sistema de Compressão de Gás Natural	Conceito de Compressor de Gás, principio de funcionamento, principais equipamentos do Sistema de Compressão de Gás da estação, atividades de rotina, integridade da instalação/equipamentos e sinalização de segurança.
19	Curso sobre Flare / Queimador - Sistema de Queima de Gás	Conceito de Flare / Queimador, principio de funcionamento, principais equipamentos do Sistema de Queima de Gás da estação, atividades de rotina, integridade da instalação/equipamentos e sinalização de segurança.
20	Curso sobre Compressor de Ar e Sistema de Acionamento Pneumático	Conceito de Compressor de AR, principio de funcionamento, principais equipamentos do Sistema de Acionamento Pneumático da estação, atividades de rotina, integridade da instalação/equipamentos e sinalização de segurança.
21	Curso sobre Sistema / Estação de Medição de Gás Natural e Condensado para Gás Lift e Exportação para Venda	Conceito de Sistema/Estação de Medição, principio de funcionamento, principais equipamentos de medição de estação para a coleta de dados digital, cromatografia do gás, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.
22	Curso Básico sobre Sistema de Automação , Sensores e Detectores dos Processos da Estação de Compressão	Conceito de Automação, Sensores e Detectores de Processos da Estação, principio de funcionamento, principais equipamentos de automação de estação para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.

Fonte: Elaborado pelo autor

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores

LOGOTIPO DA EMPRESA						
POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP						
Anexo XX - Modelo de Matriz / Book e Ementa de <u>Palestras e Instruções Técnicas de QMSOI&ST</u> das Instalações de Campos Produtores Rev. X						
MODELO DE MATRIZ / BOOK DE CURSOS TÉCNICOS DE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) PARA CAPACITAÇÃO DE EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DE OPERAÇÃO DE CAMPOS PRODUTORES						
ITEM	DISCIPLINAS SOBRE AMBIENTAÇÃO	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
1	Palestra sobre o sistema de produção/instalações da concessão / campo produtor / gerência / estrutura gerencial.	Conhecimento das Concessões/campos, principais Tipos de Poços, Estações, Processos, Fluxo do óleo, gás, água e de vapor, e interfaces com outros campos externos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	GERENTE DE CAMPO
2	Palestra sobre as 10 Regras de Ouro de Segurança e principais Lições Aprendidas em acidentes de abrangência para Percepção de Riscos .	Divulgar os vídeos e/ou relatórios resumidos de Lições Aprendidas de Acidentes de Abrangência para ampliar a Percepção de Riscos das Instalações e Processos e Conhecimento das 10 Regras de Ouro de Segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEGURANÇA.
3	Palestra sobre H2S nas instalações com histórico.	Conhecimento sobre riscos de H2S, para instalação com histórico e cuidados a serem adotados.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEGURANÇA.
4	Palestra sobre os 15 padrões das Diretrizes de SMS .	Conhecimento das 15 diretrizes de SMS e como aplicar.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEGURANÇA.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
5	Instruções Técnicas sobre o DUT; DUM e DSO exigidos pela ANP	Conceito e conhecimentos sobre a documentação técnica da instalação de segurança operacional: DUT/DUM e DSO, exigidos pela ANP.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
6	Instruções Técnicas sobre a Lista de Elementos Críticos (LEC)	Conceito da lista de Equipamentos Críticos (LEC), conhecimento sobre os sistemas, equipamentos de detecção e sensores (detectores de gás, chama, fumaça, H2S, SPDA, etc, e procedimentos críticos). Teoria e Prática - Verificações/Identificação nos Processos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA (TEORIA) e SUPERVISOR DE OPERAÇÃO (PRÁTICA)
7	Instruções Técnicas sobre a Fluxograma de processo	Conceito de fluxograma de processo e conhecimento detalhado dos fluxos e equipamentos.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
8	Instruções Técnicas sobre a Fluxograma de engenharia	Conceito de fluxograma de engenharia e conhecimento detalhado dos fluxos, equipamentos e sistema de automação.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
9	Instruções Técnicas sobre a Matriz de causa e efeito	Conceito e conhecimento da matriz de causa e efeito dos processos da instalação.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
10	Instruções Técnicas sobre a Planta de classificação de área	Conceito e conhecimento da planta de classificação de área dos processos produtivos e sinalização de segurança.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
11	Instruções Técnicas sobre os Estudos de riscos de processo APR e HAZOP	Conceito e conhecimentos sobre Estudos de Riscos de Processo (APR, HAZOP, estudos de dispersão etc...), com foco nos cenários críticos das instalações/processos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
12	Instruções Técnicas sobre o Manual de Operação do Sistema Supervisório	Conceito e conhecimento do Manual de Operação do sistema supervisorio de automação dos processos internos e automação de poços.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA(TEORIA) e SUPERVISOR OPER. (PRÁTICA)
13	Instruções Técnicas sobre Lista com equipamentos em "by-pass" e Gestão de Mudança com Avaliação dos Riscos.	Conceito e conhecimento de Lista de Equipamentos em "by-pass" e de Gestão de Mudança, com Avaliação dos Riscos e Observação das Recomendações de Segurança.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
14	Instruções Técnicas sobre as LV de DCBI - Teoria e Prática.	Conceito e conhecimento sobre as LV de DCBI - Teoria e Prática, identificar nas planilhas e em campo (frentes operacionais) as placas de aviso de DCBI e os lacres instalados nas válvulas a montante e a jusante das válvulas de alívio PSV.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO
15	Instruções Técnicas sobre as Lições Aprendidas de Incidentes / Acidentes de Abrangência	Conceito e conhecimento sobre as Lições Aprendidas de Incidentes / Acidentes de Abrangência, principais problemas operacionais na liberação de equipamentos, para ampliar a percepção de riscos.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEG. / SUPERVISOR DE OPER.
16	Instruções Técnicas sobre documentação legal da instalação: Alvará; AVCB; Mapas de Risco; e Licença Ambiental de operação (LAO).	Conceito, conhecimento e objetivo de cada documentação legal obrigatória da instalação: Alvará de funcionamento, AVCB, Mapas de Risco e Licença Ambiental de Operação, atualizadas e na validade.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO
17	Instruções Técnicas sobre Aplicação de Briefing de Segurança na instalação.	Conceito, conhecimento e técnicas de aplicação do briefing de segurança na instalação, a ser executado pelo técnico de operação ou operador contratado, nos casos de visitantes nas instalações operacionais.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE CONFORMIDADE COM ANP-INEMA-CORPO DE BOMBEIROS (CB)	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
18	Instruções Técnicas sobre os Regulamentos Técnicos de Segurança Operacional e de Integridade Estrutural das Instalações: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP.	Conceitos e conhecimentos sobre os regulamentos técnicos aplicáveis ao E&P, de Segurança Operacional e de Integridade Estrutural das Instalações: RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP e devida comunicação interna e para a ANP, no caso de falha de CBS de poço e Incidentes/Acidentes.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
19	Instruções Técnicas sobre o Regulamento Técnico de Sistema de Medição de Petróleo, Condensado e Gás Natural (RTM).	Conceito e conhecimentos sobre o Regulamento Técnico de Sistema/Estação de Medição de Petróleo, Condensado e Gás Natural (RTM) e devida comunicação interna e para ANP, no caso de falha.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGENHARIA
20	Instruções Técnicas sobre o Manual de Segurança (MS).	Conceito e conhecimento sobre o Manual de Segurança (MS) e dos padrões complementares do MS, aplicáveis à instalação, inclusive poços (liberação e intervenção em equipamentos e outros).	2 h/padrão	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEGURANÇA.
21	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Execução / Operacional Padrão (PE/POP) Críticos de Poços.	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) Críticos de Poços aplicáveis à instalação, com foco na Parada e Partida de Equipamentos.	2 h/padrão	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO
22	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Execução / Operacional Padrão (PE/POP) Não Críticos de Poços.	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) Não Críticos de Poços aplicáveis à instalação, com foco na Parada e Partida de Equipamentos.	2 h/padrão	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE ROTINAS E PROCEDIMENTOS (PE/POP)	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
23	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Execução / Operacional Padrão (PE/POP) de liberação e encerramento de Permissão de Trabalho - PT .	Conceito e conhecimento sobre o Procedimento de Execução de liberação e encerramento de Permissão de Trabalho - PT e cuidados no preenchimento do documento PT e Anexos.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEGURANÇA.
24	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos de Segurança aplicáveis à instalação (Padrão de operação dos sistemas de combate a incêndio - SFCI; PEL - primeira resposta; PRE - resposta continuada.	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos de Segurança aplicáveis à instalação (Padrão de operação dos sistemas de combate a incêndio - SFCI; PEL-primeira resposta; PRE - resposta continuada.	2 h/padrão	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	ENGº; SUPERV. OU TÉC. DE SEGURANÇA.
25	Instruções Técnicas sobre os Procedimentos Ambientais aplicáveis à instalação (PEI e Padrão de Gerenciamento de Resíduos Sólidos).	Conceito e conhecimento sobre os Procedimentos ambiental aplicáveis à instalação (PEI e Padrão de Gerenciamento de Resíduos Sólidos).	2 h/padrão	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	TÉCNICO DE MEIO AMBIENTE
26	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado de Planejamento de Serviços e Procedimento de Execução de Planejamento de Serviços .	Conceito e conhecimentos sobre o Sistema de Planejamento de Serviços e Procedimento de Execução de Planejamento de Serviços.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE MANUTENÇÃO

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice I: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de palestras e instruções técnicas de QMSOI&ST para campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS SOBRE ROTINAS E PROCEDIMENTOS (PE/POP)	EMENTA/DESCRIÇÃO DAS PALESTRAS E INSTRUÇÕES TÉCNICAS	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
27	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado de Planejamento e Liberação de Serviço	Conceito e conhecimento sobre o Sistema Informatizado de Planejamento e Liberação de Serviço, modulo de inibição de sistema e de equipamento crítico, e aplicação de matriz de isolamento	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR OP e SUPERVISOR MI
28	Instruções Técnicas sobre os Sistemas informatizados para Operação da instalação, gestão e controle da produção aplicáveis.	Conceito e conhecimento sobre os Sistemas Informatizados para operação da instalação, gestão e controle da produção aplicáveis.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO
29	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado de Passagem de Serviços e Procedimento de Execução/Operacional Padrão (PE/POP) de Passagem de Serviços.	Conceito e conhecimento sobre Sistema Informatizado de Passagem de Serviços e do procedimento de execução/operacional padrão (PE/POP) de passagem de serviços, principais informações/problemas que devemos registrar na passagem de serviço.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO
30	Instruções Técnicas sobre o Sistema Informatizado para Cadastro de Intervenção / Manutenção em Poço.	Conceito e conhecimento sobre Sistema Informatizado para cadastro de serviços de intervenção/manutenção em equipamento de poço com e sem sonda e principais informações a serem registradas no histórico do poço.	2 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR DE OPERAÇÃO
OBSERVAÇÕES PARA A GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO DE PRÁTICAS DE GESTÃO E OPERACIONAL: 1ª TEMPO DE TREINAMENTO PRÁTICO NO LOCAL DE TRABALHO RECOMENDADO EM ESTAÇÃO, POÇOS PRODUTORES E POÇOS INJETORES, MÍNIMO DE 30 DIAS UTÍIS EM REGIME DE TRABALHO ADMINISTRATIVO ASSISTIDO POR UM EMPREGADO EXPERIENTE ATUANDO COMO TUTOR/INSTRUTOR, E ESTE SERÁ O RESPONSÁVEL PELA ASSINATURA NA LISTA DE PRESENÇA EM TREINAMENTO DE CADA TÉCNICO DE OPERAÇÃO PRÓPRIO OU OPERADOR CONTRATADO. 2ª APLICAR LISTA DE PRESENÇA E EXERCÍCIOS DE FIXAÇÃO DO CONHECIMENTO DAS PALESTRAS E DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS, E NO TREINAMENTO NO LOCAL DE TRABALHO (TLT), PARA EVIDÊNCIA OBJETIVA EM AUDITORIA INTERNA E EXTERNA DA ANP. 3ª RECOMENDA-SE DEFINIR UM TÉCNICO DE OPERAÇÃO OU OPERADOR CONTRATADO EXPERIENTE NA OPERAÇÃO DA INSTALAÇÃO PARA EXECUTAR O TREINAMENTO PRÁTICO DE ROTINAS E PROCEDIMENTOS COMO INSTRUTOR/TUTOR.						

Fonte: Elaborado pelo autor

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Apêndice J: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de cursos técnicos para empregados próprios e contratados de campos produtores

LOGOTIPO DA EMPRESA						
POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP						
Anexo XX - Modelo de Matriz / Book de Cursos Técnicos de Operação das Instalações de Campos Produtores						Rev. X
MODELO DE MATRIZ / BOOK DE CURSOS TÉCNICOS DE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) PARA CAPACITAÇÃO DE EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS DE OPERAÇÃO DE CAMPOS PRODUTORES						
ITEM	DISCIPLINAS DO PROCESSO DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
1	Curso Básico de Perfuração e Completação de Poços Produtores e Poços Injetores	Conceito de Perfuração , conhecimento do objetivo e das fases de perfuração, e equipamentos instalados no poço após perfuração. Conceito de Completação , conhecimento do objetivo da completação e das fases da completação, e tipos de poços completados/equipados.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
2	Curso Básico de Método de Elevação Natural - Poço Surgente de Petróleo e/ou Gás Natural	Conceito de Poço Surgente , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
3	Curso Básico de Elevação Artificial - Poços Pneumáticos (GL; GLI; GLP e GFI)	Conceito de Poços Pneumáticos , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice J: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de cursos técnicos para empregados próprios e contratados de campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS DO PROCESSO DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
4	Curso Básico de Método de Elevação Artificial - Poço Bombeio Mecânico (BM)	Conceito de Poço BM , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/20 21	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
5	Curso Básico de Método de Elevação Artificial - Poço de Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP)	Conceito de Poço BCP , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/20 21	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
6	Curso Básico de Método de Elevação Artificial - Poço de Bombeio de Centrífugo Submerso (BCS)	Conceito de Poço BCS , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a elevação e escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado), principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/20 21	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
7	Curso Básico sobre Poço de Injeção de Água, Gás ou Vapor, e de Captação de Água para Utilidades	Conceito de Poços de Injeção de Água, Gás ou Vapor e de Captação de Água , princípio de funcionamento, principais equipamentos para a injeção ou captação, principais atividades de rotina no poço, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/20 21	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
8	Curso Básico sobre Satélite e Multivia de escoamento de petróleo e gás e de injeção de água	Conceito de Satélite e Multivia , princípio de funcionamento, principais equipamentos para o escoamento dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado) e de injeção, principais atividades de rotina no escoamento e na injeção de fluídos, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/20 21	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice J: Modelo de Cronograma de Gestão e Transferência de Conhecimento (GTC), através de Cursos Técnicos para Empregados Próprios e Contratados de Campos Produtores

ITEM	DISCIPLINAS DO PROCESSO DE ELEVÇÃO E ESCOAMENTO	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
9	Curso Básico sobre Automação de Poços Produtores e injetores	Conceito de Automação de Poços Produtores e injetores , princípio de funcionamento, principais equipamentos de automação de poços para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COLETA, SEPARAÇÃO, TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO, TRATAMENTO E INJEÇÃO DE ÁGUA	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
10	Curso Básico sobre Manifold de coleta de petróleo e gás e de injeção de água	Conceito de Manifold, princípio de funcionamento, principais equipamentos para a coleta dos fluídos (petróleo, água e gás associado ou não associado) e de injeção, principais atividades de rotina no escoamento e na injeção de fluídos, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
11	Curso Básico sobre Vaso Separador Bifásico e Trifásico de petróleo, gás e água	Conceito de Vaso Separador Bifásico e Trifásico, princípio de funcionamento, principais equipamentos para a separação dos fluídos (petróleo, água e gás associado), principais atividades de rotina na separação, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice J: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de cursos técnicos para empregados próprios e contratados de campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COLETA, SEPARAÇÃO, TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO, TRATAMENTO E INJEÇÃO DE ÁGUA	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AVALIAÇÃO	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
12	Curso Básico sobre Vaso Tratador de petróleo	Conceito de Vaso Tratador, princípio de funcionamento, principais equipamentos para o tratamento do petróleo, principais atividades de rotina na separação, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
13	Curso Básico sobre Tanques de Armazenamento de petróleo, Teste de Produção, Flotação de água Produzida, Pulmão de Água Produzida, Armazenamento de Água de Utilidades e para Combate a Incêndio	Conceito de Tanques Aplicados na Produção de Petróleo, princípio de funcionamento, principais equipamentos para o armazenamento e tratamento dos fluídos (petróleo e água), principais atividades de rotina no armazenamento de fluídos, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
14	Curso Básico sobre Bombas de Transferência de Petróleo e de Injeção de Água : Alternativa, BCPH, BCSH, Booster e Dosadora	Conceito e tipos de Bombas de transferência e de injeção, princípio de funcionamento, principais equipamentos para o bombeio de fluídos (petróleo e água), principais atividades de rotina no bombeio, integridade do vaso/instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice J: Modelo de cronograma de gestão e transferência de conhecimento (GTC), através de cursos técnicos para empregados próprios e contratados de campos produtores

ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COLETA, SEPARAÇÃO, TRATAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO, TRATAMENTO E INJEÇÃO DE ÁGUA	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AValiação	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
15	Curso Básico sobre Caldeira de vapor para Aquecimento do Petróleo em tanque de armazenamento e Gerador de Vapor para injeção em poços	Conceitos e tipos de Caldeiras e Geradores de Vapor, princípio de funcionamento, principais equipamentos para a geração de vapor, principais atividades de rotina de gerar e injetar vapor, integridade da instalação e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
16	Curso sobre Sistema / Estação de Medição de Petróleo e de Água Produzida para Injeção	Conceito de Sistema/Estação de Medição, princípio de funcionamento, principais equipamentos de medição de estação para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
17	Curso Básico sobre Sistema de Automação, Sensores e Detectores de Processos da Estação	Conceito de Automação, Sensores e Detectores de Processos da Estação, princípio de funcionamento, principais equipamentos de automação de estação para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice J: Modelo de Cronograma de Gestão e Transferência de Conhecimento (GTC), através de Cursos Técnicos para Empregados Próprios e Contratados de Campos Produtores

ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COMPRESSÃO, MOVIMENTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AVALIAÇÃO	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
18	Curso Básico sobre Compressor de Gás Alternativo e Sistema de Compressão de Gás Natural	Conceito de Compressor de Gás, princípio de funcionamento, principais equipamentos do Sistema de Compressão de Gás da estação, atividades de rotina, integridade da instalação/equipamentos e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
19	Curso sobre Flare / Queimador - Sistema de Queima de Gás	Conceito de Flare / Queimador, princípio de funcionamento, principais equipamentos do Sistema de Queima de Gás da estação, atividades de rotina, integridade da instalação/equipamentos e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
20	Curso sobre Compressor de Ar e Sistema de Acionamento Pneumático	Conceito de Compressor de AR, princípio de funcionamento, principais equipamentos do Sistema de Acionamento Pneumático da estação, atividades de rotina, integridade da instalação/equipamentos e sinalização de segurança.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
21	Curso sobre Sistema / Estação de Medição de Gás Natural e Condensado para Gás <i>Lift</i> e Exportação para Venda	Conceito de Sistema/Estação de Medição, princípio de funcionamento, principais equipamentos de medição de estação para a coleta de dados digital, cromatografia do gás, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice J: Modelo de Cronograma de Gestão e Transferência de Conhecimento (GTC), através de Cursos Técnicos para Empregados Próprios e Contratados de Campos Produtores

ITEM	DISCIPLINAS DOS PROCESSOS DE COMPRESSÃO, MOVIMENTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS	EMENTA/DESCRIÇÃO DO CURSO TÉCNICO	CARGA HORÁRIA	AVALIAÇÃO	PERÍODO	PROPOSTA DE INSTRUTOR
22	Curso Básico sobre Sistema de Automação, Sensores e Detectores dos Processos da Estação de Compressão	Conceito de Automação, Sensores e Detectores de Processos da Estação, princípio de funcionamento, principais equipamentos de automação de estação para a coleta de dados digital, atividades de rotina e de integridade da instalação/equipamentos.	4 h	EXERCÍCIO 5 A 10 QUESTÕES	XX/XX/2021	SUPERVISOR(A) DE PRODUÇÃO E ENGENHEIRO(A) (TEORIAS)
OBSERVAÇÕES PARA A GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DO CONHECIMENTO (GTC) DE PRÁTICAS DE GESTÃO E OPERACIONAL: 1ª TEMPO DE TREINAMENTO PRÁTICO NO LOCAL DE TRABALHO RECOMENDADO EM ESTAÇÃO, POÇOS PRODUTORES E POÇOS INJETORES, MÍNIMO DE 30 DIAS ÚTEIS EM REGIME DE TRABALHO ADMINISTRATIVO ASSISTIDO POR UM EMPREGADO EXPERIENTE ATUANDO COMO TUTOR/INSTRUTOR, E ESTE SERÁ O RESPONSÁVEL PELA ASSINATURA NA LISTA DE PRESENÇA EM TREINAMENTO DE CADA TÉCNICO DE OPERAÇÃO PRÓPRIO OU OPERADOR CONTRATADO. 2ª APLICAR LISTA DE PRESENÇA E EXERCÍCIOS DE FIXAÇÃO DO CONHECIMENTO NOS CURSOS TÉCNICOS E NO TREINAMENTO NO LOCAL DE TRABALHO, PARA EVIDÊNCIA OBJETIVA EM AUDITORIA INTERNA E EXTERNA DA ANP. 3ª RECOMENDA-SE DEFINIR UM TÉCNICO DE OPERAÇÃO OU OPERADOR CONTRATADO EXPERIENTE NA OPERAÇÃO DA INSTALAÇÃO PARA EXECUTAR O TREINAMENTO PRÁTICO COMO INSTRUTOR/TUTOR.						

Fonte: Elaborado pelo autor

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Apêndice K: Modelo de plano diário de palestras, instruções técnicas e cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) dos empregados da operação

LOGOTIPO DA EMPRESA						
PADRÃO PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT's da ANP						
Anexo XX - Modelo de Plano Diário de Palestras, Instruções Técnicas Operacionais e Cursos Técnicos para Operação Segura.						Rev. X
MODELO DE PLANO DIÁRIO DE PALESTRAS, INSTRUÇÕES TÉCNICAS OPERACIONAIS E CURSOS TÉCNICOS						
1 - AMBIENTAÇÃO (); 2 - DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA (); 3 - CONFORMIDADE (); 4 - ROTINAS E PROCEDIMENTOS; E/OU () 5 - CURSOS TÉCNICOS						
PALESTRA ();		INSTRUÇÃO TÉCNICA OPERACIONAL ();			CURSO TÉCNICO ()	
GERÊNCIA:	XXXXXX	INSTALAÇÃO:	XXXXXX	INSTRUTORES (AS):	A, B, C e D	PERÍODO: XX À XX/ XX / XXXX
TURNO	HORÁRIO	SEGUNDA	TERÇA	QUARTA	QUINTA	SEXTA
Manhã	8:00 as 10:00h	Conhecimento das Concessões, principais Estações, Processos, Fluxo do óleo, gás, água e de vapor, e interfaces na OP	Conhecimento sobre riscos de H2S, para instalação com histórico	Fluxograma de processo	Estudos de riscos de processo (APRs HAZOPs, estudos de dispersão etc....), foco nos cenários críticos	LVs de DCBIs - Teoria e Prática, identificar em campo as placas e lacres, válvulas a montante e a jusante das PSV's.
	10:00 às 11:30 h	Conhecimento das Concessões, principais Estações, Processos, Fluxo do óleo, gás, água e de vapor, e interfaces na OP	Conhecimento das 15 diretrizes de SMS.	Fluxograma de engenharia	Estudos de riscos de processo (APRs HAZOPs, estudos de dispersão etc....), foco nos cenários críticos	Lições aprendidas dos principais problemas operacionais e de liberação de equipamentos

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice K: Modelo de plano diário de palestras, instruções técnicas e cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) dos empregados da operação

TURNO	HORÁRIO	SEGUNDA	TERÇA	QUARTA	QUINTA	SEXTA
Manhã	11:30 às 12h	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto
INTERVALO	12 ÀS 13:00H	ALMOÇO	ALMOÇO	ALMOÇO	ALMOÇO	ALMOÇO
Tarde	13:00 às 15:00h	Percepção de Riscos das Instalações e processos e conhecimento das 10 Regras de Ouro.	Lista de Equipamentos Críticos (LECs) (Conhecer os sistemas, equipamentos de detecção e sensores (detectores de gás, chama, fumaça, H2S, SPDA, etc, e procedimentos críticos) - Teoria.	Matriz de causa e efeito	Manual de operação do sistema supervisorio de processos e de poços - Automação e SISAL	Documentação legal da instalação (Alvará de funcionamento, AVCB, Mapas de Risco e Licença de operação)

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice K: Modelo de plano diário de palestras, instruções técnicas e cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) dos empregados da operação

TURNO	HORÁRIO	SEGUNDA	TERÇA	QUARTA	QUINTA	SEXTA
Tarde	15:00 às 16:30h	Percepção de Riscos das Instalações e processos e conhecimento das 10 Regras de Ouro.	Lista de Equipamentos Críticos (LECs) (Conhecer os sistemas, equipamentos de detecção e sensores (detectores de gás, chama, fumaça, H2S, SPDA, etc, e procedimentos críticos) - Prática.	Planta de classificação de área	Lista com equipamentos em "by-pass" e Gestão de Mudança com Avaliação dos Riscos.	Briefing de segurança da instalação executado pelo técnico de operação ou operador contratado
	16:30 às 17:00h	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto	Exercício ou Descrição Resumida do Assunto
OBSERVAÇÃO: INCLUIR OS TAGS DOS DOCUMENTOS E PADRÕES APRESENTADOS						

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice L: Modelo de exercícios de avaliação de palestras, instruções técnicas e cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC) de empregados da operação

LOGOTIPO DA EMPRESA		
PADRÃO PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP		
Anexo XX - Modelo de Exercício sobre Sistema Informatizado de Planejamento de Serviços nos Processos Produtivos		
Rev. X		
MODELO DE EXERCÍCIO SOBRE SISTEMA PLANEJAMENTO DE SERVIÇOS NOS PROCESSOS PRODUTIVOS, PARA ELABORAÇÃO DO EXERCÍCIO DIGITAL NO MICROSOFT FORMS		
NOME DO OPERADOR		
MATRÍCULA		
EMAIL		
EMPRESA		
DATA		
EXERCÍCIO DE AVALIAÇÃO DAS INSTRUÇÕES TÉCNICAS		
1º	Qual o nome do sistema informatizado utilizado para liberação de serviço?	
opção 1	☐	CproP
opção 2	☐	SIP
opção 3	☐	SERP
opção 4	☐	Infopoço
opção 5	☒	APLAT WEB
2º	Qual o nome da Técnica de identificação de perigos baseada em lista de verificação, destinada a orientar a decisão sobre a necessidade da elaboração da APN-2?	
opção 1	☐	APR
opção 2	☐	Diagrama de Ishikawa
opção 3	☒	Análise de Perigo Nível 1 (APN-1)
opção 4	☐	Análise de Perigo Nível 2 (APN-2)
opção 5	☐	RAS
3º	Selecione a opção do conceito de APN-2.	
opção 1	☐	Técnica de identificação de perigos baseada em lista de verificação, destinada a orientar a decisão sobre a necessidade da elaboração da APN-2.
opção 2	☐	Orientações que buscam estabelecer medidas de segurança complementares a serem adotadas na execução dos trabalhos com alto potencial de risco.
opção 3	☐	Trabalho com alto potencial de risco.
opção 4	☒	Técnica de identificação de perigos, realizada por grupo multidisciplinar, para detalhamento de ações para prevenir a ocorrência de acidentes durante a execução do trabalho ou mitigar as suas consequências.
opção 5	☐	Autorização, dada por escrito, em documento próprio, para a execução de trabalhos de manutenção, montagem, construção, inspeção e reparo de equipamentos, sistemas ou estruturas (piso, guarda-corpo etc) perfeitamente definidos e delimitados, a serem realizados nas áreas operacionais.
4º	Selecione as opções dos tipos de trabalho requerem matriz de isolamento:	
opção 1	☒	Intervenção em sistemas pressurizados
opção 2	☐	Capina longe de equipamentos
opção 3	☐	Observação visual
opção 4	☒	Intervenção em sistemas elétricos
opção 5	☒	Intervenção em equipamentos que possuam partes móveis (risco mecânico aos executantes)

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice M: Modelo de lista de presença em palestras, instruções técnicas operacionais e de cursos técnicos para gestão e transferência de conhecimento (GTC)

LOGOTIPO DA EMPRESA				
PADRÃO PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP				
Anexo XX - Modelo de Lista de Presença em Palestras, Instruções Técnicas Operacionais e Cursos Técnicos para Operação Segura Rev. X				
GERÊNCIA:		INSTALAÇÃO:		DATA:
1 - AMBIENTAÇÃO (X); 2 - DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA (); 3 - CONFORMIDADE (); 4 - ROTINAS E PROCEDIMENTOS () 5 - CURSOS TÉCNICOS				
PALESTRA (); INSTRUÇÃO TÉCNICA OPERACIONAL (); AULA TEÓRICA ().				
DISCIPLINA: Palestra sobre o sistema de produção/instalações da concessão /campo produtor / gerência / estrutura gerencial.				
INSTRUTORES / TUTORES (AS)				
SUPERVISOR (A) DA OPERAÇÃO / TÉCNICO DE OPERAÇÃO			GERENTE / ENGENHEIRO (A) DE ELEVACÃO / PROCESSO	
NOME:			NOME:	
MATRÍCULA:			MATRÍCULA:	
EMPRESA:			EMPRESA:	
ASSINATURA / RUBRICA:			ASSINATURA / RUBRICA:	
SUPERVISOR (A) DA MANUTENÇÃO / TÉCNICO DE MANUTENÇÃO			ENGENHEIRO / SUPERVISOR / TÉCNICO DE SEGURANÇA	
NOME:			NOME:	
MATRÍCULA:			MATRÍCULA:	
EMPRESA:			EMPRESA:	
ASSINATURA / RUBRICA:			ASSINATURA / RUBRICA:	
LISTA DE PRESENÇA				
Nº	NOME	MATRÍCULA	EMPRESA	ASSINATURA
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
OBSERVAÇÃO:				

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice N: Modelo de lista de verificação de rotina diária de gestão e de verificação de poço produtor, poço injetor, satélite e multiviva

LOGOTIPO DA EMPRESA					
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP					
Anexo XX - Modelo de Lista de Verificação de Rotina Diária de Gestão e de Verificação de Poço Produtor, Poço Injetor, Satélite e Multiviva Rev. X					
CAMPO:			GERÊNCIA:		DATA:
ITEM	GESTÃO DIÁRIA DAS PRINCIPAIS ATIVIDADES DE CAMPO	RESPOSTAS			
		SIM	NÃO	NA	
1	Recebeu a passagem de serviço - oral e/ou escrito no Sistema Informatizado ou no Livro de Ocorrência.				
2	Realizou a passagem de serviço - oral e/ou escrito no Sistema Informatizado ou no Livro de Ocorrência.				
3	Verificou condições do veículo, documentação, ferramentas, rádio e lanterna.				
4	Analisou e liberou as PT's do dia e quitou as PT's no no Sistema Informatizado.				
5	Realizou as verificações periódicas nas PT's emitidas no dia.				
6	Arquivou as cópias das PT's e demais formulários de atividade de campo/poços.				
7	Fechou a Produção Diária dos Campos Marginais e cadastrou no Sistema Infomatizado de Controle de Produção.				
8	Registrou todas as ocorrências de inibição e/ou by-pass de sistema de segurança/proteção.				
9	Instalou placa de aviso "Fora de Operação" na instalação com raquete, ou aviso "Em Manutenção", na válvula de bloqueio de poço fechada no satélite ou multiviva.				
10	Verificou a data de calibração, integridade e confiabilidade de algum instrumento/equipamento (manômetros, termômetro, PIT, PSV's e outros), instalados em poço, satélite ou multiviva.				
11	Solicitou Notas de Serviços para os desvios encontrados nas instalações e equipamentos.				
12	Consultou a fiscalização de contrato a lista dos poços para lançar e receber pigs, UCOQ, UCAQ, UTCAQ, Bomba de Lama; e os Testes de Produção do dia à Sala de Controle de Operações.				
13	Erosão acentuada ou vegetação elevada na estrada de acesso ou na locação;				
14	Ante-poço ou caixa de recuperação cheia de fluido;				
15	Limpeza das instalações e/ou da base de poço, satélite ou multiviva;				
16	Resíduos sólidos ou ferrosos ou tambores/bombonas vazias na locação/área;				
17	Ruído ou vibração no equipamento;				
18	Cabresto curto ou mesa do cabresto pequena em relação a cabeça da UB;				
19	Cabresto longo ou mesa do cabresto grande demais em relação a cabeça da UB;				
20	Cabresto da UB está com cabo de aço desfiando (fio de aço partido/danificado);				
21	Mesa de cabresto está desalinhada;				
22	Disco nivelador da haste polida está desalinhado;				
23	Haste polida da UB está empenada;				
24	Haste polida da UB está com ranhuras;				
25	Haste polida da UB está flutuando no curso descendente;				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice N: Modelo de lista de verificação de rotina diária de gestão e de verificação de poço produtor, poço injetor, satélite e multivia

ITEM	GESTÃO DIÁRIA DAS PRINCIPAIS ATIVIDADES DE CAMPO	RESPOSTAS		
		SIM	NÃO	NA
26	Vazamentos de fluídos (gaxetas, selo mecânico ou conexões);			
27	Verificou protetor de correias do motor da UB/BCP ou grade de proteção das manivelas da UB;			
28	Abraçadeira em linha de produção (LP) furada e/ou corrosão acentuada;			
29	Testou estanqueidade de válvula de retenção da LP;			
30	Correias folgadas ou falta correia na polia do motor;			
31	Nível de óleo lubrificante do redutor da UB/BCP baixo;			
32	Nível de óleo lubrificante do freio hidráulico do cabeçote BCP baixo;			
33	Temperatura elevada em equipamento de poço, satélite e/ou multivia;			
34	Poço produzindo;			
35	Monitorou pressões da coluna e do anular do poço;			
36	Pressão acumulada no anular de poço injetor;			
37	Pressão na linha de produção e no espaço anular, acima da pressão padrão, devido à parafinação;			
38	Lançou e recuperou pig na <u>linha de coleta do poço</u> ;			
39	Acompanhou e monitorou volume produzido do poço de petróleo que produz para <u>tanque isolado</u> ;			
40	Acompanhou e monitorou variáveis de controle dos poços produtores e injetores no Estado 1 e 2.			
41	Verificou instalação de poço (BM, BCP, BCS, GL), injetor de fluídos no Estado 3;			
42	Despressurizou a coluna de tubo, o anular e a linha de produção (LP) de poço parado por mais de 180 dias (Est. 3, 4 e 5);			
43	Lavou a LP com água, passou um pig e instalou raquete ou flange cego na LP ou válvula de bloqueio;			
44	Fechou as válvulas de bloqueio, instalou placa de sinalização “FORA DE OPERAÇÃO” e placa de sinalização nas raquetes (Raqueteado);			
45	Poço parado por mais de 180 dias para reativar (Estado 1) solicitou antes a inspeção da LP;			
46	Testou a LP do poço com pressão antes de colocar em produção;			
47	Substituiu as gaxetas;			
48	Injetou vapor ou água quente no anular e realizou as manobras para colocar o poço em produção;			
49	Realizou as <u>coletas de amostras</u> de poços do teste de produção do dia;			
50	Instalou os caps/bujões/plugs nos pontos de dreno / coleta de amostras;			
51	Iniciou e/ou concluiu os testes de produção / injeção / captação;			
52	Autorizou e acompanhou a transferência de fluídos de Sonda (SPT), através de linha de coleta;			
53	Realizou teste funcionalidade das válvulas de bloqueio do poço/satélite/multivia (fechou e abriu);			
54	Testou a estanqueidade da válvula de retenção de 2” e 3” da LP;			
55	Lubrificou o eixo da válvula de bloqueio do tipo volante, do poço, satélite ou multivia;			

Continua

Cont. Apêndice N: Modelo de lista de verificação de rotina diária de gestão e de verificação de poço produtor, poço injetor, satélite e multivia

ITEM	GESTÃO DIÁRIA DAS PRINCIPAIS ATIVIDADES DE CAMPO	RESPOSTAS		
		SIM	NÃO	NA
56	Efetuiu manutenção de pequeno porte (ex: sanar vazamentos em conexões, kerotests, reapertou ou substituiu <u>gaxetas do BM ou do BCP, etc</u>), <u>quando necessário.</u>			
57	Recebeu poço <u>após</u> intervenção com sonda (SPT) com os caps/bujões/plugs nos drenos/vents;			
58	Verificou os <u>parafusos/porcas, equipamentos de automação, eletrodutos, protetor de correias, grades de proteção, engate rápido na válvula de prova e presença de resíduos na área do poço.</u>			
59	Liberou (parou) equipamentos (bombas, TQ's, PSV's e outros) de Campos Marginais, para <u>manutenção preventiva ou corretiva.</u>			
60	Recebeu equipamentos (Poço, bombas, TQ's, PSV's, LP's e outros), <u>após a manutenção, com cap/bujão/plug instalados nos drenos/vents, parafusos/porcas no padrão</u> em flanges e corpo de válvula.			
61	Efetuiu o dreno manual de condensado através do filtro do conjunto regulador de pressão no satélite de <u>gás lift.</u>			
62	Fechou os portões da locação, grade ou gaiola de poço produtor, injetor, satélite e/ou multivia.			
ASSINATURA DO EXECUTANTE:		MATRÍCULA:		
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL.				
OBSERVAÇÃO: ABRIR ORDEM DE SERVIÇO PARA DESVIOS E FALHAS.				

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice O: Modelo de boletim diário de operação (BDO) para acompanhamento e monitoramento de poços produtores ou injetores

LOGOTIPO DA EMPRESA						
Padrao PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP						
Anexo XX - Modelo de Boletim de Diário de Operação de Poço Produtor						Rev. X
CAMPO:			GERÊNCIA:			DATA:
Nº	ITENS DE VERIFICAÇÃO	SIM	NÃO	NA	Nº DO POÇO / TAG	
1	Poços programados e não inspecionados				Poço (s):	
2	Poço com Sonda Terrestre (SPT)				Poço (s):	
3	Poço saiu Sonda Terrestre (SPT)				Poço (s):	
4	Poço parado após a SPT ag. MI				Poço (s):	
5	Poço com desvio após a SPT				Poço (s):	
6	Poço parou de produzir no dia				Poço (s):	
7	Poço com vazamento de petróleo				Poço (s):	
8	Poço eliminado o vazamento				Poço (s):	
9	Poço com equipamento vibrando				Poço (s):	
10	Poço com ruído em equipamento				Poço (s):	
11	Poço com gaxetas ajustadas				Poço (s):	
12	Poço necessita substituir gaxetas				Poço (s):	
13	Poço com gaxetas substituídas				Poço (s):	
14	Poço com disco nivelador desalinhado				Poço (s):	
15	Poço com mesa do cabresto desalinhado				Poço (s):	
16	Poço com cabresto curto ou longo				Poço (s):	
17	Poço com cabresto danificado/desfiando				Poço (s):	
18	Mesa do cabresto pequena / grande demais				Poço (s):	
19	Poço com haste polida empenada				Poço (s):	
20	Poço com haste polida com ranhuras				Poço (s):	
21	Poço com antepoço cheio de fluído				Poço (s):	
22	Base do poço com resíduo oleoso				Poço (s):	
23	Instalação com resíduo oleoso				Poço (s):	
24	Locação com resíduo oleoso				Poço (s):	
25	Poço solicitado equipe de limpeza				Poço (s):	
26	Poço com Permissão de Trabalho				Poço (s):	
27	Poço com alta temperatura nas instalações				Poço (s):	
28	Poço em teste de produção				Poço (s):	
28.1	Poço testado em <u>05 dias</u> , após saída de SPT				Poço (s):	
28.2	Poço a ser testado no dia				Poço (s):	
28.3	Mediu pressão de fluxo na LP				Poço (s):	
28.4	Mediu pressão de teste da bomba				Poço (s):	
28.5	Mediu pressão do anular				Poço (s):	
28.6	Mediu a Temperatura das instalações?				Poço (s):	
28.7	Coletou amostras de fluído				Poço (s):	
28.8	Coletou dados: API da UB, Curso e COM				Poço (s):	
28.9	Coletou dados: RPM; Hertz e Amperagem				Poço (s):	
28.10	Coletou dados: Ciclagem do Poço Gás Lift				Poço (s):	
29	Drenou condensado do filtro no satélite de GL				Satélite de GL:	

Continua

Cont. Apêndice O: Modelo de boletim diário de operação (BDO) para acompanhamento e monitoramento de poços produtores ou injetores

OBSERVAÇÃO: REGISTRAR OS DADOS DOS <u>ITENS 28.3 A 28.10</u>, DE CADA POÇO NESTE CAMPO ABAIXO			
ASSINATURA DO EXECUTANTE:		MATRÍCULA:	
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL.			
OBSERVAÇÃO: ABRIR ORDEM DE SERVIÇO PARA DESVIOS E FALHAS.			

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice P: Modelo de Painel de Riscos Operacionais e Ação Imediata de Contingenciamento para Operação Segura e Integridade das Instalações

LOGOTIPO DA EMPRESA (Recomenda-se Medida de Painel/Banner 1,40 m X 2,4 m)		
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP		
Anexo XX - Modelo de Painel Informativo de Risco Operacional e Ação Imediata de Contingenciamento para Operação Segura de: <u>Poços Produtores e Poços Injetores, Estação de Coleta, de Injeção e de Compressores.</u>		
Rev. X		
ITEM	RISCO OPERACIONAL	AÇÃO IMEDIATA DE CONTINGÊNCIA PARA OPERAÇÃO SEGURA
1	Documentação Técnica e Procedimentos Operacionais da Instalação desatualizada ou indisponível.	Solicitar de imediato ao supervisor(a)/engenheiro(a) responsável pela instalação a revisão e cópias digitais e/ou físicas de documentos técnicos e de procedimentos de execução/operacionais padrão (PE/POP).
2	Válvulas de bloqueio fechadas (Produção / Teste / Pig) em Manifold / Satélite ou Multivia de produção ou injeção, sem placa de aviso “Fora de Operação” ou “Em Manutenção”.	Instalar placa de aviso “Fora de Operação” ou “Em Manutenção” na válvula de produção fechada na instalação, de imediato.
3	Válvula de bloqueio emperrada e/ou com falha de estanqueidade em poço (CSB secundário) ou de estação.	Solicitar de imediato a substituição de válvula de bloqueio com falha e realizar a devida comunicação interna, conforme padrão de integridade RTSGIP;
4	Válvula de dreno de fluídos sem cap/plug.	Instalar de imediato o cap/plug.
5	Vaso Separador com falha.	a) Desviar produção para vaso disponível; b) Retirar de operação separador com falha; e c) Solicitar de imediato a manutenção corretiva.
6	Vaso Tratador com falha.	a) Desviar produção para vaso disponível; e b) Retirar tratador de carga e solicitar a manutenção corretiva.
7	Abertura de Válvula de Alívio PSV de vaso.	a) Desviar a produção para outro vaso disponível; b) Isolar o vaso da PSV que aliviou a pressão; e c) Solicitar a calibração da PSV, com urgência.
8	PSV com válvula de bloqueio instalada à montante ou jusante, sem placa DCBI e/ou sem lacre.	Instalar de imediato uma placa de DCBI e um lacre na válvula de bloqueio a montante e/ou a jusante da PSV, para evitar o fechamento da válvula de bloqueio de forma inadvertida / falha operacional.
9	Sensores e detectores com falha de automação.	Solicitar a manutenção corretiva, com urgência.
10	Vaso com nível de fluído elevado.	a) Identificar falha em sensor de nível e de dreno do vaso, solicitar manutenção corretiva. b) Acompanhar e realizar dreno manual do vaso até a realização de manutenção corretiva.
11	Tratador de petróleo com baixa temperatura.	a) Verificar a pressão do gás combustível; b) Identificar algum tipo de obstrução no sistema de gás combustível/vaso filtro; c) Ajustar volume de fluído à capacidade do vaso tratador; e d) Aumentar o gás combustível.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice P: Modelo de painel de riscos operacionais e ação imediata de contingenciamento para operação segura e integridade das instalações

ITEM	RISCO OPERACIONAL	AÇÃO IMEDIATA DE CONTINGÊNCIA PARA OPERAÇÃO SEGURA
12	Tratador de petróleo com alta temperatura.	a) Verificar a pressão do gás combustível; b) Ajustar volume de fluido à capacidade do vaso tratador; e c) Reduzir o gás combustível.
13	Tratador de petróleo com perda de lastro.	a) Elevar os lastros das interfaces água e óleo, conforme padrão; e b) Analisar entrada e saídas do vaso tratador e condições do diafragma de válvula de controle de nível (LCV).
14	Baixa pressão no sistema de gás combustível.	a) Drenar vasos do sistema de gás combustível; e b) Realizar limpeza dos vasos filtro do sistema de gás combustível.
15	Tanque de produção com nível de fluido elevado.	a) Desviar a produção geral ou do teste de poço para tanque vazio; e
16	Tanque de teste de poço com nível de fluido elevado.	b) Transferir o fluido da produção ou do teste para manter sempre um baixo estoque.
17	Tanque de flotação com nível de fluido elevado.	a) Verificar existência de obstrução em válvula e/ou linha/duto de saída; e b) Verificar condições de abertura da válvula de saída do tanque flotador
18	Tanque pulmão com nível de fluido elevado.	a) Verificar existência de obstrução em válvula e/ou linha/duto de saída; b) Verificar condições de abertura da válvula de saída do tanque pulmão
19	Indicador de vazão (FQIT) com falha.	Solicitar a manutenção corretiva, com urgência.
20	Indicador de Pressão (PIT ou Manômetro) com falha ou calibração vencida.	Solicitar a manutenção corretiva de imediato.
21	Indicador de Temperatura (TIT, Termômetro) com falha ou calibração vencida.	Solicitar a manutenção corretiva de imediato.
22	Trena manual com falha ou certificação vencida.	Solicitar a manutenção corretiva de imediato.
23	Bomba de transferência com falha e/ou baixa eficiência.	a) Substituir por bomba <i>stand by</i> /comutação, quando existente;
24	Bomba de injeção de água com falha e/ou baixa eficiência.	b) Solicitar a manutenção corretiva de imediato; e c) Acompanhar e monitorar os níveis de fluido dos tanques em operação.
25	Bomba de dosadora com falha e/ou baixa eficiência.	a) Substituir por bomba <i>stand by</i> /comutação, quando existente; e b) Solicitar a manutenção corretiva de imediato.
26	Bomba de combate a incêndio com falha e/ou baixa eficiência.	a) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência; b) Analisar risco de serviço a quente na instalação e parar o serviço caso necessário; c) Solicitar a disponibilidade/suporte do Caminhão de Combate a Incêndio (SMCI) até reparo da bomba.
27	Bomba da caixa de resíduo com falha e/ou baixa eficiência.	a) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência; b) Solicitar a disponibilidade/suporte do caminhão sugador até o reparo da bomba.

Continua

Cont. Apêndice P: Modelo de painel de riscos operacionais e ação imediata de contingenciamento para operação segura e integridade das instalações

ITEM	RISCO OPERACIONAL	AÇÃO IMEDIATA DE CONTINGÊNCIA PARA OPERAÇÃO SEGURA
28	Caixa de resíduo (API) com nível de fluído elevado.	a) Verificar existência de falha no sensor de nível da caixa; b) Verificar se a bomba da caixa está com baixa eficiência ou duto parafinado; e c) Solicitar a manutenção corretiva do sensor de nível ou bomba ou duto, com urgência;
29	Compressor de ar comprimido com falha e/ou baixa eficiência.	Solicitar a manutenção corretiva, com urgência;
30	Compressor de gás com falha e/ou baixa eficiência.	a) Parar grupo de poços de Gás lift conforme orientação da Equipe da COP; b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência;
31	Compressor de gás com falta de água tratada para refrigeração.	a) Verificar nível de água do tanque de armazenamento de água de utilidade; b) Solicitar para a equipe de campo verificar condições de operação do poço de captação de água; c) Verificar dosagem de produto químico da água de refrigeração; d) Verificar existência de obstrução de duto e/ou válvula bloqueada/fechada no sistema de alimentação de água; e e) Solicitar caminhão PIPA com água potável para abster o tanque, caso necessário.
32	Flare/Queimador/Tocha com falha/apagado.	a) Drenar líquido no vaso filtro de gás e dos dutos, para eliminar possível entrada de líquido na linha do sistema de gás do flare/queimador; b) Acender a tocha do flare/queimador, conform padrão; c) Solicitar a manutenção corretiva no caso de entupimento do bico de saída de gás no topo do flare ou outro tipo de falha, com urgência, caso necessário; e d) Se não acender o flare/queimador até as 17 h, iniciar parada de poços produtores e de processos operacionais da estação, conforme padrão e orientação da equipe de COP.
33	Caldeira/Gerador de vapor com falha e/ou baixa eficiência.	a) Substituir por caldeira/gerador <i>stand by</i> /comutação, quando existente; b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência;
34	Caldeira/Gerador de vapor com falta de água tratada.	a) Verificar nível de água do tanque de armazenamento de água de utilidade; b) Solicitar para a equipe de campo verificar condições de operação do poço de captação de água; c) Verificar dosagem de produto químico da água para geração de vapor; d) Verificar existência de obstrução de duto e/ou válvula bloqueada/fechada no sistema de alimentação de água; e e) Solicitar caminhão PIPA com água potável para abster o tanque, caso necessário.
35	Produto Químico com estoque baixo ou sem estoque.	a) Solicitar a aquisição de produto químico, com urgência; e b) Solicitar a verificação de estoque de PQ em outra instalação de campo produtor.
36	Área do Produto químico sem a FISQP no local.	Solicitar a FISQP no local de armazenamento e de dosagem do Produto Químico, com urgência.

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice P: Modelo de painel de riscos operacionais e ação imediata de contingenciamento para operação segura e integridade das instalações

ITEM	RISCO OPERACIONAL	AÇÃO IMEDIATA DE CONTINGÊNCIA PARA OPERAÇÃO SEGURA
37	Área do Produto químico sem chuveiro de emergência e lava-olhos no local.	Solicitar um chuveiro de emergência e lava-olhos no local de armazenamento e de dosagem do Produto Químico, com urgência.
38	Iluminação de emergência da estação com falha.	a) Utilizar lanterna à prova de explosão, intrinsecamente segura; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência;
39	Energia elétrica da estação com falha total ou parcial.	a) Fechar válvula de coluna de produção de poços Gás Lift, conforme orientação da COP; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência, para reduzir perdas;
40	Oleoduto com vazamento devido falha por corrosão ou junta entre flanges.	a) Retirar de operação e despressurizar o oleoduto; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência, para reduzir perdas.
41	Gasoduto com falha por corrosão ou junta entre flanges.	a) Retirar de operação e despressurizar o gasoduto; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência, para reduzir perdas.
42	Adutora com vazamento devido falha por corrosão ou junta entre flanges.	a) Retirar de operação e despressurizar a adutora; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência, para reduzir perdas.
43	Duto/linha de produção ou injeção com vazamento devido falha por corrosão ou junta entre flanges.	a) Retirar de operação e despressurizar o duto/linha de produção ou injeção; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência, para reduzir perdas.
44	Câmara de lançar ou receber pig/raspador com vazamento devido falha por corrosão, tampão ou junta entre flanges.	a) Retirar de operação e despressurizar a câmara lanças ou receber pig; e b) Solicitar a manutenção corretiva, com urgência, para evitar risco de parafinação do duto.
OBSERVAÇÕES		
1. Toda ocorrência/falha em equipamento de poço e/ou estação ou falta de algum tipo de recurso de operação deve ser registrado junto com o TAG/ocorrência no Boletim Diário de Operação (BDO), como falha de poço, e também na passagem de serviço em sistema informatizado ou livro de ocorrência, como o detalhe da falha de poço ou de equipamento de estação; 2. As equipes de operação devem comunicar de imediato ao supervisor(a) e/ou engenheiro(a) responsável técnico pela instalação, para o(s) mesmo(s) desdobrarem esta informação até o coordenador de integridade e de medição da unidade (ex: falha de estanqueidade de válvula ou outro elemento de CSB de poço; falha em equipamento da medição fiscal); e 3. Os supervisores(as) de produção e engenheiros(as) responsáveis técnicos de poços e de estações dos campos produtores de petróleo e de gás natural devem revisar estas ações desse modelo de LV, para inclusão de ações específicas de contingenciamento para riscos de QMSOI&ST, nas instalações sob as suas responsabilidades, treinar as equipes, imprimir e disponibilizar nas frentes operacionais.		
ABRIR ORDEM DE SERVIÇO PARA DESVIO OU FALHA.		

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice Q: Modelo de lista de verificação para manutenção / operação de poço produtor, poço injetor, satélite e multivia

LOGOTIPO DA EMPRESA								
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP								
Anexo XX - Modelo de Lista de Verificação de Manutenção em Poço, Satélite e Multivia						Rev. X		
Campo:		Gerência:		Respostas			Data:	
Nº	Itens de Verificação			Sim	Não	NA	Nº/TAG do Poço / Satélite / Multivia	
1	Solicitou Programa de Intervenção (SPI), Boletim de Dados de Intervenção devido Falha de Poço e Realizou Reunião de Diálogo Diário de Segurança (DDS)?						Poço (s):	
2	Discutiram os Riscos das Tarefas no Local, antes da execução dos serviços de intervenção em poço?						Poço (s):	
3	Descarregou a coluna de produção e o anular? E amorteceu o Poço?						Poço (s):	
4	Injetou fluido (água doce, salgada ou petróleo) no anular, para minimizar a reversão das hastes/rotor da bomba BCP?						Poço (s):	
5	Instalou Clamp de Serviço na Caixa de Gaxetas da BCP, para movimentar o Clamp de Operação e ou Redutor do Cabeçote?						Poço (s):	
6	Parou e Freiou a UB do BM no Curso Descendente?						Poço (s):	
7	Substituiu Gaxetas do BM ou do BCP?						Poço (s):	
8	Instalou <u>Guia DEA</u> ou <u>Convencional</u> no Stuffing-box do BM?						Poço (s):	
9	Substituiu Cabresto Danificado ou Partido da UB do BM?						Poço (s):	
10	Instalou Disco Nivelador na Haste Polida do BM?						Poço (s):	
11	Subst. /Sanou Vaz. do Stuffing-Box ou Tê de Fluxo do BM/BCP?						Poço (s):	
12	Substituiu Caixa de Gaxetas do BCP por Selo Mecânico?						Poço (s):	
13	Instalou ou Desisntalou BOP de Haste no T de Fluxo do Poço?						Poço (s):	
14	Pescou Haste Polida ou Haste de Bombeio do BM ou BCP?						Poço (s):	
15	Substituiu Haste Polida Partida ou Danificada do BM ou BCP?						Poço (s):	
16	Substuiu Haste de Bombeio Partido do BM/BCP?						Poço (s):	
17	Substuiu Válvula de Passeio ou Válvula de Pé da Bomba BM?						Poço (s):	
18	Instalou/Substituiu Válvula (CSB Secundário) ou Acessórios da Cabeça de Produção ou da Arvore de Natal/Instalação do Poço?						Poço (s):	
19	Comunicou a Gerência de Operação para cadastrar os dados da válvula de bloqueio instalada de CSB secundário em Sistema Informatizado?						Poço (s):	
20	Designou um operador da equipe do GOE na locação para gerenciar as atividades de Integridade do Poço e risco de kick?						Poço (s):	

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice Q: Modelo de lista de verificação para manutenção / operação de poço produtor, poço injetor, satélite e multivia

Nº	ITENS DE VERIFICAÇÃO	SIM	NÃO	NA	Nº/TAG DO POÇO / SATÉLITE / MULTIVIA		
21	Alinhou Unidade de Bombeio do BM?				Poço (s):		
22	Checou a Coluna de Hastes / Bomba do BM ou BCP?				Poço (s):		
23	Poço voltou a produziu após o checamento?				Poço (s):		
24	Fez Teste de Pressão na Bomba Após Checamento das Hastes?				Poço (s):		
25	Instalou Etiqueta ou Placa de Aviso “ <u>Em Manutenção</u> ” ou “ <u>Fora de Operação</u> ”, no Poço Parado com Válvulas Fechadas?				Poço (s) / Satélite / Multivia:		
26	Substituiu Cabeçote Completo Danificado da BCP?				Poço (s):		
27	Substituiu Coluna e/ou Bomba de Poço de Captação?				Poço (s):		
28	Injetou Produto Químico / SoLVente no Anular ou Coluna do Poço?				Poço (s):		
29	Retirou ou Instalou Equipamentos de Automação do Poço BM?				Poço (s):		
30	Substituiu Filtro da Linha de Poço Injetor de Água				Poço (s):		
31	Substituiu ou Limpou Válvula de Retenção da Linha do Poço?				Poço (s):		
32	Instalou CAPS ou PLUGS nos Nipples ou Válvulas do Poço/Satélite ou Multivia?				Poço (s) / Satélite / Multivia:		
33	Substituiu a Bomba BM Insertável				Poço (s):		
34	Verificou o Nivelamento da Mesa do Cabresto				Poço (s):		
35	Verificou a integridade de válvulas e acessórios				Poço (s):		
36	Verificou a estanqueidade e funcionalidade de válvula de bloqueio				Poço (s):		
OBSERVAÇÕES							
ASSINATURA DO EXECUTANTE:				MATRÍCULA:			
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL							
ABRIR ORDEM DE SERVIÇO PARA DESVIO OU FALHA.							

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice R: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em poços produtores (óleo, gás e água) e poços injetores (água, gás e vapor) para aplicação semestral com PDA

LOGOTIPO DA EMPRESA							
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP							
Anexo XX - Modelo de Rotas de Inspeção de QSM&S em Instalação de Poço Produtor e Poço Injetor Rev. X							
CAMPO DE PETRÓLEO:				ESTAÇÃO:		DATA:	
Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	Nº DE ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO: RESPOSTA “NÃO” ABRIR ORDEM DE SERVIÇO
				SIM	NÃO	NA / NV	
ROTA 01	INSPEÇÃO DE POÇO PRODUTOR E POÇO INJETOR (PPI)	1	Tirou foto da Placa com TAG/Nº do poço, da área/locação, da cabeça do poço e do antepoço?				
		2	Placa do poço constam: nome da empresa, TAG do poço, Riscos, EPI, nº de Telefone Verde?				
		3	Placa do poço está com nome da empresa, TAG do poço, Riscos, EPI e nº de Telefone Verde legível?				
		4	Estrada do poço permite, mesmo com dificuldade acesso de veículo leve e da sonda (SPT)?				
		5	Acesso e locação do poço está limpa e com vegetação roçada?				
		6	Talude/encosta do poço sem erosão e/ou rachadura?				
		7	Canaleta de drenagem está limpa e íntegra?				
		8	Locação cercada ou poço com grade?				
		9	Antepoço com nível de líquido baixo, menor que 50 cm?				
		10	Antepoço tem paredes de contenção?				
		11	Antepoço tem grade de proteção para evitar queda?				
		12	A instalação e conexões estão sem vazamento?				
		13	Tubulação do poço está identificada?				
		14	Poço sem corrosão acentuada na instalação?				
		15	Placa Fora de Operação ou Em Manutenção instalada em poço parado aguardando manutenção?				
		16	Válvula de dreno tem cap/plug/tampão instalado na extermidade?				

Continua

Cont. Apêndice R: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em poços produtores (óleo, gás e água) e poços injetores (água, gás e vapor) para aplicação semestral com PDA

Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	Nº DE ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO: RESPOSTA “NÃO” ABRIR ORDEM DE SERVIÇO”	
				SIM	NÃO	NA / NV		
ROTA 01	POÇO PRODUTOR E INJETOR	17	Flanges com parafusos instalados e no padrão, sobrando rosca na porca?					
		18	Válvula do anular está operacional e com rosca integra?					
		19	Mediu a pressão do anular/revestimento do poço? Valor_____kgf/cm².					
		20	A pressão do anular está conforme envelope operacional, no padrão?					
		21	Mediu a pressão de tubing/cabeça do poço? Valor_____kgf/cm².					
		22	Mediu a temperatura de cabeça do poço? Valor_____° C					
ASSINATURA:						MATRÍCULA:		
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL; NV - NÃO VERIFICADO								

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice S: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em manifold, satélite e multivia de estação de coleta e poços de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual

LOGOTIPO DA EMPRESA							
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP							
Anexo XX - Modelo de Rotas de Verificação de QMSOI&ST nas Instalações de Manifold, Satélites e Multivias de Petróleo, Gás ou Água Produzida Rev. X							
CAMPO DE PETRÓLEO:			ESTAÇÃO:			DATA:	
Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	Nº DE ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO DE INTEGRIDADE (RTSGI) DO MANIFOLD, SATÉLITE OU MULTIVIA: ÓLEO (☒); GÁS () ou ÁGUA ()	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO: RESPOSTA “NÃO” ABRIR ORDEM DE SERVIÇO”
				SIM	NÃO	NA / NV	
ROTA 02	MANIFOLD / SATÉLITE / MULTIVIA DE PETRÓLEO, GÁS OU ÁGUA PRODUZIDA	1	Flange de equipamento, válvula, tubulação e câmara de pig/raspador com todos parafusos (estojos) instalados?				
		2	Flange de equipamento, válvula, tubulação e câmara de pig/raspador com todos parafusos (estojos) sobrando fio de rosca nas porcas?				
		3	Válvula, tubulação, flange, parafuso e/ou porca (estojo) sem corrosão acentuada?				
		4	Válvula, tubulação e tampão da câmara do raspador sem vazamento de óleo, gás ou água?				
		5	Válvula, tubulação ou câmara do raspador está limpo de resíduos oleoso?				
		6	Válvula de dreno das linhas do manifold ou da bomba da caixa de resíduo com cap/plug?				
		7	Área de Válvulas, tubulações ou de câmaras de pig/raspadores está limpo de resíduo oleoso?				
		8	Linha de produção, de teste e de pig/raspador estão identificados com o TAG/nº do poço?				
		9	Linha de produção, linha de teste ou linha de pig/raspador tem a sinalização de sentido de fluxo?				
		10	Linha de produção, linha de teste e linha de pig/raspador conectado ao poço com válvulas fechadas está com placa de aviso "FORA DE OPERAÇÃO" ou "EM MANUTENÇÃO"?				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice S: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em manifold, satélite e multivia de estação de coleta e poços de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual

Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	Nº DE ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO DE INTEGRIDADE (RTSGI) DO MANIFOLD, SATÉLITE OU MULTIVIA: ÓLEO (☒); GÁS () ou ÁGUA ()	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO: RESPOSTA “NÃO” ABRIR ORDEM DE SERVIÇO
				SIM	NÃO	NA / NV	
ROTA 02	MANIFOLD / SATÉLITE / MULTIVIA DE PETRÓLEO, GÁS OU ÁGUA PRODUZIDA	11	Linha de produção, linha de teste e linha de pig/raspador "FORA DE OPERAÇÃO" está com raquete entre flanges ou tampão cego na extremidade da tubulação?				
		12	Raquete instalada entre flanges tem a etiqueta de dados técnicos de fabricação?				
		13	Raquete instalada entre flanges tem a placa de aviso/alerta "Raqueteado"?				
		14	Área de Linha de produção, linha de teste ou de pig/raspador tem sinalização de segurança de classificação área?				
		15	Válvula, linha de produção, linha de teste ou linha de pig/raspador com pintura íntegra?				
		16	Área de Linha de produção, linha de teste e/ou de pig/raspador está com vegetação elevada?				
		17	Manômetro calibrado?				
		18	Manômetro com TAG / nº de rastreabilidade?				
		19	Manômetro operacional?				
		20	Termômetro calibrado?				
		21	Termômetro com TAG / nº de rastreabilidade?				
		22	Termômetro operacional?				
		23	Iluminação da área do manifold operacional/íntegra?				
		24	Escada do manifold tem corrimão/guarda-corpo para evitar quedas?				
		25	Passarela do manifold tem corrimão/guarda-corpo?				
		26	Passarela do manifold está íntegra, sem risco de queda?				
		27	Caixa de recuperação/resíduos do manifold está com nível baixo de fluído?				
		28	A bomba de transferência de fluídos da caixa de resíduos do manifold está operacional?				
		29	A válvula de alívio (PSV) da bomba de transferência da caixa está calibrada?				

Continua

Cont. Apêndice S: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em manifold, satélite e multivia de estação de coleta e poços de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual

Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	Nº DE ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO DE INTEGRIDADE (RTSGI) DO MANIFOLD, SATÉLITE OU MULTIVIA: ÓLEO (X); GÁS () ou ÁGUA ()	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO: RESPOSTA “NÃO” ABRIR ORDEM DE SERVIÇO	
				SIM	NÃO	NA / NV		
ROTA 02	MANIFOLD / SATÉLITE / MULTIVIA	30	A válvula de alívio (PSV) e a bomba de transferência da caixa tem o TAG/Nº de rastreabilidade?					
		31	Caixa de recuperação/resíduos do manifold tem grade de proteção para evitar quedas?					
		32	Grade de proteção da Caixa de recuperação/resíduos está limpa sem resíduo oleoso?					
		33	A caixa de recuperação/resíduos tem grade de proteção para evitar quedas?					
ASSINATURA:						MATRÍCULA:		
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL; NV - NÃO VERIFICADO								

Fonte: Elaborado pelo autor

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Apêndice T: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em tanques de estação de coleta de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual

LOGOTIPO DA EMPRESA									
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de Gestão e Operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT's da ANP									
Anexo XX - Modelo de Rotas de Verificação de Segurança Operacional e Integridade das Instalações (QMSOI&ST) em Tanques									
CAMPO DE PETRÓLEO: _____			ESTAÇÃO _____		DATA: _____		REV: X		
Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	MARQUE "X" EQUIP.	TAGUEAMENTO DOS TANQUES: (INFORMAÇÕES DE TAGs ESTÃO NOS FLUXOGRAMAS, OU DUT, OU NO MANUAL DE OPERAÇÃO, OU IN LOCO NA INSTALAÇÃO)	Nº DOS ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO PARA CADA TANQUE	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO (SE "NÃO" DEVE ABRIR ORDEM DE SERVIÇO (OS) PARA MANUTENÇÃO CORRETIVA)
						SIM	NÃO	N.A.	
ROTA 03	TANQUES (ARMAZENAMENTO / TESTE / FLOTAÇÃO / PULMÃO / UTILIDADES /	X	Tanque de Armazenamento de Petróleo TAG Nº	1	Tanque com todos parafusos (estojos) instalados nos flanges?				
			Tanque de Teste de Poço de Petróleo TAG Nº	2	Tanque com todos parafusos (estojos) sobrando fio de rosca nas porcas?				
			Tanque de Flotação de Água Produzida TAG Nº	3	Tanque, válvula, parafuso com porcas (estojo) ou flange sem corrosão acentuada?				
			Tanque Pulmão de Água Produzida TAG Nº	4	Tanque sem vazamento de óleo, gás ou água produzida?				
			Tanque de Armazenamento de Água de Utilidades TAG Nº	5	Tanque tem o TAG Nº de rastreabilidade?				
			Tanque de Armazenamento de Água de Combate a Incêndio TAG Nº	6	Tanque e dutos conectados com pintura íntegra?				
			Tanque de Resíduo Oleoso TAG Nº	7	Dutos conectados ao tanque tem sinalização de seta de sentido de fluxo dos fluídos?				
				8	Tanque com manômetro calibrado?				
				9	Tanque com manômetro operacional?				
				10	Manômetro com TAG nº de rastreabilidade?				
				11	Tanque com termômetro calibrado?				
				12	Tanque com termômetro operacional?				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice T: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em tanques de estação de coleta de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual

Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	MARQUE "X" EQUIP.	TAGUEAMENTO DOS TANQUES: (INFORMAÇÕES DE TAGs ESTÃO NOS FLUXOGRAMAS, OU DUT, OU NO MANUAL DE OPERAÇÃO, OU IN LOCO NA INSTALAÇÃO)	Nº DOS ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO PARA CADA TANQUE	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO (SE "NÃO" DEVE ABRIR ORDEM DE SERVIÇO (OS) PARA MANUTENÇÃO CORRETIVA)
						SIM	NÃO	N.A.	
ROTA 03	TANQUES (ARMAZENAMENTO / TESTE / FLOTAÇÃO / PULMÃO / UTILIDADES / RESÍDUO)	X	Tanque de Armazenamento de Petróleo TAG Nº	13	Termômetro com TAG nº de rastreabilidade?				
			Tanque de Teste de Poço de Petróleo TAG Nº	14	Iluminação da área do tanque está operacional/íntegra?				
			Tanque de Flotação de Água Produzida TAG Nº	15	Válvula de dreno do tanque tem cap/plug?				
			Tanque Pulmão de Água Produzida TAG Nº	16	Tanque em manutenção ou fora de operação tem placa de aviso/alerta: "Em Manutenção" ou "Fora de Operação" instalada?				
			Tanque de Armazenamento de Água de Utilidades TAG Nº	17	Tanque em manutenção ou fora de operação tem raquetes instaladas nos flanges de válvulas de bloqueio?				
			Tanque de Armazenamento de Água de Combate a Incêndio TAG Nº	18	Tanque em manutenção ou fora de operação raqueteado tem etiqueta de dados técnicos de fabricação?				
			Tanque de Resíduo Oleoso TAG Nº	19	Tanque com cabo de aterramento operacional/íntegro?				
				20	Área do tanque tem Sistema de Proteção de Descarga Atmosférica (SPDA)?				
				21	Área do tanque tem sinalização de segurança de classificação de área "Ex" ou "H2S"?				
				22	Área/base do tanque está limpo sem resíduo oleoso?				
				23	Área/base do tanque está impermeabilizado sem vegetação?				
				24	Área do tanque tem dique de contenção de vazamento/transbordamento?				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice T: Modelos de rotas de inspeção de QMSOI&ST em tanques de estação de coleta de óleo, gás e água produzida, para aplicação anual

Nº DA ROTA	PROCESSO INTERNO	MARQUE "X" EQUIP.	TAGUEAMENTO DOS TANQUES: (INFORMAÇÕES DE TAGs ESTÃO NOS FLUXOGRAMAS, OU DUT, OU NO MANUAL DE OPERAÇÃO, OU IN LOCO NA INSTALAÇÃO)	Nº DOS ITENS	ITENS DE VERIFICAÇÃO PARA CADA TANQUE	RESPOSTAS			OBSERVAÇÃO (SE "NÃO" DEVE ABRIR ORDEM DE SERVIÇO (OS) PARA MANUTENÇÃO CORRETIVA)	
						SIM	NÃO	N.A.		
ROTA 03	TANQUES (ARMAZENAMENTO / TESTE / FLOTAÇÃO/PULMÃO/UTILIDADES/RESÍDUO)	X	Tanque de Armazenamento de Petróleo TAG Nº	25	Dique de contenção do tanque está impermeabilização sem vegetação?					
			Tanque de Teste de Poço de Petróleo TAG Nº	26	Canalêtas ao redor do tanque está limpo sem resíduo oleoso?					
			Tanque de Flotação de Água Produzida TAG Nº	27	Duto conectado ao tanque com extremidade aberta para atmosfera tem flange cego/tampão instalado?					
			Tanque Pulmão de Água Produzida TAG Nº							
			Tanque de Armazenamento de Água de Utilidades TAG Nº							
			Tanque de Armazenamento de Água de Combate a Incêndio TAG Nº							
			Tanque de Resíduo Oleoso TAG Nº							
ASSINATURA DO EXECUTANTE:								MATRÍCULA:		
LEGENDA: N.A. NÃO APLICÁVEL										

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice U: Modelo de lista de verificação de requisitos / cláusulas de contrato de prestação de serviços de operação, para aplicação pelo gerente e fiscais de contrato

LOGOTIPO DA EMPRESA					
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender Requisitos do SGI e de RT da ANP					
Anexo XX - Modelo de Lista de Verificação de Requisitos / Cláusulas de Contrato de Prestação de Serviços de Operação para Aplicação pelo Gerente e Fiscais de Contrato					
Rev. X					
CONTRATO Nº:		GERÊNCIA:		DATA:	
ITEM	VERIFICAR EVIDÊNCIAS DE FORMAÇÃO / TREINAMENTO E CAPACITAÇÃO. RESP: EMPRESA CONTRATADA	RESPOSTAS			
		SIM	NÃO	NA	
1	A contratada entregou cópia do certificado de conclusão de curso médio e técnico?				
2	A contratada entregou cópia do certificado do curso de CBASI?				
3	A contratada entregou cópia do certificado do curso de Direção Defensiva?				
4	A contratada entregou cópia do certificado do curso de NR 10?				
5	A contratada entregou cópia do certificado do curso de NR 11?				
6	A contratada entregou cópia do certificado do curso de NR 13 para Caldeira e/ou Vasos?				
7	A contratada entregou cópia do certificado do curso de NR 20?				
8	A contratada entregou cópia do certificado do curso de Brigadista (NBR 14276)?				
9	A contratada entregou cópia do certificado do curso de NR 33?				
10	A contratada entregou cópia do certificado de curso de NR 35?				
11	A contratada entregou cópia do certificado de curso de outra NR? Qual?				
12	A contratada entregou Lista de Presença de comunicação das 15 Diretrizes de SMS e dos padrões do Manual de Segurança (MS) da Petrobras de GM de Pessoas?				
13	A contratada entregou Declaração de Estágio Prático de Caldeira = 80 h e de Vasos = 300 h de GM de pessoas durante operação das instalações?				
14	A contratada recebeu treinamento básico em H ₂ S, para serviço em campo com histórico?				
15	A contratada disponibilizou Procedimentos de Execução (POP's) nos locais de Serviços?				
16	A contratada entregou cópia de registros de treinamento nos procedimentos (POP's)?				
17	A contratada entregou cópia de registros de Treinamento no Local de Trabalho (TLT)?				
18	A contratada entregou cópia de registros de APTO nas VCP?				
19	A contratada entregou cópia de GM de Pessoas durante as operações das instalações?				
20	A contratada comunicou as equipes o <i>Brinding Document</i> (BD) exigido pela ANP?				
21	A contratada está realizando os treinamentos das equipes conforme o book/matriz de treinamento de cada instalação da gerência operacional?				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice U: Modelo de lista de verificação de requisitos / cláusulas de contrato de prestação de serviços de operação, para aplicação pelo gerente e fiscais de contrato

ITEM	VERIFICAR EVIDÊNCIAS DE FORMAÇÃO / TREINAMENTO E CAPACITAÇÃO. <u>RESP: EMPRESA CONTRATADA</u>	RESPOSTAS		
		SIM	NÃO	NA
22	A contratada está realizando os treinamentos de aperfeiçoamento a cada ano, após retorno de férias de prestador de serviço, conforme o book/matriz de treinamento?			
23	A contratante realizou GM no início do contrato e entrega da instalação à contratada?			
24	A contratante realizou a ambientação das equipes contratadas nas concessões, conforme Matriz/Book de Palestras e Instruções Técnicas?			
25	A contratante treinou as equipes em Permissão de Trabalho (PT)?			
26	A contratante realizou as instruções técnicas para as equipes contratadas de operação sobre a documentação técnica da instalação (DSO e Outros), conforme Matriz/Book de Palestras e Instruções Técnicas do Programa de Operação Segura (POS)?			
27	A contratante realizou treinamento teórico, prático (TLT) e estágios (NR 13) das equipes em procedimentos de execução da instalação no início do contrato e entrega da instalação?			
28	A contratante treinou equipes nos padrões do Manual de Segurança (MS)?			
29	A contratante treinou equipes nas 10 Regras de Ouro de Segurança?			
30	A contratante treinou equipes em padrões de resposta a emergência (PRE, PEL, SFCI e PEI)?			
31	A contratante treinou e deu acesso as equipes nos sistemas informatizados de gestão?			
32	A contratante treinou as equipes em Percepção de Riscos das Instalações dos campos produtores?			
33	A contratante definiu um book/matriz de cursos e padrões de execução (PE's) de cada instalação da gerência operacional, para treinamento das equipes contratadas?			
34	A contratante está realizando os treinamentos das equipes contratadas conforme o book/matriz de treinamento na Gestão de Mudança de pessoas no início do contrato?			
35	O gerente do contrato entregou uma cópia do Instrumento Contratual, da ATA de Reunião e da Autorização de Serviço?			
36	A contratada entregou os Relatório de Ocorrência (RO) diário à fiscalização?			
37	A fiscalização elaborou o Relatório de Medição (RM) mensal no SAP?			
38	A contratada entregou cópia do REM à fiscalização?			
39	A fiscalização atualizou os dados do REM no SISIN?			
40	A contratada entregou cópia da contribuição mensal do INSS dos Prestadores de Serviços à Empresa Prestadora de Serviços de Análise de Documentos?			
41	A contratada entregou cópia de depósito mensal do FGTS dos Prestadores de Serviços à Empresa Prestadora de Serviços de Análise de Documentos?			
42	Realizou a avaliação trimestral do Avaliação de Desempenho de Fornecedores no Sistema SAP/R3?			
43	Realizou Auditoria de Fornecedores de Serviços (AFS) na Contratada?			
44	A contratante realizou Reunião de Análise Crítica do PASEC com a Contratada?			
45	A contratada entregou cópia do Relatório Mensal do Tacógrafo Digital dos Veículos de Operação?			

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice U: Modelo de lista de verificação de requisitos / cláusulas de contrato de prestação de serviços de operação, para aplicação pelo gerente e fiscais de contrato

ITEM	VERIFICAR EVIDÊNCIAS DE FORMAÇÃO / TREINAMENTO E CAPACITAÇÃO. <u>RESP: EMPRESA CONTRATADA</u>	RESPOSTAS		
		SIM	NÃO	NA
46	A contratada está participando da Reunião Semanal de Segurança (DSS) da gerência?			
47	A contratada está participando da Reunião Diária de Produção (REDIA) da gerência?			
48	A contratada está participando das reuniões de priorização do Planejamento Integrado de Serviços?			
49	A contratada está aprovando no Sistema de Planejamento de Serviços os serviços das instalações programadas?			
OBSERVAÇÕES - REGISTRAR DESVIOS				
Assinatura do Gerente de Contrato:			Matrícula:	
Assinatura do Fiscal de Contrato:			Matrícula:	
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL.				
ABRIR RELATÓRIO DE Ocorrência (RO) E APLICAR MULTA CONTRATUAL, PARA RESPOSTA "NÃO"				

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice V: Modelo de lista de verificação de requisitos do SGI e de RT da ANP, para aplicação periódica pelas lideranças (gerentes, coordenadores e engenheiros(as) de *staff*)

LOGOTIPO DA EMPRESA					
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP					
Anexo XX - Modelo de Lista de Verificação de Requisitos do SGI e de RT da ANP para Aplicação Periódica pelas Lideranças (Gerentes, Coordenadores e Engenheiros(as) de <i>Staff</i>)					
Rev. X					
CAMPO PRODUTOR:		GERÊNCIA:		DATA:	
ITEM	PERGUNTAS SOBRE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DE CONHECIMENTO PARA OS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS, SEGURANÇA OPERACIONAL E INTEGRIDADE DA INSTALAÇÃO	RESPOSTAS			
		SIM	NÃO	NA	
1	Documentos técnicos de segurança operacional (DSO/DUT, fluxogramas, plantas, matriz de causa e efeito, LEC e CEC) estão disponíveis para consulta?				
2	As 10 Regras de Ouro de Segurança estão disponível para consulta?				
3	As 15 diretrizes de SMS estão disponível para consulta?				
4	Padrão do Manual de Segurança e demais padrões (MS) complementares aplicáveis estão disponíveis para consulta?				
5	Técnico de operação ou operador contratado conhece os riscos de SMS das atividades e tarefas operacionais?				
6	Técnico de operação ou operador contratado conhece os documentos técnicos de segurança operacional (DSO/DUT, fluxogramas, plantas, matriz de causa e efeito, LEC e CEC)?				
7	Técnico de operação ou operador contratado conhece as Regras de Ouro de Segurança aplicáveis na instalação?				
8	Técnico de operação ou operador contratado conhece as 15 diretrizes de SMS?				
9	Técnico de operação ou operador contratado conhece o padrão do Manual de Segurança e demais padrões complementares aplicáveis na instalação e processos?				
10	Técnico de operação ou operador contratado conhece os padrões críticos da instalação (Definidos na LEC e no Sistema Informatizado de Planejamento de Serviços)?				
11	Técnico de operação ou operador contratado contratado conhece os sistemas/sensores e detectores críticos da instalação (Definidos na LEC)?				
12	Técnico de operação ou operador contratado conhece os equipamentos críticos da instalação (Definidos na LEC)?				
13	Técnico de operação ou operador contratado conhece os regulamentos técnicos de Segurança Operacional e de Integridade (RTSGSO, RTSGI, RTDT e RTSGIP).				
14	Técnico de operação ou operador contratado conhece o regulamento técnico de Medição de Petróleo, Condensado e Gás Natural (RTM).				
15	Técnico de operação ou operador contratado conhece os Dispositivos Contra Bloqueio Inadvertido (DCBI) e Lacres instalados em válvulas a montante e a jusante de PSV de vasos da instalação?				
16	Técnico de operação ou operador contratado conhece a sistematica de planejamento integrado de serviços?				
17	Técnico de operação ou operador contratado emite e encerra PT corretamente conforme padrão?				
18	Técnico de operação ou operador contratado conhece e sabe realizar o <i>Briefing</i> de Segurança da instalação para visitantes?				

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice V: Modelo de lista de verificação de requisitos do SGI e de RT da ANP, para aplicação periódica pelas lideranças (gerentes, coordenadores e engenheiros(as) de *staff*)

ITEM	PERGUNTAS SOBRE GESTÃO E TRANSFERÊNCIA DE CONHECIMENTO PARA OS EMPREGADOS PRÓPRIOS E CONTRATADOS, SEGURANÇA OPERACIONAL E INTEGRIDADE DA INSTALAÇÃO	RESPOSTAS		
		SIM	NÃO	NA
19	Técnico de operação ou operador contratado conhece a rota de fuga e o ponto de encontro da instalação?			
20	Técnico de operação ou operador contratado conhece e sabe acessar o sistema de planeamento integrado de serviços, para emissão e encerramento de PT?			
21	Técnico de operação ou operador contratado conhece e sabe acessar o sistema de planeamento de serviços para Passagem de Serviço?			
22	Técnico de operação ou operador contratado conhece e sabe acessar o sistema integrado de padronização na intranet?			
23	Técnico de operação ou operador contratado conhece e sabe executar o procedimento de operação do sistema de combate a incêndio - SFCI?			
24	Técnico de operação ou operador contratado conhece o procedimento de segurança da instalação - PEL - primeira resposta?			
25	Técnico de operação ou operador contratado conhece o procedimento de segurança PRE - resposta continuada, aplicável à instalação?			
26	Técnico de operação ou operador contratado conhece o procedimento ambiental PEI aplicável à instalação?			
27	Técnico de operação ou operador contratado conhece o procedimento de Gerenciamento de Resíduos Sólidos na UN-BA?			
28	Técnico de operação ou operador contratado conhece as áreas e processos com risco de incêndio/explosão classificadas como EX, conforme planta de classificação de áreas?			
29	Técnico de operação ou operador contratado conhece o processo de comunicação interna em caso de emergências?			
30	Os processos internos estão sinalizados com placas de segurança?			
31	Os EPI do técnico de operação ou operador contratado estão em bom estado de conservação?			
32	As ferramentas de trabalho do técnico de operação ou operador contratado estão em bom estado de conservação?			
33	Técnico de operação ou operador contratado estão usando os EPI conforme orientação das placas de sinalização de segurança da instalação?			
34	Os equipamentos em manutenção corretiva e/ou preventiva estão sinalizados com placas de aviso "EM MANUTENÇÃO" OU "FORA DE OPERAÇÃO"?			
35	Os equipamentos em manutenção corretiva e/ou preventiva estão isolados com "FITA ZEBRADA"; ou "CERQUITE" ou "CONES"?			
36	Os equipamentos em manutenção corretiva e/ou preventiva estão com PT's disponíveis no local?			
37	Os equipamentos em manutenção corretiva e/ou preventiva estão sendo executadas com PT's no padrão?			
38	Os equipamentos em manutenção corretiva e/ou preventiva estão sendo executadas com ordem (ferramentas organizadas) e limpeza (5S)?			
39	Os EPI da equipe de manutenção estão em bom estado de conservação?			
40	As ferramentas da equipe de manutenção estão em bom estado de conservação?			

Continua

Cont. Apêndice U: Modelo de lista de verificação de requisitos / cláusulas de contrato de prestação de serviços de operação, para aplicação pelo gerente e fiscais de contrato

OBSERVAÇÕES			
Assinatura do Gerente Setorial:		Matrícula:	
Assinatura do Coordenador(a):		Matrícula:	
Assinatura do Engenheiro(a) de <i>Staff</i> :		Matrícula:	
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL.			
DEFINIR AÇÃO, UM RESPONSÁVEL E PRAZO DE REALIZAÇÃO, PARA RESPOSTA “NÃO”			

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice W: Modelo de lista de verificação de características de poços para redimensionamento do método e aumento da produção em campos produtores

LOGOTIPO DA EMPRESA						
Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender o SGI e os RT da ANP						
Anexo XX - Lista de Verificação de Característica e Desempenho de Poço Produtor para Redimensionamento por Método: Surgente, Gás Lift / Pneumático, BM, BCP e BCS.						
Rev. X						
CAMPO PRODUTOR:			GERÊNCIA:			DATA:
POÇO:		MÉTODO:		REPOSTAS		OBSERVAÇÃO
ITEM	VERIFICAR EM TODOS OS POÇOS			SIM	NÃO	NA
1	O poço está operando?					
2	O poço está produzindo?					
3	O poço está injetando água ou gás?					
4	O poço está com automação?					
5	Equipamento de automação sem falha?					
6	Manômetro está operacional?					
7	Manômetro tem TAG do SAP?					
8	Manômetro está calibrado?					
ITEM	VERIFICAR NOS POÇOS BM E BCP			SIM	NÃO	NA
9	Gaxetas da Haste Polida sem vazamento?					
10	Haste polida está em boas condições?					
11	BM está com todas as correias?					
12	BCP está com todas as correias?					
13	Correias operando sem folga?					
13	Equipamento com protetor de correias?					
14	Motor está com cabo de aterramento?					
15	Motor operando sem ruído anormal?					
16	Redutor operando sem ruído anormal?					
17	Redutor operando sem vibração?					
18	Redutor sem vazam. de óleo lubrificante?					
19	Nível de óleo lubrificante está normal?					
20	Verificar Potência do Motor e RPM?			Potência do Motor: _____ hp/cv; e rpm: _____.		
ITEM	VERIFICAR NO POÇO BM			SIM	NÃO	N.A
20	Clamp Duplo com dois parafusos?					
21	Clamp nivelado na mesa do cabresto?					
22	BM com disco nivelador no cabresto?					
23	BM com cabresto no tamanho padrão?					
24	BM com piso da base nivelada?					
25	Pranchão do SKID em bom estado?					
26	Verificar API da UB; o Curso e o CPM;			API da UB: _____; Curso: _____ CPM: _____;		
ITEM	VERIFICAR NO POÇO BCP			SIM	NÃO	N.A
27	Clamp do BCP tem quatro parafusos?					
28	Motor da BCP com tripés de sustentação?					
29	Tripés de sustentação com pranchão?					

Continua

Proposta de práticas de gestão operacional para atender requisitos de normas ABNT NBR ISO de SGI e de Regulamentos Técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na E&P

Cont. Apêndice W: Modelo de lista de verificação de características de poços para redimensionamento do método e aumento da produção em campos produtores

ITEM	VERIFICAR NO POÇO BCP	SIM	NÃO	N.A	ABRIR NOTA DE SERVIÇO
30	Verificar API do Cabeçote da BCP e o RPM.	API do Cabeçote: _____; RPM _____			
ITEM	VERIFICAR NOS POÇOS: BM, BCP E BCS	SIM	NÃO	N.A	ABRIR NOTA DE SERVIÇO
31	Painel elétrico com cabo de aterramento?				
32	Painel elétrico com todos os parafusos?				
33	Painel elétrico com o TAG / N° do SAP?				
34	Painel elétrico sinalizado com a Tensão?				
35	Painel elétrico sem corrosão/danos?				
36	Cabo elétrico protegido em eletroduto?				
37	Cabo elétrico sem emenda exposta?				
38	Transformador sem ninho de passarinho?				
39	BCS – RPM; Frequência e Amperagem?	Rpm: _____; Frequência: _____ Hertz; e Amperagem: _____ A.			
ITEM	VERIFICAR NOS POÇOS SURGENTES E POÇOS PNEUMÁTICOS	SIM	NÃO	N.A	ABRIR NOTA DE SERVIÇO
40	DHSV está com manômetro de 5000 psi?				
41	A válvula DHSV foi testada anual?				
42	A válvula DHSV com teste positivo?				
43	CLP ou <i>Liquilift</i> foi testada?				
44	Placa solar está operacional?				
45	Suporte de placa solar sem corrosão?				
46	Válvula HI LOW está operacional?				
47	Piloto da válvula Hi Low está operacional?				
48	Dreno do filtro-regulador de gás está desobstruído?				
49	Diafragma da motoválvula sem vazamento?				
50	Tubings e/ou conexões sem corrosão?				
51	Verificar a Ciclagem do Poço Gás Lift.	Ciclagem: _____ min X _____ seg.			
OBSERVAÇÕES					
ASSINATURA DO EXECUTANTE:				MATRÍCULA:	
LEGENDA: NA - NÃO APLICÁVEL					

Fonte: Elaborado pelo autor

Apêndice X: Modelo de matriz de distribuição do trabalho por campo / concessão, grupo de poços e estação

LOGOTIPO DA EMPRESA				
TAG do Padrão PE/POP-XXX-XXXX - Práticas de gestão operacional de QMSOI&ST para Atender Requisitos do SGI e de RT da ANP				
Anexo XX - Modelo de matriz de distribuição do trabalho por campo/concessão e grupo de poços, estação de coleta, estação de injeção, estação de compressão de gás e estação de geração e injeção de vapor versus quantidade de empregados, regime de trabalho e recursos necessários, para cumprir rotinas diárias com qualidade. Rev. X				
QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DO TRABALHO PARA CAMPOS PRODUTORES				
ITEM	CAMPO/CONCESSÃO/GRUPO DE POÇOS E ESTAÇÕES DE PRODUÇÃO	QTD. DE EMPREGADOS CONTRATADOS	REGIME DE TRABALHO DAS EQUIPES	RECURSOS NECESSÁRIOS
1	1. Grupo de Campos Produtores do Norte (2 Engenheiro); 2. Grupo de Campos Produtores do Sul (2 Engenheiro);	4 Engenheiros para cada tipo de contrato: Poços (2) e Estação (2).	Regime Administrativo (8 h / dia - segunda a sexta)	Conhecimentos de Gestão e Técnicos, e Habilidades com Pessoas
	1. Poços e Estações de Campos Produtores do Norte (8 Supervisores); 2. Poços e Estações de Campos Produtores do Sul (8 Supervisores);	16 Supervisores para cada tipo de contrato: Poços (8) e Estação (8).	Regime Administrativo (8 h / dia - segunda a sexta)	Conhecimentos de Gestão e Técnicos, e Habilidades com Pessoas
2	Campo/Concessão/Grupo com média de 40 a 60 Poços com ou sem estação de produção remota / desabitada.	01 Operador / Técnico de Nível Médio	Regime Administrativo em Poços: (8 h / dia com plantonista ou 10 h/dia sem plantonista): trabalha 5 dias e 2 dias de folgas, ou trabalha 4 dias e 3 dias de folgas sem plantonista.	Conhecimentos Técnicos dos processos e equipamentos de produção; Procedimentos Operacionais; EPI;
3	Suporte de Operação as equipes de operadores contratados das estações com processos de maiores complexidades, em regime de trabalho de (24 h/dia).	01 Operador / Técnico de Nível Médio	Regime Administrativo em Estação: (8 h /dia sem plantonista): trabalha 5 dias e 2 dias de folgas.	Veículo de Operação; e Caixa com Ferramentas, conforme definido em padrão.
3	Campos e Concessões com todos os poços produtores e injetores <u>responsável durante a noite</u> , para parada ou partida de poços, em suporte a equipe de operação da automação - Sala do Supervisório - Central de Operação, que trabalham 24 h / dia.	01 operador / Técnico de Nível Médio, por turno; equipe formada com 03 operadores de poços, para cumprir a escala de sobreaviso	Regime Sobreaviso de em Poços: (trabalha 12 h de trabalho pelo dia e 12 h de descando a noite), trabalha 4 dias e 3 dias de folgas.	Conhecimentos Técnicos dos processos e equipamentos de produção; Procedimentos Operacionais; EPI; Veículo de Operação; e Caixa com Ferramentas, conforme definido em padrão.

Continua

Cont. Apêndice X: Modelo de matriz de distribuição do trabalho por campo / concessão, grupo de poços e estação

ITEM	CAMPO/CONCESSÃO/GRUPO DE POÇOS E ESTAÇÕES DE PRODUÇÃO	QTD. DE EMPREGADOS CONTRATADOS	REGIME DE TRABALHO DAS EQUIPES	RECURSOS NECESSÁRIOS
4	Estação de coleta de petróleo; estação de injeção de fluídos; estação de compressão e injeção de gás; e estação de geração e injeção de vapor. OBS: Para cada tipo de estação deve ser analisada o nível de complexidade dos processos existentes, com objetivo de ampliar a quantidade de operadores, tanto no regime de trabalho de turno, quanto no regime administrativo, para melhor distribuir as atividades e tarefas, testar o SFCI, liberar as PT's e serviços de manutenção preventiva e corretiva.	01 Operador / Técnico de Nível Médio, por turno e por estação; equipe formada por 04 operadores de estação, para cumprir a escala de turno de 24 h / dia	Regime Ininterrupto em Estação: (24 h/dia), trabalha 7 dias pelo e 7 dias pela noite, e ambos com 7 dias de folgas	

Fonte: Elaborado pelo autor

ANEXOS

Anexo A: Parecer consubstanciado de aprovação do projeto de tese e de aprovação de conclusão da tese pelo comitê de ética em pesquisa (CEP) da plataforma Brasil

UNIÃO METROPOLITANA DE
EDUCAÇÃO E CULTURA -
UNIME



PARECER CONSUBSTANCIADO DO CEP

DADOS DO PROJETO DE PESQUISA

Título da Pesquisa: Proposta de Práticas de Gestão e Operacional na Exploração e Produção de Petróleo (E&P), para atender Normas NBR ISO do SGI e Regulamentos Técnicos da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Pesquisador: RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU

Área Temática:

Versão: 2

CAAE: 28100119.6.0000.5600

Instituição Proponente: Fundação Ensino e Cultura Fernando Pessoa

Patrocinador Principal: Financiamento Próprio

DADOS DO PARECER

Número do Parecer: 4.388.157

Apresentação do Projeto:

PROPOSTA DE PRÁTICAS DE GESTÃO E OPERACIONAL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, PARA ATENDER À REGULAMENTOS TÉCNICOS DA AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP) E NORMAS ISO DO SGI

Objetivo da Pesquisa:

1.3.1 Objetivo geral

Desta forma, a partir do problema da pesquisa acima apresentado definimos como objetivo geral:

Pesquisar e analisar as práticas de gestão e operacional nos campos produtores de petróleo e gás natural do nordeste brasileiro, para atender os requisitos dos Regulamentos Técnicos dos Sistemas de Gerenciamento RTSGSO, RTSGI, RTDT, RTSGSS e RTSGIP do Órgão Regulador ANP, integrados com os requisitos das normas dos sistemas de gestão integrados (SGI): ISO 9001:2015 (SGQ), ISO 14001:2015 (SGA) e ISO 45001:2018 (SGS&ST), com foco na segurança operacional, integridade das instalações, proteção das pessoas, do meio ambiente e na satisfação dos stakeholders.

Continua

Cont. Anexo A: Parecer consubstanciado de aprovação do projeto de tese e de aprovação de conclusão da tese pelo comitê de ética em pesquisa (CEP) da plataforma Brasil

Este parecer foi elaborado baseado nos documentos abaixo relacionados:

Tipo Documento	Arquivo	Postagem	Autor	Situação
Informações Básicas do Projeto	PB_INFORMAÇÕES_BÁSICAS_DO_PROJETO_1464992.pdf	18/07/2020 20:32:07		Aceito
Outros	OFICIO_DE_CORRELACAO_DAS_PEN-DENCIA_DO_CEP_DA_UNIME_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU_V2_EM_16_07_2020.pdf	18/07/2020 20:25:34	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Outros	CARTA_DE_ANUENCIA_ORGANOGRAMA_DA_UN_BA_OPERACAO_NORTE_CAPIXABA.pdf	16/07/2020 22:37:14	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Projeto Detalhado / Brochura Investigador	PROJETO_DE_PESQUISA_DA_TESE_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU_REVISADO_EM_16_07_2020	16/07/2020 22:02:41	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
TCLE / Termos de Assentimento / Justificativa de Ausência	TERMO_DE_CONSENTIMENTO_LIVRE_E_ESCLARECIDO_REVISADO_EM_16_07_2020.docx	16/07/2020 20:43:52	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Outros	CARTA_DE_ANUENCIA_DE_PESQUISA_NA_UNIDADE_DE_EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_PETROLEO.pdf	22/11/2019 16:01:52	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Outros	CARTA_DO_PESQUISADOR_DE_SOLIDARIEDADE_DE_ANUENCIA.pdf	20/11/2019 15:51:24	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Outros	QUESTIONARIO_DE_TESE_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU.docx	19/11/2019 14:26:44	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Outros	ROTEIRO_DE_ENTREVISTA_DE_TESE_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU.docx	19/11/2019 14:23:54	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Outros	PROTOCOLO_DE_PESQUISA_DE_TESE_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU.docx	19/11/2019 14:23:19	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
TCLE / Termos de Assentimento / Justificativa de Ausência	TERMO_TCLE_DE_PARTICIPACAO_NA_TESE_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU.docx	19/11/2019 14:22:27	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Projeto Detalhado / Brochura Investigador	PROJETO_DE_PESQUISA_DA_TESE_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU.docx	19/11/2019 14:21:26	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito
Folha de Rosto	FOLHA_DE_ROSTO_PARA_PESQUISA_ENVOLVENDO_SERES_HUMANOS_DE_RAYMUNDO_JORGE_DE_SOUSA_MANCU.pdf	19/11/2019 14:20:52	RAYMUNDO JORGE DE SOUSA MANCU	Aceito

Situação do Parecer:

Aprovado

Necessita Apreciação da CONEP:

Não

LAURO DE FREITAS, 28 de Outubro de 2020

Assinado por:
JORGE RAIMUNDO LINS RIBAS
(Coordenador(a))

Fonte: <https://plataformabrasil.saude.gov.br/login.jsf>

Anexo B: Resolução nº 43 de 2007, artigo e parágrafos com definição de responsabilidades, o RTSGSO tópico 3 abrangência, ciclo de vida da instalação tópico 5 e Documento de Segurança Operacional no tópico 5.

No Art. 1º, parágrafo §2º da Resolução ANP nº 43/2007 define as seguintes responsabilidades do concessionário no regime de Segurança Operacional:

I - Determinar que o Operador da Instalação disponha de um sistema de gestão que atenda às práticas do sistema de gestão de segurança operacional instituído pela ANP (SGSO) conforme estabelecido no Regulamento Técnico em anexo;

II - Determinar que o Operador da Instalação providencie a verificação dos elementos críticos de segurança operacional da Instalação e a auditoria de seu sistema de gestão da segurança operacional, conforme prescrito no Regulamento Técnico em anexo;

III - Submeter à ANP a documentação prevista no art. 3º;

IV - Prover livre acesso à Área de Concessão e às Operações em curso, para fins de inspeção e auditoria das instalações, através do fornecimento de transporte, alimentação, alojamento e demais serviços necessários ao cumprimento do estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998. A ANP dará ciência, previamente ao Concessionário, da realização de tais atividades e zelará para que as mesmas não prejudiquem a execução normal das Operações; e

V - Prover acesso irrestrito e imediato à Área de Concessão e às Operações em curso, através do fornecimento de transporte, alimentação e alojamento, para fins de levantamento de dados e informações e apuração de responsabilidades sobre incidentes operacionais ocorridos nas instalações cobertas pelo Regulamento Técnico e definidos no art. 1º da Portaria ANP nº 3, de 10 de janeiro de 2003.

No Art. 1º, parágrafo §3º da Resolução ANP nº 43/2007, define as seguintes atribuições da ANP, nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural:

I - Efetuar análise da documentação exigida no art. 3º;

II - Efetuar auditorias na Instalação para verificação do funcionamento do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional, a fim de cumprir o estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998;

III - Efetuar inspeções dos elementos críticos de segurança operacional da Instalação, a fim de cumprir o estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998;

IV - Investigar os acidentes ocorridos em cada Instalação, a fim de cumprir o estabelecido no inciso V, art. 27, Capítulo VI, da Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000, sem prejuízo das demais competências estabelecidas no dispositivo;

V - Exercer ações de injunção quando constatadas não-conformidades com o Regulamento Técnico aprovado por esta Resolução e demais exigências contidas na legislação pertinente, na forma estabelecida em legislação específica sobre os procedimentos de imposição de penalidades; e

VI - Efetuar a análise anual do desempenho de segurança dos Concessionários, a fim de estabelecer processo de melhoria contínua das atividades cobertas pelo Regime de Segurança Operacional.

O RTSGSO no tópico 2 apresenta as definições de termos utilizados para os propósitos deste Regulamento Técnico, conforme indicadas nos itens 2.1 a 2.16 (ANP, 2007, p. 1 a 3).

No tópico 3 apresenta a abrangência do regulamento técnico, nos subtópicos 3,1 a 3.4:

3.1 Instalações, conforme definida no Art. 1º, parágrafo §4º da Resolução ANP nº 43 (2007, p. 2), cobertas pelo Regime de Segurança Operacional:

- a) Instalações de Perfuração;
- b) Instalações de Produção; e
- c) Instalações de Armazenamento e Transferência.

3.2 Atividades

Atividades de Exploração e Produção (E&P) cobertas por este Regulamento Técnico:

- a) perfuração de poços;

- b) completção e restauração de poços;
- c) produção de petróleo e gás natural;
- d) processamento primário de petróleo;
- e) armazenamento e transferência de petróleo; e
- f) compressão e transferência do gás natural.

3.3 Ciclo de Vida das Instalações

Este Regulamento Técnico é aplicável a todo o ciclo de vida das Instalações de Perfuração e Produção, que compreende as fases de:

- a) projeto;
- b) construção;
- c) instalação;
- d) operação; e
- e) desativação.

3.4 Exclusões: este Regulamento Técnico não se aplica a:

- a) Instalações marítimas de perfuração e de produção em trânsito, bem como às instalações fora de operação autorizada pela ANP; e
- b) Instalações terrestres de perfuração e de produção; e dutos.

No tópico 5 constam a definição da Documentação de Segurança Operacional (DSO), e os subtópicos 5.1 a 5.5:

O Concessionário sujeito ao Regulamento Técnico de Segurança Operacional deve elaborar três documentos para apresentação à ANP. A coletânea dos documentos abaixo listados será denominada Documentação de Segurança Operacional (DSO):

- a) Matriz de Correlação (MC);
- b) Descrição da Unidade Marítima (DUM); e
- c) Relatório de Informações do Concessionário (RIC).

5.1 Apresentação da Documentação de Segurança Operacional (DSO):

5.1.1 No caso de Instalação Marítima de Perfuração, a Documentação de Segurança Operacional (DSO) deverá ser apresentada com 90 (noventa) dias de antecedência da data prevista para início da operação da Instalação em Águas sob Jurisdição Nacional.

5.1.2 No caso de Instalação Marítima de Produção, a Documentação de Segurança Operacional (DSO) deverá ser apresentada com 180 (cento e oitenta) dias de antecedência da data prevista para posicionamento da Instalação na locação definitiva.

5.1.3 A Matriz de Correlação (MC) e a Descrição da Unidade Marítima (DUM) integrarão respectivos processos administrativos quando de sua entrega à ANP. Os documentos que atendam mais de uma DSO serão mantidos como processos administrativos independentes.

5.1.4 Caso a Matriz de Correlação (MC) e a Descrição da Unidade Marítima (DUM) já tenham sido apresentadas à ANP por outro concessionário, os mesmos serão dispensados de reapresentação, conforme informações contidas no Relatório de Informações do Concessionário (RIC).

5.1.5 Será admitido um único Sistema de Gestão, apresentado na forma de Matriz de Correlação (MC), para operadores de Instalações, concessionários ou não, que sejam operadores em mais de uma concessão, contíguas ou não.

5.1.6 A Descrição da Unidade Marítima (DUM) deverá ser apresentada para cada uma das Instalações a que se refere este Regulamento.

5.1.7 As Instalações Marítimas desabitadas que operem sob supervisão de uma central, deverão ser consideradas na DSO do conjunto de instalações.

5.2 Atualização e Revisão:

5.2.1 A Matriz de Correlação (MC), a Descrição da Unidade Marítima (DUM) e o Relatório de Informações do Concessionário (RIC) deverão ser enviados à ANP sempre que sofrerem alteração.

5.2.2 No caso das Instalações de Produção, a confirmação de que as informações contidas nos documentos MC, DUM e RIC permanecem inalteradas, deverá ser atestada anualmente pelo Concessionário juntamente com o Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT).

5.3 Matriz de Correlação (MC):

5.3.1 O Operador da Instalação deverá dispor de um sistema de gerenciamento da segurança operacional e documentá-lo na forma de uma matriz, estabelecendo a correlação entre os requisitos contidos no SGSO e no seu sistema de gerenciamento de segurança operacional.

5.3.2 Estrutura da Matriz de Correlação

A Matriz de Correlação (MC) deverá considerar todos os elementos previstos nas 17 práticas de gestão do SGSO, para atendimento dos requisitos nelas contidos, conforme itemização de cada prática de gestão.

5.4 Descrição da Unidade Marítima (DUM):

O Operador da Instalação elaborará a Descrição da Unidade Marítima (DUM), documento contendo a descrição dos itens de segurança da Instalação.

5.4.1 Conteúdo da Descrição da Unidade Marítima

5.4.1.1 O conteúdo da DUM deverá ser apresentado conforme formulários contidos no Anexo 1 e no Anexo 2 do RTSGSO.

5.4.1.2 Os riscos a saúde ou ao meio ambiente relacionados às substâncias nocivas ou perigosas produzidas ou utilizadas na Instalação deverão estar descritos nas Fichas de Informação de Produtos Químicos, disponíveis na Instalação.

5.4.2 Planos e Documentos:

5.4.2.1 Os planos e documentos abaixo, que apresentam, de forma geral, a instalação e a operação, são parte integrante da Documentação de Segurança Operacional (DSO), e deverão ser enviados juntamente com os formulários dos Anexos 1 e 2 do RTSGSO.

a) Arranjo geral da instalação; e

b) Fluxograma de Processo da Instalação, que deverá conter, além da visão geral do processo, a identificação dos principais equipamentos e tubulações.

5.4.2.2 Os certificados, planos e documentos que detalham o projeto e a operação da Instalação não necessitam ser parte integrante dos documentos a serem apresentados à ANP, mas deverão estar sempre disponíveis para consultas na instalação, tais como:

a) Certificados listados nas Convenções Internacionais e nas Normas da Autoridade Marítima (NORMAM) aplicáveis;

b) Declaração para Operação de Plataformas atualizada, na forma estabelecida nas Normas da Autoridade Marítima (NORMAM) aplicáveis;

c) Desenhos, planos e diagramas detalhados da Instalação com seus sistemas estruturais, navais, de perfuração, de produção e de processo, tais como:

- sistemas navais de estabilidade, lastro, posicionamento dinâmico, amarração, ancoragem, entre outros;
- lista de equipamentos e tubulações da instalação;
- sistemas de geração, distribuição elétrica e de sinais de controle;
- "risers" e sistemas de recebimento, processamento e transferência da produção de óleo e gás;
- sistemas de pressurização, despressurização, incluindo válvulas de segurança de alívio de pressão, de queimadores e de ventilação;

- equipamentos e áreas de escape, evacuação e salvamento, incluindo áreas de refúgio temporário, embarcações de sobrevivência/salvamento, botes de resgate rápido e embarcações de prontidão;
- equipamentos de elevação artificial;
- barreiras contra incêndio e explosão, incluindo o projeto de resistência ao incêndio de áreas de abrigo temporário;
- equipamentos de movimentação de carga tais como guindastes, guinchos, turcos de baleeiras; e alojamentos.

d) Classificação elétrica de áreas;

e) Livro de Registro de Óleo, aprovado nos termos da Convenção Marpol 73/78, conforme estabelecido no artigo 10 da Lei no 9966/2000.

5.5 Relatório de Informações do Concessionário (RIC):

5.5.1 O Concessionário deverá elaborar o Relatório de Informação do Concessionário (RIC) contendo as informações relativas ao projeto, conforme modelos contidos no Anexo 3 e no Anexo 4 do RTSGSO.

5.5.2 Para a operação de Instalações Marítimas de Perfuração, o Concessionário deverá apresentar, além do disposto no Anexo 3 do RTSGSO, um documento que estabeleça correlação entre o seu Sistema de Gestão e o Sistema de Gestão da Segurança Operacional da Instalação, a serem utilizados durante o período de operação da Instalação para o Concessionário.

Anexo C: Resolução nº 02 de 2010 parágrafos e artigos que definem as responsabilidades, RTSGI-Capítulo I, sendo no tópico 1 introdução, objetivo tópico 2, definições tópico 3, abrangência tópico 4 e 5 referência legal.

No parágrafo § 2º do Art. 1º da Resolução da ANP nº 2/2010 define as seguintes responsabilidades do Concessionário, no Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres:

- I - Determinar que o Operador da Instalação disponha de um sistema de gestão que atenda às práticas do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI) instituído pela ANP, conforme estabelecido no Regulamento Técnico;
- II - Determinar que o Operador da Instalação providencie a auditoria de seu sistema de gestão da segurança operacional conforme prescrito no Regulamento Técnico;
- III - Submeter à ANP a documentação prevista no art. 3º;
- IV - Prover livre acesso à Área de Concessão e às Operações em curso, para fins de inspeção e auditoria das instalações, inclusive, onde não houver serviços públicos disponíveis, fornecendo transporte, alimentação, alojamento e demais serviços necessários ao cumprimento do estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 e inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997; e
- V - Prover acesso irrestrito e imediato à Área de Concessão e às Operações em curso, fornecendo inclusive transporte, alimentação e alojamento onde não houver serviços públicos disponíveis, para fins de levantamento de dados e informações e apuração de responsabilidades sobre incidentes operacionais ocorridos nas instalações cobertas pelo Regulamento Técnico.

No parágrafo § 3º do Art. 1º da Resolução da ANP nº 2/2010 define as seguintes atribuições da ANP, no Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres:

- I - Efetuar análise da documentação exigida no art. 3º;
- II - Efetuar auditorias na Instalação para verificação do funcionamento do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural, a fim de cumprir o estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 e no inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997;
- III - Investigar os acidentes ocorridos nas instalações terrestres de produção, a fim de cumprir o estabelecido no inciso VI do art. 3º, Capítulo I, Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 e no inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997; e
- IV - Exercer ações de injunção quando constatadas não conformidades com o Regulamento Técnico aprovado por esta Resolução e demais exigências contidas na legislação pertinente, na forma estabelecida em legislação específica sobre os procedimentos de imposição de penalidades.

No Art. 1º, parágrafo § 4º da Resolução ANP nº 2/2010, define que as instalações de campos terrestres de produção cobertas pelo Regime de Segurança Operacional são as que se encontram em operação.

No Art. 2º da Resolução ANP nº 2/2010 foi aprovado o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI), para os campos terrestres de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural,

No Capítulo I do RTSGI apresenta as disposições gerais, conceitos, abrangência, referências normativas e legais do RTSGI composto pelos tópicos de 1 a 5, sendo:

- No tópico 1 define na introdução do RTSGI: com a obrigatoriedade inalienável do Concessionário de um campo de produção de petróleo e gás natural projetar, instalar, operar e manter os equipamentos estáticos, as tubulações e os equipamentos dinâmicos de modo a garantir, a qualquer tempo, a Integridade Estrutural do conjunto da Instalação e a Segurança Operacional.
- Para esse fim, o Concessionário deverá atuar de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo e os regulamentos e normas aplicáveis, assim como empreender as ações sistêmicas indispensáveis à eficácia das atividades sob sua responsabilidade.
- No tópico 2 apresenta como objetivo: estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural (SGI), visando à Segurança Operacional das Instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural, a integridade mecânica dos equipamentos, a

operação segura das Instalações e a proteção da vida humana e do meio ambiente durante todo o ciclo de vida.

- No tópico 3 do Regulamento Técnico apresenta definições dos principais termos utilizados,
- No tópico 4 relaciona a abrangência do RTSGI

4.1 Instalações

As seguintes Instalações, autorizadas pela ANP a executar as atividades listadas em 4.2, estão cobertas por este Regulamento Técnico:

- Instalações Terrestres de Produção; e
- Instalações Terrestres de Armazenamento e Transferência.

4.2 Atividades

As Atividades cobertas por este Regulamento Técnico são:

- Produção de petróleo e gás natural;
- Processamento primário de petróleo;
- Armazenamento e transferência de petróleo; e
- Compressão e transferência do gás natural.

4.3 Ciclo de Vida das Instalações

Este Regulamento Técnico é aplicável a todo o ciclo de vida da Instalação, que compreende as fases de:

- Projeto;
- Construção e montagem;
- Operação; e
- Desativação.

4.4 Exclusões

- Este Regulamento Técnico não se aplica a:
- Instalações marítimas de perfuração e de produção;
- Instalações terrestres de perfuração; e Dutos.

No tópico 5 do Regulamento Técnico define como referência normativas e legais “o Anexo I do RTSGI, com lista de normas, códigos e práticas, cujo emprego é recomendado para auxílio na preparação de planos ou programas específicos dos Capítulos deste Regulamento Técnico” (ANP, 2010, p. 4).

Anexo D: Resolução nº 6 de 2011 parágrafos e artigos que estabelecem definições, responsabilidades dos concessionários, Capítulo I do RTDT definição tópico 4, referências legais tópico 5 e abrangências tópico 6

Parágrafo único. Para os fins desta Resolução e seus anexos ficam estabelecidas as definições a seguir:

I - Dutos Existentes: Dutos que, na data de publicação desta resolução, já estejam autorizados para construção ou operação, bem como estejam aprovados em plano de desenvolvimento de área de concessão, ambos pela ANP;

II - Dutos Novos: Todos aqueles que não se enquadram na definição de Dutos Existentes.

Art. 2º Fica instituída a gestão de segurança operacional dos Dutos Terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural.

§ 1º Na gestão de segurança operacional dos Dutos Terrestres são consideradas responsabilidades da empresa concessionária ou autorizada pela ANP:

I - Determinar que o operador da Instalação disponha de um sistema de gestão que atenda ao estabelecido no Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT, instituído pela ANP, parte integrante desta Resolução;

II - Submeter à ANP a documentação prevista no art. 3º.

§ 2º Na gestão de segurança operacional dos Dutos Terrestres são consideradas atribuições da ANP:

I - Efetuar análise da documentação relacionada no RTDT e no art. 3º;

II - Efetuar fiscalização das instalações abrangidas pelo RTDT;

III - Exercer ações de injeção quando constatadas não-conformidades com o RTDT aprovado por esta Resolução e demais exigências contidas na legislação pertinente, na forma estabelecida em legislação específica sobre os procedimentos de imposição de penalidades.

Art. 3º Para os Dutos Existentes, a empresa concessionária ou autorizada apresentará à ANP os seguintes documentos, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da publicação desta Resolução:

I - Lista, em forma de tabela, dos Dutos abrangidos pelo RTDT, que contenha as seguintes informações: (i) identificação do Duto; (ii) instalação de origem; (iii) localidade de origem; (iv) instalação de destino; (v) localidade de destino; (vi) produto(s); (vii) diâmetro em polegadas; (viii) extensão, em km ou metros; (ix) ano de início das operações;

II - Matriz de correlação entre os documentos emitidos pela empresa e aqueles exigidos no RTDT, caso haja divergência na nomenclatura adotada;

III - Avaliação preliminar de risco do Duto ou de trecho do Duto, conforme critérios estabelecidos no Capítulo II do RTDT;

IV - Cronograma para implementação dos requisitos constantes do RTDT.

Para conhecimento e atendimento aos propósitos do RTDT são apresentados no seu tópico 4 e nos itens 4.1 a 4.68 as definições dos principais termos utilizados no regulamento (ANP, 2011, p. 4 a 11).

No tópico 5 do RTDT constam as referências normativas e legais, que são de cumprimento obrigatório nos Capítulos do regulamento, definidas nos itens 5.1 e 5.2, e as Portarias e Resoluções listadas no item 5.3, conforme a seguir:

5.1 Normas brasileiras

- Norma ABNT NBR 12.712 - Projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível, Associação Brasileira de Normas Técnicas. (RTDT - Capítulo II)
- Norma ABNT NBR 15.280-1 - Dutos Terrestres - Parte 1 - Projeto, Associação Brasileira de Normas Técnicas. (RTDT - Capítulo II)
- Norma ABNT NBR 15.280-2 - Dutos Terrestres - Parte 2 - Construção e Montagem, Associação Brasileira de Normas Técnicas. (RTDT - Capítulos III e IV)
- Norma ABNT NBR 7276 - Sinalização de advertência em linhas aéreas de transmissão de energia elétrica - Procedimento, Associação Brasileira de Normas Técnicas. (RTDT - Capítulo IV)

- Norma ABNT NBR 15616 - Odorização do Gás Natural Canalizado (RTDT - Capítulo IV)

5.2 Normas estrangeiras

- Norma ASME B31.4 - *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids, The American Society of Mechanical Engineers.* (RTDT - Capítulo IV)
- Norma ASME B31.8 - *Gas Transmission and Distribution Pipelines Systems, The American Society of Mechanical Engineers.* (RTDT - Capítulo IV)

5.3 Portarias e Resoluções

- PORTARIA ANP 170/1998, de 26/11/1998 - Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel. (RTDT - Capítulos III e IV)
- PORTARIA ANP 90/2000, de 31/05/2000 - Aprova o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento que define o conteúdo e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural. (RTDT - Capítulo IV)
- PORTARIA ANP 125/2002, de 05/08/2002 - Dispõe sobre os procedimentos de natureza preventiva a serem adotados no acompanhamento de obras com interferência em faixa de domínio de dutos de petróleo, seus derivados ou gás natural. (RTDT - Capítulo V)
- RESOLUÇÃO ANP 18/2004, de 02/09/2004 - Estabelece as especificações dos gases liquefeitos de petróleo - GLP, de origem nacional ou importada. (RTDT - Capítulo IV)
- RESOLUÇÃO ANP 16/2008, de 17/06/2008 - Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada. (RTDT - Capítulo IV)
- RESOLUÇÃO ANP 44/2009, de 24/12/2009 - Estabelece procedimento para comunicação de Incidentes. (RTDT - Capítulo IX)
- RESOLUÇÃO CONAMA 398/2008, de 11/06/2008 - Dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo. (RTDT - Capítulo IX)
- RESOLUÇÃO CONJUNTA ANEEL/ANATEL/ANP 1/1999, de 25/11/1999 - aprova o Regulamento Conjunto para compartilhamento de infra-estrutura entre os Setores de Energia Elétrica, Telecomunicações e Petróleo. (RTDT - Capítulos III e IV, onde couber)
- Portaria Conjunta ANP / Inmetro 1/2000 - aprova o Regulamento Técnico de Medição (RTM) de Petróleo e Gás Natural que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de Petróleo e Gás Natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos. (RTDT - Capítulo IV)

No tópico 6 do Regulamento Técnico, item 6.1 apresenta como abrangência do RTDT o projeto, a construção, a montagem, a operação, a inspeção, a manutenção, o gerenciamento da integridade e a desativação de Dutos Terrestres e seus trechos submersos (Oleodutos e Gasodutos), que interligam quaisquer das seguintes instalações: áreas de concessão de produção terrestre e marítimo, refinarias, plantas de processamento de gás, tratamento de óleo, liquefação de gás, regaseificação, bases de distribuição, consumidores de derivados, pontos de entrega de petróleo e gás natural, instalações de superfície e unidade industrial de petroquímica ou química, conforme limites definidos nos itens 6.1.1 e 6.1.11:

6.1.1 Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção terrestres a partir do Lançador de Pigs, da estação de bombeamento ou da estação de compressão, que atendam aos Dutos ou, se estas não existirem, a partir da saída da instalação de separação de gás/petróleo/água;

6.1.2 Trechos terrestres de Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção marítima:

6.1.2.1 No caso em que uma única empresa for a responsável pela operação dos dois trechos do Duto, submarino e terrestre, a partir de um ponto do Duto, devidamente sinalizado e situado em terreno seco, o mais próximo possível da linha de preamar máxima do local;

6.1.2.2 No caso de existirem duas empresas responsáveis pela operação, uma para o trecho submarino e outra para o trecho terrestre, a partir do ponto de limite de responsabilidade estabelecido no Protocolo de Responsabilidades (PR) firmado entre elas;

6.1.3 Dutos fora dos limites de refinarias e trechos desses Dutos dentro dos limites das refinarias até, inclusive, o Lançador ou o Recebedor de Pigs ou até o ponto A da refinaria (ponto de início dos Dutos que atendem bases de distribuição), caso o Duto não tenha instalações para passagem de Pig;

6.1.4 Dutos fora dos limites de plantas de processamento de gás natural, de plantas de tratamento de petróleo, de terminais aquaviários de gás natural liquefeito, de plantas de liquefação de gás natural e de plantas de regaseificação de gás natural liquefeito, e trechos desses Dutos dentro dos limites dessas instalações até, inclusive, o Lançador ou o Recebedor de Pig;

6.1.5 Dutos fora dos limites de terminais aquaviários (marítimos, lacustres e fluviais) e terrestres, e trechos desses Dutos dentro dos limites dos terminais até, inclusive, o Lançador ou o Recebedor de Pig;

6.1.6 Dutos de suprimento de bases de distribuição, fora dos limites das mesmas, e trechos desses Dutos dentro dos limites das bases até, inclusive, o Recebedor de Pig, ou, se este não existir, até a primeira válvula de bloqueio na derivação para a base;

6.1.7 Dutos de ramais para envio e/ou recebimento de gás para reservatórios subterrâneos, até o limite das suas instalações de superfície e trechos dos dutos dentro dos limites dessas instalações até, inclusive, o Lançador ou o Recebedor de Pig;

6.1.8 Dutos de ramais para atendimento de consumidores individuais de derivados de petróleo e gás natural, até o primeiro flange depois da estação de medição, mesmo que no interior da sua propriedade, ou não havendo estação de medição até a primeira válvula de bloqueio na derivação para o consumidor;

6.1.9 Dutos de ramais para atendimento de pontos de entrega de gás natural a redes de distribuição de gás canalizado, até o primeiro flange depois da estação de medição;

6.1.10 Dutos fora dos limites das Unidades Industriais Petroquímicas ou Químicas e trechos desses Dutos dentro dos limites dessas unidades até, inclusive, o Lançador ou o Recebedor de Pig ou até a primeira válvula de bloqueio, se estes não existirem;

6.1.11 Tubos, componentes, equipamentos e instalações dos Dutos abrangidos por este Regulamento, situados entre o Lançador de Pig inicial e o último Recebedor de Pigs, tais como:

6.1.11.1 Estações intermediárias de bombeamento e de compressão;

6.1.11.2 Estações intermediárias de reaquecimento;

6.1.11.3 Válvulas de bloqueio do Duto e estações de manobra de válvulas, aéreas ou em caixas subterrâneas;

6.1.11.4 Armazenamento de petróleo ou gás natural em tubos;

6.1.11.5 Tanques em estações intermediárias de bombeamento, compressão ou reaquecimento;

6.1.11.6 Estações de redução, limitação e alívio de pressão;

6.1.11.7 Estações de medição de líquidos e gases;

6.1.11.8 Pontos de entrega;

6.1.11.9 Estações de interconexão;

6.1.11.10 Estações de odorização.

6.2 Estão excluídos da abrangência deste Regulamento:

6.2.1 Dutos de petróleo e gás natural dentro dos limites das áreas de concessão de produção terrestres, a montante do limite definido no item 6.1.1;

6.2.2 Trechos submarinos de Dutos de escoamento da produção de petróleo e gás natural de áreas de concessão de produção marítima, até o limite definido no item 6.1.2;

6.2.3 Dutos situados fora dos limites de terminais aquaviários, inclusive de gás natural liquefeito, que servem de ligação do parque de armazenamento dessas instalações com monobóias, cais ou píer de atracação de navios e barcas;

6.2.4 Redes de distribuição de gás canalizado;

6.2.5 Tubulações internas de:

6.2.5.1 Refinarias, plantas de processamento de gás natural, plantas de tratamento de petróleo, terminais aquaviários de gás natural liquefeito, plantas de liquefação de gás natural e plantas de regaseificação de gás natural liquefeito;

6.2.5.2 Terminais aquaviários (marítimos, lacustres e fluviais) e terrestres;

6.2.5.3 Bases de distribuição;

6.2.5.4 Instalações de superfície para armazenamento de gás em reservatórios subterrâneos;

6.2.5.5 Instalações de consumidores individuais de derivados de petróleo e gás natural;

6.2.5.6 Unidades Industriais Petroquímicas ou Químicas.

6.2.6 Transporte aquaviário, marítimo ou por barcas, ferroviário e rodoviário dos produtos abrangidos por este Regulamento.

6.3 Este Regulamento abrange a operação das estações iniciais de bombeamento ou de compressão, que atendam aos Dutos abrangidos pelo item 6.1, quando situadas dentro dos limites de:

6.3.1 Áreas de concessão de produção de petróleo e gás natural;

6.3.2 Refinarias, plantas de processamento de gás natural, plantas de tratamento de petróleo, terminais aquaviários de gás natural liquefeito, plantas de liquefação de gás natural ou plantas de regaseificação de gás natural liquefeito;

6.3.3 Terminais aquaviários (marítimos, lacustres e fluviais) ou terrestres;

6.3.4 Instalações de superfície de reservatórios subterrâneos para armazenamento de gás;

6.3.5 Unidades Industriais Petroquímicas ou Químicas.

6.4 Este Regulamento abrange a inspeção, a manutenção e a operação dos equipamentos de proteção dos Dutos contra pressão excessiva quando situados dentro dos limites das instalações mencionadas no item 6.3.

Anexo E: Resolução nº 46 de 2016 - RTSGIP contam definições no tópico 2, lista de siglas no tópico 3, abrangência no tópico 4, exceções no tópico 5 e exclusões no tópico 6.

No tópico 2 do RTSGIP e subtópicos 2.1 a 2.18 constam definições de termos aplicados no regulamento técnico (ANP, 2016, p.3 a 5)

3 Lista de Siglas

3.1 CSB - Conjunto Solidário de Barreira.

3.2 DHSV/SSSV - *Downhole Safety Valve* - Válvula de segurança do fundo de poço.

3.3 MD - *Measured Depth* - Profundidade Medida.

3.4 SGIP - Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços.

3.5 TVD - *True Vertical Depth* - Profundidade vertical.

4 Abrangência

Este regulamento se aplica a poços terrestres e marítimos relacionados às atividades de E&P de petróleo e gás natural.

5 Exceções

Operador do Contrato que somente possui poços exploratórios terrestres não surgentes em campos não influenciados por injetores. Nestes casos, atender apenas aos seguintes requisitos:

- Capítulo 1;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 1;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 8;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 10;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 11;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 12;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 13;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 14, exceto 14.2.3, 14.2.5, 14.2.6.1;
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 15; e
- Capítulo 2, Prática de Gestão nº 17.

6 Exclusões

Este regulamento técnico não se aplica a dutos e umbilicais abrangidos na Resolução nº 41/2015 ou supervenientes.