

10.5748/17CONTECSI/PSE-6505

COMPARATIVE ANALYSIS OF COMPLIANCE WITH TECHNICAL REGULATION REQUIREMENTS FOR OPERATIONAL SAFETY MANAGEMENT SYSTEMS (RTSGSO), FACILITY INTEGRITY (RTSGI) AND TERRESTRIAL PIPELINES (RTDT) OF ANP, IN OIL AND GAS PRODUCING FIELDS

ANÁLISE COMPARATIVA DE ATENDIMENTO À REQUISITOS DE REGULAMENTOS TÉCNICOS DE SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (RTSGSO), DE INTEGRIDADE DE INSTALAÇÕES (RTSGI) E DE DUTOS TERRESTRES (RTDT) DA ANP, EM CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO E GÁS

Raymundo Jorge De Sousa Mançú - Universidade Fernando Pessoa - Porto - Portugal - raymundo.mancu@gmail.com

Luis Borges Gouveia - Universidade Fernando Pessoa - Porto - Portugal - lmbg@ufp.edu.pt

Silvério Dos Santos Brunhoso Cordeiro - Universidade Fernando Pessoa - Porto - Portugal - silveriorcordeiro@gmail.com

Abstract

This work aims to perform a comparative analysis of compliance with the requirements of technical regulations defined by the ANP, of operational safety management systems (RTSGSO), structural integrity of installations (RTSGI) and of terrestrial pipelines - oil and gas pipelines (RTDT), at the oil and natural gas production stations / units of five onshore oil and natural gas producing fields in northeastern Brazil. This is an exploratory and descriptive research, with a qualitative and quantitative approach and case study method in five onshore oil producing fields A, B, C, D and E, located in the northeast of Brazil, with the application of perception questionnaires structured with 99 questions, classified in two categories for data collection, being: category A-GTC - management and transfer of knowledge to own and contracted employees with 60 closed questions, and category B-ETP - operational safety and structural integrity of equipment and production tanks with 39 questions, with answer options on the five-point Likert scale, applied to a total of 75 professionals working in the operation, with data processing using Excel and IBM SPSS V.22 software. In the comparative results of the employees' perception responses defined in categories A-GTC and B-ETP, applied in the five oil producing fields, it was observed that in category A-GTC they presented higher percentage values of "disagree" in relation to category B-ETP. In the sum of the answers "totally agree and partially agree" there were high percentage values above 70% in the two categories A-GTC and B-ETP. However, the low percentage values added up of "totally disagree and partially disagree" responses in the A-GTC category ranging from 18% to 26% of "disagree" and "indifferent" responses, with greater impacts in the producing fields B, C and E were considered critical, because it is a hypothesis of non-compliance with legal requirements, and GTC is relevant in the training and technical and managerial qualification, for the operation's own employees and contractors. And in the B-ETP category, low percentage values varying from 10% to 14% were also observed in the five producing fields, being critical, because it is also a possibility of non-compliance with legal requirements for operational safety and structural integrity of the facilities, and the various processes and equipment operate in an integrated manner and in the event of failure of one, it

can characterize the stoppage of the other processes, with the possibility of incidents and impacts on the image of the producing fields. It is concluded that the five producing fields A, B, C, D and E presented relevant deviations in the categories A-GTC and B-ETP in the perception of own and contracted employees, characterizing possibilities of gaps in knowledge management and transfer (GTC) for employees, as well as in the B-ETP category with possibilities of gaps in operational safety and structural integrity of installations and equipment of oil / natural gas production stations / units, characterizing potential risks for incidents and non-compliance in internal audits and external, with a high probability of infraction / fines, with impacts on people, the environment and the image of the producing fields.

Keywords: Technical Regulations. Integrity of Facilities. Operational Safety. Petroleum Producing Field. National Petroleum Agency.

Resumo

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise comparativa de atendimento à requisitos de regulamentos técnicos definidos pela ANP, de sistemas de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO), integridade estrutural das instalações (RTSGI) e de dutos terrestres - oleodutos e gasodutos (RTDT), nas estações/unidades operacionais de produção de petróleo e de gás natural, de cinco campos terrestres (onshore) produtores de petróleo e gás natural do nordeste brasileiro. Trata-se de uma pesquisa exploratória e descritiva, com abordagem quali-quantitativa e método estudo de casos em cinco campos terrestres produtores de petróleo A, B, C, D e E, localizados no nordeste brasileiro, com aplicação de questionários de percepção estruturados com 99 perguntas, classificadas em duas categorias para a coleta de dados, sendo: categoria A-GTC - gestão e transferência de conhecimento para os empregados próprios e contratados com 60 perguntas fechadas, e categoria B-ETP - segurança operacional e integridade estrutural dos equipamentos e tanques de produção com 39 perguntas, com opções de respostas na escala Likert de cinco pontos, aplicados a um total de 75 profissionais que trabalham na operação, com tratamento de dados através do software Excel e IBM SPSS V.22. Nos resultados comparativos das respostas de percepção dos empregados definidos nas categorias A-GTC e B-ETP, aplicados nos cinco campos produtores de petróleo observaram-se que na categoria A-GTC apresentaram maiores valores percentuais de "discordo" em relação a categoria B-ETP. Já no somatório das respostas "concordo totalmente e concordo parcialmente" verificaram-se elevados valores percentuais superior a 70% nas duas categorias A-GTC e B-ETP. Porém, os baixos valores percentuais somados de respostas "discordo totalmente e discordo parcialmente" na categoria A-GTC variando de 18% a 26% de respostas "discordo" e respostas "indiferente", com maiores impactos nos campos produtores B, C e E foram considerados como críticos, porque trata-se de hipótese de não atendimento a requisitos legais, e a GTC é relevante na capacitação e habilitação técnica e de gestão, para os empregados próprios e contratados da operação. E na categoria B-ETP também foram observados baixos valores percentuais variando de 10% a 14% nos cinco campos produtores, sendo críticos, porque também trata-se de uma possibilidade de não atendimento a requisitos legais de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações, e os diversos processos e equipamentos operam de forma integrados e no caso de falhas de um pode caracterizar a parada dos demais processos, com possibilidade de incidentes e impactos na imagem dos campos produtores. Conclui-se que os cinco campos produtores A, B, C,

D e E apresentaram desvios relevantes nas categoria A-GTC e B-ETP na percepção de empregados próprios e contratados, caracterizando possibilidades de lacunas na gestão e transferência do conhecimento (GTC) para os empregados, e assim como na categoria B-ETP com possibilidades de lacunas em segurança operacional e integridade estrutural das instalações e equipamentos das estações / unidades operacionais de produção de petróleo e gás natural, caracterizando riscos potenciais para incidentes e não conformidade em auditorias internas e externas, com probabilidade de alto de infração/multas, com impactos para pessoas, meio ambiente e imagem dos campos produtores.

Palavras-chave: Regulamentos Técnicos. Integridade das Instalações. Segurança Operacional. Campo Produtor de Petróleo. Agência Nacional de Petróleo.

INTRODUÇÃO

A exploração e produção (E&P) de petróleo e de gás natural nas concessões/campos produtores são compostos por diversos processos produtivos, sendo os principais: o processo de elevação e escoamento caracterizados pelos poços equipados com métodos de elevação natural (poço surgente - S) e elevação artificial (poços de gás lift-GL, bombeio mecânico-BM, bombeio de cavidades progressivas-BCP e bombeio centrífugo submerso-BCS) de petróleo e gás (Thomas, 2004), com seus dutos/tubulações (oleodutos, gasodutos e adutoras) de escoamento localizados em grande extensão territorial e também no fundo do mar; o processo de coleta, separação, tratamento do petróleo e da água produzida, armazenamento, transferência de petróleo para a refinaria, movimentação do gás para unidade de processamento de gás natural (UPGN) e a injeção de água produzida em poços injetores (Mançú, 2018), ambos processos são integrados por sistemas de oleodutos, gasodutos e adutoras, sistemas de vasos de separação e tratamento, tanques de armazenamento de petróleo e de água produzida e de teste de produção de poço, bombas de transferência de petróleo, injeção de fluidos e de dosagem de produtos químicos, caldeiras para aquecimento do petróleo e de compressores de gás para movimentar o gás natural, que fazem parte da cadeia de valor na produção do produto óleo, gás natural e condensado.

Os processos de coleta, separação, tratamento, armazenamento, transferência, movimentação do gás e de injeção de água produzida foco do estudo de caso estão localizados em estações/unidades operacionais, com diversas atividades e tarefas críticas de produção procedimentadas e operando em regime de trabalho ininterrupto. Contudo, apresentam aspectos/perigos de incidentes, com impactos/risco de danos ao meio ambiente, a segurança e à saúde no trabalho. Neste contexto, as atividades e tarefas da indústria do petróleo no Brasil são reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através de Regulamentos Técnicos (RT's) específicos, como:, com requisitos de sistemas de gerenciamento de segurança operacional (SGSO) e de integridade estrutural das instalações (SGI), para aplicação nas atividades e tarefas de Exploração e Produção (E&P), com objetivo de adotar as melhores práticas mundiais de gestão e operacional nestas áreas, que minimizem os seus aspectos e impactos e garantam a preservação da vida humana e do meio ambiente (ANP, 2007; ANP, 2010; Gouveia; Mançú e Cordeiro, 2019).

Portanto, considerando os riscos das atividades e tarefas críticas dos processos de coleta, separação, tratamento, armazenamento, transferência, movimentação do gás e de injeção de água

produzida produção de petróleo, as exigências dos requisitos definidos nos regulamentos técnicos dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO) e de integridade estrutural das instalações (RTSGI), do órgão regulador e fiscalizador Agência Nacional do Petróleo (ANP) brasileiro tornam-se necessário e obrigatório cumprir todos os requisitos legais, incorporando na gestão global de campos produtores de petróleo e de gás natural, as melhores práticas mundiais de segurança operacional e de integridade estrutural das instalações e equipamentos de produção de petróleo e de gás natural, para minimizar os possíveis desvios ou falhas dos sistemas, instalações, processos e equipamentos operacionais, produtos e serviços, com garantia da manutenibilidade, integridade física das instalações e confiabilidade dos equipamentos de campos maduros terrestres (onshore) produtores de petróleo e de gás natural (Mançú, 2013).

Entretanto, este artigo tem como objetivo realizar uma análise comparativa de atendimento à requisitos de regulamentos técnicos definidos pela ANP, de sistemas de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO), integridade estrutural das instalações (RTSGI) e de dutos terrestres - oleodutos e gasodutos (RTDT), nas estações/unidades operacionais de produção de petróleo e de gás natural, estruturadas pelos processos de coleta, separação, tratamento de petróleo, armazenamento e transferência de petróleo, tratamento e injeção de água produzida, compressão, injeção de gás lift, movimentação e exportação de gás, de cinco campos maduros terrestres (onshore) produtores de petróleo e gás natural do nordeste brasileiro.

Na estrutura do artigo além da introdução constam no segundo capítulo a revisão da literatura com uma breve contextualização da Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, com seus principais processos de produção de petróleo e gás natural; contextualização da Agência Nacional do Petróleo (ANP); conceitos e principais requisitos obrigatórios dos regulamentos técnicos dos sistemas de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO) e de integridade estrutural das instalações (RTSGI) a serem cumpridos pelas concessões/campos produtores de petróleo e de gás natural no Brasil. No terceiro capítulo apresenta-se a metodologia de pesquisa. No quarto capítulo os resultados e discussão e no quinto capítulo as considerações finais, recomendações de pesquisa futura e propostas de práticas de gestão e operacional de melhoria na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações dos campos produtores de petróleo estudados.

REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Contextualização da Exploração e Produção de Petróleo

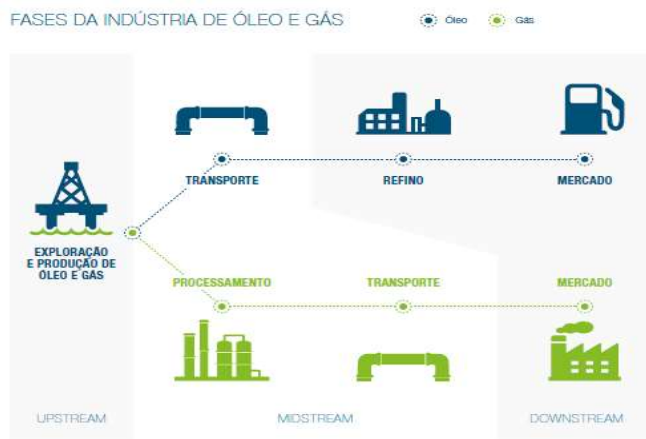
A história da exploração e petróleo no Brasil inicia-se com a assinatura do Decreto nº 2.266, em 1958, pelo Marquês de Olinda, que conceceu à José Bonifácio Pimentel o permissão de explorar mineral betuminoso para a produção de querosene, na provincia da Bahia, às margens do Rio Marau. Porém, as primeiras 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).

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. E 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; 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.

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, vindo a extinguir 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). Essa indústria de óleo e gás está estruturada em três fases: upstream, midstream e downstream (Instituto Brasileiro de Petróleo [IBP], 2015), conforme Figura 1.

Figura 1 - Fases da indústria de óleo e gás: upstream, midstream e downstream



Fonte: IBP (2015)

A exploração e produção de petróleo e gás natural (upstream) é uma das etapas da cadeia produtiva do setor petrolífero, com alto risco e de maior taxa retorno sobre os investimentos (Souza, 2006). O macrofluxo do 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 (Mançú, 2018), conforme da Figura 2.

Figura 2 - Macrofluxo de um processo de Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P)



Fonte: Mançú, 2018.

Os campos produtores de petróleo e de gás natural terrestres (onshore) no nordeste brasileiro estruturados com poços produtores, poços injetores e estações possuem como principais processos operacionais: elevação de fluidos (petróleo, gás natural e água produzida) da jazida/reservatório de petróleo através dos poços produtores; escoamento dos fluidos através dos satélites, multivias e dutos/linhas de produção; a coleta de fluidos por manifolds (jogo de válvulas de bloqueio), separação dos fluidos, tratamento, lavagem e aquecimento de petróleo com vapor e dosagem de produto químico, armazenamento de petróleo em tanques, transferência de petróleo especificado por oleodutos, através de bombas de transferência; flotação, tratamento, pressurização e injeção da água produzida através de bombas injetoras, por adutoras em poços injetores; compressão, injeção de gás lift, movimentação e exportação de gás natural por compressores de gás.

2.1.1 Processo de elevação de petróleo e gás natural

O processo de elevação caracteriza-se pela extração de reservas de petróleo ou gás nos campos/concessões de produção terrestre (onshore) e de produção marítima (offshore), através de poços (Figura 3) e por meio dos diversos tipos de métodos de elevação natural e/ou artificial, sendo os principais: Surgente (S); Bombeio Mecânico (BM); Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP); Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) e GasLift (GL) (Thomas, 2004; Mançú, 2018).

Figura 3 - Poço produtor de petróleo e de gás natural: Surgente / GL, BM, BCP e BCS



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de escoamento de fluidos

O modal 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 são caracterizados por dutos/linhas de produção e de injeção de diversos diâmetros, satélites e multivias de produção (Figura 4), definidos de acordo com o volume total em metros cúbicos (m^3) ou barril (bbl) e a pressão de trabalho esperada, e também são conhecidos como: oleoduto, gasoduto e adutora.

Figura 4 - Dutos/linhas de produção, injeção e de combate a incêndio / satélite / multivia



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de coleta de fluidos (petróleo, gás e água produzida)

O processo de coleta na estação é conhecido como manifold de produção, este tem a mesma função do satélite e multivia no escoamento de produção dos poços produtores, direcionando os fluxos de produção para os vasos separadores de fluidos (petróleo, gás e água produzida). Este também possibilita a realização do teste de volume de produção de cada poço produtor, assim como a recuperação de raspador de parafina/pig, na câmara de recebimento de pig (RP).

O manifold é composto por 3 (três) dutos/headers: header de produção, header de teste de poço e header de recebimento de pig de poço, com dutos de diâmetros diferentes e estruturados com um conjunto de válvulas de bloqueio/operação de 2" e de 3" (Figura 5). O duto/header de produção tem 6" de diâmetro, para receber e distribuir a produção total de grupo de poços, o duto/header de teste de poço e de recebimento de pig de poço produtor ambos tem 4" de diâmetro, projetados de acordo com o total de volume (m^3/d e/ou bbl/d) previsto para os conjuntos de poços produtores de petróleo de abrangência estação de coleta.

Figura 5 - Manifold - linhas/dutos de escoamento e válvulas de bloqueio



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de separação vertical e horizontal de petróleo, gás e água produzida

Os vasos separadores de petróleo, água e gás são fabricados com estrutura vertical e horizontal e pode ser: bifásico e/ou trifásico (Figura 6), estruturados internamente com placas defletora, um duto de entrada (emulsão com petróleo+gás+água produzida) e dois a três dutos de saídas de produtos (petróleo e gás natural) e de subproduto (água produzida), assim como equipamentos de monitoramento.

O separador bifásico, normalmente tem uma capacidade ao líquido variando de 1.667 bbl/dia a 2.956 bbl/dia e ao gás variando de 220.000 m³/dia a 450.000 m³/dia. O separador trifásico, normalmente tem uma capacidade ao líquido variando de 15.725 bbl/dia a 31.450 bbl/dia e ao gás variando de 360.000 m³/dia (normal) à 520.000 m³/dia (em emergência), maior e mais eficiente que o bifásico, também conhecido como separador de água livre, separa o petróleo, água e o gás (Thomas, 2004).

Figura 6 - Vasos separadores verticais bifásicos e horizontais trifásicos e dutos conexão



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de tratamento, lavagem e aquecimento de petróleo

O processo de tratamento e especificação do petróleo na estação de coleta normalmente é composto por vasos tratadores ou por tanques de lavagem de petróleo com aquecimento por vapor de caldeiras/geradores de vapor (Figura 7). Os vasos tratadores de petróleo termoquímicos verticais, normalmente cada tem uma capacidade volumétrica de 4088 bbl/dia, operando com uma temperatura no fluido variando de 50° C a 80° C, através da queima de gás combustível nas fornalhas dos tratadores e dosagem de produto químico desemulsificante, para especificar o petróleo, com teor máximo de água igual a 1% (BSW) e salinidade menor que 300 mg/l.

Já os tanques de lavagem operam cheios de fluidos, tem uma capacidade de volume variando de 5.000 bbl a 10.000 bbl, com uma temperatura na interface água/óleo variando de 50° C a 70°, recebendo e lavando a produção total (petróleo e água produzida), com dosagem do produto químico desemulsificante na emulsão.

As caldeiras/geradores de vapor mantêm a temperatura do vapor 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 fluidos (petróleo+água produzida), para manter a temperatura do mesmo 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, garantir a especificação e a fluidez do petróleo na fase da transferência para o cliente refinaria.

Figura 7 - Vasos tratadores e tanque de lavagem de petróleo, caldeira/gerador de vapor



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de armazenamento de petróleo tratado e especificado

O processo de armazenamento de petróleo tratado e especificado para o cliente final é composto por tanques de armazenamento de grande porte (Figura 8) localizados em estação de tratamento e transferência de petróleo, que recebem o petróleo tratado e especificado pelos tratadores de petróleo das estações de coleta e/ou tanques de lavagem das estações de tratamento, após o processo de tratamento termoquímico. Normalmente, cada tanque tem capacidade volumétrica variando de 2.000 bbl a 20.000 bbl.

Os tanques de armazenamento com petróleo deve ser mantido aquecido, através da injeção de vapor das caldeiras / geradores de vapor, para evitar o congelamento do petróleo no mesmo, garantir a temperatura do petróleo variando de 55° a 65° C no tanque, com fluidez e transferência através de oleodutos à pressão baixa, desde os campos produtores até os parques de armazenamento e/ou até a refinaria cliente.

Figura 8 - Tanques de armazenamento de petróleo tratado e especificado



Fonte: Foto dos autores, 2020

2.1.7 Processo de transferência do petróleo tratado e especificado

O processo de transferência de petróleo é composto por um conjunto de bombas de transferência e por oleodutos normalmente variando de 6" a 20" de diâmetro revestidos/isolados termicamente, para manter a temperatura do petróleo acima dos 36° C, para evitar congelamento e aumento abrupto de pressão, durante a transferência em trechos de dutos de longas distâncias, desde o campo/concessão produtor de petróleo e gás natural até os tanques de parques de armazenamento e/ou tanques da refinaria cliente.

As bombas de transferência de petróleo tratado/especificado utilizadas na estação de tratamento e transferência de petróleo (Figura 9) transferem o petróleo especificado a baixa e média pressão, com médias e grandes vazões e podem ser do tipo: bomba alternativa horizontal - BAH, bomba de cavidades progressivas horizontal - BCPH e/ou bomba centrífuga de superfície horizontal - BCSH. As vazões e pressões nos oleodutos de transferência de petróleo são automatizados, acompanhados e monitorados em regime de turno ininterrupto (24 h/d), durante todo o período de transferência, desde o ponto de emissão até o ponto de recebimento.

Figura 9 - Bombas BCPH de transferência de petróleo especificado



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de flotação, tratamento, pressurização e injeção da água produzida

O Processo de flotação, tratamento, pressurização e injeção de água produzida é composto por tanques de flotação e tratamento, bombas de pressurização e injeção da água produzida e adutoras / linhas de injeção (Figura 10), normalmente os tanques têm 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.

A água produzida flotada/filtrada é escoada por gravidade para o tanque pulmão, para injeção nos poços através de bombas. As bombas de injeção de água produzida tratada do tanque pulmão utilizadas na estação de tratamento e injeção de água produzida podem ser do tipo: bomba alternativa horizontal - BAH, bomba de cavidades progressivas horizontal - BCPH e/ou bomba centrífuga de superfície horizontal - BCSH. Estas bombas injetam a água produzida a alta pressão e com grandes vazões, em poços injetores de água de cotas controladas e em poços injetores água de cotas liberadas.

Figura 10 - Tanques de flotação e Bombas BCPH de injeção de água produzida



Fonte: Foto dos autores, 2020

Processo de compressão, injeção de gás lift, movimentação e exportação de gás

O processo de compressão de gás é composto pelos compressores, um conjunto de vasos separadores de gás (SG's) e vasos separadores de condensados (SD's) para separação de líquido dos gás (Figura 11), e assim evitar risco de calço hidráulico e falha de compressor de gás. Possui também um sistema com válvulas de alívio de pressão de gás (PSV's) integrados aos equipamentos e vasos de pressão, para o sistema de flare/tocha queimador de gás e condensado, ambos conectados aos gasodutos / linhas de gás de sucção e recalque dos compressores de gás em diversos diâmetros.

Os compressores de gás natural recebem a produção de gás associado a emulsão/fluidos produzidos pelos poços de petróleo e gás natural, que foram processados e especificado, pelos separadores (SG's e SD's) horizontais e verticais, bifásicos e trifásicos da estação de coleta e da estação de compressão de gás, realizando a compressão, injeção de gás para produzir petróleo de poços equipados com o método de gás lift (GL), movimentação e exportação de gás natural para as unidades de processamento de gás natural (UPGN) e posterior venda ao mercado.

Figura 11 - Compressor de gás natural e vasão separador de gás e condensado (SD)



Fonte: Foto dos autores, 2020

2.2 Contextualização da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

A partir das 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, a flexibilização das atividades da indústria do petróleo, até este momento de monopólio da união, para execução dessas atividades por empresas estatais e empresas privadas. Na EC nº 09/95 ficou definido 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.

Portanto, a ANP definiu um conjunto de regulamentos técnicos (RT's) de sistemas de gerenciamento para regulação e fiscalização da indústria do petróleo no Brasil, sendo os principais RT's aplicados aos processos, atividades e tarefas de exploração e produção (E&P): o sistema de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO), o sistema de gerenciamento de integridade estrutural das instalações (RTSGI), integridade de dutos terrestres (RTDT), o sistema de gerenciamento de sistema submarino (RTSGSS) e o sistema de gerenciamento da integridade de poços (RTSGIP), com o objetivo de estabelecer requisitos e diretrizes obrigatórios para implementação 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; ANP, 2016, Gouveia; Mançú e Cordeiro, 2019).

Para estruturar um sistema de gestão integrado, com foco na segurança operacional e na integridade estrutural das instalações e equipamentos operacionais específicos de estações / unidades de produção de petróleo e gás natural composto pelos processos de coleta de fluidos; separação de óleo, gás e água produzida; tratamento de petróleo; armazenamento de petróleo; transferência de petróleo; tratamento, pressurização e injeção de água produzida; compressão, injeção de gás lift, movimentação e exportação de gás natural torna-se relevante definir uma matriz de correlação dos requisitos dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGI e do RTDT da ANP, para facilitar à sistemática de implementação dos requisitos, desenvolver listas de verificação e realizar auditorias internas de atendimento desses requisitos, em todas as fases dos processos de

exploração e produção de petróleo e gás natural, aplicando as boas práticas de gestão e operacional para as não conformidades encontradas e assim garantir o processo de melhoria contínua nos diversos processos dos campos produtores de petróleo.

2.3 Regulamento Técnico de 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, onde definiu em anexo o regulamento técnico da ANP do sistema de gerenciamento de segurança operacional (RTSGSO) das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, que têm como objetivo estabelecer requisitos e diretrizes para implementação visando à segurança operacional das instalações marítimas 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; Gouveia; Mançú e Cordeiro, 2019).

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, sendo no Capítulo 2 - Liderança, Pessoal e Gestão estruturado com 9 (nove) PG's; no Capítulo 3 - Instalações e Tecnologia com 5 (cinco) PG's, e no Capítulo 4 - Práticas Operacionais com 3 (três) PG's e requisitos, que devem ser aplicadas pelas Organizações Concessionárias (OC's), com atuação no Brasil (ANP, 2007, Gouveia; Mançú e Cordeiro, 2019), conforme Figura 12.

Figura 12 - Capítulos 2, 3 e 4 do RTSGSO - 17 (dezesete) Práticas de Gestão (PG's)

Capítulo 2 - Práticas de Gestão Relativas à Liderança, Pessoal e Gestão

- a) Prática de Gestão nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial
- b) Prática de Gestão nº 2: Envolvimento do Pessoal
- c) Prática de Gestão nº 3: Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal
- d) Prática de Gestão nº 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos
- e) Prática de Gestão nº 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas
- f) Prática de Gestão nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho
- g) Prática de Gestão nº 7: Auditorias
- h) Prática de Gestão nº 8: Gestão da Informação e da Documentação
- i) Prática de Gestão nº 9: Investigação de Incidentes

Capítulo 3 - Práticas de Gestão Relativas a Instalações e Tecnologia

- a) Prática de Gestão nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação
- b) Prática de Gestão nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional
- c) Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos

- d) Prática de Gestão nº 13: Integridade Mecânica
- e) Prática de Gestão nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências

Capítulo 4 - Práticas de Gestão Relativas a Práticas Operacionais

- a) Prática de Gestão nº 15: Procedimentos Operacionais
- b) Prática de Gestão nº 16: Gerenciamento de Mudanças
- c) Prática de Gestão nº 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais

Fonte: Adaptado de ANP (2007), Gouveia; Mançú e Cordeiro (2019)

Quanto à implementação dos requisitos das 17 (dezesete) Práticas de Gestão (PG's) definidas no RTSGSO, as OC's buscam garantir a segurança operacional das instalações marítimas (offshore) de perfuração e produção de petróleo e gás natural. 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's podem fazer a correlação dos requisitos do RTSGSO e do RTSGI, com o sistema de gestão global de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) da organização, para possibilitar o processo de implementação dos requisitos e realização de auditorias de atendimento aos requisitos, e assim garantir a integridade das instalações, a segurança das operações e a melhoria contínua.

2.4 Regulamento Técnico de 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 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 instituído no Art. 1º, da Resolução da ANP nº 2/2010, e 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 Brasil (ANP, 2010).

No RTSGI a Organização Concessionária (OC) 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. E quanto à abrangência o regulamento técnico (RTSGI) se aplica às instalações de produção de petróleo terrestres (onshore), relacionados às atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, para a integridade estrutural das instalações das concessões produtoras de petróleo, garantia da segurança, preservação do meio ambiente e saúde no trabalho (ANP, 2010, Gouveia; Mançú e Cordeiro, 2019).

Neste contexto, o RTSGI está estruturado em 03 (três) Capítulos, sendo no Capítulo 1 a descrição das disposições gerais, e nos Capítulos 2 e 3 estão estruturados os requisitos obrigatórios necessários para a implementação e operação do RTSGI. O Capítulo 2 está estruturado com 5 (cinco) principais requisitos classificados como: 6, 7, 8, 9 e 10 para a Organização e Segurança

Operacional, e o Capítulo 3 está estruturado com 8 (oito) principais requisitos classificados como: 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18 para a Garantia da Integridade Estrutural das Instalações, que devem ser aplicadas pelas Organizações Concessionárias (OC's), que atuam no Brasil (ANP, 2010, Gouveia; Mançú e Cordeiro, 2019), demonstrado na Figura 13.

Figura 13 - Capítulos 2 e 3 do RTSGI de aplicação obrigatória pelas OC's

Capítulo 2 - Organização e Segurança Operacional, estruturado com 5 (cinco) principais requisitos

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 estruturado com 8 (oito) principais requisitos

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: Adaptado de ANP (2010), Gouveia; Mançú e Cordeiro (2019)

No atendimento dos requisitos obrigatórios definidos nos Capítulos 2 e 3 do RTSGI as OC's dos campos produtores de petróleo e de gás natural desenvolvem as melhores práticas do mercado, quanto a integridade das instalações e a segurança operacional dos processos produtivos, contribuindo para a melhoria da padronização, do desenvolvimento de treinamentos teóricos e práticos para a capacitação e habilitação dos empregados próprios e contratados, e dos demais processos de gestão e operacional da organização, com melhoria de indicadores de desempenho em segurança, meio ambiente e saúde (SMS) e de auditorias interna e externa de conformidade legal.

Portanto, para alcançar os melhores resultados de integridade e de segurança operacional nas instalações das estações de coleta de petróleo, gás e água produzida, separação, tratamento, armazenamento, transferência, injeção de água, compressão, movimentação e exportação de gás, dos oleodutos, gasodutos e adutoras torna-se relevante a integração dos requisitos dos regulamentos técnicos RTSGSO de segurança operacional das instalações marítimas (offshore),

RTSGI de integridade estrutural das instalações terrestres (onshore) e do RTDT de integridade e segurança operacional dos oleodutos, gasodutos e adutoras, para a proteção das pessoas e do meio ambiente.

2.5 Regulamento Técnico de Dutos Terrestre (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, que 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) (ANP, 2011).

Os requisitos do RTDT devem ser aplicados 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. No caso de empresas que compartilham o mesmo duto ou sistema de dutos (Oleodutos e/ou Gasodutos) para movimentar os seus produtos petróleo e gás natural existe a obrigatoriedade de desenvolver um Protocolo de Responsabilidade (PR) de operação e de preservação da integridade das instalações, entre as partes, definindo as responsabilidades de transportador ou de receptor dos produtos transportados, e também formalizar um procedimento mútuo de operação (PMO), com o objetivo de definir as responsabilidades de operação e de preservação da integridade das instalações dos dutos, aplicar as melhores práticas do mercado, evitar riscos de incidentes e melhorar continuamente os desempenhos dos processos em segurança, meio ambiente e saúde (SMS) (ANP, 2011; Gouveia; Mançú e Cordeiro (2019).

O RTDT deve ser implementado pelas OC's que atuam e no Brasil, através do atendimento aos requisitos obrigatórios definidos nos Capítulos II a X com 44 (quarenta e quatro), classificados a partir de 7 ao 51 principais requisitos distribuídos entre capítulos, para a segurança operacional dos Dutos Terrestres (Oleodutos e Gasodutos), conforme Figura 14.

Figura 14 - Capítulos II a X do RTDT classificados a partir de 7 ao 51 principais requisitos

Capítulo II - Projeto, Materiais, Requisitos Dimensionais e Avaliação de Risco com 3 (três) requisitos

7 Escopo

8 Documentação do Projeto

9 Avaliação de Risco

Capítulo III - Construção, Montagem e Comissionamento com 4 (quatro) requisitos

10 Escopo

11 Construção e Montagem

12 Documentos "Como Construído"

13 Comissionamento

Capítulo IV - Operação, Inspeção, Manutenção, Registro Histórico do Duto, Sistema de Gerenciamento de Mudanças e Sinalização da Faixa de Dutos com 7 (sete) requisitos

- 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 com 3 (três) requisitos

- 21 Escopo
- 22 Conscientização Pública
- 23 Prevenção de Danos Causados por Terceiros

Capítulo VI - Controle da Corrosão com 6 (seis) requisitos

- 24 Escopo
- 25 Controle da Corrosão
- 26 Controle da Corrosão Externa
- 27 Controle da Corrosão Interna
- 28 Controle da Corrosão Atmosférica
- 29 Prazos

Capítulo VII - Organização e Qualificação de Pessoal com 7 (sete) requisitos

- 30 Escopo
- 31 Estrutura Organizacional
- 32 Disponibilização e Planejamento de Recursos
- 33 Envolvimento de Pessoal
- 34 Identificação de Tarefas Críticas
- 35 Treinamento para Qualificação
- 36 Contratadas

Capítulo VIII - Gerenciamento da Integridade com 3 (três) requisitos

- 37 Escopo
- 38 Programa de Gerenciamento da Integridade (PGI)
- 39 Processos Básicos do PGI

Capítulo IX - Plano de Resposta a Emergência com 9 (nove) requisitos

- 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 com 3 (três) requisitos

- 49 Escopo
- 50 Desativação Temporária
- 51 Desativação Permanente

Fonte: Adaptado de ANP (2011), Gouveia; Mançú e Cordeiro (2019)

A partir da integração dos regulamentos técnicos RTSGSO, RTSGL e RTDT em uma matriz de correlação (MC), com os requisitos de aplicação obrigatória, boas práticas de gestão e operacional e o devido atendimento aos requisitos definidos na MC, as organizações concessionárias dos campos produtores de petróleo e de gás natural estruturam formalmente a documentação técnica da instalação, os padrões de diretrizes que regulam comportamento, os padrões de operação críticos e não críticos, realizam os estudos de riscos de processos (ERP), através da aplicação de técnicas de análise preliminar de riscos (APR) e de estudo de perigo e operabilidade (HAZOP), com elaboração de padrão de plano de emergência e da documentação de segurança operacional - DSO (Descrição da Unidade Terrestre e Marítima - DUT e DUM, Matriz de correlação (MC) e fluxogramas de processos), planta baixa (As Built), fluxograma de engenharia e lista de elementos críticos dos processos operacionais, que contribuem para o processo de gestão e transferência do conhecimento para empregados próprios e contratados, com aplicação de treinamentos teóricos e treinamento no local de trabalho (TLT), assim como atendimento de outras práticas de gestão e operacional com requisitos que garantem de fato a integridade estrutural das instalações, processos e equipamentos, a segurança operacional, a preservação do meio ambiente, da saúde no trabalho, melhora os processos e a imagem da organização.

METODOLOGIA

A metodologia aplicada quanto aos objetivos classifica-se como exploratória e descritiva, com abordagem quali-quantitativa, estratégias de pesquisa bibliográfica e documental, através do método estudo de multicasos em cinco campos produtores de petróleo e de gás natural do nordeste brasileiro, classificados como: campo produtor A; B; C; D e E.

A pesquisa exploratória tem por objetivo desenvolver, explicar e modificar conceitos e idéias para a formulação de abordagens posteriores e a pesquisa descritiva busca descrever com exatidão os fatos e fenômenos de determinadas realidades (Gil, 2016; Lacerda, 2015). Já o estudo de caso é uma pesquisa empírica que permite a investigação de processos organizacionais e administrativos, com foco no caso e na perspectiva holística, com aplicação em diferentes campos e o pesquisador não tem controle sobre eventos e variáveis (Yin, 2015; Lacerda, 2015; Martins, 2016; Gil, 2017).

Para a coleta de dados foram utilizados questionários de percepção com realização de pré-teste com 10 participantes e realização de correções. Posteriormente os questionários foram aplicados para 75 empregados próprios e contratados que trabalham em estações de coleta, separação, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, tratamento e injeção de água, compressão, injeção, movimentação e exportação de gás dos cinco campos produtores, em regime de trabalho ininterrupto (24 h /d).

Os questionários totalizaram 99 perguntas fechadas de coleta de dados, com opções de respostas na escala Likert de 5 (cinco) pontos, variando de "discordo totalmente" até "concordo totalmente", e cálculo da mediana, estruturadas em 2 (duas) categorias A e B, sendo: na categoria A-GTC para avaliar a gestão e transferência do conhecimento para os empregados próprios e contratados dos cinco campos produtores de petróleo e gás natural, estruturado com 60 perguntas; categoria B-ETP para verificar a integridade das instalações e segurança operacional de equipamentos e tanques de produção das estações com um total de 39 perguntas, referentes a atendimento de requisitos das normas ISO de sistemas de gestão integrados (SGI) e requisitos de regulamentos técnicos de sistemas de gerenciamento RTSOSO, RTSOGI e RTDT da ANP.

Para tratamento dos dados coletados das respostas dos questionários de percepção dos empregados próprios e contratados da operação das estações / unidades operacionais de produção de petróleo e de gás natural, dos cinco campos produtores de petróleo foram utilizados o software Excel na organização dos dados em planilhas, e software IBM SPSS Statistic Version 22 para as análises estatísticas de quantificação de respostas, valores percentuais e para o cálculo da mediana.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Resultados e discussão dos questionários de percepção da categoria A-GTC e B-ETP aplicados aos empregados próprios e contratados das estações dos campos produtores

Nas análises dos dados sociodemográficos dos participantes da pesquisa que operam os processos e equipamentos das estações nos cinco campos produtores A, B, C, D e E, observaram-se quanto ao tipo de estrutura poços e estações, que 75(100%) participantes são empregados próprios e

contratados trabalham exclusivamente nas estações / unidades operacionais de produção de petróleo e gás natural, com 15(20%) participantes por cada campo produtor estudado.

Quanto à função e vínculo empregatício verificaram-se que 40(54%) dos participantes foram de operadores contratados, 28(37%) de técnicos de operação próprio e 7(9%) supervisores contratados.

Para o grau de instrução prevalece a formação técnica de nível médio igual a 53(70%), 17(23%) de formação técnica de nível superior e 5 (7%) tem curso de pós-graduação.

No regime de trabalho destacam-se as equipes do 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 1.

Tabela 1 - Dados sociodemográficos dos 75 participantes das equipes de estações de coleta, tratamento, armazenamento e transferência dos campos produtores

Variáveis e Dados Sociodemográficos	Qtd	%
Tipo de Estrutura		
Estação	75	100%
Campos Produtores de Petróleo		
Campo A	15	20%
Campo B	15	20%
Campo C	15	20%
Campo D	15	20%
Campo E	15	20%
Função e Vínculo Empregatício		
Técnico de Operação Próprio	28	37%
Operador Contratado	40	54%
Supervisor Contratado	7	9%
Grau de Instrução		
Técnico de Nível Médio	53	70%
Técnico de Nível Superior	17	23%
Pós-graduação	5	7%
Regime de Trabalho		

Turno Ininterrupto - Equipe de Estação	68	91%
Administrativo – Supervisores Contratados	7	9%
Tempo de Empresa		
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

Nos resultados dos dados sociodemográficos foram verificados que a maioria dos empregados dos campos produtores tem formação de nível técnico médio, trabalham como prestadores de serviços de empresas contratadas na operação, devido a elevada terceirização de atividade fim nas estações de coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, estações de compressão e movimentação de gas lift e para exportação e também nas estações de tratamento e injeção de água e de vapor dos cinco campos terrestres (onshore) produtores de petróleo e de gás natural do nordeste brasileiro.

4.2 Resultados dos questionários da categoria A-GTC sobre a gestão e transferência do conhecimento para as equipes de estações: quantitativos, valores percentuais e medianas

Na análise das práticas do processo de gestão e transferência do conhecimento (GTC) para os empregados próprios e contratados das estações dos cinco campos produtores, consolidados a partir dos resultados dos 75 questionários de percepção, cada com 60 variáveis (Tabela 2), verificaram-se um total geral de 4500 repostas na escala Likert de 5 (cinco) pontos, sendo: 2581(57%) repostas "concordo totalmente", 956(21%) repostas "concordo parcialmente", 404(9%) repostas "indiferente", 277(6%) repostas "discordo parcialmente" e 282(6%) repostas "discordo totalmente", com medianas variando de 3 a 5 nas repostas e média geral da mediana igual a 4.6, indicando que mais de 50% dessas repostas foram "concordo totalmente".

Tabela 2 - Resultados dos questionários da categoria A-GTC sobre a gestão e transferência do conhecimento das equipes de estações 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	
GTC1	Participou da Palestra de Ambientação na admissão?	11	15%	9	12%	6	8%	16	21%	33	44%	4.0	
GTC2	Comunicaram a Política do SGI?	7	9%	0	0%	4	5%	21	28%	43	57%	5.0	
GTC3	Comunicaram os objetivos e metas do SGI?	12	16%	4	5%	8	11%	23	31%	28	37%	4.0	
GTC4	Treinarão nos padrões dos Manuais de Segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	13	17%	62	83%	5.0	
GTC5	Treinarão nos padrões das 15 Diretrizes de SMS?	0	0%	0	0%	5	7%	11	15%	59	79%	5.0	
GTC6	Treinarão no Padrão de Resposta a Emergência (PRE)?	0	0%	0	0%	0	0%	22	29%	53	71%	5.0	
GTC7	Treinarão no Padrão de Operar Sistema Fixo de Combate a Incêndio?	0	0%	7	9%	0	0%	0	0%	68	91%	5.0	
GTC8	Treinarão nas 10 Regras de Ouro de Segurança?	0	0%	0	0%	0	0%	20	27%	55	73%	5.0	
GTC9	Treinarão no Manual de Operação (MO) da Instalação onde trabalho?	0	0%	0	0%	6	8%	19	25%	50	67%	5.0	
GTC10	Treinarão nos procedimentos de operação (POP/PE) da Instalação?	0	0%	0	0%	0	0%	17	23%	58	77%	5.0	
GTC11	Acessa o Sistema Informatizado de Padrões/Procedimentos?	0	0%	0	0%	0	0%	19	25%	56	75%	5.0	
GTC12	Acessa o Sistema de Controle de Produção Diária?	1	1%	7	9%	5	7%	12	16%	50	67%	5.0	
GTC13	Acessa o Sistema de Emissão de Permissão de Trabalho (PT)?	5	7%	0	0%	0	0%	2	3%	68	91%	5.0	
GTC14	Emite Permissão de Trabalho (PT) para equipe de manutenção?	1	1%	5	7%	0	0%	2	3%	67	89%	5.0	
GTC15	Acessa os padrões do Manual de Segurança?	0	0%	2	3%	0	0%	15	20%	58	77%	5.0	
GTC16	Acessa os padrões das 15 Diretrizes de SMS?	0	0%	1	1%	9	12%	14	19%	51	68%	5.0	
GTC17	Acessa o padrão PRE e Operar SFCI da instalação?	7	9%	1	1%	0	0%	18	24%	49	65%	5.0	
GTC18	Tem o crachá das 10 Regras de Ouro de Segurança?	13	17%	2	3%	0	0%	12	16%	48	64%	5.0	
GTC19	Acessa o Manual de Operação da Instalação?	5	7%	1	1%	5	7%	18	24%	46	61%	5.0	
GTC20	Acessa os padrões PE's da Contratante?	14	19%	3	4%	0	0%	14	19%	44	59%	5.0	
GTC21	Acessa os procedimentos operacionais da contratada?	8	11%	0	0%	1	1%	8	11%	58	77%	5.0	
GTC22	Padrões POP da contratada possui os aspectos e impactos de SMS?	8	11%	0	0%	6	8%	19	25%	42	56%	5.0	
GTC23	Padrões da contratada estão atualizados pelos padrões da contratante?	10	13%	13	17%	8	11%	30	40%	14	19%	4.0	
GTC24	Padrões POP's da contratada estão em cópias impressas controladas?	8	11%	0	0%	1	1%	33	44%	33	44%	4.0	
GTC25	Tem painel com ação de contingência para equipamento crítico?	2	3%	28	37%	12	16%	19	25%	14	19%	3.0	
GTC26	Treinamento teórico nos padrões foram de qualidade?	1	1%	16	21%	6	8%	26	35%	26	35%	4.0	
GTC27	Treinamentos práticos dos padrões foram de qualidade?	0	0%	21	28%	3	4%	31	41%	20	27%	4.0	
GTC28	Treinamentos de aperfeiçoamento nos padrões foram realizadas?	14	19%	18	24%	0	0%	26	35%	17	23%	4.0	
GTC29	Participou de cursos técnicos de aperfeiçoamento?	17	23%	11	15%	13	17%	27	36%	7	9%	3.0	
GTC30	Boletins e/ou listas de verificação (LV) tem nº do POP/PE?	1	1%	10	13%	17	23%	26	35%	21	28%	4.0	
GTC31	Registra a passagem de serviço em Livro de Ocorrência?	3	4%	7	9%	16	21%	7	9%	42	56%	5.0	
GTC32	Registra a passagem de serviço em Sistema Informatizado?	15	20%	6	8%	6	8%	7	9%	41	55%	5.0	
GTC33	Conhece a Documentação de Segurança Operacional (DSO)?	0	0%	1	1%	0	0%	14	19%	60	80%	5.0	
GTC34	Acessa a Descrição da Unidade Terrestre (DUT) de operação?	1	1%	0	0%	0	0%	10	13%	64	85%	5.0	
GTC35	Documento DUT de operação da Instalação está atualizado?	0	0%	0	0%	24	32%	8	11%	43	57%	5.0	
GTC36	Conhece os Fluxogramas de Processo e de Engenharia da Instalação?	1	1%	0	0%	0	0%	21	28%	53	71%	5.0	
GTC37	Acessa os Fluxogramas de Processo e de Engenharia?	0	0%	0	0%	0	0%	25	33%	50	67%	5.0	
GTC38	Conhece a Planta de classificação elétrica de área?	1	1%	7	9%	21	28%	11	15%	35	47%	4.0	
GTC39	Acessa a planta de classificação elétrica de área?	10	13%	13	17%	15	20%	31	41%	6	8%	3.0	
GTC40	Conhece a Planta Baixa da Instalação As Biult - Como Construído?	14	19%	0	0%	1	1%	32	43%	28	37%	4.0	
GTC41	Acessa a Planta Baixa da Instalação As Biult-Como Construído?	14	19%	0	0%	1	1%	39	52%	21	28%	4.0	
GTC42	Fluxogramas e Plantas da instalação estão atualizados?	0	0%	7	9%	16	21%	16	21%	36	48%	4.0	
GTC43	Conhece a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?	1	1%	0	0%	9	12%	22	29%	43	57%	5.0	
GTC44	Acessa a Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação?	1	1%	0	0%	1	1%	21	28%	52	69%	5.0	
GTC45	Lista de Elementos Críticos (LEC) da Instalação está atualizado?	0	0%	0	0%	24	32%	21	28%	30	40%	4.0	
GTC46	Conhece o Controle de Inibição de Equipamentos Críticos?	8	11%	14	19%	17	23%	6	8%	30	40%	3.0	
GTC47	Acesso o Módulo de Controle de Inibição no Sistema na Intranet?	17	23%	14	19%	14	19%	23	31%	7	9%	3.0	
GTC48	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	
GTC49	Aplica mensalmente a Lista de Verificação de DCBI's?	8	11%	0	0%	7	9%	22	29%	38	51%	5.0	
GTC50	Conhece como preencher o Livro de Registro de Segurança de vaso?	1	1%	0	0%	14	19%	0	0%	60	80%	5.0	
GTC51	Estudos de risco APR e HAZOP estão disponíveis para consulta?	1	1%	1	1%	20	27%	8	11%	45	60%	5.0	
GTC52	Estudos de risco APR/HAZOP estão na validade (5 anos)?	1	1%	9	12%	35	47%	7	9%	23	31%	3.0	
GTC53	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está disponível para consulta?	0	0%	0	0%	1	1%	7	9%	67	89%	5.0	
GTC54	Atestado de Vistoria do Corpo de Bombeiro está na validade?	14	19%	9	12%	0	0%	8	11%	44	59%	5.0	
GTC55	Alvará de funcionamento está disponível para consulta?	6	8%	7	9%	1	1%	0	0%	61	81%	5.0	
GTC56	Alvará de funcionamento está na validade?	6	8%	8	11%	2	3%	9	12%	50	67%	5.0	
GTC57	Licença Ambiental de Operação (LAO) disponível para consulta e válido?	5	7%	1	1%	20	27%	5	7%	44	59%	5.0	
GTC58	Licença Ambiental de Operação (LAO) está na validade?	7	9%	5	7%	15	20%	5	7%	43	57%	5.0	
GTC59	Mapa de Riscos da instalação está disponível na instalação?	0	0%	1	1%	1	1%	7	9%	66	88%	5.0	
GTC60	Mapa de Riscos da instalação está atualizado?	1	1%	8	11%	8	11%	10	13%	48	64%	5.0	
TOTAL DE RESPOSTAS, PERCENTUAL E MEDIANA		282	6%	277	6%	404	9%	956	21%	2581	57%	4.6	
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MEDIANA		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

Nos resultados das respostas consolidadas dos participantes dos 5 cinco campos produtores observam-se um elevado valor percentual de respostas para "concordo totalmente" e também para "concordo parcialmente", caracterizando que as práticas de gestão e transferência de conhecimento (GTC) para as equipes que trabalham nas estações estão conforme padrões aceitáveis. Contudo, observaram-se também algumas respostas de "discordo" que foram consideradas relevantes, como:

GTC25 Tem painel com ação de contingência para equipamento crítico?

GTC29 Participou de cursos técnicos de aperfeiçoamento?

GTC39 Acessa a planta de classificação elétrica de área?

GTC46 Conhece o Controle de Inibição de Equipamentos Críticos?

GTC47 Acesso o Módulo de Controle de Inibição no Sistema na Intranet?

GTC52 Estudos de risco APR/HAZOP estão na validade (5 anos)?

Na análise dos dados comparativos com quantitativo (QTD) geral de 4500 respostas dos questionários da categoria A-GTC sobre a gestão e transferência do conhecimento para as equipes de estações por campo produtor A, B, C, D e E identificaram-se proximidades nos resultados de quantitativo, valores percentuais (%) e de medianas, para "concordo totalmente"; 'concordo parcialmente" e "mediana geral" igual a 4.6, caracterizando que mais de 50% das respostas foram para "concordância" (Tabela 3).

Portanto, em cada campo produtor obteve a participação de 15 empregados da operação das estações, onde foram coletados 900 respostas de 60 variáveis sobre GTC, sendo observado no campo produtor A 599(57%) respostas "concordo totalmente", 137(15%) respostas 'concordo parcialmente" e mediana igual a 4.7; no campo produtor B 499(55%) respostas "concordo totalmente", 168(19%) respostas 'concordo parcialmente" e mediana igual a 4.4; no campo produtor C 442(49%) respostas "concordo totalmente", 273(30%) respostas 'concordo parcialmente" e mediana igual a 4.5; no campo produtor D 527(59%) respostas "concordo totalmente", 192(21%) respostas 'concordo parcialmente" e mediana igual a 4.5; e no campo produtor E 514(57%) respostas "concordo totalmente", 186(21%) respostas 'concordo parcialmente" e mediana igual a 4.5 (Tabelas 3).

Tabela 3 - Dados comparativos das respostas dos questionários da categoria A-GTC sobre gestão e transferência de conhecimento das estações dos campos produtores A, B, C, D e E

Campos	Escala Likert - Cat. A - GTC	Qtd	%	Mediana
A, B, C, D e E N=75	Discordo Totalmente	282	6%	4.6
	Discordo Parcialmente	277	6%	
	Indiferente	404	9%	
	Concordo Parcialmente	956	21%	
	Concordo Totalmente	2581	57%	
Campo	Total de Respostas	4500	100%	
A N=15	Discordo Totalmente	52	6%	4.7
	Discordo Parcialmente	28	3%	
	Indiferente	84	9%	
	Concordo Parcialmente	137	15%	
	Concordo Totalmente	599	67%	
Campo	Total de Respostas	900	100%	
B N=15	Discordo Totalmente	78	9%	4.4
	Discordo Parcialmente	63	7%	
	Indiferente	92	10%	
	Concordo Parcialmente	168	19%	
	Concordo Totalmente	499	55%	
Campo	Total de Respostas	900	100%	
C N=15	Discordo Totalmente	46	5%	4.4
	Discordo Parcialmente	68	8%	
	Indiferente	71	8%	
	Concordo Parcialmente	273	30%	
	Concordo Totalmente	442	49%	
Campo	Total de Respostas	900	100%	
D N=15	Discordo Totalmente	37	4%	4.5
	Discordo Parcialmente	67	7%	
	Indiferente	77	9%	
	Concordo Parcialmente	192	21%	
	Concordo Totalmente	527	59%	

Campo	Total de Respostas	900	100%	
E N=15	Discordo Totalmente	69	8%	4.5
	Discordo Parcialmente	51	6%	
	Indiferente	80	9%	
	Concordo Parcialmente	186	21%	
	Concordo Totalmente	514	57%	
Total de Respostas		900	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

Entretanto, observaram-se nos resultados da categoria A-GTC que todos os campos produtores obtiveram altas pontuações na soma de respostas "concordo totalmente e parcialmente" superior a 70%, contudo, os baixos quantitativos e valores percentuais somados variando de 18% a 26% de respostas "discordo" e "indiferente", foram caracterizados como críticos e preocupantes por serem relevantes para a formação técnica, capacitação e habilitação dos empregados próprios e contratados da operação, que executam atividades e tarefas de alto risco em processos de produção de petróleo e de gás natural, com maiores percentuais de respostas "discordo" e possíveis desvios nos campos produtores B, C e E, validando a necessidade de melhoria contínua neste processo de gestão e transferência do conhecimento (GTC) e uma das fases mais importante no planejamento dos campos produtores de petróleo.

Portanto, torna-se estratégico desenvolver programas de treinamento, capacitação, habilitação e conscientização, com carga horária adequada, para contribuir no aumento do desempenho e na tomada de decisão das equipes de operação nas frentes operacionais, com qualidade, segurança, meio ambiente e saúde no trabalho (QSMS).

4.2. Resultados dos questionários da categoria B-ETP sobre a integridade e segurança operacional de equipamentos e tanques de produção de estações: quantitativos, percentuais e medianas

Nos resultados das análise consolidadas das 2925 respostas dos 75 questionários da categoria B-ETP sobre a integridade 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 mediana do total geral igual a 4.9, caracterizando que mais de 50% das respostas estão na escala Likert de "concordo totalmente", indicando boas práticas de gestão e operacional na integridade das instalações e de segurança operacional em de equipamentos e tanques de produção, demonstrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Respostas das perguntas dos questionários da categoria B-ETP sobre a integridade das instalações e segurança operacional de equipamentos e tanques dos campos produtores

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 C - EQUIPAMENTOS E TANQUES DE PRODUÇÃO (ETP)	DISCORDO (1-DT / 2-DP) / INDIFFERENTE (IND) / CONCORDO (4-CT / 5-CP)										
		1-DT	%	2-DP	%	3-IND	%	4-CP	%	5-CT	%	MED
ETP1	Equipamento/Tanque/Acessório está íntegro, isento de vazamento?	0	0%	0	0%	9	12%	18	24%	48	64%	5.0
ETP2	Sistema de vedação de equipamentos/tanques está íntegro, isento de vazamento?	9	12%	0	0%	6	8%	18	24%	42	56%	5.0
ETP3	Equipamento/Tanque/Acessórios estão íntegros, isentos de corrosão externa?	18	24%	0	0%	6	8%	8	11%	43	57%	5.0
ETP4	Equipamento/Tanque tem identificação do taguamento (TAG)?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0
ETP5	Equipamento/Tanque flangeado possui todos os parafusos com porcas (estojos)?	0	0%	0	0%	1	1%	8	11%	66	88%	5.0
ETP6	Equipamento/Tanque flangeado os parafusos sobram fios de roscas nas porcas?	18	24%	0	0%	9	12%	1	1%	47	63%	5.0
ETP7	Vaso de pressão tem a placa de dados técnicos do fabricante?	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	75	100%	5.0
ETP8	Manômetros estão com calibração na validade e operacional?	0	0%	0	0%	8	11%	7	9%	60	80%	5.0
ETP9	Termômetros estão com calibração na validade e operacional?	0	0%	0	0%	8	11%	7	9%	60	80%	5.0
ETP10	Trena de medição móvel está com certificação na validade e operacional?	8	11%	0	0%	1	1%	0	0%	66	88%	5.0
ETP11	Medidores FQIT, PIT e LIT estão com calibração na validade e operacional?	0	0%	0	0%	8	11%	7	9%	60	80%	5.0
ETP12	Iluminação de emergência/acessório da instalação está íntegra e operacional?	1	1%	0	0%	0	0%	7	9%	67	89%	5.0
ETP13	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
ETP14	Equipamento/Tanque em manutenção tem placa de aviso "Em Manutenção"?	0	0%	0	0%	0	0%	14	19%	61	81%	5.0
ETP15	Equipamento/Tanque em manutenção está isolado com fita zebrada, cones, cerquite?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0
ETP16	Equipamento/Tanque fora de operação tem placa de aviso "Fora de Operação"?	0	0%	0	0%	0	0%	8	11%	67	89%	5.0
ETP17	Equipamento/Tanque fora de operação está isolado com fita zebrada, cones, cerquite?	0	0%	0	0%	6	8%	18	24%	51	68%	5.0
ETP18	Equipamento/Tanque em manutenção ou fora de operação isolado por raquete?	0	0%	0	0%	0	0%	7	9%	68	91%	5.0
ETP19	As raquetes estão com dados técnicos de fabricação?	16	21%	3	4%	21	28%	20	27%	15	20%	3.0
ETP20	As raquetes estão sinalizadas com placa de aviso: "Raquetado"?	15	20%	4	5%	8	11%	16	21%	32	43%	4.0
ETP21	Equipamento tem cabo de aterramento?	0	0%	1	1%	9	12%	7	9%	58	77%	5.0
ETP22	Tanque de armazenamento tem cabo de aterramento?	0	0%	0	0%	9	12%	1	1%	65	87%	5.0
ETP23	Área de tanque tem Sistema de Proteção de Descargas Atmosférica (SPDA)?	0	0%	0	0%	0	0%	6	8%	69	92%	5.0
ETP24	Área de tanque de armazenamento tem dique de contenção íntegro?	0	0%	0	0%	0	0%	7	9%	68	91%	5.0
ETP25	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
ETP26	Câmara de Lançar e Receber PIG está identificado com número do TAG?	1	1%	0	0%	12	16%	23	31%	39	52%	5.0
ETP27	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
ETP28	Oleoduto/Gasoduto/Adutora tem sinalização com faixa do tipo de fluido?	6	8%	0	0%	10	13%	16	21%	43	57%	5.0
ETP29	Oleoduto/Gasoduto/Adutora tem sinalização com seta de sentido de fluxo?	0	0%	0	0%	9	12%	17	23%	49	65%	5.0
ETP30	Área do equipamento/tanque tem sinalização de segurança (EX; Riscos e H2S)?	0	0%	0	0%	15	20%	8	11%	52	69%	5.0
ETP31	Área do Equipamento/tanque tem sinalização de uso obrigatório de EPI's?	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	74	99%	5.0
ETP32	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
ETP33	Válvula de bloqueio antes de válvula de alívio (PSV) tem lacre?	0	0%	0	0%	9	12%	15	20%	51	68%	5.0
ETP34	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
ETP35	Válvula de bloqueio depois de válvula de alívio (PSV) tem lacre?	0	0%	0	0%	9	12%	15	20%	51	68%	5.0
ETP36	Área da estação está limpa isenta de resíduo oleoso?	0	0%	0	0%	6	8%	16	21%	53	71%	5.0
ETP37	Área da estação está isenta de sucata ferrosa?	0	0%	0	0%	6	8%	15	20%	54	72%	5.0
ETP38	Área da estação está isenta de resíduo sólido / construção civil?	0	0%	0	0%	7	9%	15	20%	53	71%	5.0
ETP39	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 MEDIANA		106	4%	22	1%	225	8%	413	14%	2159	74%	4.9
TOTAL GERAL DE RESPOSTAS E MEDIANA		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

Nos resultados dos questionários da categoria C-ETP foram observados 6 (seis) variáveis: ETP2; ETP3; ETP6; ETP10; ETP19 e ETP20, com baixos quantitativos variando de 3 a 18 respostas "discordo totalmente" e respostas "discordo parcialmente", com baixos valores percentuais no intervalo de 4% a 24%, porém tratam-se de variáveis críticas de segurança operacional e integridade estrutural de equipamentos e tanques de produção, com riscos para o meio ambiente e saúde (SMS), que caracterizam riscos potenciais de "não conformidade" em auditoria interna e/ou externa, devido ao não atendimento aos requisitos das normas ISO do SGI e dos regulamentos técnicos RTSGSO e RTSGI da ANP - QMSOI&ST, sendo as 6 variáveis mais relevantes:

ETP2 Vedação de equipamentos/tanques está íntegro e isento de vazamento?

ETP3 Equipamento/Tanque estão íntegros, isentos de corrosão externa?

ETP6 Equipamento/Tanque flangeado parafusos sobram fio de rosca nas porcas?

ETP10 Trena de medição móvel está com certificação na validade e operacional?

ETP19 As raquetes estão com dados técnicos de fabricação?

ETP20 As raquetes estão sinalizadas com placa de aviso: "Raqueteado"?

Nos resultados dos dados comparativos apresentaram um quantitativo (QTD) geral de 2925 respostas dos 75 questionários e mediana igual a 4.9, validando que mais de 50% das respostas foram "concordo totalmente", para a integridade estrutural das instalações e segurança operacional das estações dos campos produtores A, B, C, D e E, sendo nos dados estratificados um quantitativo e valor percentual igual à 2159(74%) respostas "concordo totalmente" (Tabela 5).

Neste contexto, em cada campo produtor foram apurados um total igual de 585 respostas na categoria C-ETP, onde verificaram-se proximidades de quantitativos, valores percentuais e de mediana, conforme a seguir: campo produtor A 463(79%) respostas, campo produtor B 428 (73%) respostas, campo produtor C 451(77%), campo D 436(75%) respostas, e no campo produtor E 381(65%) respostas ambos "concordo totalmente" e medianas variando de 4.9 a 4.97, onde também foram observadas que mais de 50% das respostas em cada campo produtor foram de "concordo totalmente", quanto a integridade das instalações e segurança operacional das estações, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Dados comparativos das respostas dos questionários da categoria B-ETP sobre a integridade das instalações e segurança operacional das estações dos campos A, B, C, D e E

Campos	Escala Likert - Cat. C - ETP	Qtd	%	Mediana
A, B, C, D e E N=75	Discordo Totalmente	106	4%	4.9
	Discordo Parcialmente	22	1%	
	Indiferente	225	8%	
	Concordo Parcialmente	413	14%	
	Concordo Totalmente	2159	74%	
Campo	Total de Respostas	2925	100%	
A N=15	Discordo Totalmente	25	4%	4.97
	Discordo Parcialmente	2	0%	
	Indiferente	35	6%	
	Concordo Parcialmente	60	10%	
	Concordo Totalmente	463	79%	
Campo	Total de Respostas	585	100%	

B N=15	Discordo Totalmente	18	3%	4.97
	Discordo Parcialmente	4	1%	
	Indiferente	51	9%	
	Concordo Parcialmente	84	14%	
	Concordo Totalmente	428	73%	
Campo	Total de Respostas	585	100%	
C N=15	Discordo Totalmente	20	3%	4.95
	Discordo Parcialmente	2	0%	
	Indiferente	47	8%	
	Concordo Parcialmente	65	11%	
	Concordo Totalmente	451	77%	
Campo	Total de Respostas	585	100%	
D N=15	Discordo Totalmente	21	4%	4.92
	Discordo Parcialmente	4	1%	
	Indiferente	43	7%	
	Concordo Parcialmente	81	14%	
	Concordo Totalmente	436	75%	
Campo	Total de Respostas	585	100%	
E N=15	Discordo Totalmente	22	4%	4.9
	Discordo Parcialmente	10	2%	
	Indiferente	49	8%	
	Concordo Parcialmente	123	21%	
	Concordo Totalmente	381	65%	
Total de Respostas		585	100%	

Fonte: Dados da pesquisa

Nas análises dos resultados observaram-se pequenos quantitativos e baixos valores percentuais de respostas "discordo totalmente", "discordo parcialmente" e de "indiferente", para a integridade das instalações e de segurança operacional nas estações dos campos produtores A, B, C, D e E, apesar de apresentar um bom resultado, estes sinalizam também a possibilidade de existência de equipamentos e tanques com desvios, que podem caracterizar possíveis riscos de incidentes para os processos produtivos e equipes de operação dos campos produtores estudados, porque os equipamentos e tanques estão expostos à intempéries, armazenam e movimentam grandes volumes de fluidos, escoam fluidos abrasivos, corrosivo, com presença de contaminantes (emulsão

com 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 equipamentos operando com automação parcial durante 24 horas por dia.

4.3. Análise comparativa dos resultados das respostas dos questionários das categorias A-GTC e B-ETP, quanto aos quantitativos, valores percentuais e medianas

Para as análises comparativas foram consolidadas os resultados das respostas "concordo totalmente" + "concordo parcialmente" em uma única respostas "concordo", e as respostas "discordo totalmente" + "discordo parcialmente" em um única resposta "discordo", sendo mantido a opção de resposta "indiferente", conforme Tabela 6. Nos resultados foram observadas um quantitativo total geral da soma das respostas das categorias A-GTC e B-ETP dos cinco campos produtores A, B, C, D e E igual a 7425 respostas, com uma média de 1485 respostas por cada campo produtor nas categorias de estudos: A-GTC e B-ETP, onde foram observados os quantitativos de 6109(82%) respostas "concordo", 687(9%) respostas "discordo" e 629(9%) respostas indiferentes", com mediana igual a 4,8, validando que mais de 50% das respostas foram para "concordo". Os valores percentuais dos totais por campo de respostas "concordo" variaram de 79% a 84%, e para respostas "discordo" de 8% a 11%, e as respostas "indiferente" registraram de 8% a 10%.

Tabela 6 - Resultados comparativos das respostas dos questionários das categorias A-GTC e B-ETP das estações dos campos produtores: quantitativos, valores percentuais e medianas

Categorias: A-GTC e B-ETP		Campos Produtores de Petróleo										Total Geral		
		A		B		C		D		E				
		Qt d	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%	Me d
A - GTC - Gestão e Transferência do Conhecimento	Concordo	736 (82%)		667(74 %)		715(79 %)		719(80 %)		700(78 %)		3537(77 %)		4.6
	Discordo	90(9%)		141(16 %)		114(13 %)		104(11 %)		120(14 %)		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		
B - ETP - Integridade das instalações e Segurança Operacional de Equipamentos e Tanques de Produção	Concordo	523(89 %)		512(87 %)		516(88 %)		517(89 %)		504(86 %)		2572(88 %)		4.9
	Discordo	27(5%)		22(4%)		22(4%)		25(5%)		32(6%)		128(5%)		
	Indiferente	35(6%)		51(9%)		47(8%)		43(7%)		49(8%)		225(8%)		

Total Cat. B - ETP	585	585	585	585	585	2925	
Total Geral das respostas por categorias: A-GTC e B-ETP							
Total respostas por Campo	1485	1485	1485	1485	1485	7425	4.8
Total respostas "Concordo"	1259(84%)	1179(79%)	1231(83%)	1236(83%)	1204(81%)	6109(82%)	
Total respostas "Discordo"	117(8%)	163(11%)	136(9%)	129(9%)	152(10%)	687(9%)	
Total respostas "Indiferente"	119(8%)	143(10%)	118(8%)	120(8%)	129(9%)	629(9%)	

Fonte: Dados da pesquisa

Nos resultados das percepções dos empregados próprios e contratados a partir do total por campo e total geral das respostas da categoria A - GTC verificaram-se nos resultados por campo produtor relevantes valores percentuais variando de 74% a 82% e no total geral 77% de respostas "concordo", considerado também um bom desempenho. Porém, quando analisado a criticidade do processo de gestão e transferência de conhecimentos para o desempenho dos empregados, com um resultado percentual total geral de "discordo" com 12%, caracteriza-se a existência de anomalias em todos os campos produtores, sendo identificado como mais críticos os campos produtores B(16%), C(13%) e E(14%).

Na análise das respostas das variáveis da categoria B-ETP observaram-se importantes resultados de valores percentuais por campo produtor variando de 86% a 89% e no total geral 88% de respostas "concordo", sendo maiores valores percentuais que os observados nos resultados da categoria A-GTC (74% a 82%). Contudo, nos cinco campos produtores A, B, C, D e E identificaram-se desvios com baixos valores percentuais 4% a 6% e no total geral igual a 5% de respostas "discordo", também caracterizado como crítico porque trata-se de processos produtivos de petróleo e gás natural com desvios de segurança operacional, integridade estrutural das instalações e equipamentos operacionais.

Na análise comparativa dos valores totais entre as duas categorias de variáveis estudadas nos cinco campos produtores A, B, C, D e E identificou-se que a categoria A-GTC apresentou menores valores percentuais de respostas "concordo" e maiores valores percentuais de respostas "discordo", em relação a categoria B-ETP, caracterizando a necessidade de uma análise detalhada neste processo, planejamento e um maior esforço para a correção de desvios. Contudo, quando somados os resultados das respostas "discordo" e respostas "indiferente" das duas categorias foram verificados na categoria A-GTC uma variação percentual de 18% a 26%, e na categoria B-ETP uma variação percentual variando de 11% a 14%, ambas foram consideradas relevantes mesmo observando que a categoria A-GTC está com maiores valores percentuais de respostas "discordo" e para "indiferente", porque tratam-se de possibilidades de desvios em processos estratégicos, como a gestão e transferência do conhecimento (GTC), de segurança operacional e integridade estrutural de instalações, equipamentos e tanques de produção (ETP), com riscos de incidentes e impactos para pessoas, meio ambiente e para a imagem dos campos produtores.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos resultados das respostas de percepção dos empregados próprios e contratados da operação das estações de coleta, separação, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo, de tratamento e injeção de água, compressão, injeção, movimentação e exportação de gás natural, dos cinco campos produtores A, B, C, D e E observaram-se relevantes valores percentuais de respostas "concordo", referente as variáveis dos questionários de percepção, tanto na categoria A-GTC - gestão e transferência do conhecimento para os empregados, como na categoria B-ETP - segurança operacional e integridade estrutural das instalações e equipamentos, com um melhor desempenho para os campos produtores A e D.

Na análise comparativa das respostas "discordo" para as variáveis das categorias A-GTC e B-ETP identificaram-se baixos valores percentuais de respostas "discordo" em ambas categorias, porém, considerados relevantes para uma maior investigação nas duas categorias estudadas, porque foram sistêmicas nos cinco campos produtores A, B, C, D e E, e também existe a possibilidade de não atender a requisitos legais, e são riscos potenciais para a segurança operacional e integridade estrutural das instalações e equipamentos dos processos de produção de petróleo e do gás natural, que operam de forma integrada nos campos produtores, com maior atenção para as variáveis da categoria A-GTC nos campos produtores B, C e E, porque os valores percentuais identificados foram superiores ao dobro dos valores percentuais verificados nas respostas das variáveis da categoria B-ETP.

Recomendamos elaboração de procedimento documentado para a realização de rotas/inspeções de verificações in loco de segurança operacional e integridade das instalações e equipamentos dos processos operacionais das estações / unidades operacionais dos cinco campos produtores, com abrangência para outros campos produtores, com formulários padronizados de coleta de dados tipo Lista de Verificação (LV) estruturado com requisitos legais, e um cronograma anual de execução, ambos em anexo ao padrão, e/ou também aplicado com coletores de dados digital (PDA ou celular), geração de ordens de inspeção/verificação, com importação das ordens, exportação de dados coletados, armazenamento e ações corretivas controladas em sistemas informatizados, para aplicação de boas práticas da indústria do petróleo.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (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. (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. (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).

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 Facilities, 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).

Instituto Brasileiro de Petróleo. (2015). Agenda prioritária da indústria de petróleo, gás e biocombustíveis 2014-2015. Rio de Janeiro.

Lacerda, M. R. (2015). Metodologias da pesquisa para a enfermagem e saúde: da teoria à prática / Organizadoras: Maria Ribeiro Lacerda, Regina Gema Santini Costerano – Porto Alegre: Moriá.

Mançú, J. 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. [Em Linha]. Disponível em: http://www.senaicimatec.com.br/wp-content/uploads/2017/03/dissertacao_jeanderson_de_souza_mancu.pdf. [Consultado em 03 de out. de 2017].

Mançú, R. P. (2018). Desempenho de Inspeções em Poços Produtores de Petróleo: Comparação entre Coleta Manual, e Digital de Dados. Salvador. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial – Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC-BAHIA.

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.

Morais, J. M. de. (2013). Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. – Brasília: Ipea: Petrobras. 424 p.

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.

Souza, F. R. (2006). Impacto do preço do petróleo na política energética mundial. Dissertação (Mestrado em Ciências em planejamento energético). 160 f. – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Thomas, J. E., et al (organizador). (2004). Fundamentos de engenharia de petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobras.

Yin, R. K. (2015). Estudo de caso: planejamento e métodos; tradução: Cristhian Matheus Herrera. – 5. ed. Porto Alegre: Bookman.