

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2015

SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA
OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE



anp

Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Diretora-geral

Magda Chambriard

Diretores

Aurelio Cesar Nogueira Amaral

José Gutman

Waldyr Martins Barroso

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Marcelo Mafra Borges de Macedo

Superintendente-adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Carlos Agenor Onofre Cabral

Coordenação de Investigação de Incidentes e Análise de Desempenho

Alex Garcia de Almeida

Ana Luiza Torres Oliveira Monteiro

Bruno Felipe da Silva

Daniela Goñi Coelho

Gabriel Saadi Rebello

Gilcléa Lopes Granada

Leonardo Luciano de Souza

Organização e revisão técnica

Alex Garcia de Almeida

Daniela Goñi Coelho

CARTA DO DIRETOR

Este Relatório tem a finalidade de apresentar à sociedade, em especial à indústria de petróleo e gás natural, dados relacionados à atividade de segurança operacional no *upstream*, relativos ao ano de 2015, coletados e produzidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), visando propiciar um panorama da segurança operacional para o segmento de Exploração e Produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Vale destacar que a atuação da ANP nas questões de segurança operacional pauta-se na prevenção e melhoria contínua da indústria, consciente de que cabe a cada agente econômico envolvido a responsabilidade pela manutenção da segurança nas operações das suas instalações. As auditorias de segurança operacional realizadas pelo corpo técnico da ANP avaliam preventivamente os riscos existentes no mercado regulado e favorecem o aprimoramento rotineiro da gestão de risco realizada pelas empresas.

Portanto, a redução dos riscos nas atividades da indústria do petróleo e gás natural, baseada na gestão eficaz da segurança operacional, é tratada pela Agência como prioridade absoluta, oportunizando melhores resultados à segurança de instalações e operações, à vida humana e ao meio ambiente.

Buscar permanentemente o objetivo supracitado requer fiscalização constante e um corpo técnico altamente qualificado, gerando um ambiente capaz de promover a melhoria contínua da regulação da segurança operacional no País. Posso afirmar, sem sombra de dúvida, que o maior patrimônio da ANP é seu quadro funcional, muito capacitado e de altíssimo nível técnico. São servidores apaixonados pelo que fazem e que têm a correta dimensão de sua importância para a Nação.

Por fim, ressalto que o relatório foi integralmente elaborado pela equipe da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) da ANP e traduz os esforços da Agência, em 2015, na execução de suas atividades relacionadas à segurança operacional para o segmento de Exploração e Produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Excelente leitura a todos!

Waldyr Martins Barroso

Diretor da ANP

Conteúdo

1. EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE.....	8
1.1. FISCALIZAÇÃO E CORREÇÃO DE NÃO CONFORMIDADES APONTADAS PELA ANP - RESOLUÇÃO ANP Nº 37/2015	8
1.2. REGULAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA DE SISTEMAS SUBMARINOS - RESOLUÇÃO ANP Nº 41/2015	9
1.3. INSTALAÇÕES NÃO INTEGRANTES - RESOLUÇÃO ANP Nº 52/2015	11
1.4. FISCALIZAÇÃO NA CESSÃO DE DIREITOS E NA MUDANÇA DE OPERADORES DE INSTALAÇÃO	11
1.5. FISCALIZAÇÃO DE ÁREAS EM RECUPERAÇÃO AMBIENTAL	12
1.6. FISCALIZAÇÃO NA DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES.....	13
2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	15
3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO	19
3.1. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) EM PLATAFORMAS E SONDAS MARÍTIMAS.....	19
3.1.1. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	20
3.1.2. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) EM SONDAS MARÍTIMAS	24
3.1.3. DESVIOS RECORRENTES EM AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO).....	27
3.2. AUDITORIAS DO REGULAMENTO TÉCNICO DE SEGURANÇA DE DUTOS TERRESTRES (RTDT)	30
3.3. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE CAMPOS TERRESTRES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (SGI)	33
3.4. COOPERAÇÃO ENTRE OS ÓRGÃOS DE ESTADO – OPERAÇÃO OURO NEGRO	37
3.5. TERMOS DE COOPERAÇÃO COM A MARINHA DO BRASIL.....	38
4. RESULTADO DO GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADO PELAS EMPRESAS – INCIDENTES OPERACIONAIS.....	40
4.1. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS	42
4.1.1. PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO MARÍTIMA	49
4.1.2. SONDAS DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA.....	54
4.2. ATIVIDADES TERRESTRES.....	58
5. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP – FISCALIZAÇÃO COM FOCO REATIVO	61
5.1. INCIDENTE DE EXPLOSÃO OCORRIDO NO FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS.....	62
6. MULTAS APLICADAS.....	64
7. INTERRUPÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES	66
8. CONCLUSÕES.....	67
9. REFERÊNCIAS.....	69

INTRODUÇÃO

O Relatório de Segurança Operacional e Meio Ambiente de 2015 apresenta uma configuração diferenciada em relação às versões publicadas nos anos anteriores. O objetivo dessa mudança foi conferir ao escopo do relatório uma abordagem de cunho gerencial, não restrita a mera apresentação de gráficos e tabelas. Ou seja, foram incluídos diversos textos com temas de grande interesse, desenvolvidos pelas áreas técnicas da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM, para promover a reflexão do leitor especializado.

Nesta nova modelagem, são apresentados textos sobre a Agenda Regulatória da ANP, com foco nas novas normas de segurança operacional publicadas em 2015, a saber: (i) Sistema de Gestão de Sistemas Submarinos (Resolução ANP nº 41/2015); e (ii) Fiscalização e Correção de Não Conformidades (Resolução ANP nº 37/2015). Além disso, são apresentados os normativos nos quais a SSM foi incluída como unidade avaliadora, tais como: Instalações Não Integrantes (Resolução ANP nº 52/2015); e Comitê de Avaliação de Proposta de Parceria para a avaliação de solicitações de cessão de direitos.

Além dos temas regulatórios, este relatório de 2015 apresenta diversos textos técnicos sobre (i) a consolidação da fiscalização de áreas em recuperação ambiental e a fiscalização de desativação de instalações; (ii) gerenciamento inadequado dos riscos operacionais; (iii) gerenciamento inadequado da integridade de sistemas e equipamentos críticos; (iv) falhas no planejamento de respostas a emergência; e (v) falhas no planejamento de mudanças de operadores de instalação. Todos os textos foram fundamentados através das observações feitas pelos auditores da ANP durante as ações de fiscalização realizadas nas instalações de perfuração e produção.

A reflexão que se sugere em relação aos textos contidos neste relatório e em relação às estatísticas do histórico da segurança operacional das atividades da indústria de E&P é essencial para que haja o verdadeiro desenvolvimento da Cultura de Segurança, tão necessária para a sustentabilidade da indústria do petróleo e gás natural no Brasil.

A MISSÃO DA ANP

A ANP é o órgão responsável pela fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de acordo com o previsto na Lei nº 9.478/1997. Dentre suas atribuições, figura como competência da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) a fiscalização da execução das atividades de exploração e produção no que diz respeito à segurança operacional.

O Regime de Segurança Operacional para as instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural foi instituído através da Resolução ANP nº 43/2007, que introduziu o Sistema de Gestão de Segurança Operacional (SGSO). Posteriormente, foram elaborados outros instrumentos regulatórios, estabelecendo os respectivos regimes de Segurança Operacional para campos terrestres (Resolução ANP nº 02/2010), dutos terrestres (Resolução ANP nº 06/2011) e sistemas submarinos (Resolução ANP nº 41/2015), tornando mais robusta a estrutura regulatória estabelecida pela ANP e aumentando o escopo de atuação da ANP no âmbito da Segurança Operacional das atividades de exploração e produção.

Alinhada ao processo evolutivo do arcabouço regulatório, a anterior Coordenadoria de Segurança Operacional ganhou *status* de Superintendência em 2012, através da fusão com a Coordenadoria de Meio Ambiente, sendo atualmente estruturada em seis coordenações e um núcleo:

- Coordenação de Perfuração (CPERF): responsável pelas atividades de fiscalização em sondas de perfuração, nas atividades de construção, intervenção e abandono de poços, bem como na gestão do projeto de poços relacionados;
- Coordenação de Produção (CPROD): responsável pelas atividades de fiscalização das instalações de produção marítimas;
- Coordenação de Dutos e Produção Onshore (CDPO): responsável pelas atividades de fiscalização das instalações de produção terrestre, dutos e sistemas submarinos;
- Coordenação de Meio Ambiente (CMA): responsável pelas atividades de fiscalização das instalações de exploração e produção com base em requisitos ambientais;
- Coordenação de Investigação de Incidentes e Análise de Desempenho (CIIAD): responsável pelas investigações de incidentes em instalações de exploração e produção conduzidas pela ANP e pela análise de desempenho dos agentes regulados;
- Coordenação de Processos Administrativos e Sancionatórios (CPAS): responsável pela instrução dos processos sancionatórios.
- Núcleo Administrativo (NADM): responsável pela organização do acervo processual e demais fluxos de apoio administrativos à Superintendência.

No cumprimento de sua missão institucional, a SSM atua preventivamente, através da análise documental e de ações de fiscalização no formato de auditoria, buscando aprimorar a aderência regulatória por parte dos agentes regulados que realizam atividades de

Exploração e Produção, imprimindo a necessidade da melhoria contínua do gerenciamento da segurança operacional. Já as ações reativas da ANP são focadas na análise e na investigação dos incidentes ocorridos nas instalações, que produzem recomendações aos agentes regulados com a finalidade de prevenir a recorrência de situações indesejáveis e/ou indicam necessidades de melhoria do arcabouço regulatório por parte da Agência.

No planejamento das ações de fiscalização são utilizados critérios baseados em risco e informações das instalações em operação, utilizando indicadores de desempenho reativos e preventivos para fundamentar a tomada de decisão e orientar a escolha das instalações que serão fiscalizadas.

Os grandes fundamentos da ação da ANP em segurança operacional são a prevenção e melhoria contínua de sua indústria, privilegiando um ambiente onde todos os agentes compreendam seu papel no contexto do desenvolvimento da cultura de segurança. Neste sentido, as não conformidades encontradas a bordo são prioritariamente apontadas em caráter orientativo e com prazo definido para saneamento, de acordo com o risco envolvido em cada caso. Somente quando são observadas situações em que as atividades realizadas por parte dos agentes regulados não estão adequadas ao esperado pela ANP, é que se aplica o viés punitivo da ação regulatória, através da aplicação de multas. Medidas de interrupção das atividades de exploração e produção são adotadas nas situações críticas, nas quais um risco grave e iminente é evidenciado.

Portanto, o presente relatório tem como objetivo apresentar à sociedade os resultados e os principais dados de segurança operacional coletados e produzidos pela ANP, relativos ao ano de 2015, no cumprimento de sua missão institucional, visando propiciar um panorama da Segurança Operacional do segmento de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás no Brasil

O conhecimento e a divulgação da atual condição das operações de E&P e dos pontos de melhoria da indústria pretendem permitir que cada agente do mercado, dentro do seu grau de participação, possa antecipar a adoção de ações preventivas ou corretivas para que haja verdadeiramente a evolução da cultura de segurança, antes mesmo da necessidade do apontamento de falha ou novo requisito por qualquer órgão regulador.

É neste contexto que a ANP vem cumprindo, de forma clara e objetiva, sua missão na regulação da segurança operacional propiciando ao Brasil um cenário favorável à evolução da indústria e ao desenvolvimento das atividades de produção de petróleo e gás natural, gerando maiores benefícios para a sociedade, salvaguardando a vida humana e seu meio ambiente.

1. EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE

O processo de publicação de resoluções na ANP obedece ao planejamento definido na Agenda Regulatória, aprovada pela Diretoria Colegiada. Para o biênio 2015-2016, encontra-se no rol de responsabilidades da SSM a edição de normas que abrangem as seguintes plataformas temáticas: (i) fiscalização da segurança operacional; (ii) gestão da integridade de poços; e (iii) operação de sistemas submarinos. Em 2015, foram publicadas pela SSM as resoluções abaixo, de forma que foram atendidos, no referente ano, dois dos temas previstos para o biênio, a saber:

- Resolução ANP nº 37/2015, que trata da aplicação de sanções relacionadas a Fiscalização da Segurança Operacional;
- Resolução ANP nº 41/2015, que instituiu o Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos e aprovou o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS.

A elaboração da resolução que trata da gestão da integridade de poços está em andamento, com publicação prevista para o último trimestre de 2016.

O detalhamento de cada uma das resoluções supracitadas encontra-se a nos itens a seguir.

Adicionalmente, é abordada a Resolução ANP nº 52/2015, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. Esta resolução contemplou requisitos estabelecidos pelo Comitê de Avaliação dos Pedidos de Autorização de Instalações não Integrantes de Áreas sob Concessão (CAINI), composto por integrantes da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), Superintendência de Comercialização e Movimentação (SCM) e da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM).

1.1. Fiscalização e correção de não conformidades apontadas pela ANP - Resolução ANP nº 37/2015

Em agosto de 2015, foi publicada a Resolução ANP nº 37/2015. Esse texto normativo, ao contrário dos demais expedidos pela ANP relativos à segurança operacional do *upstream*, não visa a estabelecer regras para as atividades de exploração e produção, mas sim, fixar de maneira expressa o procedimento geral para o exercício das ações de fiscalização por parte da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM).

Nesse sentido, um primeiro ponto que merece ser ressaltado é o fato de que as definições que se encontram no artigo 2º da citada Resolução permeiam todas as fiscalizações efetuadas pela SSM.

As ações de fiscalizações executadas pela SSM, na sua generalidade, adotam uma metodologia próxima à de auditorias de sistema de gestão. A sujeição dessas atividades a conceitos próprios, normativamente estabelecidos, confere especificidade ao trabalho

empreendido pelas equipes da Superintendência, conferindo às ações uma envergadura e amplitude muito maior que uma mera auditoria de terceira parte.

Cite-se, por exemplo, o conceito de “Tratamento Abrangente e Preventivo” definido na Resolução ANP nº 37/2015. Nos termos desta norma, o efetivo tratamento de uma não conformidade pressupõe um conjunto de tarefas que não se restringem apenas à correção do desvio constatado em um determinado sistema, equipamento ou procedimento. Ao se afirmar que o tratamento deve ser “abrangente e preventivo”, diz-se que o Operador deve empregar esforços a fim de evitar a ocorrência de novas falhas no futuro, sejam essas falhas semelhantes ou mesmo diferentes daquela inicialmente verificada.

A “linha de corte” nesse processo trata-se da causa-raiz da não conformidade, cuja definição também se encontra na citada Resolução. Ou seja, considera-se que uma não conformidade persiste em uma determinada unidade quando a ausência, a negligência ou a deficiência no sistema de gestão, causadora dos desvios constatados, permanece presente. Assim, como parte fundamental do gerenciamento da segurança operacional da instalação, é responsabilidade do Operador detectar propriamente essa causa-raiz, de forma a promover a sua adequada eliminação.

Não é demais reforçar que tal responsabilidade é exclusiva do Operador, uma vez que representa um desdobramento lógico do modelo regulatório baseado em desempenho, modelo esse que norteia todos os regulamentos de segurança operacional sujeitos à fiscalização por parte da SSM, a exemplo do SGO, anexo à Resolução ANP nº 43/2007.

Portanto, a Resolução ANP nº 37/2015 se constitui num complemento aos demais instrumentos regulatórios fiscalizados pela SSM. A correta interpretação dessa norma exige, necessariamente, uma compreensão firme acerca do significado de um marco regulatório que se caracteriza, fundamentalmente, pela positivação de cenários de excelência que devem ser buscados pelo Operador, sempre almejando a melhoria contínua da segurança das atividades.

Dessa forma, é importante que as empresas que desempenham atividades de exploração e de produção tenham plena consciência do papel visado pela Resolução nº 37/2015, assim como do alcance de todos os mecanismos dispostos nesse texto normativo, tais como (i) a concessão de prazo para saneamento das não conformidades (art. 3º), (ii) o plano de ação (art. 8º), (iii) a notificação de segurança (art. 9º) e (iv) a recomendação de segurança (art. 11).

Todos esses mecanismos, em seu conjunto, permitem equilibrar a necessidade da ANP de induzir o mercado a implementar uma política de priorização da segurança operacional com a efetiva capacidade desse mercado para absorver as diretrizes colocadas pelo regulador, segundo uma ordem de criticidade.

1.2. Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança de Sistemas Submarinos - Resolução ANP nº 41/2015

Em outubro de 2015, após ampla participação do mercado, com a realização de diversos *workshops* com a indústria, auditoria piloto, consulta e audiência pública, foi publicada a

Resolução ANP nº 41/2015, que instituiu o Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS.

Estão cobertos pela Resolução ANP nº 41/2015 supracitada, o sistema de coleta da produção *offshore*, incluindo o de teste de longa duração; o sistema de escoamento da produção *offshore*; os trechos submarinos de dutos portuários de terminais, de refinarias e de bases de distribuição; o sistema de recebimento, expedição e transferência de fluidos *offshore*; os trechos submersos de dutos terrestres cujo projeto, fabricação, instalação e operação estejam sujeitos às normas próprias de dutos submarinos; os umbilicais e as unidades de processamento submarino.

Adicionalmente, esta Resolução estabelece que a empresa detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural ou titular de autorização deve adequar seus dutos e sistemas submarinos existentes aos requisitos do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos em até dois anos após sua publicação. A Resolução entrará em vigência após o período de adequação, fato que ocorrerá a partir de outubro de 2017.

Em relação ao prazo de adequação, ficou estabelecido que poderá ser solicitada concessão adicional de prazo, com antecedência mínima de 180 dias do fim do prazo do *caput*, em situações de caráter excepcional, por no máximo igual período.

A Resolução ANP nº 41/2015 também estabelece como responsabilidade das empresas reguladas a inclusão e atualização das informações contidas no Cadastro de Sistemas Submarinos da ANP.

O Cadastro de Sistemas Submarinos é um banco de dados que visa unificar todas as informações relativas aos sistemas submarinos que movimentam produtos da indústria de óleo e gás no país. Essa informação é de suma importância para que se disponha de dados de incidentes rastreáveis, que permitam determinar indicadores e efetuar ações para ampliar a segurança operacional dos sistemas submarinos, além de permitir o planejamento das ações de fiscalização da ANP.

Para dutos e sistemas submarinos existentes, ou seja, aqueles que na data de publicação da resolução (i) estavam em operação, (ii) tinham sido autorizados ou concedidos para construção ou operação ou (iii) tinham sido desativados temporariamente ou permanentemente ou estavam em manutenção, foi definido o prazo de um ano para encaminhamento das informações requeridas no Cadastro de Sistemas Submarinos da ANP, com possibilidade de extensão do prazo, a critério da ANP, por mais 6 meses. A dilação do prazo, caso necessário, deve ser solicitada pelo operador com 90 dias de antecedência do final do prazo de um ano mediante fundamentação técnica e apresentação de um cronograma de envio das informações.

Já para dutos e sistemas submarinos novos, ou seja, todos aqueles que não se enquadram na definição de existentes, a Resolução define três situações previstas:

- Para os dutos novos que não forem objeto de Autorização de Construção pela ANP, as informações relativas ao projeto devem ser encaminhadas com no mínimo 45 dias de antecedência da data prevista para início do lançamento do duto.
- Para os dutos novos sujeitos à Autorização de Construção pela ANP, o cadastro deve ser realizado por ocasião do pedido de outorga.

- Para os dutos novos, as informações relativas à operação devem ser encaminhadas com no mínimo 45 dias de antecedência da data prevista para início da operação ou quando do pedido de autorização de operação.

Ressalta-se que foi concedida prorrogação do prazo aos agentes regulados para envio das informações dos sistemas submarinos até 1º de agosto de 2017, conforme descrito na Resolução ANP nº 41/2016.

Em relação à atualização do cadastro de sistemas submarinos, ficou definido na Resolução nº 41/2015 que o envio das informações ocorrerá até o último dia útil do mês de julho, quando os sistemas submarinos sofrerem alterações nos meses de janeiro a junho e até o último dia útil do mês de janeiro do ano seguinte, quando tais alterações ocorrerem nos meses de julho a dezembro.

1.3. Instalações não integrantes - Resolução ANP nº 52/2015

As instalações de exploração e produção não integrantes de área sob contrato, conforme definido na Resolução ANP nº 17/2015, são todas as instalações de produção localizadas externamente ou que se iniciam fora dos limites de área sob contrato e que não fazem parte do projeto de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural, isto é, não estão contempladas no Plano de Desenvolvimento de uma área sob contrato em particular.

Estas instalações, a partir da publicação da Resolução ANP nº 52/2015, deverão passar pelo processo de autorização de construção, ampliação e operação caso almejem atuar na movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.

Para tanto, a ANP instituiu o Comitê de Avaliação dos Pedidos de Autorização de Instalações Não Integrantes sob Área de Contrato através da Portaria ANP nº 334/2015, que se tornou responsável pela avaliação das solicitações de outorga de autorização para construção e operação referentes às instalações e dutos não integrantes de áreas sob contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Além disso, todo o ciclo de vida destas instalações terrestres deverá respeitar as disposições contidas no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI), anexo à Resolução ANP nº 2/2010, e ao Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT), parte integrante da Resolução ANP nº 6/2011, de acordo com o estabelecido na Resolução ANP nº 52/2015.

1.4. Fiscalização na cessão de direitos e na mudança de operadores de instalação

A SSM adotou ações adicionais para tratar e acompanhar os problemas relacionados à continuidade do gerenciamento de riscos operacionais nas situações onde ocorre a mudança de operadores de concessão/installação. Dentre estas medidas, destacam-se:

- A participação da SSM no Comitê de Avaliação de Proposta de Parceria (CAPP), um órgão colegiado composto por representantes de unidades organizacionais da Agência que tem a finalidade de avaliar e recomendar à Diretoria Colegiada da ANP a

aprovação/reprovação dos pedidos de cessão relativos a contratos de concessão ou de partilha de produção. Assim, os aspectos relativos à segurança operacional e meio ambiente foram incluídos na avaliação realizada pelo Comitê, por meio do emprego de dois formulários disponíveis do Catálogo de E&P¹, sendo um de “Declaração de Passagem de Informações de Segurança Operacional e Meio Ambiente para Processo de Cessão” e outro de “Declaração Sobre o Sistema de Gestão de Segurança Operacional e Meio Ambiente para Processo de Cessão”;

- O acompanhamento das ações dos Operadores de Contrato que passaram por processos de cessão de direitos recentes, tendo sido realizadas auditorias mais frequentes em suas instalações; e
- A notificação de todos operadores de contrato a informar a ANP com, no mínimo, 30 dias de antecedência, sobre os termos de contrato com unidades marítimas de perfuração, completação e/ou intervenção em operação no Brasil.

1.5. Fiscalização de áreas em recuperação ambiental

Desde o ano de 2012, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM vem ampliando seu escopo de atuação visando fomentar a recuperação de áreas reconhecidamente degradadas em campos de produção terrestre de petróleo e gás natural. Considera-se o ano de 2015 um marco nas ações da SSM, na medida em que houve a consolidação de importantes resultados em áreas do campo de Carmópolis, localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas, estado de Sergipe, e nos campos de Dom João e Taquipe, localizados na Bacia do Recôncavo, estado da Bahia.

Importante ressaltar que, uma vez reconhecida a existência de uma área já degradada, amparada nos compromissos existentes no contrato de concessão, a SSM inicia os esforços no sentido de mobilizar os concessionários para que sejam avaliadas as causas e a extensão da degradação e, conseqüentemente, a elaboração e a implementação de um plano de recuperação ambiental da área. Além das discussões técnicas que auxiliam na definição do plano de recuperação de área (igualmente aprovado pelos órgãos ambientais competentes), a ANP também atua no acompanhamento da implementação dos compromissos assumidos pelos concessionários, seja através de fiscalizações documentais e *in loco*, seja no relacionamento com proprietários de terra e com órgãos ambientais. Os resultados já obtidos nos campos de Carmópolis, Dom João e Taquipe estão associados, dentre outros, à retirada de instalações já desativadas, remoção de resíduos, investigação e remediação de áreas contaminadas, recuperação de áreas com processos erosivos e avaliações para o restabelecimento do curso de corpos hídricos.

Outra parcela importante deste trabalho advém das fiscalizações com ênfase ambiental, amparadas no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural de Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI). Em tais fiscalizações, também foram identificadas diversas situações que apontaram para a

¹ Disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=81233&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1466598635939>.

obrigatoriedade de implementação por parte do concessionário de ações corretivas e preventivas, visando a recuperação ambiental de áreas de porte menor e em estágios iniciais de degradação e a minimização de possíveis impactos ao meio ambiente desta áreas. Nestes casos, foram verificados problemas associados principalmente à adequação de equipamentos e instalações, além de processos erosivos e a necessidade de adequação de sistemas de drenagens de locações de poços e em áreas operacionais.

A expectativa para os anos vindouros é que a SSM amplie a sua atuação buscando aprimorar o seu conhecimento acerca das áreas já degradadas, incentivar e atuar para que os concessionários realizem as atividades de recuperação não apenas no final do curso do prazo do contrato de concessão, mas, principalmente, ao longo de sua vigência.

1.6. Fiscalização na desativação de instalações

A Resolução ANP nº 27/2006, que aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica as condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção, estabelece a necessidade de que o concessionário apresente à ANP um Programa de Desativação de Instalações anteriormente às atividades de desativação, e, uma vez concluídas as atividades previstas no programa, que seja encaminhado o Relatório de Desativação de Instalações. Em acordo com a referida Resolução, a desativação das instalações poderá abranger todo o sistema de produção de um campo ou somente parte dele.

A Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM participa ativamente das avaliações dos programas de desativação de instalações apresentados pelos concessionários, no que se refere aos aspectos de segurança operacional e meio ambiente, para as atividades *onshore* e *offshore*. Do ponto de vista da segurança operacional, em linhas gerais, as avaliações buscam mapear se as técnicas e os procedimentos a serem utilizados e implementados durante a atividade de desativação possuem as devidas salvaguardas para que ocorram de forma segura. No que se refere ao meio ambiente, é analisado, dentre outros aspectos, se os compromissos estabelecidos na Resolução nº 27/2006 referentes à permanência de equipamentos e instalações estão sendo respeitados e devidamente alinhados às deliberações dos órgãos ambientais e com a Marinha, no caso de Campos Marítimos. Ainda sobre os aspectos ambientais, a SSM também avalia se o concessionário possui conhecimento e capacidade para lidar com os eventuais impactos de suas atividades, tais como a geração de resíduos e efluentes e prevê a realização das devidas atividades de recuperação ambiental das áreas.

No ano de 2015, foram analisados pela SSM 16 (dezesseis) Programas de Desativação de Áreas, assim divididos: 11 (onze) em áreas terrestres e 5 (cinco) em áreas marítimas. Ainda em 2015, foram apresentados apenas 2 (dois) Relatórios de Desativação de Instalações, indicando, portanto, que ainda se encontra em curso a implementação das ações previstas em 14 (quatorze) Programas de Desativação de Áreas apresentados ao longo de 2015 e em anos passados.

Ainda no que se refere a este tema, considerando também a tendência crescente do número de desativações para os próximos anos, a ANP criou um grupo de trabalho para

promover a revisar a Resolução nº 27/2006, com o intuito de estabelecer de forma objetiva critérios, procedimentos e estudos necessários para a definição de parâmetros regulatórios mais adequados para os projetos de desativação.

2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL²

Os gráficos abaixo mostram a evolução do nível de atividades da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural desde 2009, divididos em: (i) atividades em sondas marítimas³, (ii) atividades de produção marítimas e (iii) atividades de produção em campos terrestres⁴. Os valores foram normalizados utilizando-se como referência os valores relativos ao ano de 2009.

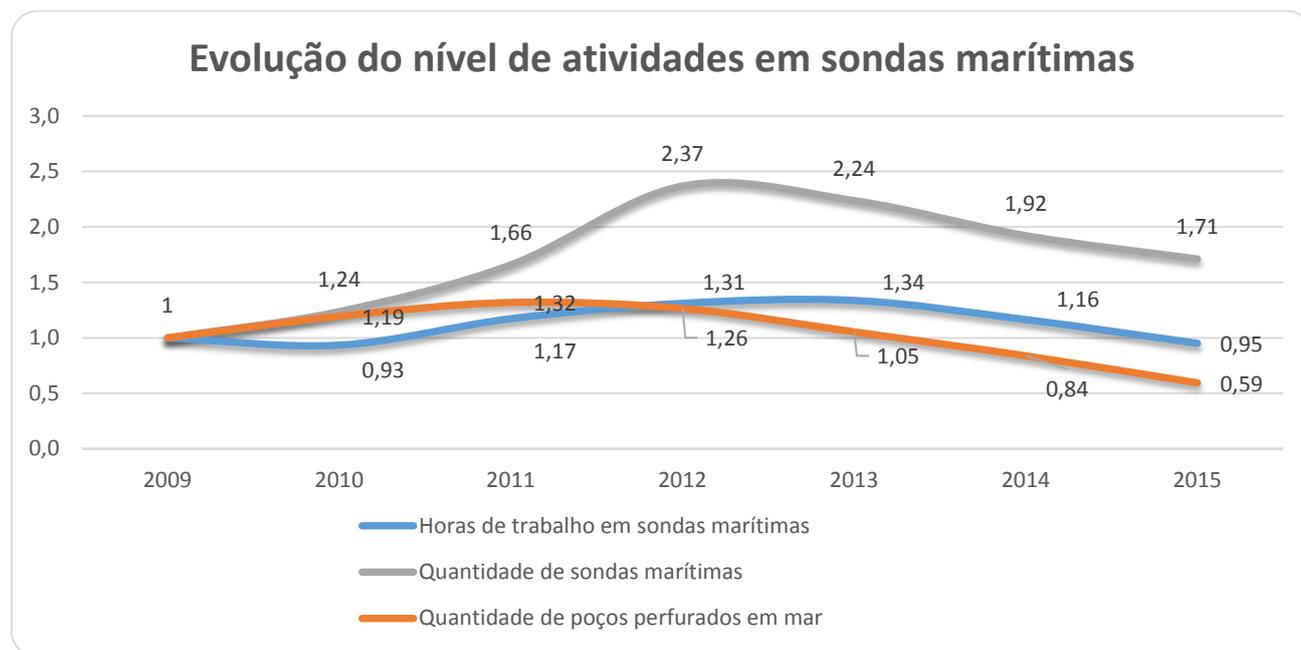


Gráfico 1 – Evolução do nível de atividades em sondas marítimas desde 2009

As atividades em sondas marítimas apresentaram uma redução considerável em relação ao ano de 2014, tanto na quantidade de sondas operando (de 73 para 65), quanto em relação à quantidade de poços perfurados (155 em 2014 e 110 em 2015). A quantidade de homens-hora trabalhados em sondas marítimas apresentou o menor valor desde 2011.

² As atividades consideradas neste relatório incluem as sondas e plataformas marítimas, além dos campos terrestres.

³ As atividades em sondas marítimas englobam as atividades de perfuração, completação, testes e intervenções em poços.

⁴ A atividade em campos terrestres refere-se aos campos que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido na Resolução ANP nº 02/2010, ou seja, campos com produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural.

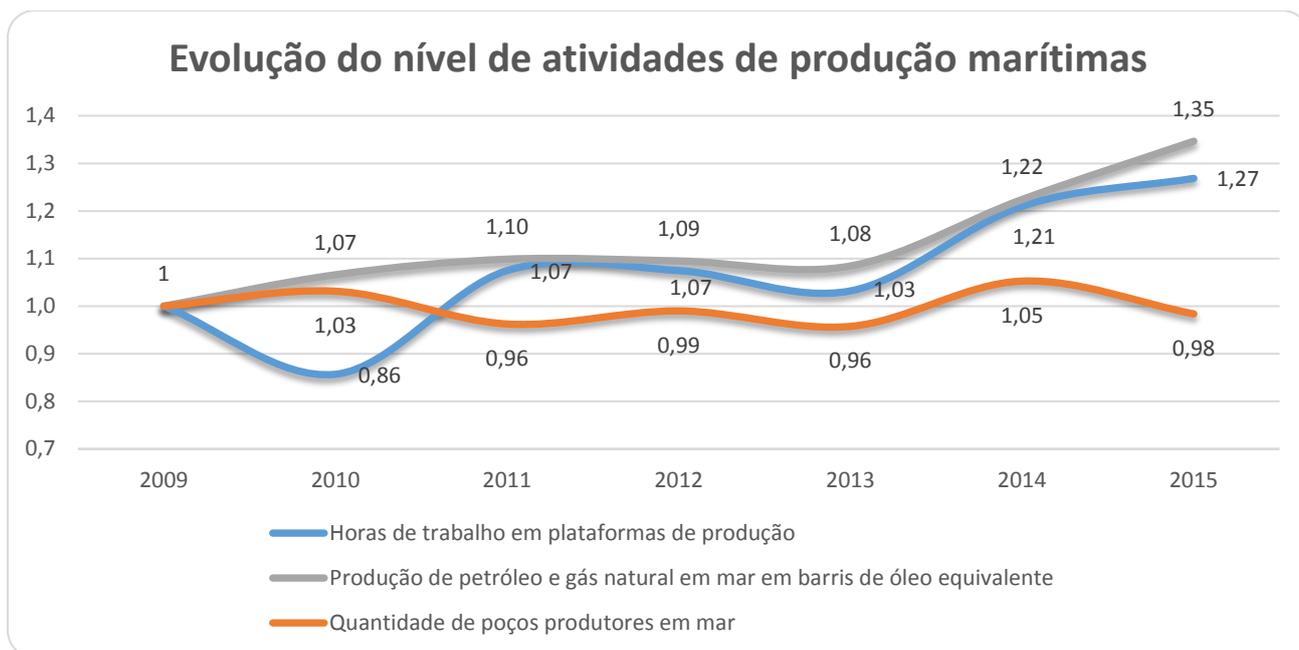


Gráfico 2 – Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

As atividades de produção marítimas, por sua vez, apresentaram os maiores valores de homens-hora trabalhados desde 2009 (42 milhões). Os volumes de petróleo e gás natural produzidos em campos marítimos também vêm aumentando sucessivamente, tendo atingido, em 2015, a marca de um bilhão de barris de óleo equivalente produzidos. A quantidade de poços produtores em mar apresentou uma redução de 7% em relação ao ano anterior, de 841 para 786.

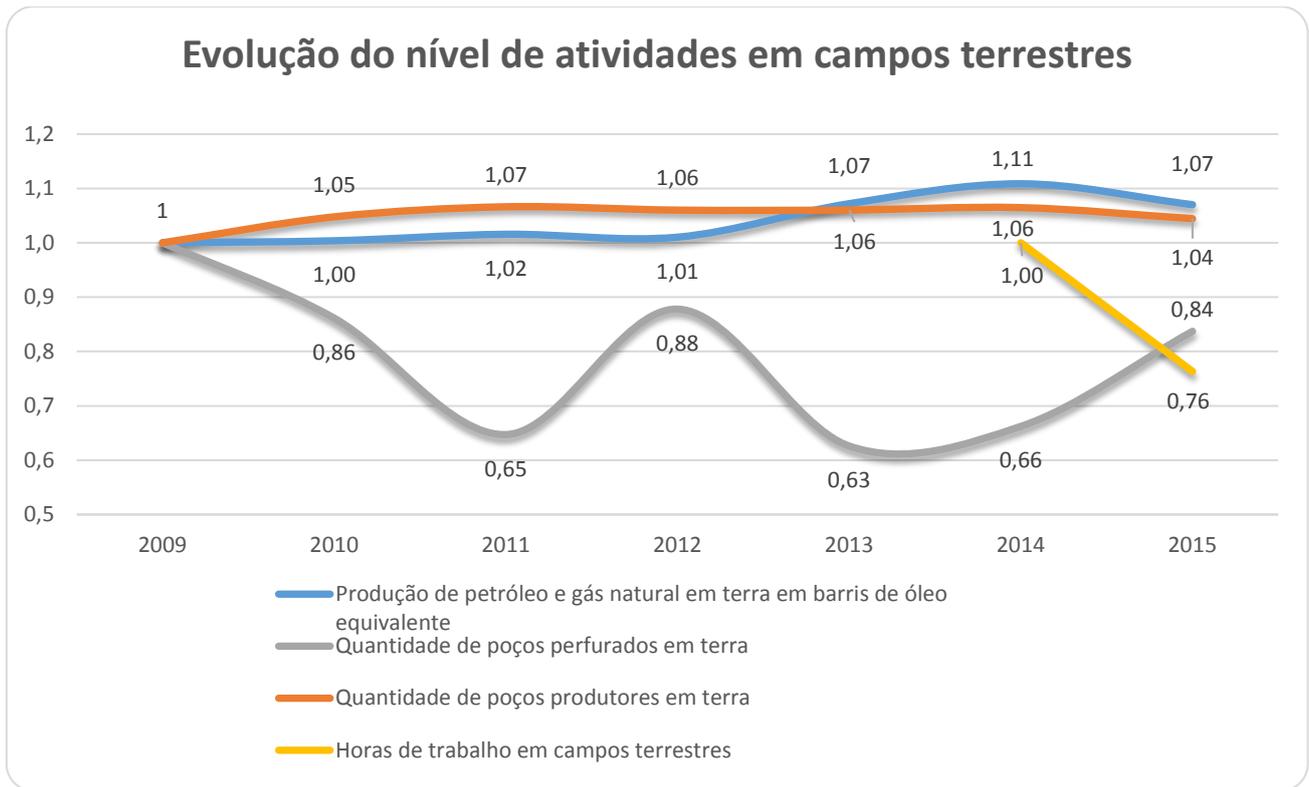


Gráfico 3 – Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

O nível de produção em campos terrestres, representado tanto pela quantidade de poços produtores em terra quanto pelo volume produzido, vem se mantendo relativamente estável desde 2009, apresentando variação em relação ao ano anterior inferior a 10%.

Os valores de homens-hora trabalhados em campos terrestres, no entanto, apresentaram uma diminuição de 24%, de 38,39 milhões de homens-hora trabalhados em 2014 para 29,30 milhões de homens-hora trabalhados em 2015⁵. A quantidade de poços perfurados em terra apresenta uma variação significativa no período analisado, oscilando entre 681 poços terrestres perfurados em 2008 e 415 em 2013.

Os principais dados relativos ao nível de atividades da indústria de exploração e produção no ano de 2015 encontram-se resumidos no Gráfico 4 abaixo:

⁵ Os valores de homem-hora trabalhados em campos terrestres começaram a ser reportados à ANP em 2014, motivo pelo qual a comparação é feita deste ano em diante e tendo como referência para normalização o valor relativo a 2014. Os dados de homens-hora apresentados referem-se apenas aos valores relativos aos campos cuja concessionária é a Petrobras.

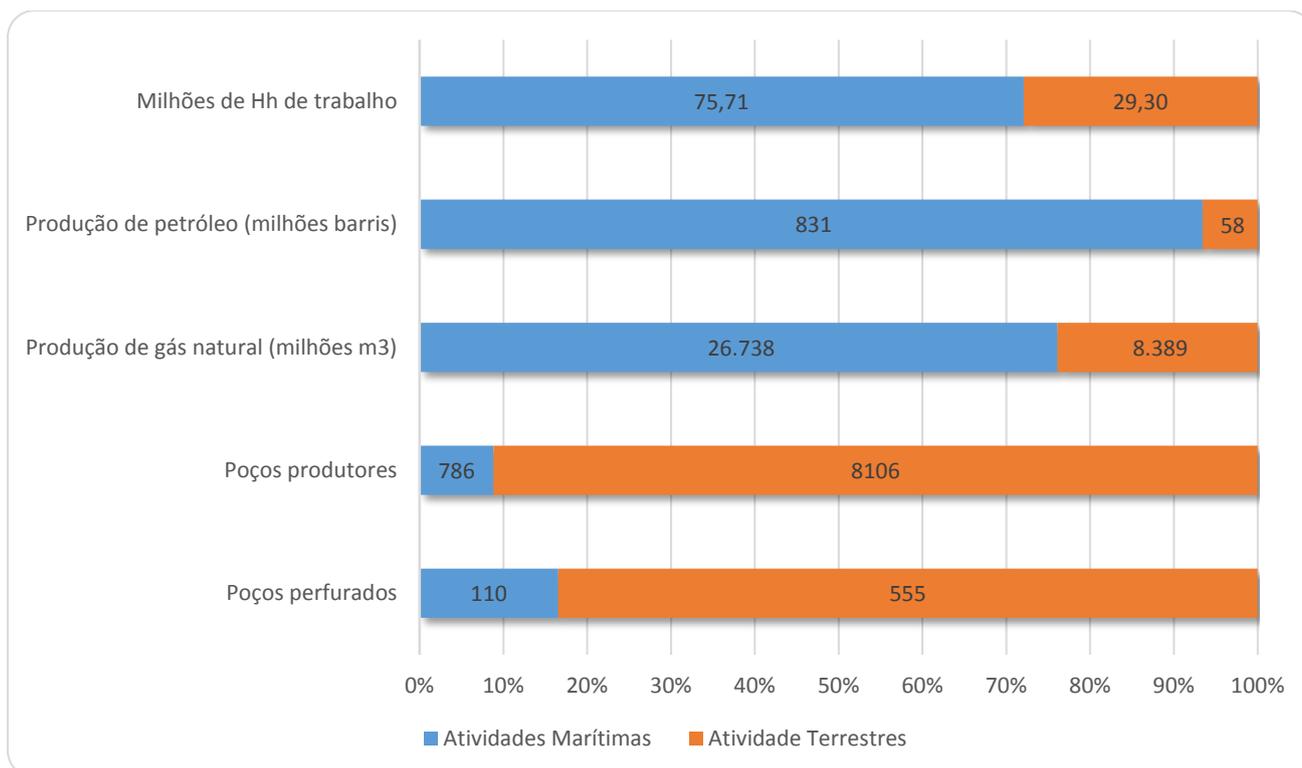


Gráfico 4 – Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres

Em relação à quantidade de poços em produção ou perfurados durante o ano de 2015, a maioria se encontra em área terrestre. As atividades marítimas, no entanto, respondem por 90% da produção de óleo e gás, demandando 72% do total de horas de trabalho no ano analisado.

3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO

A ANP é o órgão responsável pela fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de acordo com o previsto na Lei nº 9.478/1997. As ações de fiscalização da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM são realizadas na forma de auditorias, realizadas através da coleta e análise de dados de forma amostral, que têm por objetivo verificar o atendimento por parte do Operador aos requisitos existentes nos regulamentos técnicos da ANP. Dessa maneira, o descumprimento a um item específico dos regulamentos técnicos se constitui em uma não conformidade, que pode ser classificada como crítica, grave, moderada ou leve, nos termos da Resolução ANP nº 37/2015. As não conformidades críticas identificadas ensejam a interdição total ou parcial, conforme o caso, da instalação ou unidade operacional auditada. As interdições ocorridas em 2015 encontram-se detalhadas no capítulo 7 deste relatório. Em caso de identificação de fato que não constitua descumprimento a item de regulamento técnico, mas que possa ser objeto de análise pelo Operador do Contrato com vistas a realizar uma melhoria contínua em seu sistema de gestão, é emitida uma observação.

As auditorias realizadas pela SSM podem ser divididas em cinco tipos, de acordo com o tipo de instalação auditada, o regulamento técnico cujos requisitos serão verificados e a ênfase da auditoria:

- Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO), subdivididas em:
 - Auditorias em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural
 - Auditorias em sondas marítimas de perfuração
- Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural de Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI)
- Auditorias do Regulamento Técnico de Segurança de Dutos Terrestres (RTDT)
- Auditorias com ênfase ambiental nas atividades de exploração e produção

Cada tipo de auditoria é realizado por equipe distinta no âmbito da SSM e tem seus resultados apresentados separadamente. Além das auditorias regulares, também são realizadas auditorias para instrução de processos de investigações de acidentes, que serão abordadas em capítulo específico.

3.1. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em plataformas e sondas marítimas

Para as sondas e plataformas de produção marítimas, a fiscalização é estruturada com base no Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO), fundamentado na Resolução ANP nº 43/2007.

O regulamento técnico estabelece os requisitos e as diretrizes para implementação e operação de um sistema de gerenciamento de segurança operacional, por meio da adoção de práticas de gestão. A Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente -

SSM efetua auditorias nas instalações para verificação do funcionamento do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional implementado.

3.1.1. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural

O Gráfico 5 abaixo exhibe a quantidade de auditorias realizadas por ano, bem como a quantidade média de não conformidades emitidas por auditoria em plataformas de produção marítima, desde o ano de 2009.

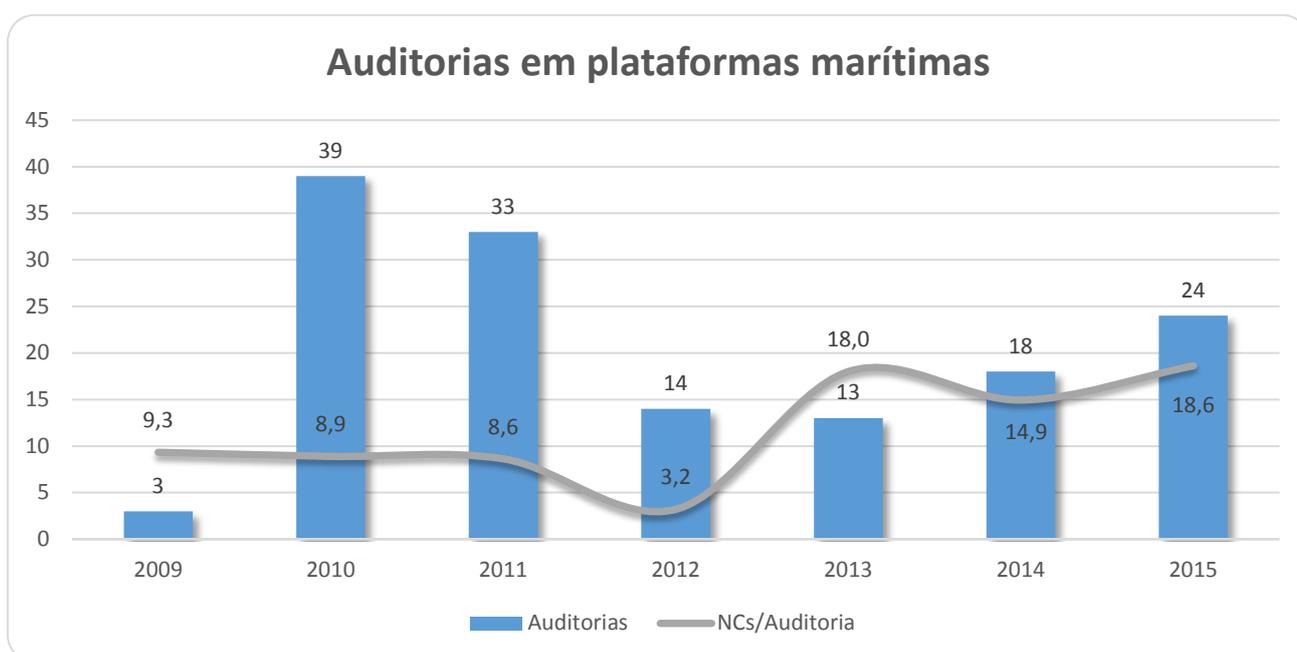


Gráfico 5 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em plataformas marítimas

Conforme pode ser observado no gráfico, a quantidade de auditorias realizadas anualmente tem aumentado desde 2012. Adicionalmente, observa-se através do gráfico que a quantidade de não conformidades emitidas por ação de fiscalização, que até 2012 encontrava-se abaixo de dez não conformidades por auditoria, atingiu outro patamar a partir de 2013.

A Tabela 1 apresenta os quantitativos de auditorias em unidades de produção realizadas em 2015, por operadores dos contratos de concessão. Das 24 auditorias em plataformas marítimas realizadas durante o ano de 2015, 22 ou 92% do total foram relativas a unidades cuja operadora do contrato de concessão é a Petrobras. Esta distribuição está alinhada com o cenário atual, uma vez que cerca de 90% das plataformas de produção têm como operadora da concessão a própria Petrobras.

Tabela 1 – Quantitativos de auditorias por operadores dos contratos realizadas em 2015 em unidades de produção

Operador do Contrato	Quantidade de unidades auditadas
Petrobras	22
HRT O&G	1
Chevron	1

A Tabela 2 apresenta os quantitativos de auditorias e de plataformas de produção auditadas por operadores de instalação. É possível observar que, em 2015, as auditorias da ANP contemplaram oito de um total de doze operadores de unidades de produção no Brasil, garantindo uma abrangência de dois terços dos sistemas de gestão aplicáveis a plataformas marítimas.

Tabela 2 – Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de produção auditadas em 2015 por operadores de instalação

Operador da Instalação	Quantidade de Auditorias	Quantidade de unidades contempladas
Petrobras	11	15
Modec	5	5
Teekay Petrojarl	2	2
BW Offshore	2	2
Chevron	1	1
HRT O&G	1	1
SBM	1	1
Ventura Petróleo S.A.	1	1
TOTAL	24	28

O Gráfico 6 apresenta a distribuição das não conformidades observadas em plataformas de produção marítima apontadas nas auditorias realizadas em 2015, por prática de gestão do SGSO e de acordo com sua classificação de gravidade (crítica, grave, moderada, leve ou observação).

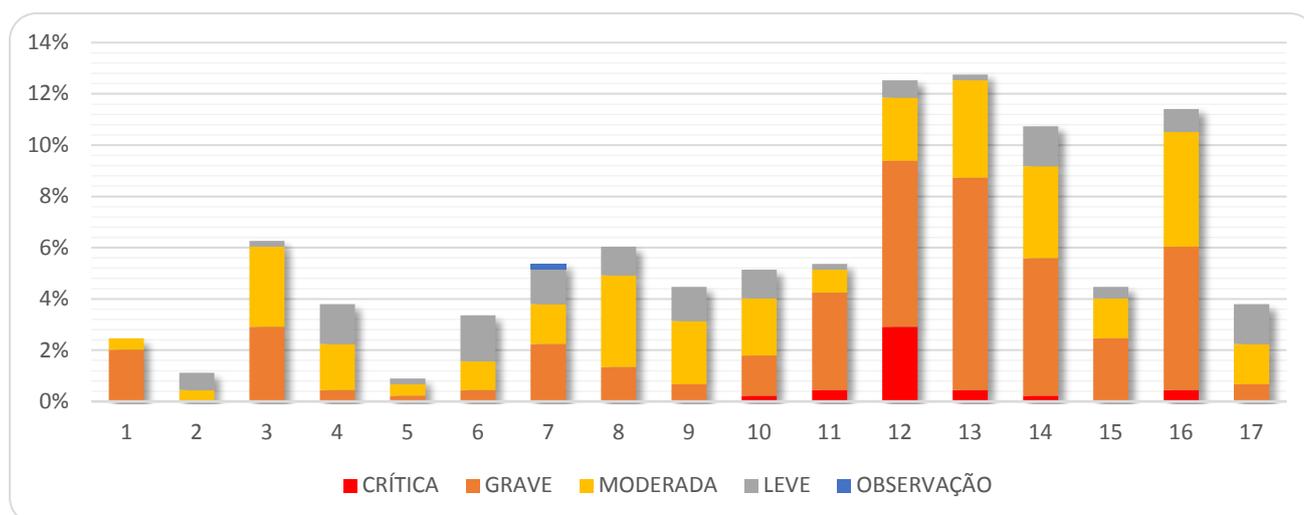


Gráfico 6 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2015 em plataformas de produção marítimas

Conforme pode ser observado no gráfico, as práticas mais infringidas percentualmente foram as práticas de gestão de número 13 (Integridade Mecânica), 12 (Identificação e Análise de Risco), 16 (Gestão de Mudanças) e 14 (Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências). Juntas, as não conformidades relativas a estas práticas de gestão respondem por aproximadamente 47% das não conformidades apontadas em 2015.

É importante notar que a Prática de Gestão 12 (Identificação e Análise de Risco) concentra 62% das não conformidades críticas de 2015, sendo a maior responsável pelas interdições ocorridas no ano em plataformas de produção.

Os principais desvios destas práticas de gestão, incluindo os motivadores de interdição, encontram-se detalhados no item 2.2.1.3 do presente relatório, o qual apresenta desvios recorrentes e notáveis identificados nas auditorias de 2015.

O Gráfico 7 apresenta a distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção desde o ano de 2009, por prática de gestão do SGSO e de acordo com sua respectiva classificação de gravidade.

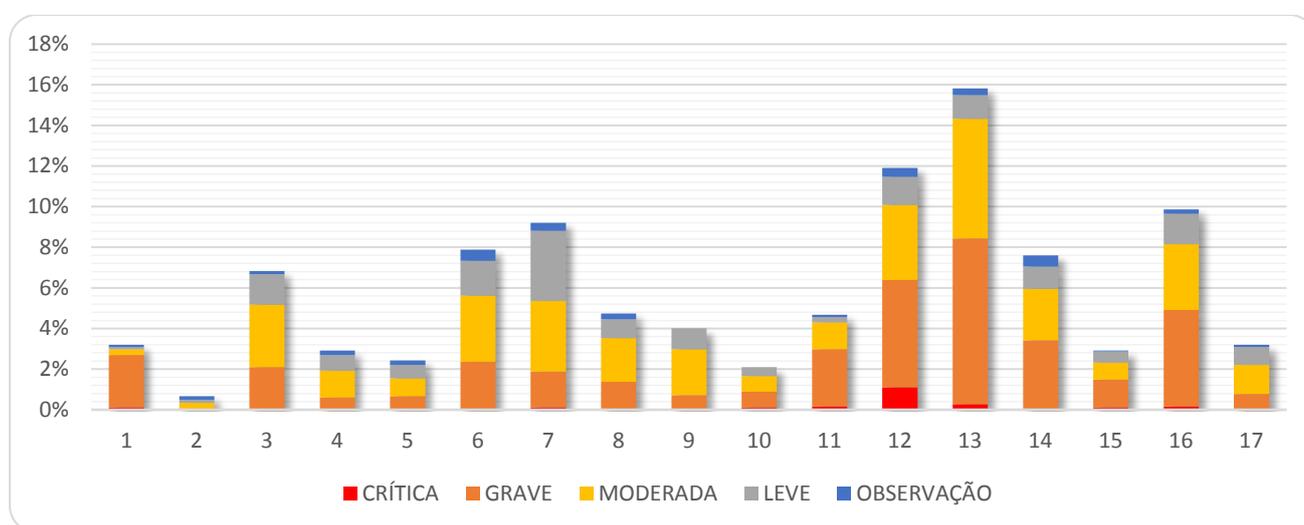


Gráfico 7 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção desde o ano de 2009

Conforme pode ser observado no gráfico, historicamente as não conformidades se concentram na Prática de Gestão 13 (Integridade Mecânica), 12 (Análise de Risco), 16 (Gestão de Mudanças), 7 (Auditorias) e 6 (Monitoramento e Melhoria Contínua), sendo as não conformidades relativas a estas práticas de gestão correspondentes a cerca de 55% do total. Embora seja possível observar que a Prática de Gestão nº 12, relativa a Análise de Risco, ganhou relevância em 2015 quanto à quantidade de não conformidades quando comparado ao histórico, tal fato pode ser atribuído em parte ao maior enfoque dado a esta prática de gestão nas auditorias realizadas no ano de 2015. De igual modo, o fato de haver poucas não conformidades relacionadas às práticas de gestão relativas a liderança, pessoal e gestão (práticas de 1 a 9) não significa diretamente que os operadores estejam bem nestas áreas, podendo apenas sinalizar que nas auditorias o enfoque tem sido dado nas práticas de gestão relativas às instalações, tecnologia e operação.

O Gráfico 8 apresenta a distribuição de não conformidades por gravidade, para os anos de 2014 e 2015 e os valores históricos.

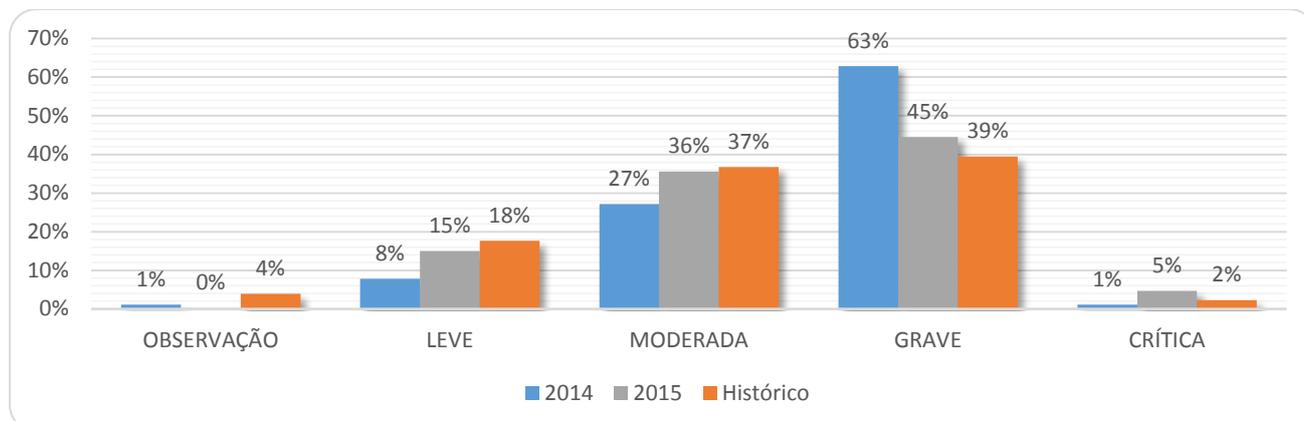


Gráfico 8 – Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção por gravidade

Conforme ilustrado pelo gráfico, a distribuição por classificação de gravidade das não conformidades apontadas em 2015 esteve, de maneira geral, alinhada ao perfil histórico. É digno de nota, no entanto, o índice de 5% de não conformidades críticas, maior que o dobro do índice histórico de 2%. As situações que motivaram as não conformidades críticas e consequentemente a interdição total ou parcial, conforme o caso, da instalação encontram-se detalhadas no capítulo 7 deste relatório. Vale ressaltar também a diminuição de 63% de não conformidades graves em 2014 para 45% em 2015.

3.1.2. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em sondas marítimas

O gráfico abaixo exibe o histórico de realização de auditorias em sondas marítimas desde o ano de 2009.

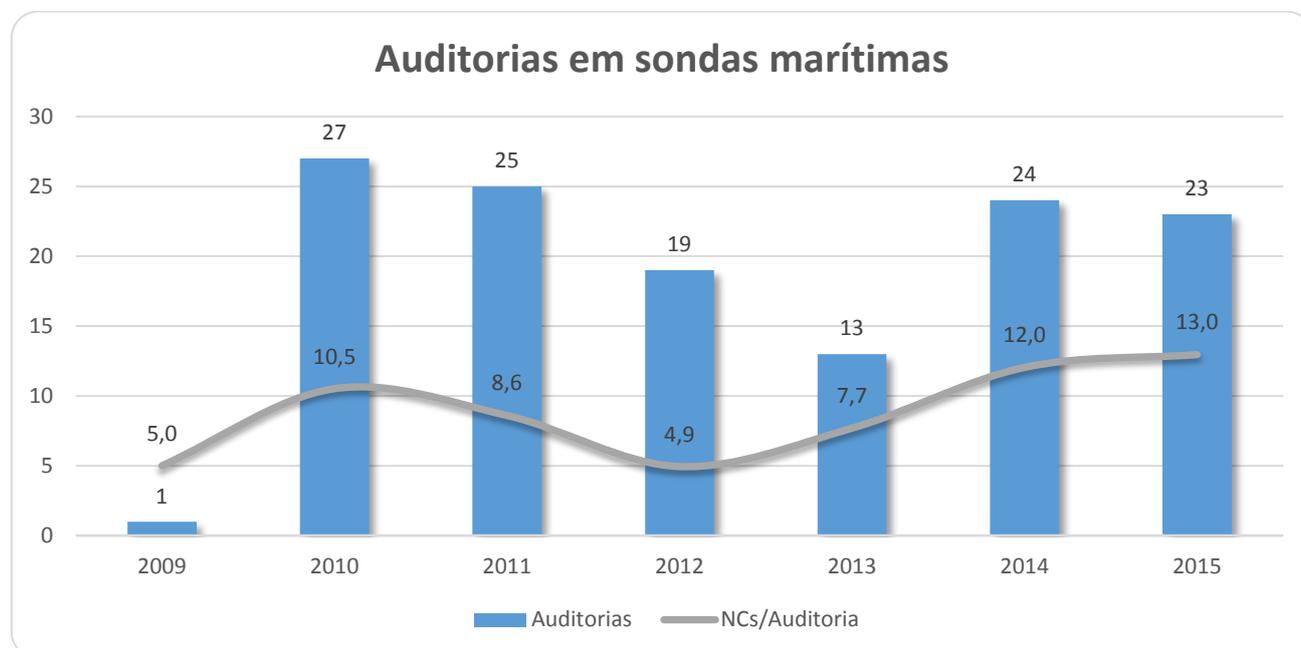


Gráfico 9 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em sondas marítimas

Conforme pode ser observado no gráfico, a quantidade de auditorias realizadas anualmente está acima da média de 22 auditorias por ano (excluindo-se o ano de 2009, no qual apenas uma auditoria foi realizada). A quantidade média de não conformidades emitidas por auditoria atingiu seu maior valor em 2015.

No ano de 2015, foram realizadas 23 auditorias em unidades de perfuração marítima, todas tendo a Petrobras como a operadora de contrato. Cabe ressaltar que a Petrobras é a operadora de contrato em 92% das sondas marítimas atualmente em operação no Brasil.

A Tabela 5 apresenta os quantitativos de sondas marítimas auditadas por operadores de instalação. É possível observar que as auditorias da ANP contemplaram 13 dos 16 operadores de instalação que encontram-se atuando no Brasil, alcançando cerca de 80% dos sistemas de gestão aplicáveis às sondas marítimas no país.

Tabela 3 – Quantitativos de sondas de perfuração auditadas em 2015 por operadores de instalação

Operador da Instalação	Quantidade de unidades auditadas
BassDrill	1
Ensco	2
Noble	1
Ocean Rig	1
Odebrecht	3
Paragon Offshore do Brasil	1
Petrobras	1
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A	5
Schahin	3
Seadrill	2
Sevan Marine	1
Transocean	1
Ventura Petróleo S.A	1

O Gráfico 10 apresenta a distribuição das não conformidades observadas em sondas marítimas apontadas nas auditorias realizadas em 2015, por prática de gestão do SGSO e de acordo com sua classificação de gravidade (crítica, grave, moderada, leve ou observação).

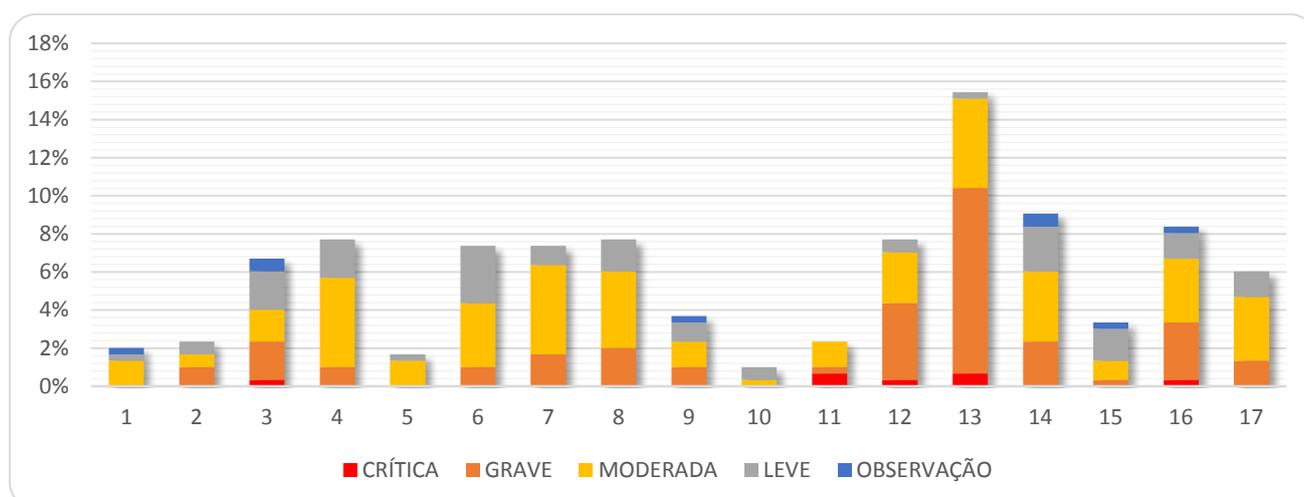


Gráfico 10 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2015 em sondas marítimas

Conforme pode ser observado no gráfico, as práticas mais infringidas foram as práticas de gestão de número 13 (Integridade Mecânica), 14 (Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências), 16 (Gestão de Mudanças), 8 (Gestão da Informação e da Documentação), 4 (Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos) e 12 (Análise de Risco). Juntas, as não conformidades relativas a estas práticas de gestão respondem por aproximadamente 56% das não conformidades apontadas em 2015.

Além da prática 13 (Integridade Mecânica), a prática mais comumente relacionada a não conformidades críticas foi a 11 (Elementos críticos de Segurança Operacional). Isto ocorre devido ao entendimento que falhas de elementos críticos podem comprometer severamente a segurança das instalações. Juntas, ambas práticas concentram 57% das não

conformidades críticas, sendo as maiores responsáveis pelas interdições ocorridas em 2015 em sondas marítimas.

O Gráfico 11 apresenta a distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas desde o ano de 2009, por prática de gestão do SGSO e de acordo com sua classificação de gravidade.

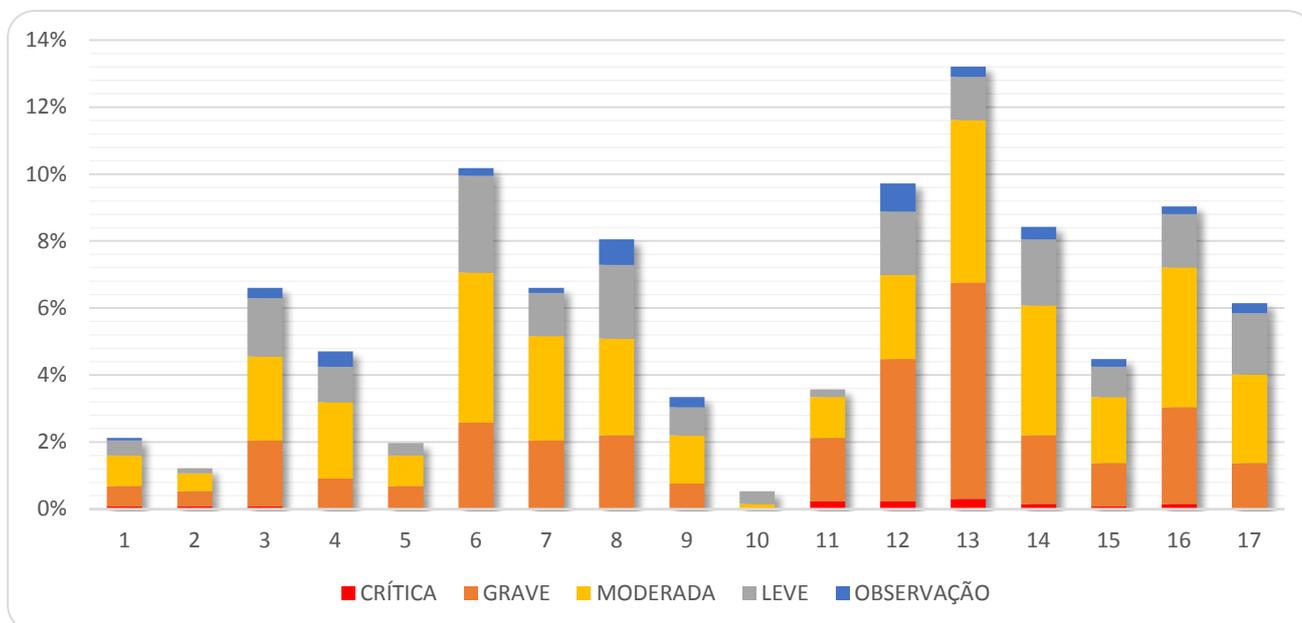


Gráfico 11 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas desde o ano de 2009

Conforme pode ser observado no gráfico, historicamente as não conformidades se concentram na Prática de Gestão 13 (Integridade Mecânica), 6 (Monitoramento e Melhoria Contínua), 12 (Análise de Risco), 16 (Gestão de Mudanças) e 14 (Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências), sendo as não conformidades relativas a estas práticas de gestão correspondentes a mais de 50% do total. Portanto, a Prática de Gestão nº 4 (Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos) se destacou em 2015, muito embora esta não pertença às maiores fontes de não conformidades na análise histórica desde 2009. Este aumento é proveniente do crescente enfoque nesta prática refletido através de análise mais criteriosa durante as auditorias realizadas durante o ano de 2015.

O Gráfico 12 apresenta a distribuição de não conformidades por classificação de gravidade, para os anos de 2014 e 2015 e os valores históricos.

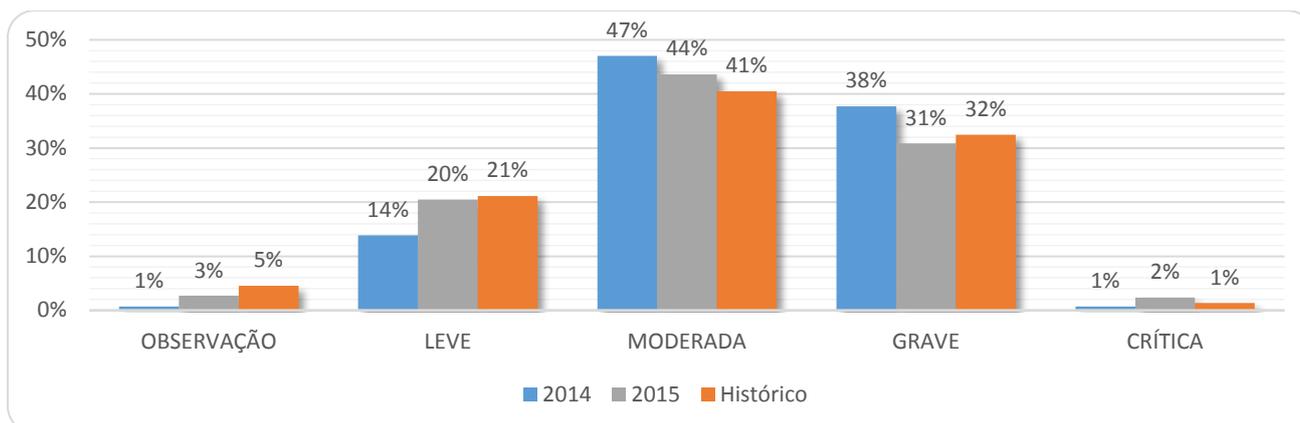


Gráfico 12 – Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas por classificação de gravidade

Conforme ilustrado pelo gráfico, a distribuição por classificação das não conformidades apontadas em 2015 esteve, de maneira geral, alinhada ao perfil histórico. Em relação ao ano de 2014, o índice de não conformidades leves, críticas e observações aumentou, enquanto os percentuais de não conformidades moderadas e graves em relação ao total diminuíram.

3.1.3. Desvios Recorrentes em Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO)

Ao dar tratamento abrangente e preventivo às não conformidades e considerando o cenário que se apresentou em 2015, tal qual explicitado na evolução regulatória introduzida pela Resolução ANP n° 37/2015, não há como deixar de ressaltar que os operadores devem rever ou reforçar suas políticas de gestão, reafirmando seu compromisso e responsabilidade em benefício de uma melhor cultura de segurança. Entretanto, durante as auditorias de verificação da conformidade do sistema de gerenciamento da segurança operacional realizadas no ano de 2015, alguns aspectos recorrentes e notáveis – inclusive motivadores de interdições – foram observados para instalações marítimas de perfuração e de produção.

Gerenciamento inadequado dos riscos operacionais

Uma falha expressiva e recorrente nos sistemas de gestão dos operadores de instalações observada pela ANP durante as auditorias realizadas em 2015, que levou à interdição de unidades marítimas de produção e de perfuração, relaciona-se às recomendações contidas nas análises de riscos não implementadas para cenários críticos, incluindo aquelas consideradas condicionantes para o início da operação. Especificamente para uma unidade de perfuração auditada, foi identificada a falta de implementação de medidas mitigadoras presentes na análise de risco para armazenamento de explosivos fora da área classificada. Para algumas das plataformas de produção, foi evidenciada a falta de aplicação de proteção passiva contra incêndio (PPCI) em locais requeridos classificados como críticos pelos estudos de segurança elaborados pelos próprios Operadores.

Outro aspecto importante observado durante as auditorias sobre instalações marítimas foi a detecção e mitigação da presença de H₂S. Em setembro de 2015, o critério da ANP de

poços críticos sofreu modificações, sendo atualmente classificado como “crítico” o poço cujo projeto prevê a presença de H₂S com teor acima de 100 ppm⁶. Nas auditorias do SGSO de 2015, realizadas em unidades marítimas de perfuração que operavam com poços críticos, foram verificadas, de maneira recorrente, a implementação de medidas mitigadoras ineficazes e ineficientes em relação ao cenário das operações.

Foi observado, por exemplo, que os operadores dos contratos de concessão não coordenavam adequadamente as atividades realizadas pelas empresas contratadas que realizavam serviços especializados com as medidas tomadas pelo operador da instalação, no que concerne a instalação e ajuste de limites de equipamentos de detecção de gases tóxicos e de escape. Ademais, constatou-se que planos de emergência e análises de riscos relativos aos equipamentos adicionais de H₂S eram falhos e apresentavam informações não condizentes com a realidade encontrada a bordo.

Adicionalmente, também foi identificado durante as auditorias que a força de trabalho demonstrou total desconhecimento destes desvios. Ainda no que tange ao conhecimento da presença de H₂S, pode-se citar um incidente numa plataforma de produção no qual foi observado que, durante um trabalho específico a bordo para desconexão de um *riser* de produção de 6”, foi detectada a presença de H₂S aprisionado no *riser*, cenário este que **não** havia sido considerado na identificação de perigos (HAZID) de projeto da unidade.

Gerenciamento inadequado da integridade de sistemas e equipamentos críticos

Outra motivação recorrente de interdição em instalações marítimas de produção e de perfuração refere-se ao gerenciamento da integridade de sistemas e equipamentos críticos. Em auditoria realizada em instalação de produção foi observado que o plano de manutenção, teste e inspeção de equipamento crítico não estava sendo cumprido conforme a recomendação do fabricante. No que tange às instalações de perfuração, foram identificados casos de corrosão acentuada em guindaste, além de sistema de combate a incêndio inoperante. Outro ponto observado em ambos os tipos de instalação foi a falta de peças ou equipamentos sobressalentes para sistemas e equipamentos críticos. Em unidade marítima de perfuração foi identificado que a instalação operava sem uma das baleeiras, e em instalação de produção foi observada falta de sobressalente para manter a disponibilidade de canhões de incêndio. Vale lembrar que o relatório da ANP de investigação do acidente ocorrido em 2015 a bordo do FPSO Cidade de São Mateus⁷ apontou a falha no controle de peças sobressalentes como uma das causas raiz para o fator causal de perda de contenção.

Falha no planejamento para a resposta a emergência

Especificamente em instalações de produção, durante as auditorias realizadas em 2015 foram identificados problemas quanto à estrutura organizacional de resposta (EOR) para diversas unidades. Foi constatado que os Planos de Resposta a Emergência (PRE) não apresentam a definição da composição mínima das EORs. Ademais, foi verificada falta de

⁶ Informações detalhadas podem ser encontradas em <http://www.anp.gov.br/?id=2879>.

⁷ Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=78834>.

previsão a respeito de coincidências de funções dentro da EOR, não sendo especificadas, portanto, aquelas funções que são incompatíveis e que não devem ser exercidas por uma mesma pessoa. Ainda em instalações de produção, observou-se que o Operador da Instalação não tem avaliado cenário de redução de POB em seus estudos de risco previamente à contingência e tampouco foi feito uso da ferramenta de gestão de mudanças para casos em que Gerente de Plataforma, Coordenadores ou Supervisores da unidade atuavam também como operadores.

Embora os achados sobre a EOR tenham sido identificados em unidade de produção, destaca-se uma não conformidade crítica encontrada numa instalação de perfuração, na qual a operação se dava sem a presença de gerente da instalação (OIM – *Offshore Installation Manager*). Entre outras funções, o OIM exerce papel fundamental no comando da EOR a bordo de uma unidade marítima, seja de perfuração ou de produção.

Falha no planejamento de mudança de operadores de instalação

Mudanças de operadores de unidades marítimas de produção durante a fase de operação têm se tornado cada vez mais frequentes no Brasil. Esse processo de mudança pode ocorrer sem que as operações das unidades marítimas sejam interrompidas.

Da mesma forma, nas operações em poço com sonda marítima foram observadas que determinadas unidades foram utilizadas sequencialmente por Operadores de Contrato⁸ distintos. No caso de sondas, para o qual há uma forte integração entre os procedimentos e práticas dos operadores envolvidos em cada instalação, a alteração do Operador do Contrato impacta diretamente no sistema de gestão de segurança das instalações.

Além disso, devido à própria dinâmica da indústria, eventualmente ocorrem aquisições nas quais o Operador da Instalação de unidades de perfuração e de produção é substituído. Através das ações de fiscalização da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM, os impactos destas recentes mudanças de Operador, em termos de segurança operacional nas instalações, têm sido acompanhados pela ANP.

A SSM identificou uma série de não conformidades que têm potencial para impactar na segurança operacional das unidades de perfuração e de produção durante os processos recentes de alteração de Operadores, podendo-se citar:

- Falta de entendimento por parte dos Operadores de Instalação que alterações no sistema de gerenciamento da segurança operacional oriundas de aquisições, trocas e fusões de Operadores de Instalação devem ser avaliadas em processo de gerenciamento de mudanças, de acordo com o previsto na Prática de Gestão nº 16 (Gerenciamento de Mudanças) do Regulamento Técnico do SGSO. Esse processo de gerenciamento de mudança deve considerar a existência, migração, atualização, disponibilização e aplicabilidade de procedimentos operacionais;
- Falha no fornecimento de informações entre os Operadores de Contrato, por ocasião de processo de cessão de direitos, gerando lacunas de informações para o início da

⁸ Operador de Contrato: Empresa responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção, desativação e abandono das instalações de Exploração e Produção relacionadas aos contratos de E&P regulados pela ANP.

operação da unidade. Recentemente, um Operador que recebeu os direitos de uma concessão solicitou informações à ANP sobre histórico de incidentes da unidade cujas operações havia assumido, demonstrando que não possuía todos os dados essenciais para o início de operação da unidade;

- Elevado número de manutenções de Sistemas Críticos de Segurança Operacional com prazos expirados em instalações que estavam passando por processo de troca de Operador de Instalação. Esse fato pode gerar ao novo operador a necessidade de gerenciamento de um passivo significativo de manutenção em elementos críticos de segurança operacional;
- Falha na validação formal de análises de riscos pelo novo Operador da Instalação, referente aos estudos de segurança realizados pelo Operador anterior. Situação análoga foi evidenciada para os planos de ação oriundos de auditoria interna de segurança operacional;
- Falha no controle e na realização de treinamento/reciclagem do pessoal que exerce função a bordo das instalações nos novos procedimentos do novo Operador da Instalação ou novo Operador do Contrato;
- Falha na sistemática de disponibilização de procedimentos operacionais para a força de trabalho nos casos em que o pessoal do novo Operador da Instalação adotava os procedimentos do Operador da Instalação anterior ou do Operador do Contrato anterior; e
- Problemas de registros e de controle de documentação relacionada a permissões de trabalho, inibições de sensores e gestão de mudança que dificultavam a passagem de serviço entre os Operadores.

Além dos desvios citados, causaram preocupação à ANP os casos em que o novo operador da instalação (i) **não** possuía um sistema de gestão de segurança operacional e meio ambiente constituído e implementado ou (ii) que nunca tivesse passado por auditorias de SGSO, antes do início da operação da unidade objeto da cessão.

Ressalta-se que, em caso de troca de operador de instalação ou de contrato, a Documentação de Segurança Operacional (DSO) deve ser novamente submetida à Agência, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 43/2007. Ademais, há o entendimento que eventuais não conformidades no sistema de gestão identificadas em auditorias realizadas antes da troca de Operador devem ser tratadas pelo novo operador.

3.2. Auditorias do Regulamento Técnico de Segurança de Dutos Terrestres (RTDT)

As atividades de fiscalização relacionadas à Resolução ANP nº 6/2011 para os dutos de exploração e produção são realizadas de maneira distinta das dos demais regulamentos de segurança da ANP. A auditoria é realizada por região geográfica, a partir da escolha de uma amostragem de dutos daquela região. Dessa maneira, é possível obter um percentual de cobertura elevado e representativo, em termos de fiscalização. Essa metodologia é justificável pelo fato de o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de

Petróleo, Derivados e Gás Natural – RTDT, anexo à resolução supracitada, ser um regulamento baseado em gestão. Assim, as não conformidades apontadas para uma amostra são representativas para os demais dutos da região geográfica, pois os mesmos são gerenciados pela mesma equipe.

O Gráfico 13 abaixo mostra a quantidade de auditorias realizadas, bem como a quantidade média de não conformidades emitidas por auditoria a cada ano, desde o início de realização de auditorias do RTDT (2013).

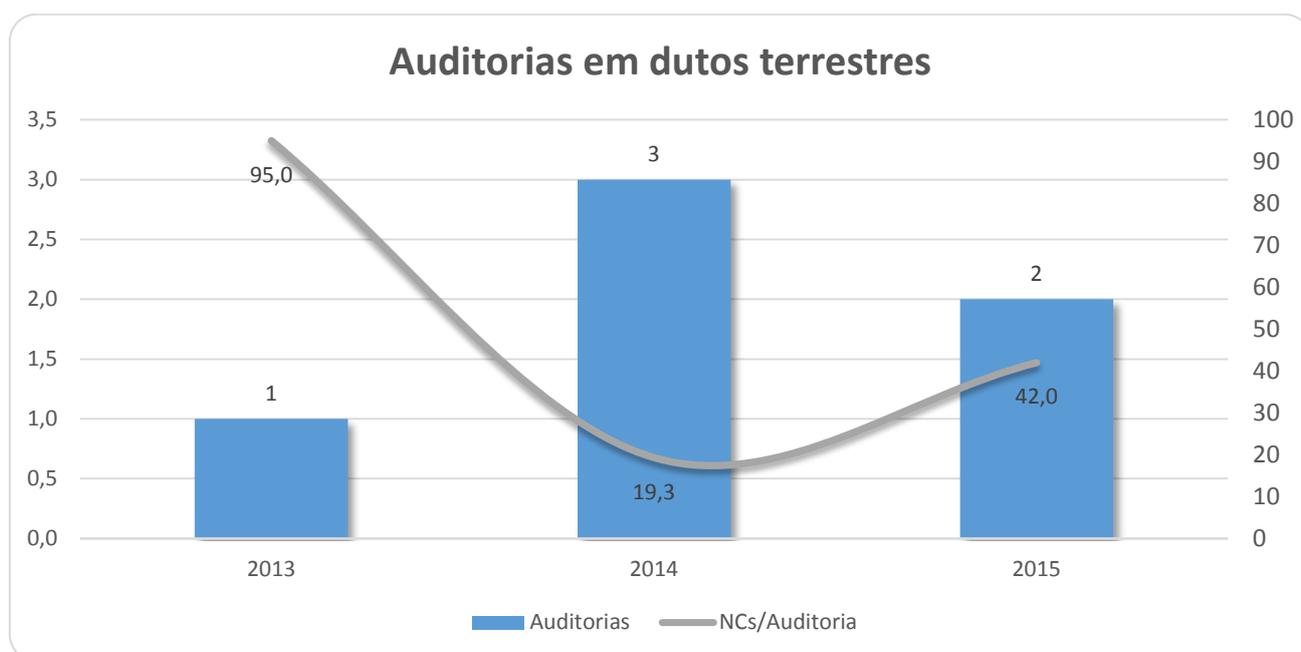


Gráfico 13 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em dutos terrestres

Conforme pode ser observado no gráfico, as auditorias do Regulamento Técnico de Segurança de Dutos Terrestres são realizadas em menor quantidade que as demais auditorias, no entanto, suscitam uma quantidade maior de não conformidades.

Outra informação que pode ser depreendida é que a primeira auditoria, realizada em 2013, gerou uma quantidade de não conformidades elevada (95 não conformidades) em relação às auditorias subsequentes.

Em 2015 foram realizadas duas ações de fiscalização em dutos terrestres. A taxa de cobertura de fiscalização do RTDT para o ano de 2015 foi de 34% da quantidade total de dutos do E&P abrangidos pelo RTDT.

O Gráfico 14 apresenta a distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias em dutos terrestres em 2015, relacionando suas respectivas classificações com o item do RTDT infringido⁹.

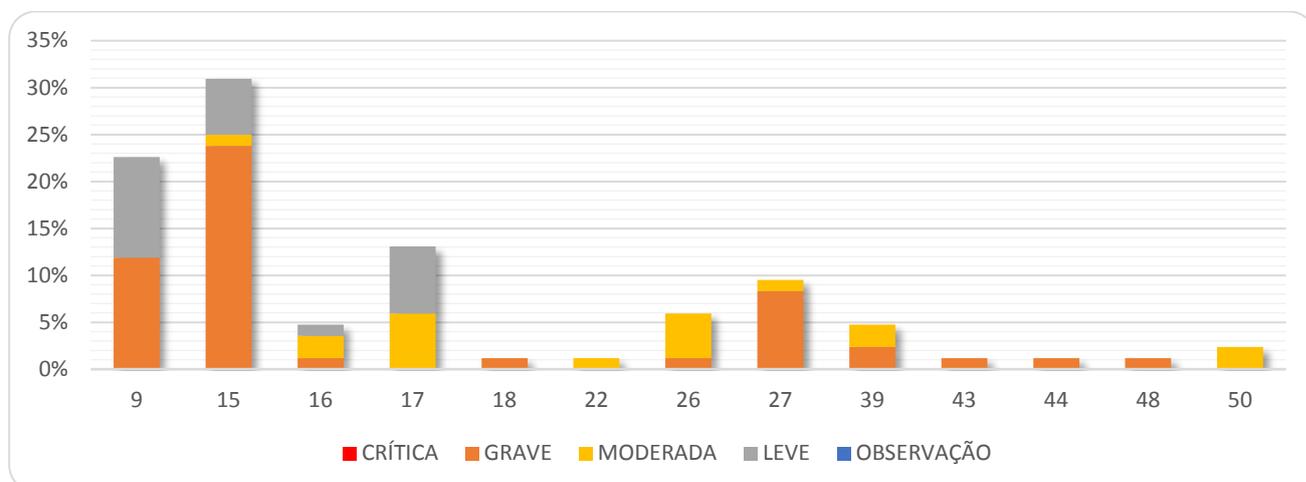


Gráfico 14 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2015 em dutos terrestres

Os itens 15 (Operação), 9 (Avaliação de risco), 17 (Manutenção), 27 (Controle de corrosão interna) e 26 (Controle de corrosão externa) do RTDT apresentaram a maior quantidade de não conformidades apontadas nas ações de fiscalização de 2015, correspondendo a 82% do total de não conformidades.

Em 2015 não foram apontadas não conformidades críticas relativas a dutos terrestres, não havendo, portanto, aplicação de medida cautelar de interdição.

Os itens que apresentaram maior quantidade de não conformidades graves foram os de número 15 (Operação), 9 (Avaliação de risco) e 27 (Controle de corrosão interna), correspondentes a 82% das não conformidade graves aplicadas em 2015.

O Gráfico 15 apresenta a distribuição histórica, a partir de 2013, das não conformidades em dutos terrestres por classificação de gravidades e por item do RTDT.

⁹ Os itens do RTDT são: 8-Documentação do Projeto, 9-Avaliação de risco, 11-Construção e montagem, 12-Documentos “como construído”, 13-Comissionamento, 15-Operação, 16-Inspeção, 17-Manutenção, 18-Registro do histórico do duto, 19-Gerenciamento de mudanças, 20-Sinalização das faixas de dutos, 22-Conscientização Pública, 23-Prevenção de danos causados por terceiros, 26-Controle de corrosão externa, 27-Controle de corrosão interna, 28-Controle de corrosão atmosférica, 29-Prazos, 31-Estrutura organizacional, 32-Disponibilização e Planejamento de recursos, 33-Envolvimento pessoal, 34-Identificação de tarefas críticas, 35-Treinamento para qualificação, 36-Contratadas, 38-Gerenciamento de Integridade, 39-Processos básicos do PGI, 41-Identificação de Emergências, 42-Plano de resposta à emergências, 43-Oleodutos, 44-Gasodutos, 45-Gestão dos recursos de resposta, 46-Comunicação do incidente, 47-Investigação do incidente, 48-Gerenciamento do plano de resposta à emergência, 49-Escopo das desativações, 50-Desativação temporária e 51-Desativação permanente.

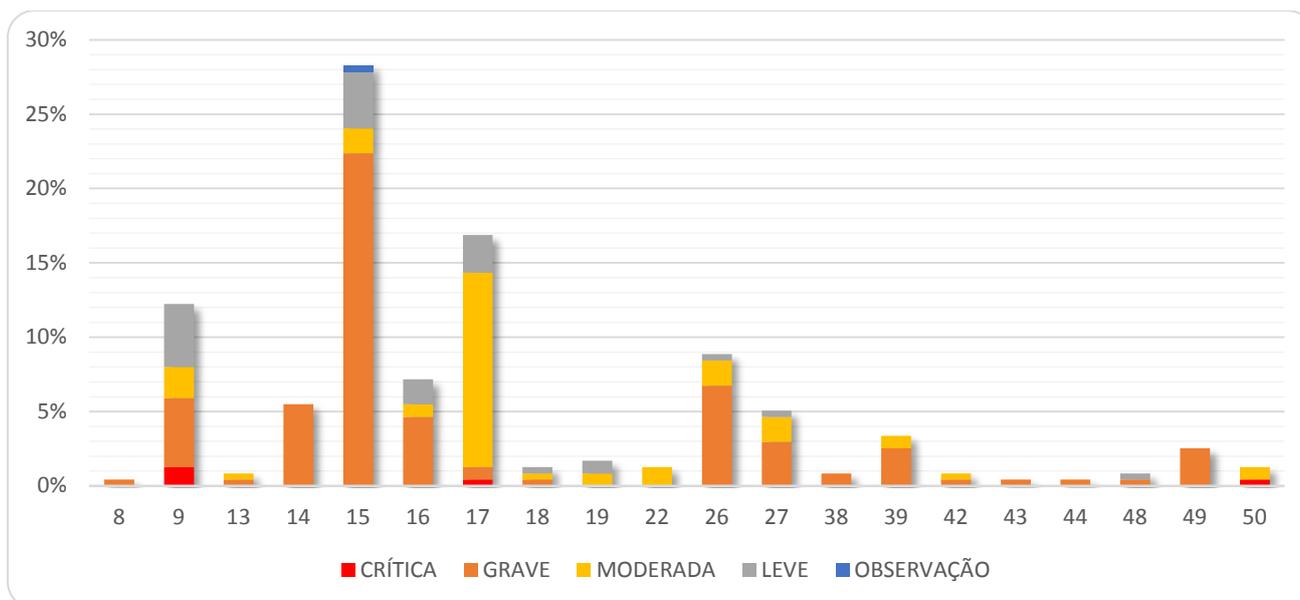


Gráfico 15 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias em dutos terrestres desde o ano de 2013

A distribuição apresentada no Gráfico 15 mostra que os itens que correspondem às maiores incidências de não conformidades são os de número 15 (Operação), 17 (Manutenção), 9 (Avaliação de risco), 26 (Controle de corrosão externa) e 16 (Inspeção). Somadas, as não conformidades relativas a estes itens representam 73% do total.

O item 9 (Avaliação de risco) é o que possui o maior percentual de não conformidades críticas (60%), que também foram apontadas para os itens 17 (Manutenção) e 50 (Desativação temporária).

O item 15 (Operação) possui a maior incidência de não conformidades graves (40% do total de não conformidade graves), sendo também o item que possui maior incidência de não conformidades (28% do total).

3.3. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural de Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI)

Nas instalações terrestres de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, a fiscalização de segurança operacional e meio ambiente realizada pela ANP baseia-se no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI). Este Regulamento foi aprovado pela Resolução ANP nº 2/2010 e entrou em vigor em 18 de janeiro de 2010, com prazo de 2 a 3 anos para adequação das instalações e posterior início das atividades de fiscalização.

O RTSGI é um regulamento baseado em gestão que contém itens prescritivos e estabelece requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural, visando a 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. Tal

formato, contendo itens prescritivos, tem como objetivo instruir os operadores de menor porte a respeito das melhores práticas da indústria do petróleo.

A Resolução supracitada obriga os concessionários que possuem unidades de produção marítima e, por este motivo, possuem instalações reguladas pelo SGSO (Resolução ANP nº 43/2007), a estender os mesmos requisitos de gestão de segurança operacional de plataformas marítimas para os campos terrestres, em adição ao RTSGI.

A ANP, em busca da melhoria contínua, ampliou, a partir de 2014, as auditorias de segurança operacional, ao mesmo tempo em que iniciou as auditorias com ênfase nos aspectos ambientais. Portanto, as auditorias do RTSGI realizadas no ano de 2015 tiveram enfoque nestes dois aspectos, como poderá ser observado adiante.

As auditorias com ênfase em segurança operacional, já conhecidas, verificam a aderência do operador aos requisitos do RTSGI, analisando o sistema de gestão do operador e a integridade das instalações. Já as auditorias com ênfase ambiental têm por finalidade verificar os itens de gestão cuja ausência de conformidade pode gerar maiores impactos no meio ambiente. Como exemplos de itens de grande impacto ambiental, temos as práticas de gestão voltadas para resposta a emergências, manutenção da integridade de linhas, poços e bacias de contenção e a análise de riscos, considerando a sensibilidade ambiental do local.

De forma a otimizar os recursos e a qualidade das ações de fiscalização no RTSGI, iniciou-se, em 2015, as auditorias em conjunto, com a atuação de agentes tanto com foco em segurança operacional quanto em meio ambiente. Nos resultados aqui apresentados, pode-se identificar algumas auditorias que já estão neste novo formato, integrando aspectos ambientais e de segurança operacional.

Atualmente, há 199 campos terrestres enquadrados no SGI, ou seja, campos com produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural, que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido pela Resolução ANP nº 2/2010. Desses campos, 123 contam com instalações terrestres de produção, armazenamento ou transferência de petróleo e gás natural.

A Petrobras, empresa com maior presença neste segmento, detém aproximadamente 80% das operações em campos terrestres. Outros operadores presentes na atividade terrestre são: Petrosynergy, Sonangol Starfish, Petrogal, UTC Engenharia, UTC Exploração e Produção, Panergy Petróleo e Gás, Gran Tierra Energy Brasil, Partex Brasil Ltda, Nova Petróleo, Parnaíba Gás, Brasil GNC, PetroRecôncavo, Santana e Vipetro.

Em 2015, foram realizadas 8 atividades de auditoria em campos terrestres. Como resultado, foi identificado um total de 138 não conformidades.

O Gráfico 16 exhibe a quantidade de auditorias realizadas por ano, bem como a média de não conformidades emitidas por auditoria em campos terrestres, desde o ano de 2012 (ano de início da vigência do RTSGI).

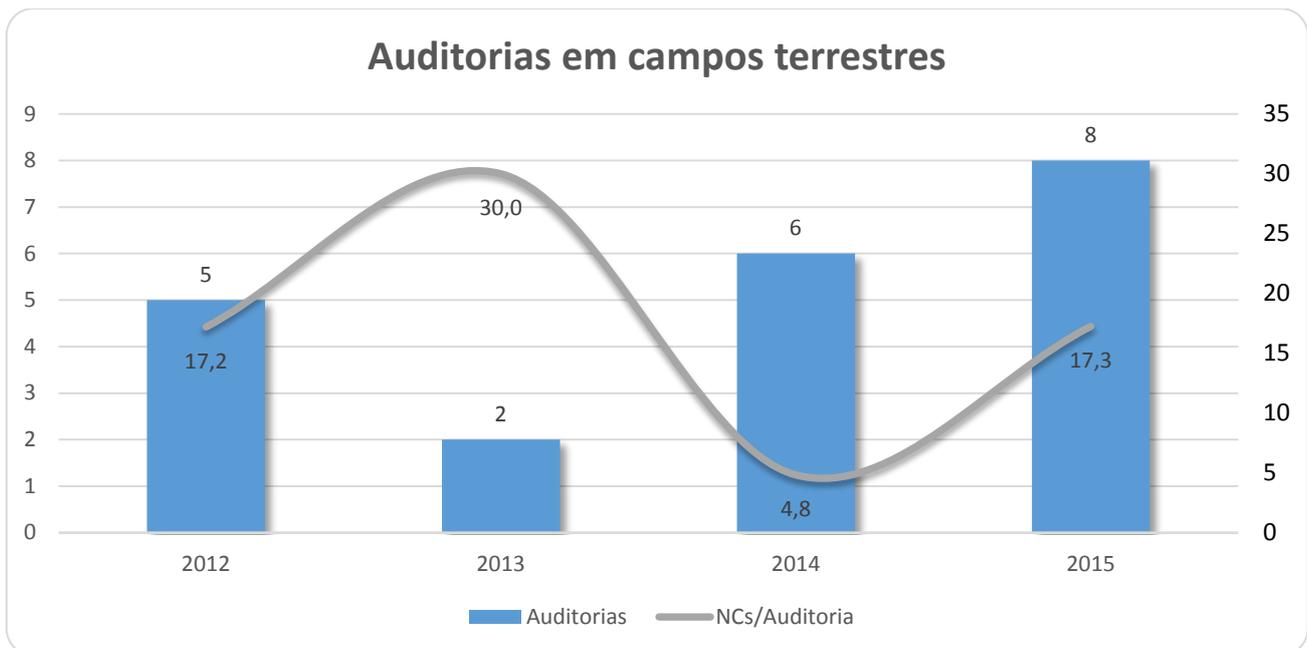


Gráfico 16 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em campos terrestres

Conforme pode ser observado no Gráfico 16, a quantidade de auditorias realizadas em 2015 em campos terrestres atingiu seu maior valor desde o início deste tipo de atividade. A tendência de aumento na quantidade de auditorias por ano, observada a partir de 2013, é fruto do aumento das atividades de fiscalização *onshore*, evidenciando a preocupação da ANP em ampliar a taxa de cobertura das instalações terrestres de desenvolvimento e produção.

Em relação à quantidade de não conformidades por auditoria, pode-se constatar no Gráfico 16, que há uma variação anual significativa. Isso pode ser explicado pelos seguintes fatores: operadores com qualificações/habilitações variadas (Operadores A, B e C), atividades de *follow up*, equipes multidisciplinares de auditores, quantidade de auditores por atividade, entre outros.

O Gráfico 17 apresenta a distribuição das não conformidades em campos terrestres apontadas nas auditorias realizadas em 2015, por item do SGI¹⁰, do SGSO¹¹ e outros¹² considerando sua classificação de gravidade (crítica, grave, moderada, leve ou observação).

¹⁰ Os itens do SGI são: 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, 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 e 18 – Desativação da Instalação.

¹¹ As práticas de gestão do SGSO são: 3 – Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal, 6 – Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho e 7 – Auditorias.

¹² O item “outros” refere-se a outros itens que suscitaram não conformidades, como o Contrato de Concessão ou o Anexo 3 do SGI.

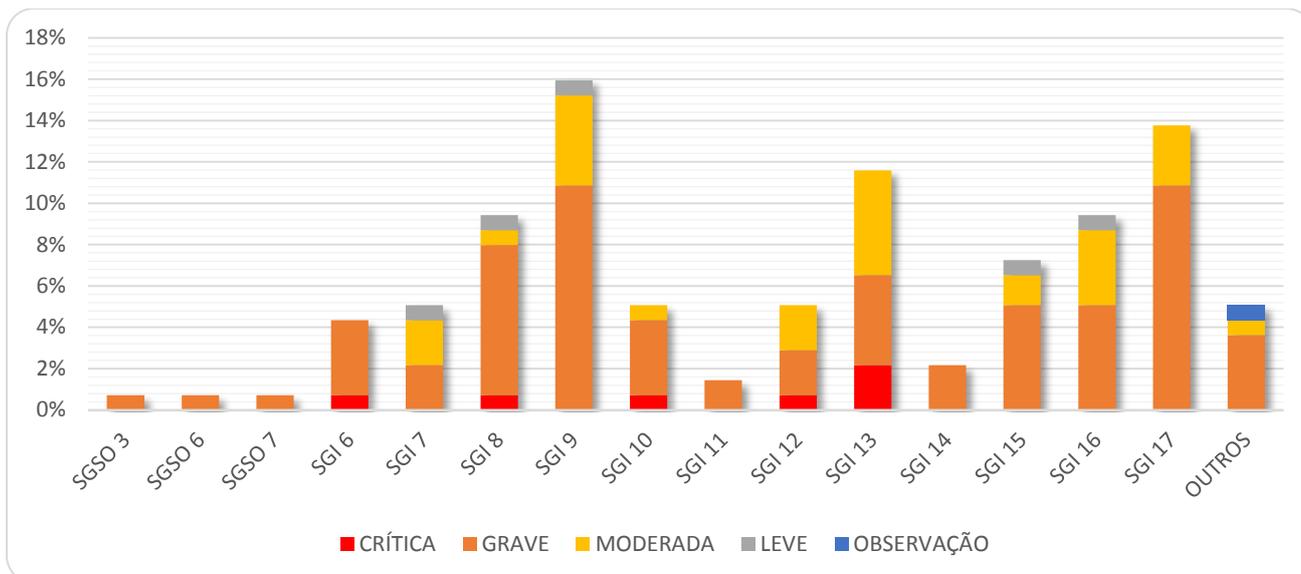


Gráfico 17 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2015 em campos terrestres

Os itens normativos que percentualmente suscitaram mais não conformidades foram os de número 9 (Plano de Emergência), 17 (Operação e Processo), 13 (Construção e Montagem da Instalação), 8 (Identificação e Análise de Riscos) e 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações) do SGI. Juntas, as não conformidades relativas a estas práticas de gestão respondem por cerca de 60% das não conformidades apontadas em 2015.

Destacam-se como não conformidades mais frequentes, do ponto de vista ambiental, as anotadas no item 9 (Plano de Emergência), enquanto, nas auditorias de segurança operacional, as mais frequentes foram as do item 17 (Operação e Processo). Estes dois conjuntos de não conformidades corresponderam a 30% de todas as não conformidades encontradas em 2015.

Como se verifica no Gráfico 17, 16% do total de não conformidades foi relacionado à prática referente ao plano de emergência. Deste percentual, os itens mais observados foram falha em treinamento, fragilidade da gestão de simulados e ausência ou tratamento incorreto de cenários acidentais. Os dois primeiros se referem basicamente ao treinamento da força de trabalho, seja no preparo para resposta à emergência, seja na avaliação e melhoria da execução dos simulados. O terceiro item, referente aos cenários acidentais, demonstra que surgiram dificuldades por parte dos operadores em considerar e gerir situações emergenciais identificadas nas análises de riscos.

Já em relação ao segundo item mais recorrente, item 17 do RTSGI (Operação e Processo), que apresentou 14% do total de não conformidades, a maioria recai em falhas na gestão das permissões de trabalho. Além desse item, também foram identificadas não conformidades referentes ao manual de operação e gestão de mudanças. Novamente, as não conformidades apontaram falhas na gestão de pessoas, seja na apresentação de documentos adequados (manual de operação), seja na elaboração e execução de ferramentas de gestão das atividades (permissões de trabalho).

Com base nos resultados identificados para estes dois conjuntos mais frequentes de não conformidades, grande melhoria poderá ser alcançada se os operadores desenvolverem os

aspectos relacionados à gestão de pessoas, tais como: a melhoria na documentação de segurança operacional e meio ambiente e a intensificação de treinamentos e de auditorias internas.

Importante destacar que o item 13 do RTSGI (Construção e Montagem da Instalação) está relacionado a 43% das não conformidades críticas em campos terrestres, sendo, portanto, o maior responsável pelas interdições ocorridas em 2015.

O Gráfico 18 apresenta a distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias em campos terrestres, por prática de gestão do SGSO ou item do RTSGI, considerando sua classificação de gravidade. A análise histórica das não conformidades em campos de produção terrestre contempla dados compilados a partir de 2013.

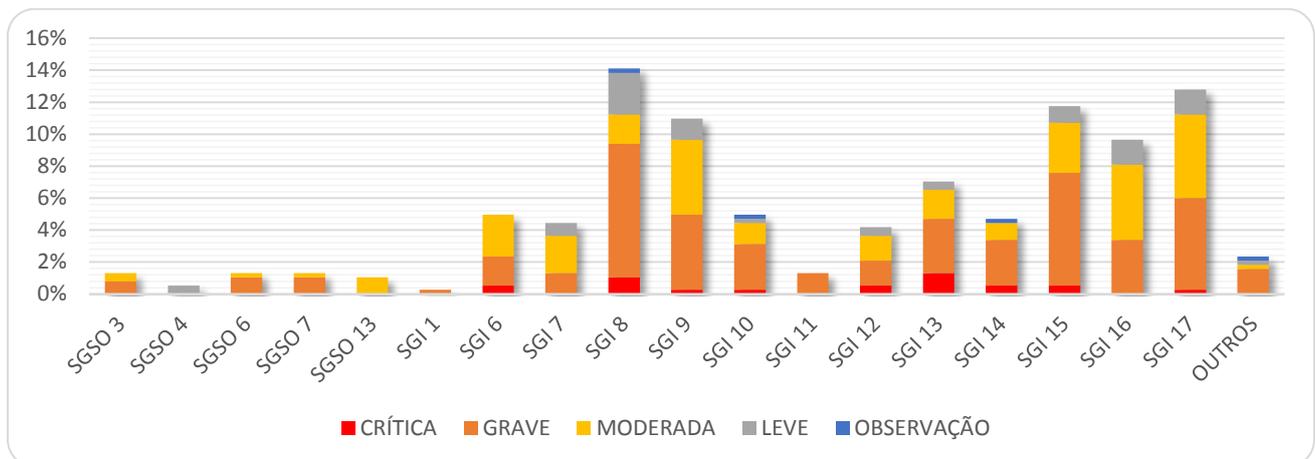


Gráfico 18 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias em campos terrestres desde o ano de 2013

Como é possível visualizar no Gráfico 18, os itens do RTSGI com o maior percentual de não conformidades são os de número 8 (Identificação e Análise de Riscos), 17 (Operação e Processo), 15 (Inspeção de Equipamentos e Tubulações), 9 (Plano de Emergência) e 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações) do RTSGI. Juntas, as não conformidades relativas a estas práticas de gestão respondem por cerca de 60% das não conformidades apontadas em auditorias de campos terrestres.

Ao comparar a série histórica de auditorias com aquelas realizadas somente no ano de 2015, verifica-se que, embora a frequência de não conformidades tenha se alterado, os itens do RTSGI que suscitaram a maior quantidade de não conformidades são, basicamente, os mesmos.

Quanto à classificação das não conformidades, os itens 13 (Construção e Montagem da Instalação) e 8 (Identificação e Análise de Riscos) apresentaram os maiores índices de não conformidade críticas, sendo responsáveis por 45% das interdições a campos terrestres.

3.4. Cooperação entre os órgãos de Estado – operação Ouro Negro

A operação Ouro Negro trata-se de um projeto de parceria iniciado em 2011, o qual conta com a participação dos seguintes órgãos: Ministério Público de Trabalho (MPT), Ministério do Trabalho e Previdência Social (MTPS), Agência Nacional de Vigilância Sanitária

(ANVISA), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e Marinha do Brasil (MB). As ações em campo do projeto cobrem instalações marítimas de produção e perfuração. Estas instalações são eleitas com base em denúncias e informações estratégicas de cada órgão que compõe a operação Ouro Negro. No ano de 2015 foram objeto desta operação duas unidades de produção e quatro unidades de perfuração.

Contudo, o projeto Ouro Negro não se limita às ações conjuntas em campo dos órgãos de Estado. No ano de 2015, após os resultados de investigação do acidente ocorrido no FPSO Cidade de São Mateus levantados pelos órgãos parceiros, foi iniciada a elaboração de uma proposta de TAC (Termo de Ajuste de Conduta), liderada pelo MPT. Um dos propósitos do TAC, assim como das recomendações expedidas pela ANP, é promover a abrangência de ações corretivas e preventivas nas demais instalações de produção e perfuração, impulsionando a indústria para a adoção de operações mais seguras.

O projeto Ouro Negro esclarece e solidifica competências e relações entre os diversos órgãos federais envolvidos. Neste intuito, em 2015, houve significativo aumento do intercâmbio de informações entre os órgãos que participam do projeto, acerca das instalações marítimas de perfuração e produção em operação no país. Estas informações são provenientes da base de dados e das fiscalizações de cada órgão. Esta estratégia foi ainda fortalecida pelo aprimoramento da comunicação da ANP com a força de trabalho de instalações de perfuração e produção. Através de Ofício Circular, a ANP notificou todos os Operadores de Instalação a afixar cartazes do canal de relacionamento da Agência (CRC – Centro de Relações com o Consumidor)¹³ em todas as instalações de produção e perfuração, bem como bases de apoio, operada ou contratada pelos diferentes Operadores de Contrato.

Com isso, a atividade Ouro Negro está calcada na grande diversidade e especificidade técnica das atividades no setor de exploração e produção de petróleo, sob o aspecto da proteção da vida humana e do meio ambiente, sem prejuízo para o aproveitamento eficiente dos recursos naturais. Haja vista a complexidade dos riscos envolvidos neste setor, os diversos órgãos de Estado atuam de maneira conjunta em busca da modelação de um ambiente de trabalho mais seguro e saudável em prol da vida humana e do meio ambiente.

3.5. Termos de cooperação com a Marinha do Brasil

A ANP possui o Termo de Execução Descentralizada celebrado com a Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil, cujo objeto é a realização das perícias técnicas em plataformas marítimas de perfuração, produção e armazenagem de petróleo.

Os procedimentos para execução das perícias técnicas estão estabelecidos nas Normas da Autoridade Marítima para embarcações empregadas na navegação de mar aberto (NORMAM-01/DPC) e nas Normas da Autoridade Marítima para operação de embarcações estrangeiras em águas jurisdicionais brasileiras (NORMAM-04/DPC).

¹³ Acessível em <http://www.anp.gov.br/?id=2931>.

Define-se como Perícia Técnica a verificação *in loco* da conformidade das plataformas, sondas de perfuração, FPSOs e FSOs com as normas em vigor relativas à segurança operacional, segurança de navegação de salvaguarda da vida humana no mar e da prevenção da poluição do meio aquaviário.

O Gráfico 19 abaixo apresenta a quantidade de perícias realizadas desde 2010¹⁴:

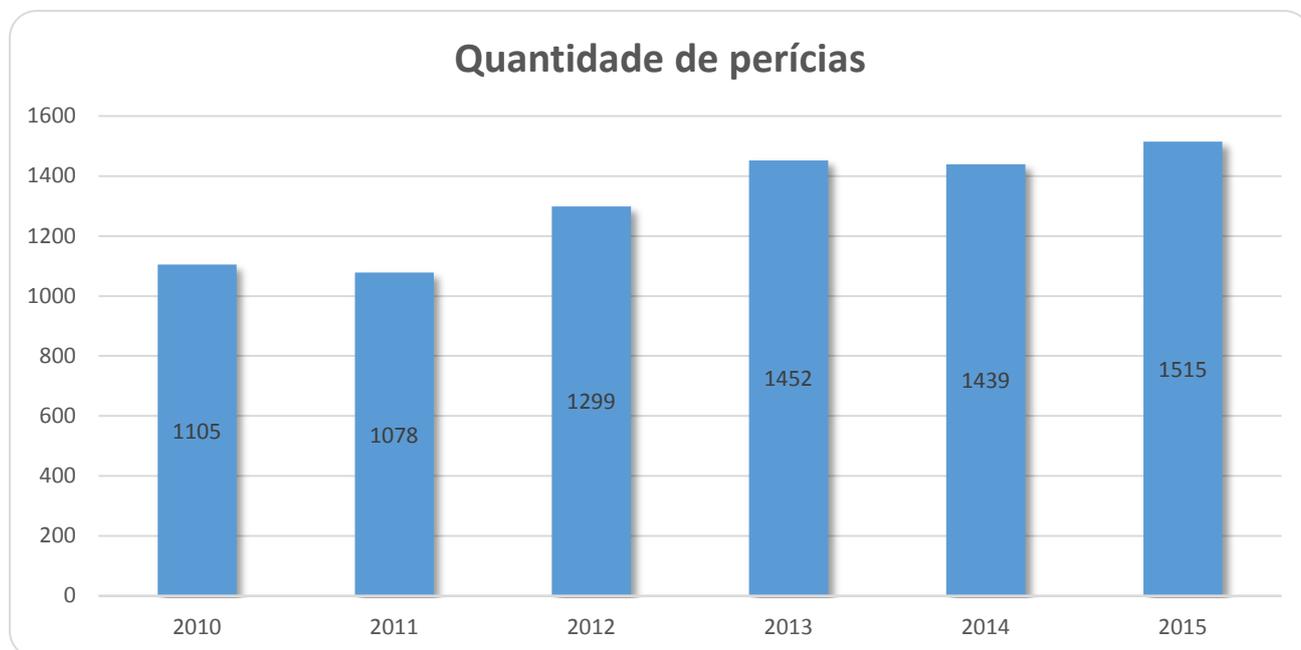


Gráfico 19 - Quantidade de perícias realizadas anualmente em plataformas desde 2010

Em 2015, a meta definida foi de 960 perícias, tendo a quantidade de perícias realizadas excedido a meta em mais de 50%.

¹⁴ Fonte: SISGEVI/DPC.

4. RESULTADO DO GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADO PELAS EMPRESAS – INCIDENTES OPERACIONAIS

A comunicação de incidentes deve ser realizada pelas empresas concessionárias e autorizadas pela ANP, com base nos procedimentos estabelecidos na Resolução ANP nº 44/2009.

No âmbito das atividades de exploração e produção, os comunicados de incidentes são recebidos pela ANP através do Sistema SISO Incidentes (Sistema Integrado de Segurança Operacional), disponibilizado aos agentes regulados a partir do segundo semestre de 2013. Observa-se que o SISO, atualmente integra à sua base de dados os comunicados de incidentes referentes ao ano de 2012.

As informações sobre os incidentes comunicados são analisadas pela equipe da SSM, de forma a identificar tendências e oportunidades de melhoria, tanto por parte da indústria quanto no escopo regulatório da ANP.

O Gráfico 20 abaixo mostra a evolução da quantidade de comunicados de incidentes recebidos pela ANP relativos a instalações de exploração e produção, desde 2012 até o ano analisado. Os comunicados podem ser classificados como: (i) acidentes; (ii) ou quase acidentes¹⁵.

¹⁵ **Acidentes:** eventos nos quais houve dano ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros, ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves para o pessoal próprio, para terceiros ou para as populações ou interrupção não programada das operações por mais de 24 horas.

Quase acidentes: eventos que não se classificam como Acidentes, nos quais houve risco de dano ao meio ambiente ou à saúde humana. Cabe ressaltar que um Comunicado de Incidente pode relatar mais de um tipo de incidente comunicável, como por exemplo um Comunicado de Incidente relativo a um evento no qual houve vazamento de hidrocarboneto contido na instalação, resultando em incêndio que provocou ferimentos graves a um funcionário. No caso do exemplo trata-se de um acidente, pois houve dano à saúde humana e prejuízos materiais, embora do ponto de vista ambiental houve apenas risco de dano ao meio ambiente, não materializado pois o fluido vazado ficou contido na instalação

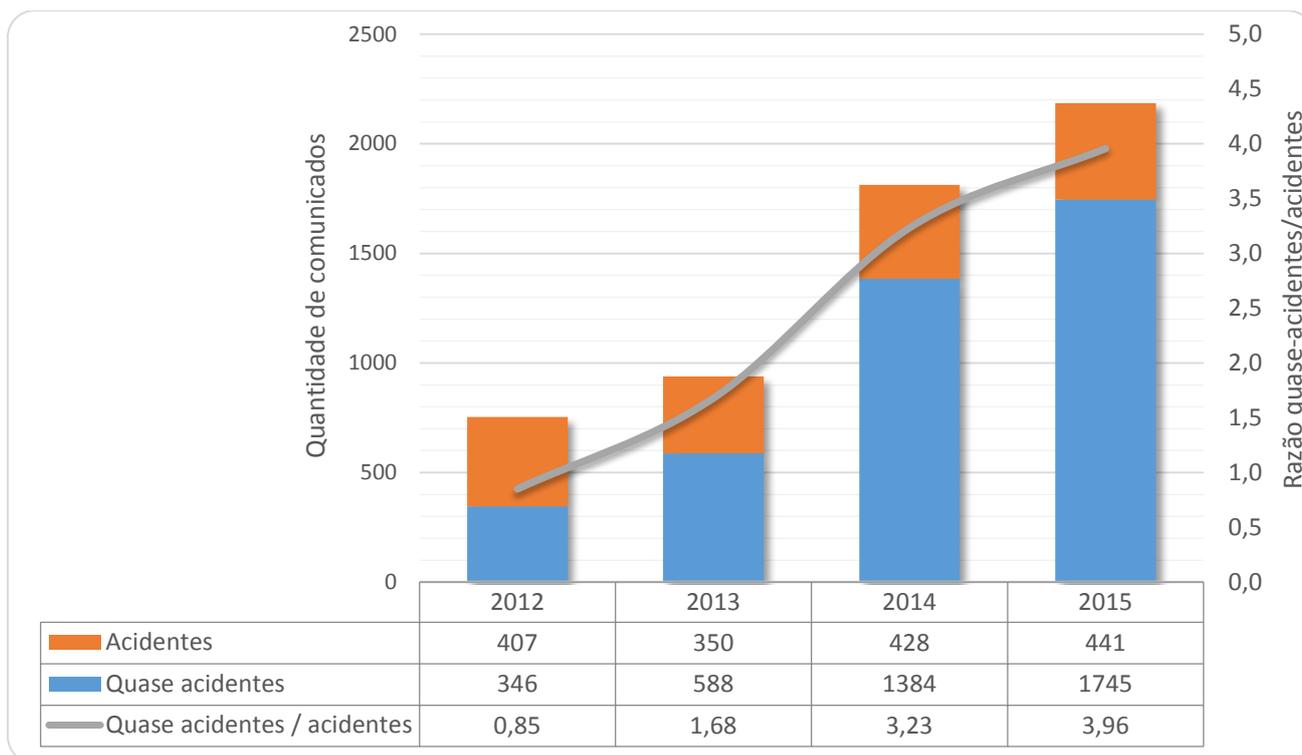


Gráfico 20 – Evolução da quantidade de comunicados de incidentes desde 2012

Como é possível observar no gráfico, em 2012 foram realizados mais comunicados relativos a acidentes do que a quase acidentes, numa proporção de 0,85 quase acidente para cada acidente comunicado. A proporção entre quase acidentes e acidentes comunicados aumentou ano após ano, tendo atingido em 2015 o valor de 3,95 quase acidente por acidente.

Este fato não deve ser interpretado como indicativo do aumento na ocorrência de quase acidentes, e sim da notificação dos mesmos, pois o perfil relativo ao ano de 2012 não reflete a realidade da indústria. Os quase acidentes de maneira geral se tratam de eventos precursores de acidentes, ou seja, eventos que possuem potencial para escalonamento e se tornarem eventos de dano (acidentes) em caso de falha em uma ou mais barreiras de segurança. Dessa maneira, é esperado que em um determinado período ocorra uma quantidade superior de quase acidentes do que acidentes.

O aumento na notificação de quase acidentes observado foi obtido a partir de ações que englobam:

- Revisão do Manual de Comunicação de Incidentes, de forma a melhorar a compreensão dos agentes regulados acerca dos incidentes comunicáveis;
- Intensificação da verificação nas atividades de fiscalização dos incidentes ocorridos na instalação.

4.1. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS

Nesta seção, serão mostrados os dados referentes aos incidentes ocorridos em instalações de exploração e produção *offshore* (plataformas e sondas marítimas).

Os dados são exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências dividida por uma grandeza que represente o nível de atividades da indústria que pode ser relacionada àquele tipo de incidente. Essa forma de análise, quando comparada à análise de quantidades absolutas de incidentes, possui as seguintes vantagens: (i) considera a variação no nível de atividade da indústria, possibilitando depreender se o aumento ou diminuição da incidência de determinado tipo de incidente foi proporcional ao aumento ou diminuição do nível de atividades e (ii) permite realizar comparações com *benchmarks* internacionais, relativos a países com níveis de atividades significativamente diferentes do cenário brasileiro.

Os *benchmarks* relativos às instalações de exploração e produção *offshore* foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum*) em seu “Projeto de Medição de Desempenho”, referentes ao Reino Unido, Estados Unidos, Austrália e Noruega, para os anos de 2012, 2013 e 2014¹⁶. O IRF, do qual o Brasil é participante, consiste em um fórum internacional de órgãos reguladores das atividades de petróleo *offshore*. A Tabela 8 abaixo apresenta os tipos de incidentes que foram analisados, bem como a grandeza representativa do nível de atividades que é utilizada para gerar a taxa de cada tipo de incidente.

Tabela 4 – Tipos de incidentes e grandezas relativas ao nível de atividades utilizadas para normalizar os dados

Tipo de incidente	Dados normalizados por
Fatalidades	Milhão de horas trabalhadas
Ferimentos graves	
Vazamento significativo de gás inflamável	Produção de gás em milhão de barris de óleo equivalentes
Vazamento maior de gás inflamável	
Abalroamento significativo	Quantidade de instalações
Abalroamento maior	
Incêndio significativo	
Incêndio maior	
Perda significativa de controle de poço	Quantidade de atividades relacionadas a poços
Perda maior de controle de poço	

Nos gráficos a seguir, serão apresentadas as taxas relativas a cada tipo de acidente analisado, de 2012 a 2015. Os valores de *benchmark* obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF foram apresentados na forma de uma faixa, englobando os valores mínimos e máximos das taxas dos países de referência, entre os anos de 2012 a 2014.

¹⁶ Os valores referentes a 2015 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

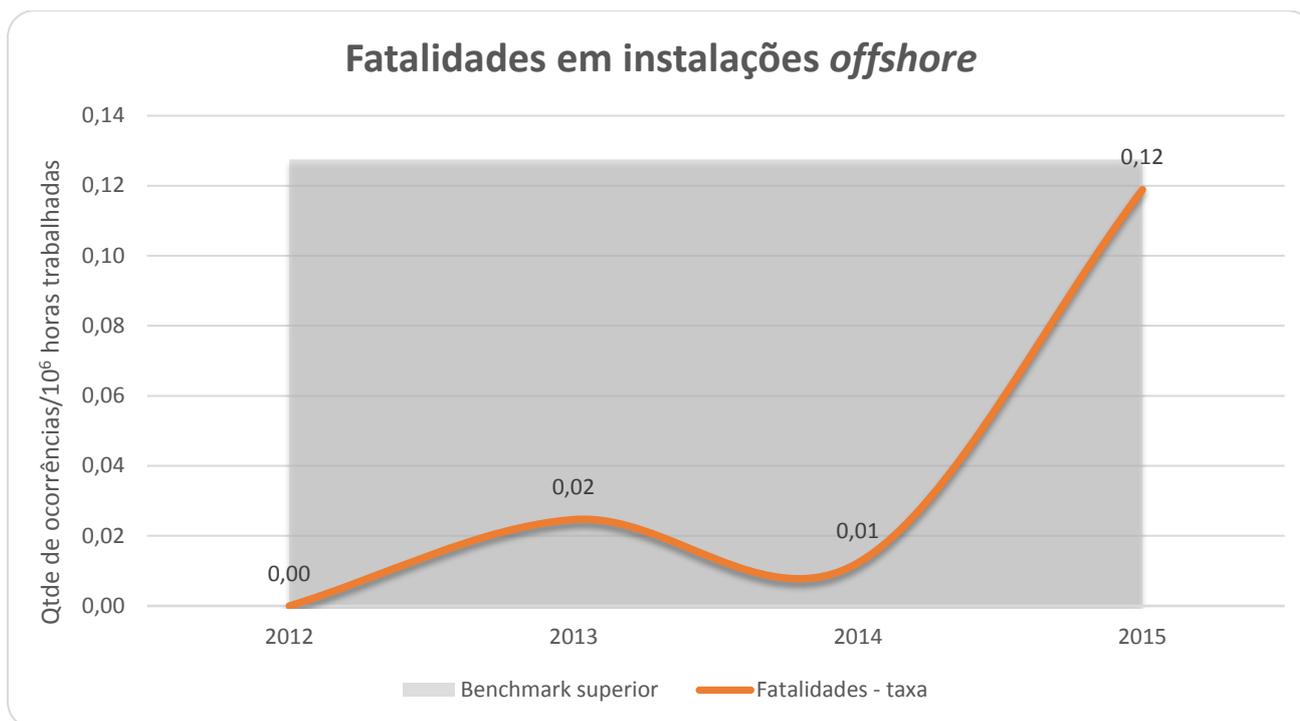


Gráfico 21 – Taxas de fatalidades em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

O Gráfico 21 apresenta a variação nas taxas de fatalidades¹⁷ em instalações de exploração e produção, de 2012 a 2015. No período analisado, as taxas se encontram dentro da faixa de referência, tendo apresentado um aumento súbito em 2015, se aproximando do nível superior de controle.

É importante ressaltar que tal aumento súbito da taxa de fatalidades observado em 2015 não se deve a um aumento na ocorrência de eventos isolados com fatalidades, e sim a um único evento que ocasionou todas as nove fatalidades ocorridas no ano: o acidente de explosão no FPSO Cidade de São Mateus, detalhado no item 4.1.

¹⁷ **Fatalidades** comunicáveis à ANP são os óbitos decorrentes de incidentes ocorridos na operação da instalação ou da queda de helicópteros de transporte de pessoal desde que ocorram em até um ano da data do incidente. São excluídos destes eventos os óbitos ocorridos por causas naturais e em acidentes de trânsito terrestre. As fatalidades não devem ser contabilizadas como ferimentos graves.

Ferimentos graves comunicáveis à ANP são os ferimentos decorrentes da operação da instalação ou da queda de helicópteros de transporte de pessoal e são caracterizados como qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo: (a) fratura (excluindo de dedos); (b) amputação; (c) perda de consciência devido à asfixia ou à exposição a substâncias nocivas ou perigosas; (d) lesão de órgãos internos; (e) deslocamento de articulações; (f) perda de visão; (g) hipotermia ou outras doenças relacionadas à exposição a temperaturas extremas; ou (h) necessidade de internação por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

As fatalidades e os ferimentos graves não incluem as ocorrências ocasionadas por doenças profissionais, mortes naturais, desaparecimentos ou suicídios ocorridos nas instalações *offshore*.

Ferimentos graves em instalações *offshore*

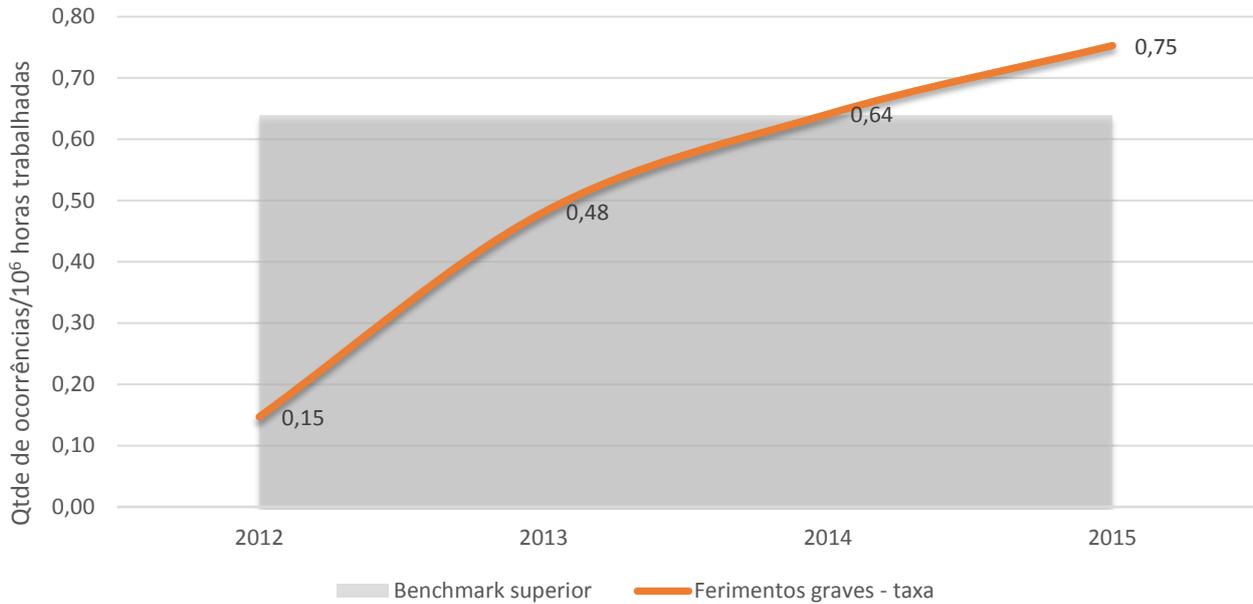


Gráfico 22 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

A variação nas taxas de ferimentos graves¹⁷ em instalações de Exploração e Produção encontra-se ilustrada no Gráfico 22. Conforme pode ser observado, tais taxas vêm aumentando desde 2012, apresentando tendência de estabilização. O valor superior de controle advindo do *benchmark* utilizado foi ultrapassado nos últimos dois anos.

Vazamentos significantes de gás inflamável em instalações *offshore*

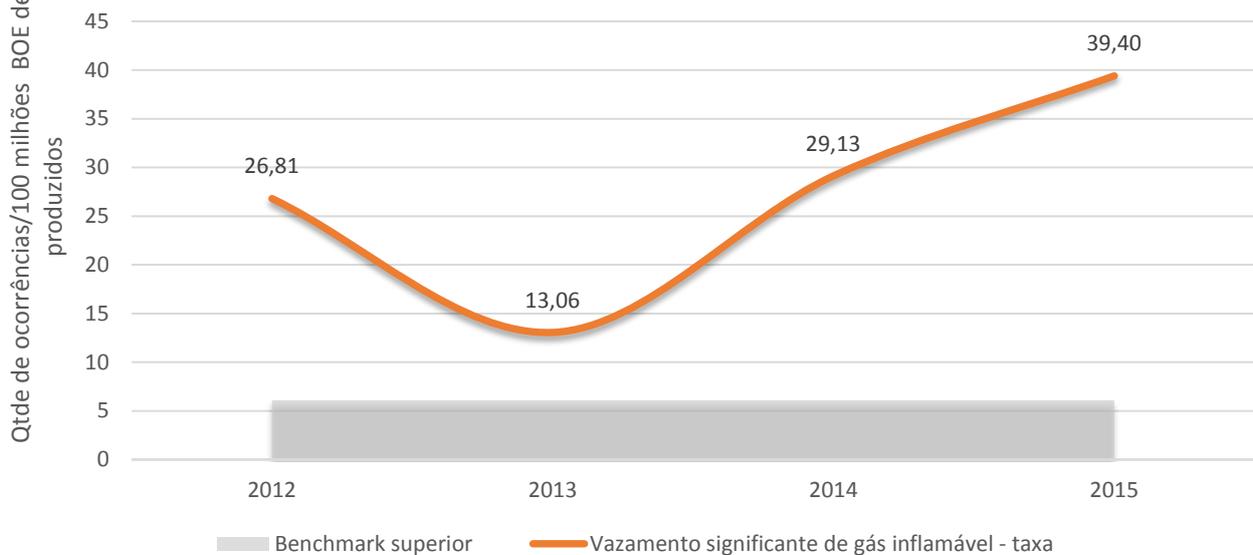


Gráfico 23 – Taxas de vazamento significativo de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

No Gráfico 23, são apresentadas as taxas de vazamento significativo¹⁸ de gás inflamável nas instalações analisadas. Em todos os anos do período analisado a respectiva taxa apresentou valor acima do *benchmark* utilizado, sendo no mínimo maior que o dobro do valor de referência. As taxas vêm apresentando crescimento desde 2013, atingindo em 2015 um valor correspondente a mais de seis vezes o valor do limite superior da faixa de referência.

A tendência de aumento observada nos vazamentos significativos se repete quando são analisados os eventos de vazamento maior de gás inflamável, cujas taxas são mostradas no Gráfico 24 abaixo. Além de superarem o limite superior do *benchmark* nos anos de 2013 em diante, as taxas de vazamento maior de gás inflamável vêm aumentando progressivamente ano a ano. Destaca-se o fato de a taxa relativa ao ano de 2015 representar um aumento de mais de 120% em relação ao ano anterior.

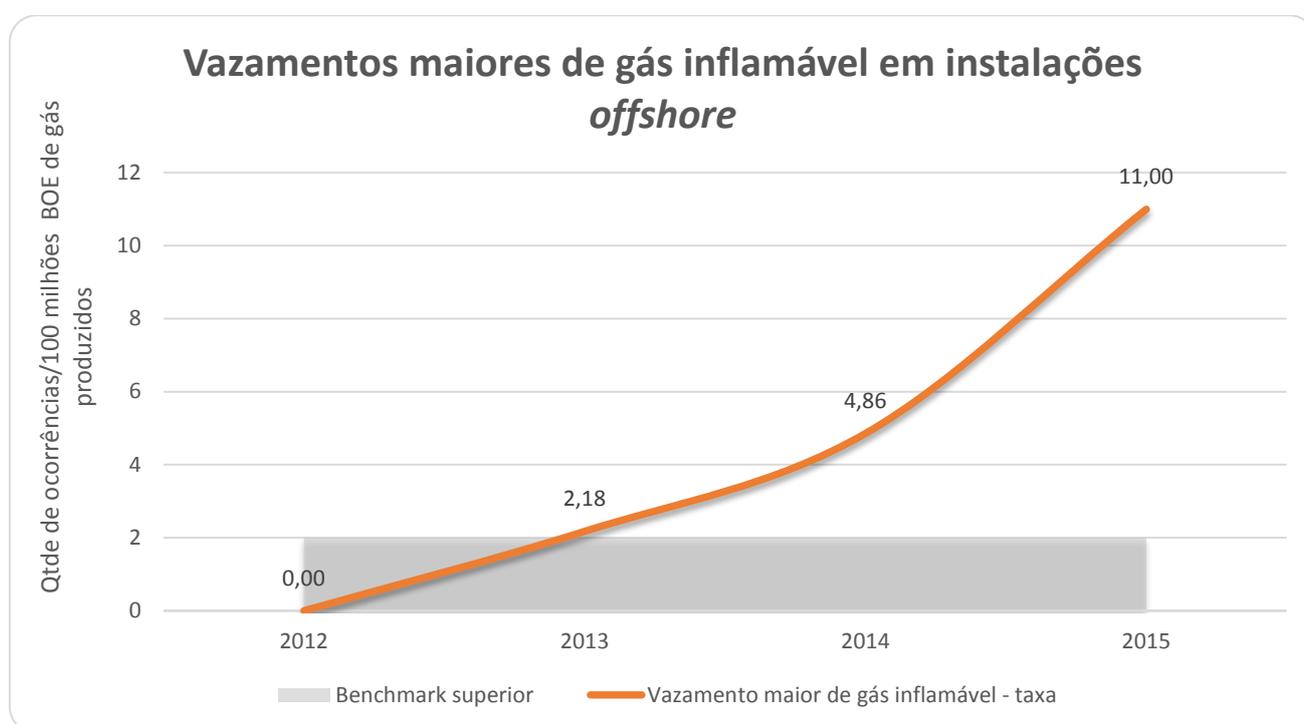


Gráfico 24 – Taxas de vazamento maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

Como pode ser concluído, ao se comparar os gráficos correspondentes, as taxas de vazamento significativo são superiores às taxas de vazamento maior em todos os anos do período analisado, conforme esperado (uma vez que o evento de vazamento maior é um evento de maior gravidade, espera-se que ocorra em menor frequência). Esta tendência de

¹⁸ **Vazamento significativo de gás inflamável** é o evento em que a taxa de liberação está entre 0,1 e 1 kg.s⁻¹ e dura de 2 a 5 minutos ou a quantidade liberada durante o evento é entre 1 e 300 kg.

Vazamento maior de gás inflamável é o evento em que a taxa de liberação é maior que 1 kg.s⁻¹ com uma duração mínima de 5 minutos ou a quantidade liberada durante o evento é maior do que 300 kg.

ocorrência em menor frequência de eventos com maior gravidade pode ser observado também nos valores de referência: a quantidade de eventos de vazamento significativo é em média correspondente ao triplo da quantidade de eventos de vazamento maior.

Os eventos de abalroamento também estão alinhados a esta tendência. Enquanto há eventos de abalroamento significativo¹⁹ comunicados, não há registros de abalroamentos maiores em instalações de exploração e produção atuando no Brasil. O Gráfico 25 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção.

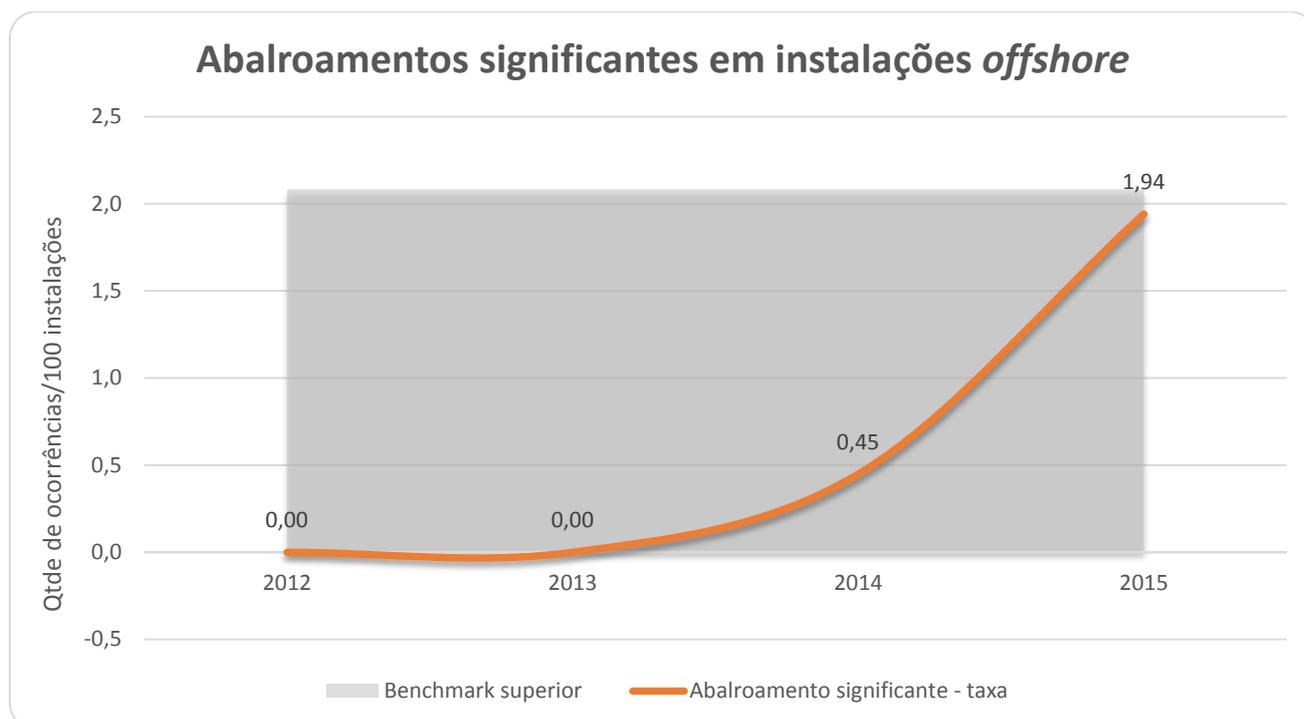


Gráfico 25 – Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2015

Conforme pode ser observado no gráfico, nos anos de 2012 e 2013 as taxas correspondentes aos abalroamentos significantes apresentaram valor nulo, indicando que não houve eventos deste tipo no período. Nos anos subsequentes, houve ocorrência crescente de abalroamentos significantes, resultando em uma taxa relativa ao ano de 2015

¹⁹ **Abalroamento Significante** é qualquer abalroamento entre instalações offshore, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

Abalroamento Maior é qualquer abalroamento entre instalações, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma instalação offshore que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

que corresponde a mais que o quádruplo da taxa relativa a 2014 e que se aproxima do valor máximo da faixa de referência.

A seguir, serão avaliados os eventos de incêndio. Além dos eventos de incêndio significativo e incêndio maior, os quais são monitorados pelo IRF e que portanto possuem valores de *benchmark* a serem exibidos, também serão apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio²⁰.

O Gráfico 26 apresenta a variação nas taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção. Como pode ser observado, as taxas apresentaram seu menor valor em 2013, sofrendo aumentos consecutivos nos dois anos seguintes.

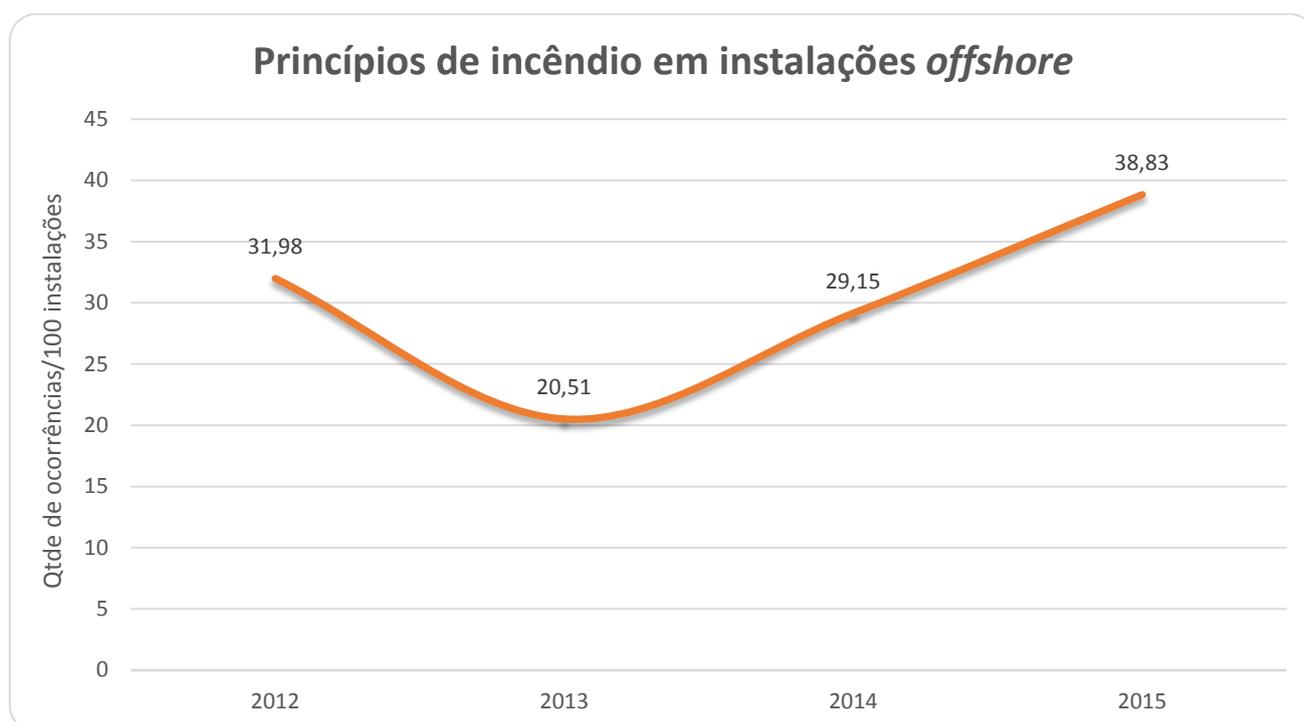


Gráfico 26 – Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

²⁰ **Princípio de Incêndio** é qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como Incêndio Maior ou Significante.

Incêndio Significante é qualquer incêndio que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

Incêndio Maior é qualquer incêndio que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma Instalação que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

Os incêndios significantes e incêndios maiores, ao contrário dos princípios de incêndio, apresentaram diminuição em relação ao ano anterior. As taxas de incêndios significantes, apresentadas no Gráfico 27, após atingirem o valor máximo no período analisado em 2014, atingiram valor nulo em 2015, representando que não houve ocorrências neste ano. As taxas encontradas se encontram dentro da faixa de referência em todo o período analisado.

Em relação aos incêndios maiores, conforme ilustrado no Gráfico 28, não houve ocorrências deste tipo de incidente nos anos de 2012, 2014 e 2015. O único ano com incêndios desse porte foi o ano de 2013, devido a ocorrência de apenas um evento (incêndio na plataforma P-20). Deve-se ter em mente que o valor do limite superior da faixa de controle (0,31 incêndios a cada 100 instalações), é ultrapassado com apenas uma ocorrência de incêndio maior, considerando um universo de menos de 320 instalações. Uma vez que a quantidade de instalações de Exploração e Produção no ano de 2013 foi de 234 instalações, ultrapassou-se o limite superior da faixa de controle neste ano com apenas uma ocorrência de incêndio maior.

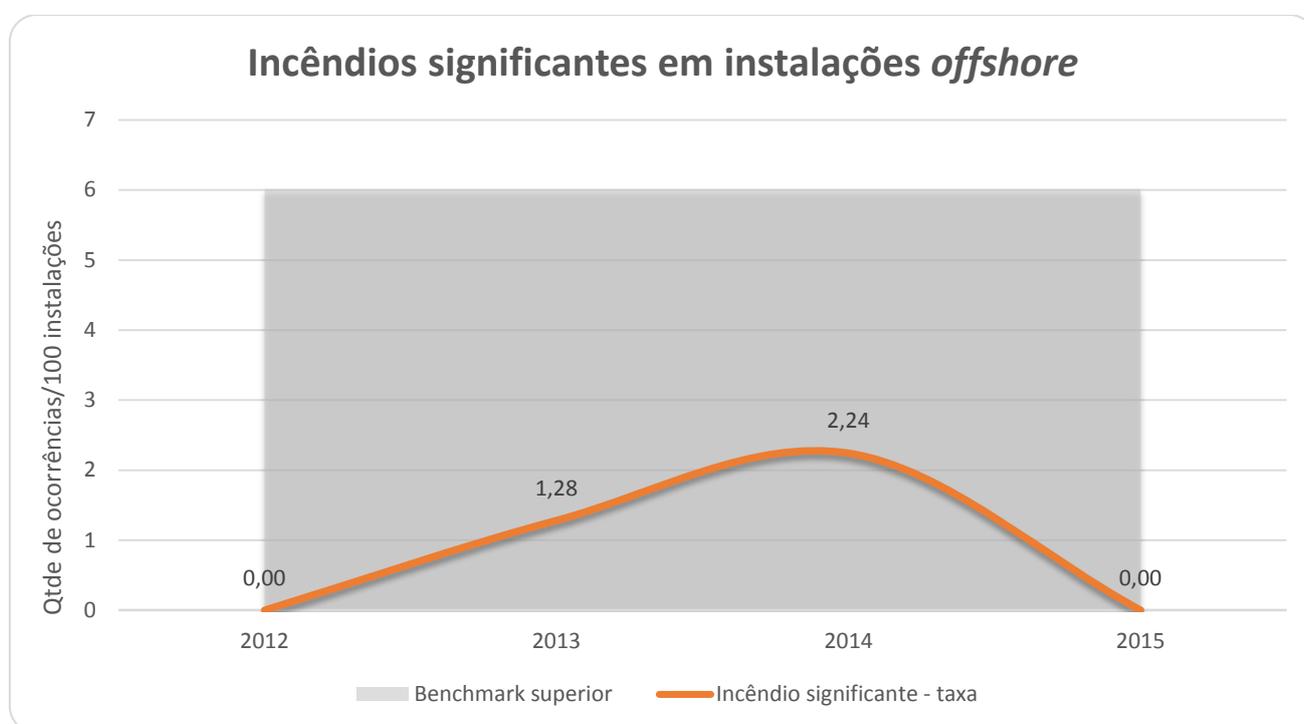


Gráfico 27 – Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

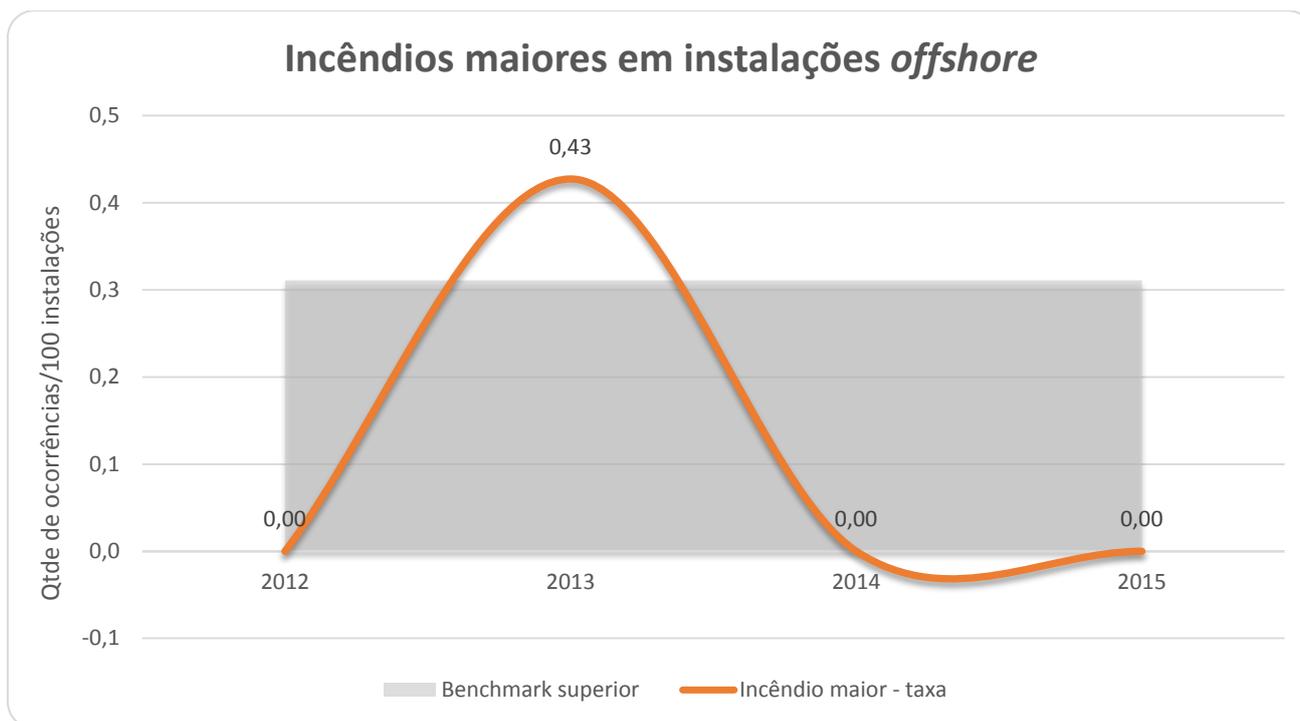


Gráfico 28 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2015

4.1.1. PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO MARÍTIMA

Neste capítulo serão abordados os tipos de incidentes mais recorrentes em plataformas de produção. Semelhante à forma de apresentação dos incidentes envolvendo instalações *offshore* em geral, os dados serão exibidos na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências por milhão de horas trabalhadas. Esta forma de normalização dos dados foi selecionada pois a quantidade de horas trabalhadas pode ser considerada uma medida direta da exposição humana ao risco e da complexidade das atividades realizadas pela indústria.

O Gráfico 29 a seguir mostra a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

Quase acidentes e acidentes em plataformas de produção

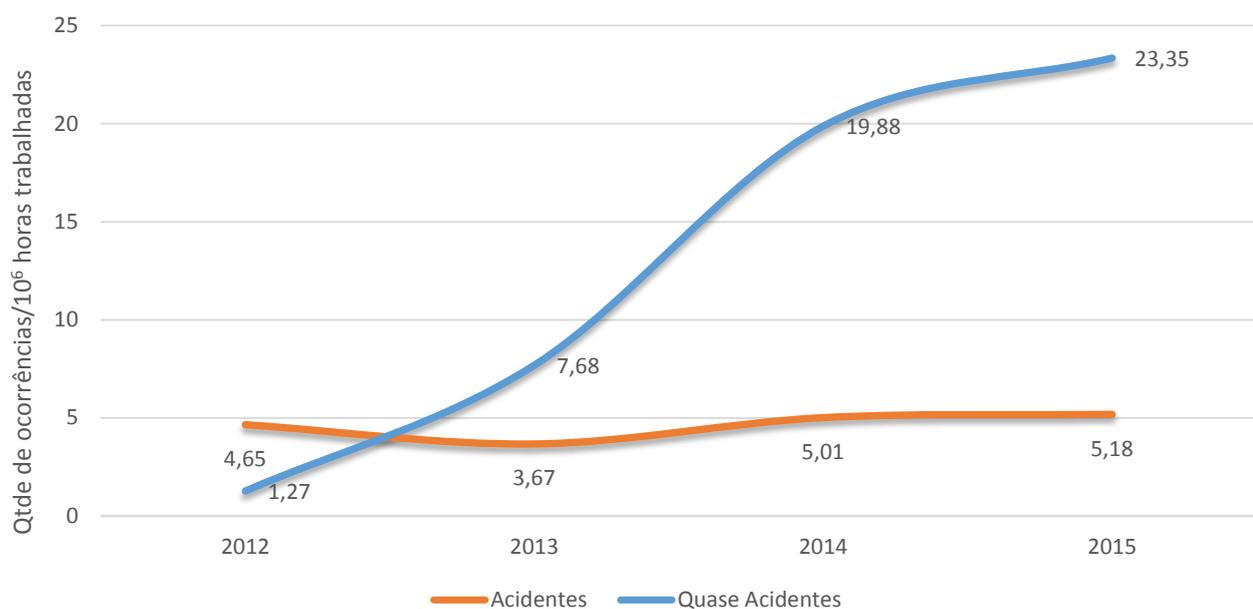


Gráfico 29 – Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Conforme pode ser visualizado no gráfico, enquanto as taxas relativas aos acidentes se mantiveram relativamente estáveis, as taxas relativas aos quase acidentes apresentaram crescimento constante ano a ano. Conforme mencionado anteriormente, este fato não deve ser interpretado como um aumento na ocorrência de quase acidentes, e sim da notificação dos mesmos.

Para as plataformas marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Paradas emergenciais de plantas de processo (*Emergency Shutdowns – ESD*)
- Falhas no sistema de geração de energia principal
- Quase acidentes de alto potencial
- Quedas de objetos
- Vazamentos contidos na instalação

Para as plataformas marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Descargas
- Princípios de incêndio
- Vazamentos de gás inflamável
- Paradas não programadas

Paradas emergenciais em plataformas de produção

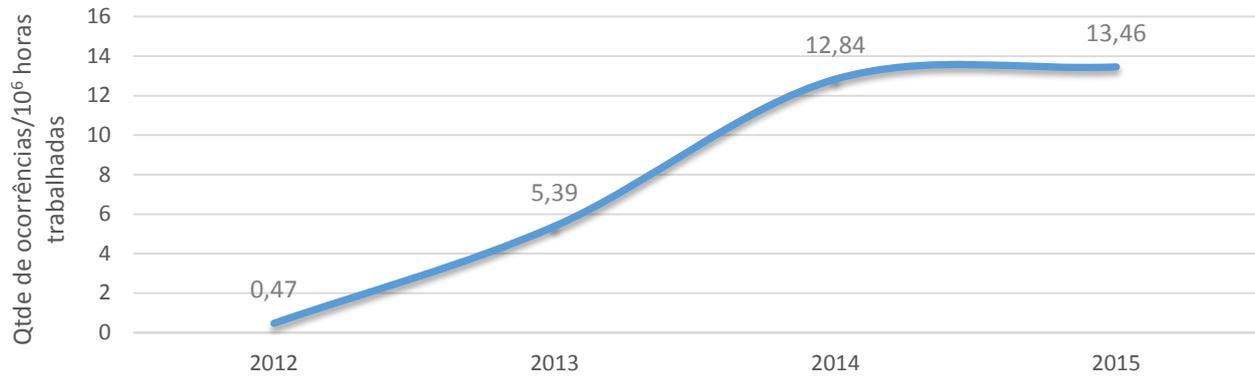


Gráfico 30 – Taxas de paradas emergenciais por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Falhas no sistema de geração de energia principal em plataformas de produção

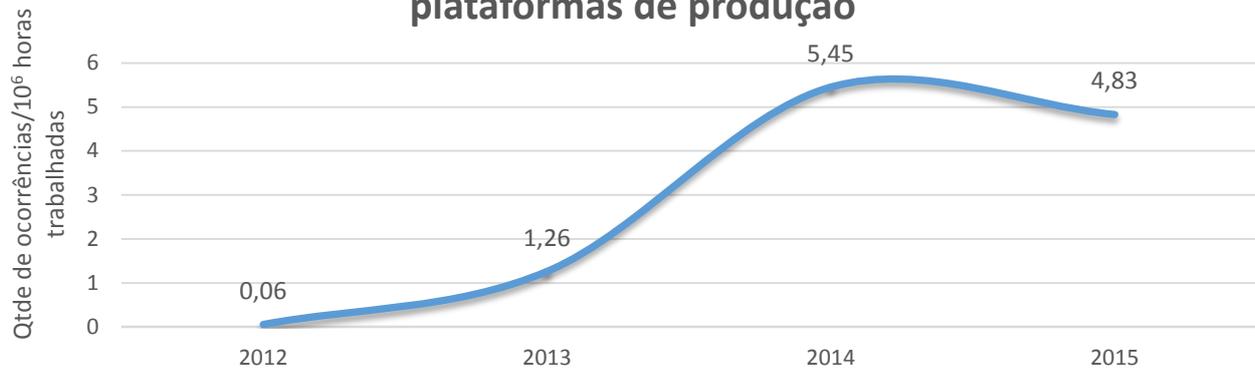


Gráfico 31 – Taxas de falha no sistema de geração de energia principal por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Quase acidentes de alto potencial em plataformas de produção



Gráfico 32 – Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Quedas de objetos em plataformas de produção

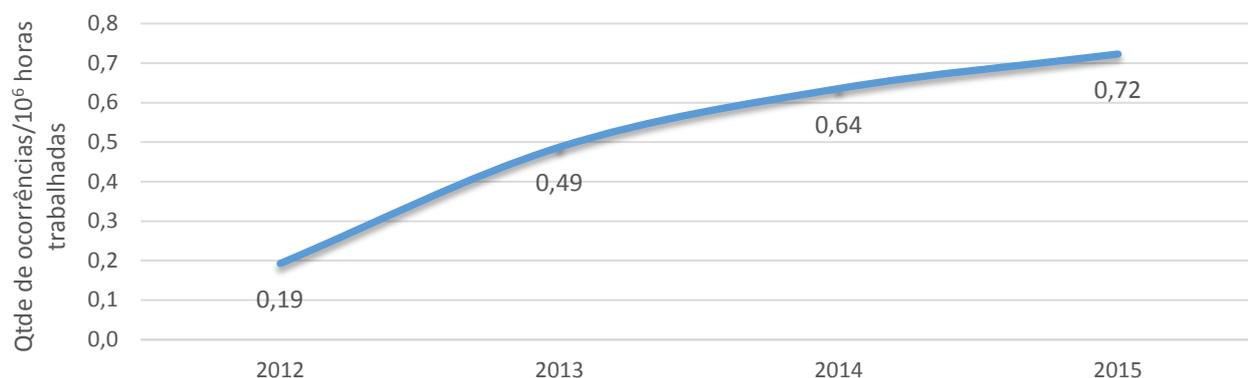


Gráfico 33 – Taxas de quedas de objetos por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Vazamentos contidos na instalação em plataformas de produção



Gráfico 34 – Taxas de vazamentos contidos na instalação por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Analisando-se os gráficos apresentados, pode-se concluir que há, de maneira geral, uma tendência de aumento relativa às taxas de quase acidentes em plataformas de produção, no período analisado. No entanto, conforme mencionado anteriormente, esse crescimento pode ser creditado ao aumento na notificação deste tipo de evento incidental, mostrando um aumento da aderência dos agentes do setor à regulamentação sobre comunicação de incidentes.

Descargas em plataformas de produção

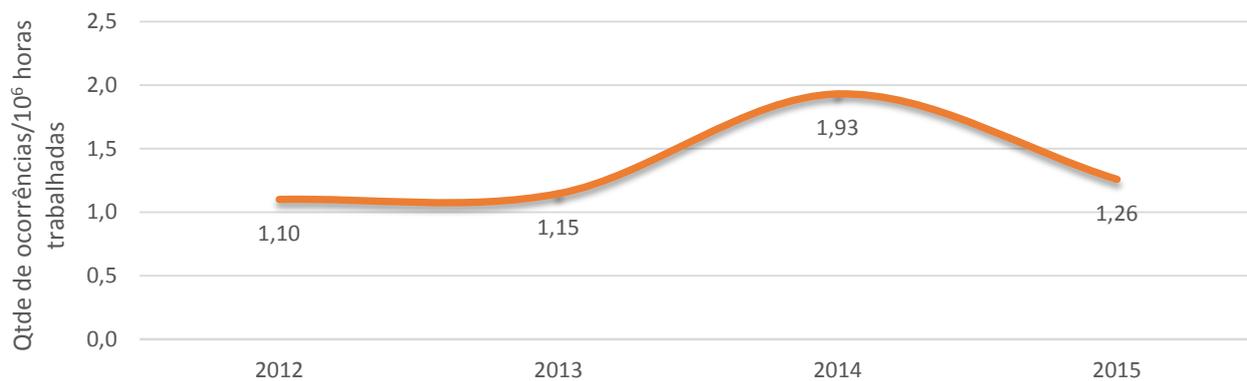


Gráfico 35 – Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Princípios de incêndio em plataformas de produção

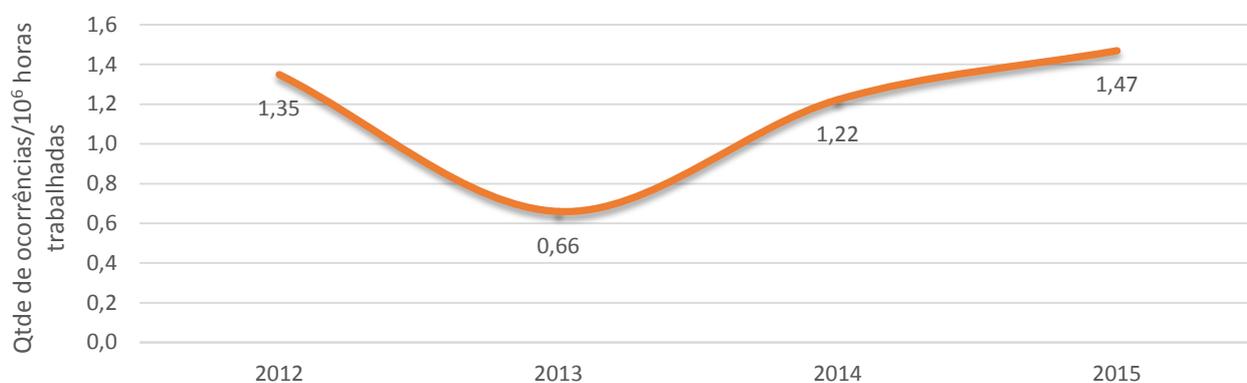


Gráfico 36 – Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Vazamentos de gás inflamável em plataformas de produção

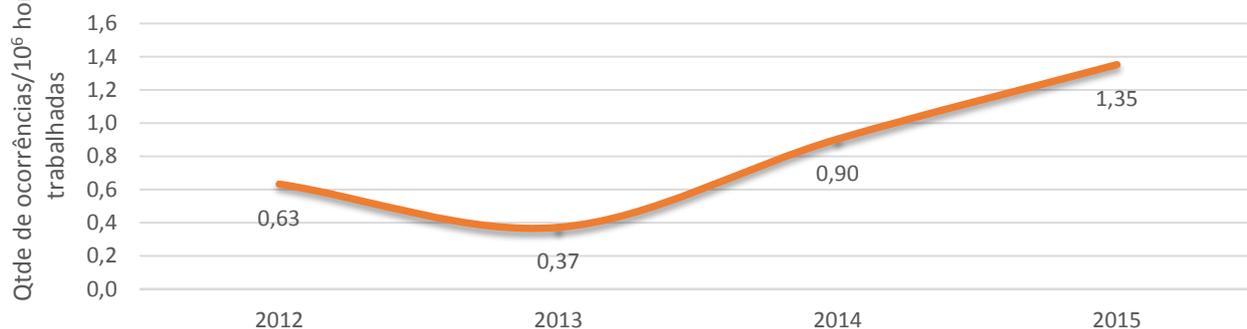


Gráfico 37 – Taxas de vazamentos de gás inflamável por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Paradas não programadas em plataformas de produção

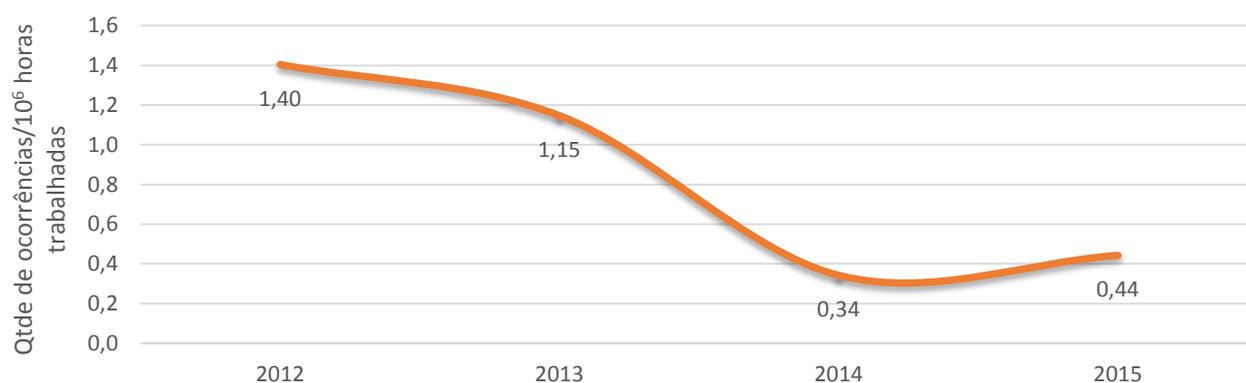


Gráfico 38 – Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2015

Em relação às taxas de acidentes em plataformas de produção, destacam-se as relativas a princípios de incêndio e vazamentos de gás inflamável, que apresentaram aumentos desde 2013.

4.1.2. SONDAS DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA

Neste capítulo serão abordados os tipos de incidentes mais recorrentes em sondas de perfuração marítimas. O Gráfico 39 mostra a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

Quase acidentes e acidentes em sondas de perfuração marítimas

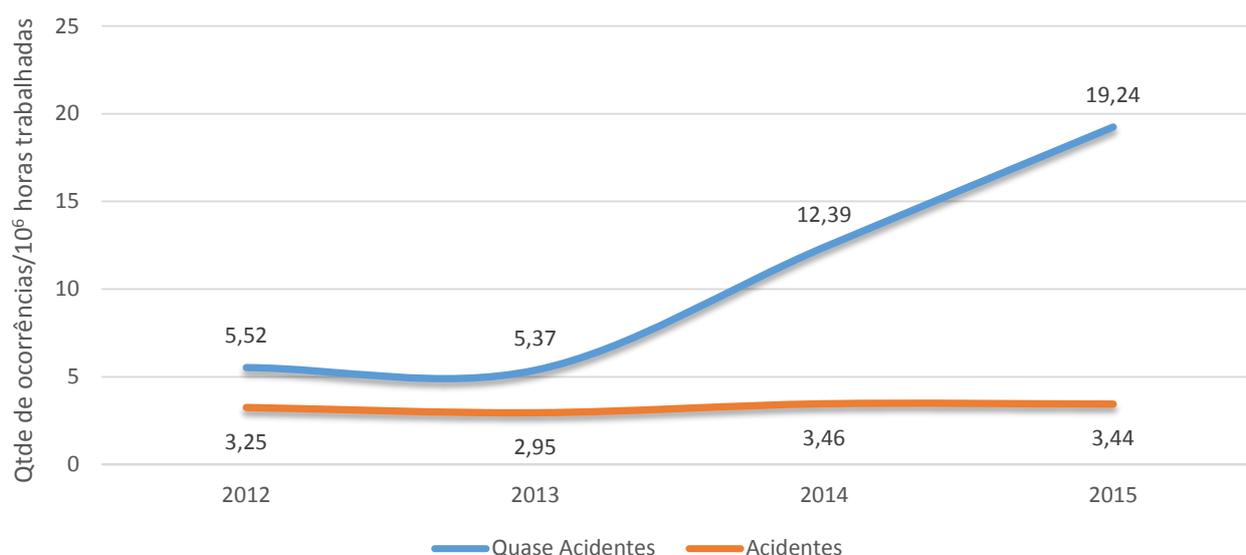


Gráfico 39 – Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

Analogamente ao apresentado para as plataformas de produção, enquanto as taxas relativas aos acidentes se mantiveram relativamente estáveis, as taxas relativas aos quase acidentes apresentaram crescimento constante ano a ano. Da mesma maneira, este fato não deve ser interpretado como um aumento na ocorrência de quase acidentes, e sim da notificação dos mesmos.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Falhas no sistema de geração de energia principal
- Quase acidentes de alto potencial
- Quedas de objetos
- Vazamentos contidos na instalação
- Falhas no *Blowout Preventer* (BOP)

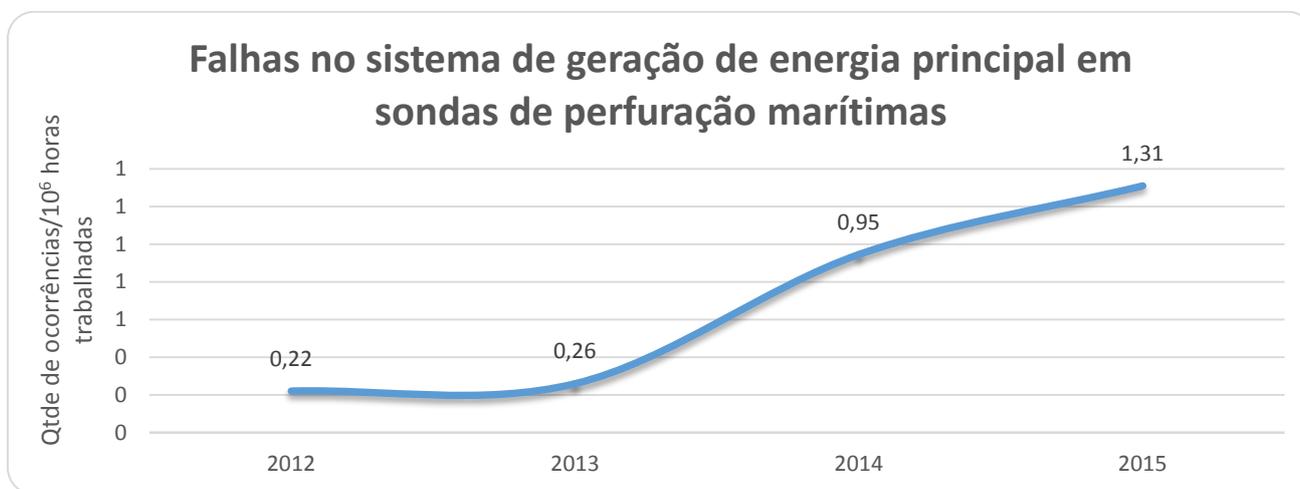


Gráfico 40 – Taxas de falhas no sistema de geração de energia principal por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

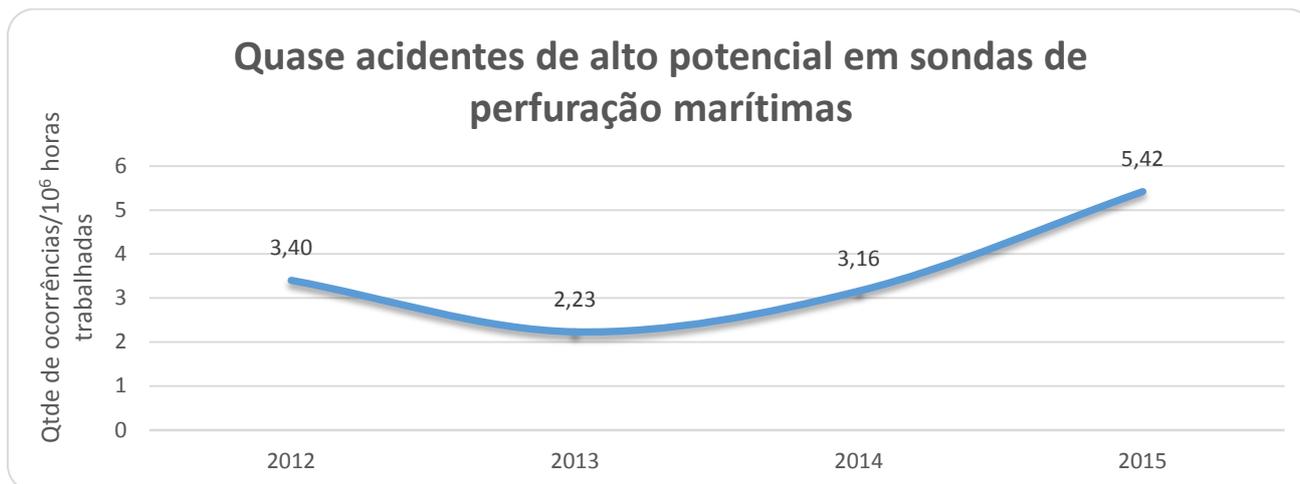


Gráfico 41 – Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

Quedas de objetos em sondas de perfuração marítimas

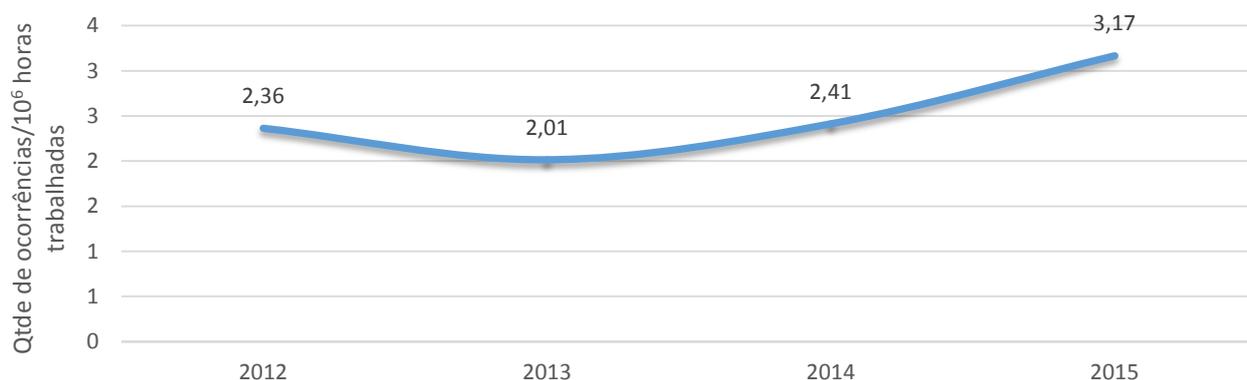


Gráfico 42 – Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

Vazamentos contidos na instalação em sondas de perfuração marítimas



Gráfico 43 – Taxas de vazamentos contidos na instalação por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

Falhas no BOP em sondas de perfuração marítimas

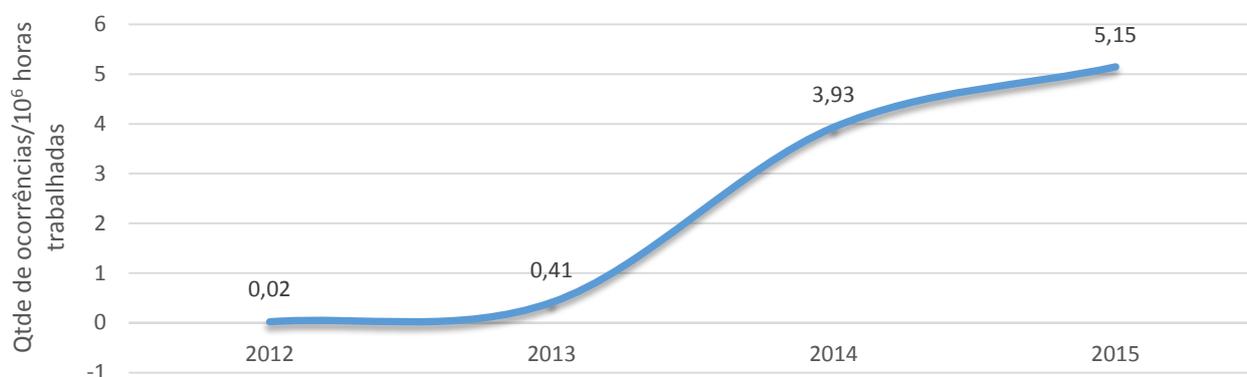


Gráfico 44 – Taxas de falhas no BOP por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

Ao se analisar os gráficos apresentados, é possível verificar que houve uma tendência de aumento relativo às taxas de quase acidentes em sondas de perfuração marítimas no período analisado, porém não tão pronunciado quanto o aumento observado nas taxas de quase acidentes em plataformas de produção. Como exceção, verificou-se que o quase acidente do tipo “Falha no BOP” vem apresentando aumentos consecutivos em suas taxas. Já os vazamentos contidos na instalação apresentaram tendência de queda no período mesmo analisado.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são:

- Descargas
- Princípios de incêndio
- Vazamentos de gás inflamável
- Paradas não programadas

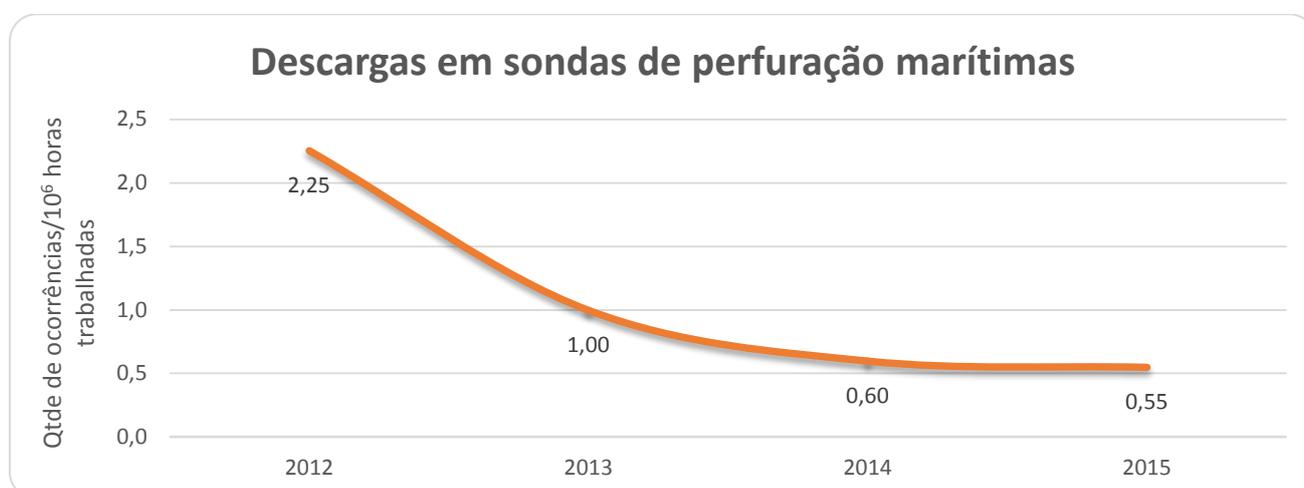


Gráfico 45 – Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

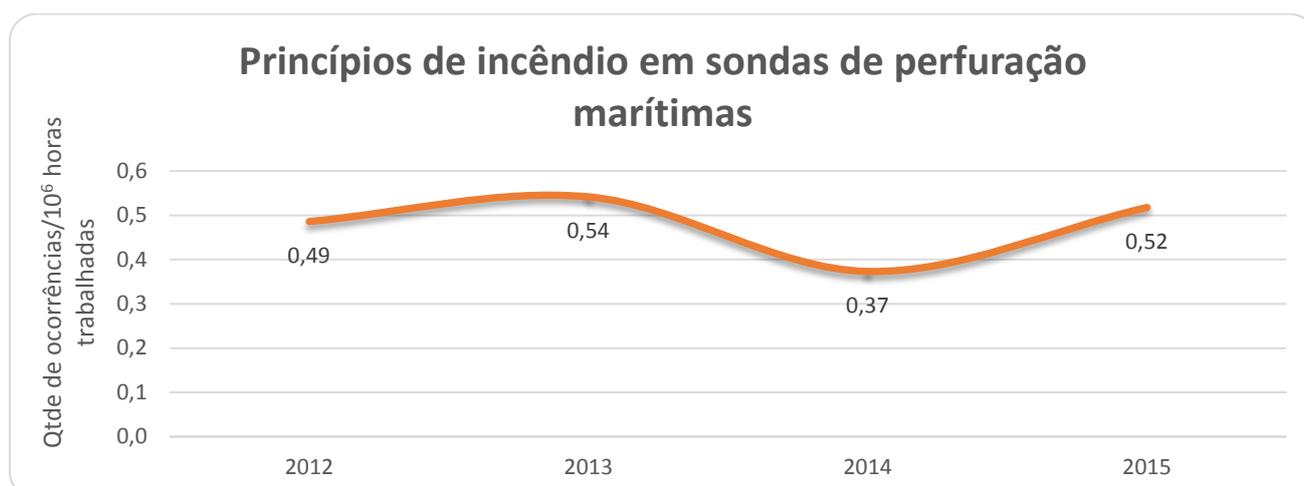


Gráfico 46 – Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

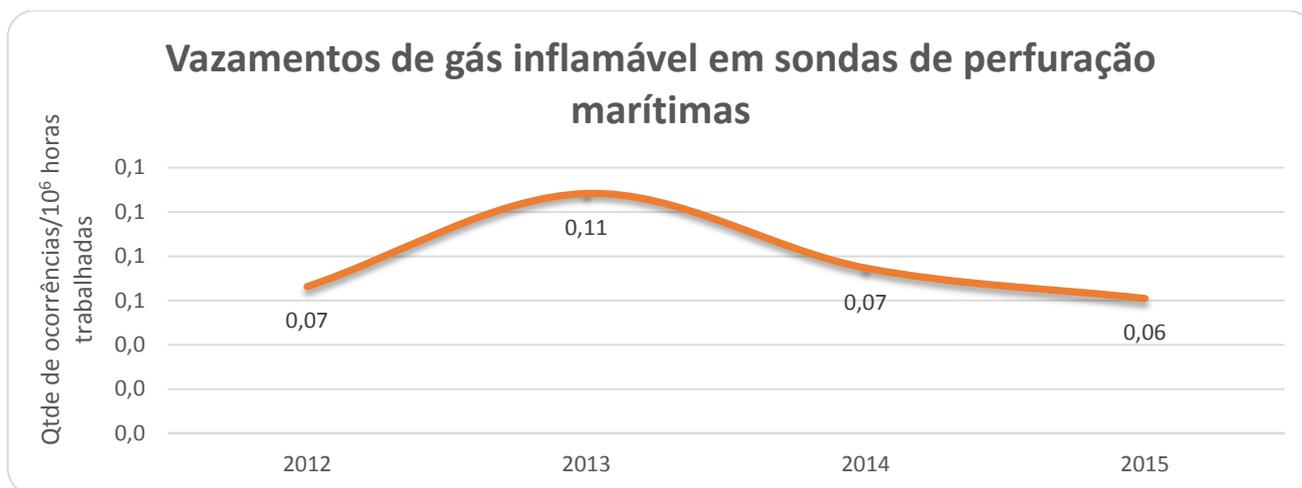


Gráfico 47 – Taxas de vazamentos de gás inflamável por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

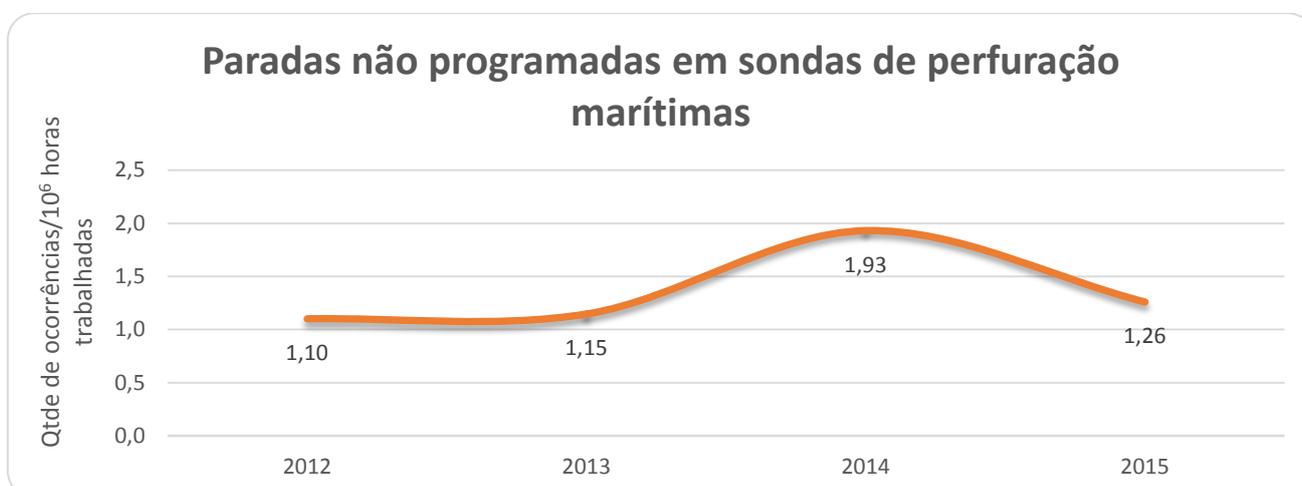


Gráfico 48 – Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2015

Ao se analisar os gráficos relativos às taxas de acidentes ocorridos em sondas de perfuração marítimas, percebe-se que as mesmas em geral apresentaram tendência de queda ou se mantiveram estáveis no período analisado, exceto pelas taxas relativas às paradas não programadas.

4.2. ATIVIDADES TERRESTRES

Neste capítulo, serão analisados de forma conjunta os dados relativos a comunicados de incidentes ocorridos em atividades de Exploração e Produção terrestres. Estas atividades englobam as executadas em instalações do tipo campos de produção terrestres, dutos e sondas terrestres.

A primeira informação relevante a se considerar é o quantitativo de comunicados de incidentes relativos a tais instalações. Enquanto para atividades *offshore* foram realizadas mais de duas mil comunicações de incidentes em 2015, para atividades terrestres no mesmo ano foram realizadas 144 comunicações.

O Gráfico 49 exibe os quantitativos de quase acidentes e acidentes comunicados para instalações terrestres entre os anos de 2012 e 2015.

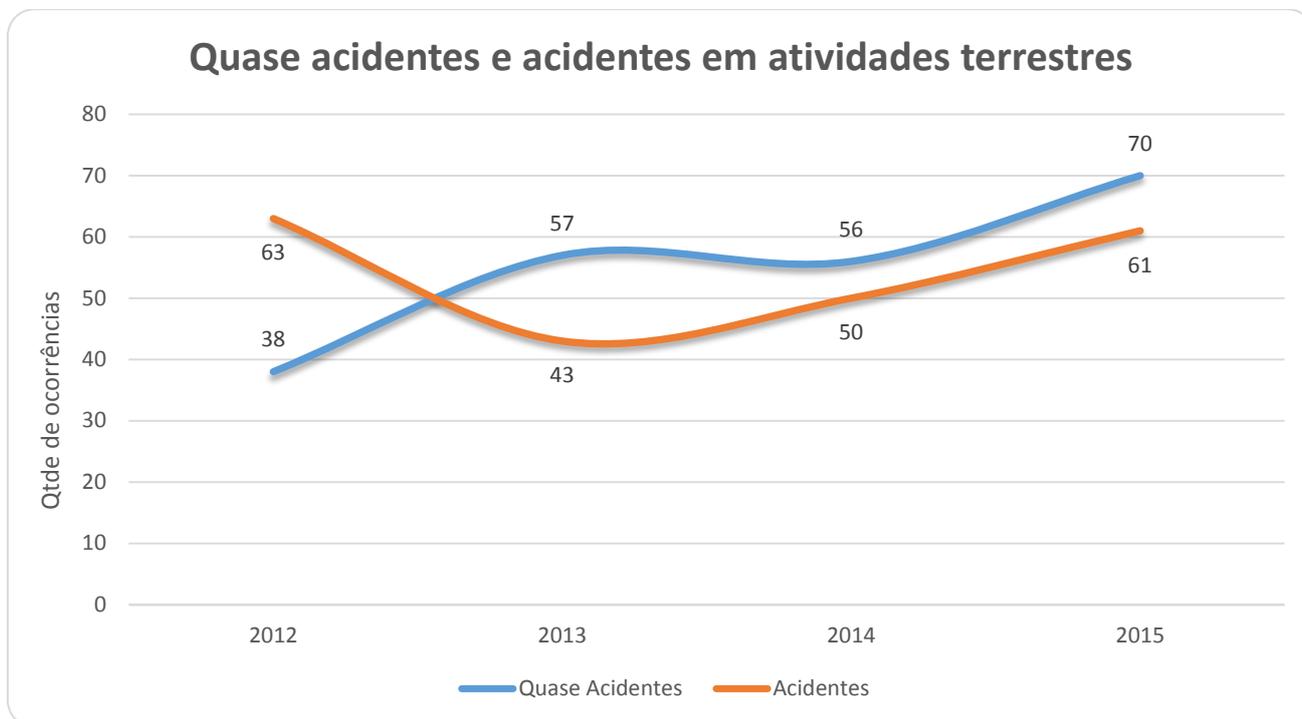


Gráfico 49 – Quase acidentes e acidentes comunicados relativos a atividades de Exploração e Produção terrestres entre 2012 e 2015

Como pode ser depreendido pela análise do gráfico, as quantidades de comunicados relativos a eventos com potencial de dano (quase acidentes) e eventos com danos a pessoas, meio ambiente ou ao patrimônio (acidentes) são muito próximas.

Conforme mencionado anteriormente, os quase acidentes de maneira geral se tratam de eventos precursores de acidentes, ou seja, eventos que possuem potencial para escalonamento e se tornarem eventos de dano (acidentes) em caso de falha em uma ou mais barreiras de segurança e, portanto, é esperado que aqueles ocorram em maior quantidade. Portanto, os dados disponíveis permitem que a ANP conclua pela existência de elevada probabilidade de que os operadores estejam praticando a subnotificação dos eventos incidentais ocorridos em instalações de exploração e produção terrestres.

A esse contexto, soma-se o fato de que os dados de horas de trabalho, que representam o nível de atividades praticado pela indústria, só começaram a ser coletados para campos terrestres a partir de 2014. Dessa maneira, as taxas relativas às ocorrências de cada tipo de incidentes por milhão de horas trabalhadas só podem ser geradas para os anos de 2014 e 2015, o que torna incipientes os dados obtidos.

Adicionalmente, observa-se que o IRF só monitora os dados relativos a instalações *offshore*, portanto não se dispõe de dados de *benchmark* para as instalações terrestres.

Pelos motivos expostos acima, os dados relativos aos incidentes ocorridos em instalações terrestres serão apresentados de forma sumarizada, conforme exposto na

Tabela 9 a seguir, que mostra os tipos de incidentes com mais ocorrências para as instalações terrestres:

Tabela 5 – Tipos de incidentes com mais ocorrências para as instalações terrestres

Tipo de Incidente	2012	2013	2014	2015
Quase Acidentes				
Paradas emergenciais de plantas de processo (<i>Emergency Shutdowns – ESD</i>)	9	0	6	2
Queda de objetos	7	2	8	10
Falha no sistema de geração de energia principal	1	0	0	5
Perda de fonte radioativa	2	0	0	1
Quase acidentes de alto potencial	7	13	10	15
Vazamento maior de óleo ou mistura oleosa	0	2	2	2
Vazamento significativo de óleo ou mistura oleosa	16	33	16	10
Vazamento de materiais com alto potencial de dano	3	9	16	20
Falha na barreira estática na perfuração ou intervenção em poços (<i>kick</i>)	1	2	6	14
Acidentes				
Perda de contenção	42	53	45	40
Descarga pequena de óleo ou mistura oleosa	2	0	2	1
Descarga menor de óleo, mistura oleosa ou de Substâncias Nocivas ou Perigosas (exceto substâncias gasosas)	21	9	9	7
Vazamento maior de gás inflamável	0	0	1	3
Vazamento significativo de gás inflamável	2	2	1	6
Aprisionamento de coluna	1	0	0	1
Perda de circulação	0	0	2	0
Incêndio maior	0	0	1	1
Incêndio significativo	0	1	2	0
Princípio de incêndio	7	6	13	24
Explosão de atmosfera explosiva	0	1	0	0
Explosão mecânica	0	1	0	1
Parada não programada superior a 24 (vinte e quatro) horas decorrente de Incidente Operacional	25	15	0	0

Conforme pode ser observado nos dados da tabela, os cinco tipos de incidentes mais comunicados para instalações terrestres são:

- Perda de contenção
- Princípio de incêndio
- Vazamento de materiais com alto potencial de dano
- Quase acidentes de alto potencial
- Falha na barreira estática na perfuração ou intervenção em poços (*kick*)

5. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP – FISCALIZAÇÃO COM FOCO REATIVO

A Instrução Normativa nº 001/2009 instituiu o procedimento de investigação de incidentes a ser conduzido pelos servidores da ANP em instalações e atividades reguladas das indústrias do petróleo, gás natural, e biocombustíveis. Esta norma determina os tipos de incidentes que devem ser investigados pela ANP, cabendo às suas Unidades Organizacionais responsáveis estabelecerem os critérios desta investigação.

O procedimento de investigação de incidentes a ser conduzido pelos servidores da ANP tem o intuito de: (i) esclarecer o(s) Fator(es) Causal(is) e a(s) Causa(s) Raiz do incidente; (ii) avaliar as medidas mitigadoras adotadas pelo agente regulado e apresentar recomendações quando necessário; (iii) apresentar ações complementares a serem tomadas tanto pelo agente regulado, quanto pela ANP para se evitar a recorrência do incidente e/ou aprimorar a segurança operacional; (iv) verificar a aderência das operações à regulamentação aplicável; e (v) tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação realizada pela Agência quando esta julgar que tal informação possa contribuir para o incremento da segurança operacional de outros agentes regulados, ressalvadas as informações classificadas como reservadas de acordo com a legislação aplicável.

Dois processos de investigação de incidentes em instalações de exploração e produção foram abertos em 2015, a saber:

- Investigação de acidente na plataforma FPSO Cidade de São Mateus em 11/02/2015
- Investigação de acidente na instalação P-02 Pangeia, campo de Sabiá do Mato em 25/10/2015.

O processo de investigação de acidentes na plataforma FPSO Cidade de São Mateus teve seu relatório publicado em 2015²¹, e o processo de investigação de acidente na instalação P-02 Pangeia se encontra em andamento.

Em 2015, foi concluído um processo de investigação de incidentes pela ANP, referente ao acidente fatal na plataforma SS-83 (Alpha Star), ocorrido em 15/05/2013. O relatório de investigação do acidente encontra-se disponível no site da ANP²².

²¹ Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=78834>.

²² Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=77696>.

5.1. INCIDENTE DE EXPLOSÃO OCORRIDO NO FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS

No dia 11/02/2015, aproximadamente às 11h30, durante a tentativa de drenagem de resíduo líquido do tanque de carga central número 6 (6C) com o uso de bomba alternativa (bomba de *stripping*), houve o vazamento de condensado dentro da casa de bombas do FPSO Cidade de São Mateus (CDSM).

Após a detecção de gás, os alarmes sonoros e visuais da plataforma foram ativados e as equipes iniciaram o deslocamento dos seus postos de trabalho para seus pontos de encontro previamente definidos.

Neste momento, a estrutura de resposta da unidade foi acionada e as atividades funcionais normalmente exercidas pelas pessoas foram substituídas por funções de resposta à emergência. Assim, técnicos de segurança viraram líderes de brigada, operadores de produção viraram membros das equipes de brigada e, de maneira semelhante para demais funções, uma estrutura de resposta foi formada. Demais pessoas sem funções de resposta se dirigiram para o refeitório (refúgio temporário), localizado dentro das acomodações, onde aguardaram orientações para abandono da unidade ou para retorno aos seus postos de trabalho.

Como resposta ao incidente, três equipes diferentes foram enviadas até o local do vazamento de condensado em três momentos distintos, mesmo com a presença confirmada de atmosfera explosiva pelos três detectores de gás fixos instalados na casa de bombas. Como membros destas equipes, sempre foram utilizados integrantes das brigadas de incêndio e do time técnico de resposta à emergência (TTRE), criado dias antes do evento e sem função claramente definida.

Após a tentativa frustrada da terceira equipe em utilizar mantas absorventes, foi decidido utilizar a mangueira de combate a incêndio para a lavagem do local, enquanto outros membros de equipe apertavam os parafusos da conexão que apresentava o vazamento. Após o início da lavagem, houve uma solicitação de aumento da pressão de água e ainda era feita a intervenção na conexão, quando às 12h38 uma forte explosão ocorreu.

A explosão ocasionou uma onda de choque que rompeu a antepara entre a praça de máquinas e a casa de bombas em sua parte inferior, destruindo a praça de máquinas, sua sala de controle (ECR). A onda de choque adentrou pelo fosso do elevador e destruiu as partes internas do casario, tendo ocasionando nove mortes e vinte e seis feridos.

A partir da informação da ocorrência do acidente, a equipe da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP (SSM) formou duas equipes para acompanhamento do evento, com objetivo de: (i) aproximar a ANP das empresas para o pronto atendimento de qualquer demanda para o controle do evento, (ii) registrar as informações para a futura investigação do incidente e (iii) avaliar a resposta à emergência praticada pelas empresas BW Offshore (operadora da instalação) e Petrobras (operadora da concessão).

Paralelamente à resposta ao acidente em questão, a ANP instaurou processo administrativo em 12/02/2015 para a investigação do evento e apuração de suas causas, mediante a definição de equipe de investigação própria para a execução de um trabalho dedicado e independente. De forma preventiva, a ANP interditou o FPSO Cidade de São

Mateus para a manutenção do cenário do acidente, restringindo as atividades às extremamente necessárias para o controle da estabilidade da plataforma.

Devido à impossibilidade inicial de acesso ao local do evento e às atividades de busca de desaparecidos, a primeira atividade de fiscalização *in loco* ocorreu no dia 05/03/2015, já após extenso trabalho de investigação tanto no Escritório Central da ANP, como na sede da Petrobras em Vitória.

O trabalho de investigação conduzido pela ANP durou 200 dias, durante os quais foram ouvidas 23 testemunhas, analisados dados de CFTV, de sistemas de controle de válvulas e equipamentos, de detectores fixos e portáteis, além da análise de toda documentação necessária para a correta e fundamentada identificação das causas do acidente.

A metodologia empregada para a determinação de causas foi baseada nas práticas indicadas pelo *Guidelines for Investigating Chemical Process Incidents*, AIChE, 2003, amplamente utilizada ao redor do mundo, na investigação de acidentes de processo. As causas raiz foram identificadas por meio da definição dos fatores causais do acidente e do emprego da metodologia de árvore de falhas em conjunção com o mapa de causas raiz do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional, já utilizado pela indústria através do Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO).

As causas apontadas e as evidências encontradas pela ANP demonstram falta de estruturação da Petrobras e BW para o gerenciamento da segurança operacional do FPSO CDSM. O processo de investigação do acidente identificou 28 (vinte e oito) Causas Raiz, todas correlacionadas com os requisitos já estabelecidos pela Resolução ANP nº 43/2007, de 06/12/2007 (SGSO).

Os resultados da investigação estão apresentados no relatório disponível no site da ANP e foram discutidos com a indústria no III Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente, organizado pela ANP e realizado nos dias 4 e 5/11/2015, na cidade do Rio de Janeiro. Tal evento contou com a participação de cerca de 300 pessoas, dentre representantes de empresas do setor, autoridades, representantes sindicais, consultores de segurança, empresas especializadas em análise e gestão de risco e pesquisadores do tema, garantindo a disseminação das causas e recomendações e objetivando evitar a recorrência de eventos similares.

Como resultado do trabalho realizado pela ANP, foi indicada a necessidade da adoção de 61 (sessenta e uma) recomendações notificadas a todas empresas do setor em abril de 2016, estabelecendo requisitos adicionais para evitar a ocorrência de acidentes semelhantes. Em junho do mesmo ano, a Petrobras foi autuada pela constatação de 62 (sessenta e duas) infrações decorrentes dos desvios identificados ao longo da investigação do acidente. Tal processo encontra-se em fase de instrução.

O relatório detalhado desta investigação, assim como sumário executivo e a árvore de falhas encontra-se publicado no site da ANP²³.

²³ Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=78834>.

6. MULTAS APLICADAS

Respeitando-se o contraditório, a ampla defesa e os demais requisitos da legislação pertinente, multas são aplicadas pela ANP quando constatado que os agentes regulados não cumprem as normas relativas ao gerenciamento da Segurança Operacional e do Meio Ambiente. Dentre as principais causas da aplicação de multas, destacam-se:

- O não atendimento aos prazos estabelecidos para o saneamento de não conformidades identificadas em ações de fiscalização realizadas pela ANP;
- O descumprimento de notificações expedidas pela ANP;
- A não comunicação à ANP sobre a ocorrência de incidentes operacionais; e
- Não conformidades evidenciadas durante as investigações de incidentes realizadas pela ANP.

A Tabela 10 apresenta a distribuição das infrações constantes nos Autos de Infração emitidos pela SSM, objeto de condenação administrativa ano de 2015 por regulamento/tipo.

Tabela 6 – Distribuição das infrações por regulamento infringido

Regulamento Infringido	Número de infrações	Percentual do número de infrações
R43/2007 (SGSO)	60	62,5%
R06/2012 (RTDT)	13	13,5%
R02/2010 (SGI)	13	13,5%
R44/2009 (Comunicação de incidentes)	5	5,2%
Informação inverídica	1	1%
Descumprimento de notificação	4	4,2%
Total	96	-

Como se observa, no ano de 2015, 62,5% das infrações constantes nos autos julgados disseram respeito à Resolução ANP nº 43/2007, ou seja, referiram-se a descumprimentos ao Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO).

De outra parte, considerando-se exclusivamente as infrações aos requisitos do SGSO, do SGI e do RTDT – ou seja, infrações relacionadas ao sistema de gestão da segurança operacional e meio ambiente propriamente dito – foram identificados os seguintes dados:

a) Infrações relacionadas aos requisitos de análise de riscos (p.ex. Prática de Gestão nº 12 do SGSO) e de integridade mecânica (p.ex. Prática de Gestão nº 13 do SGSO; Itens 16, 17, 26 e 27 do RTDT) apresentaram maior recorrência ao longo do exercício de 2015. No primeiro caso, constam 15 condenações; já no segundo caso, um total de 17;

b) Num segundo plano, foi identificada recorrência considerável nas infrações relativas à Documentação de Segurança Operacional (DSO), bem como aos requisitos de gerenciamento de mudanças (p.ex. Prática de Gestão nº 16 do SGSO), elementos críticos de segurança operacional (p.ex. Prática de Gestão nº 11 do SGSO) e gestão da informação (p.ex. Prática de Gestão nº 08 do SGSO). No primeiro caso, consta um total de oito condenações em 2015; já nos demais casos, sete condenações em cada.

O Gráfico 50 mostra os valores das multas aplicadas e total pago pelos agentes fiscalizados, de 2009 a 2015²⁴.

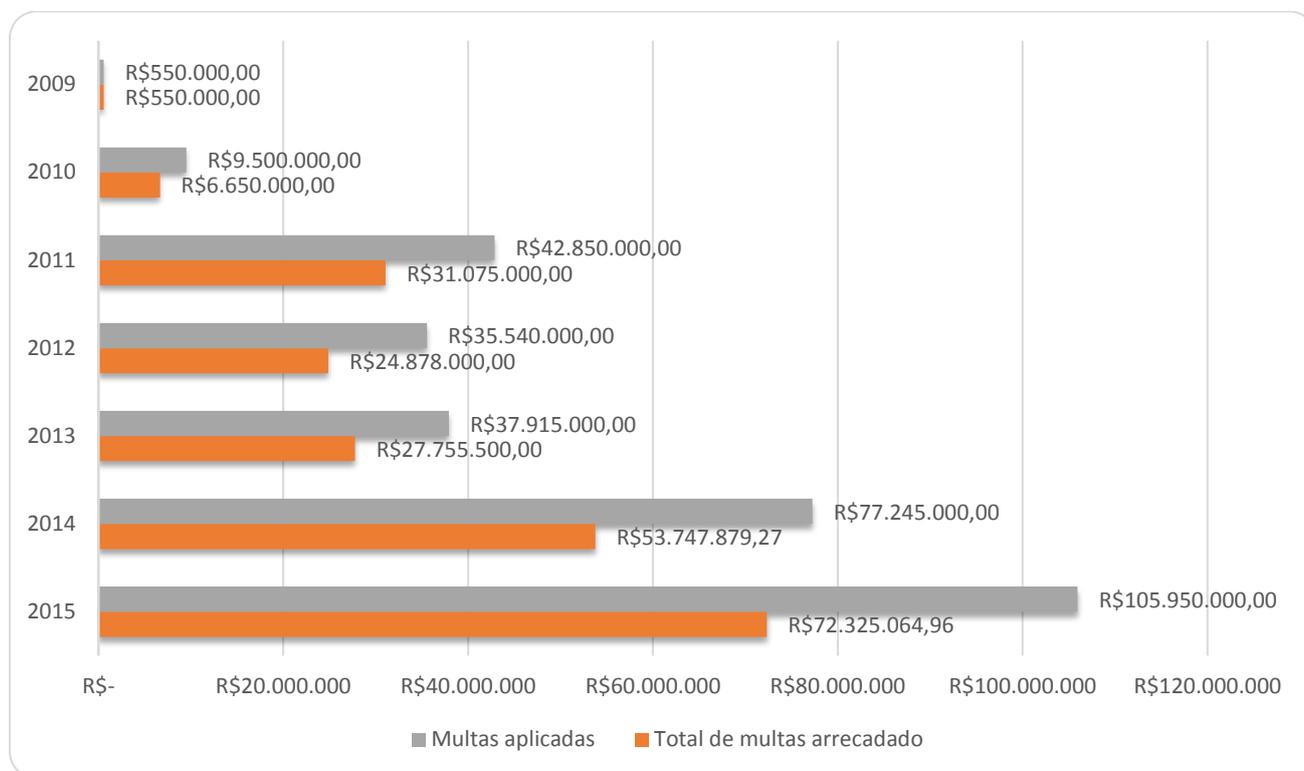


Gráfico 50 – Valores de multas aplicadas e total de multas arrecadado, de 2009 a 2015

²⁴ Vale ressaltar que a multa poderá ser recolhida, no prazo para a interposição de recurso, com redução de 30%, conforme faculta o parágrafo 3º do artigo 4º da Lei nº 9.847/1999.

7. INTERRUPTÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES

Ao identificar não conformidades críticas (desvios que possam gerar risco grave e iminente às pessoas, ao meio ambiente, à instalação ou às operações), a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, através dos seus auditores, lavra o auto de infração de interdição (total ou parcial, conforme o caso) da instalação ou unidade operacional auditada. Somente após a correção das não conformidades que ensejaram a interdição da unidade é que os operadores são autorizados a retornar com as atividades da unidade, sem prejuízo do processo administrativo para a aplicação de multas.

No ano de 2015, foram realizadas onze interdições decorrentes de ações de fiscalização da SSM, apresentadas na Tabela 10. Foram interditadas seis plataformas de produção, três sondas marítimas e um campo terrestre (que sofreu duas interdições em 2015).

Tabela 7 – Instalações interditadas em 2015

Instalação interditada	Tipo de instalação	Operador do contrato	Operador da Instalação	Data de interdição	Data de desinterdição
FPWSO Dynamic Producer	Plataforma	Petrobras	Petrobras	23/01/2015	26/02/2015
ODN Tay IV	Sonda marítima	Petrobras	Odebrecht	09/02/2015	02/04/2015
FPWSO Cidade de São Mateus	Plataforma	Petrobras	BW Offshore	13/02/2015	29/10/2015
FPWSO Cidade de São Vicente	Plataforma	Petrobras	BW Offshore	02/03/2015	30/03/2015
Concessão de Tiê	Campo terrestre	Gran Tierra	Gran Tierra	10/03/2015	20/04/2015
Paragon MSS2	Sonda marítima	Petrobras	Paragon Offshore	17/03/2015	07/04/2015
P-58	Plataforma	Petrobras	Petrobras	18/03/2015	08/04/2015
Concessão de Tiê	Campo terrestre	Gran Tierra	Gran Tierra	19/03/2015	29/04/2015
Alaskan Star	Sonda marítima	Petrobras	Queiroz Galvão	23/03/2015	06/04/2015
P-65	Plataforma	Petrobras	Petrobras	28/09/2015	25/11/2015
FPWSO Cidade de Santos	Plataforma	Petrobras	Modec	11/12/2015	04/01/2016

Entre os desvios que motivaram interdições a instalações realizadas no ano de 2015, destacam-se:

- Falta de implementação e falhas no acompanhamento de recomendações oriundas de cenários não toleráveis da Análise de Risco da unidade;
- Não elaboração de estudos de segurança exigidos pela filosofia de segurança da concessionária;
- Existência de corrosão acentuada em equipamento (interdição parcial);
- Deficiências no gerenciamento da manutenção em equipamentos críticos ou em tubulação pertencente a sistema crítico;
- Ausência de plano de contingência para elemento crítico fora de operação ou degradado;
- Inexistência de planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção do Sistema de Combate a Incêndio;
- Sistema crítico não atende a norma, boa prática da indústria, estudo de segurança ou filosofia de segurança do operador;
- Graves danos materiais causados pela ocorrência de acidente operacional na instalação.

8. CONCLUSÕES

A leitura do Relatório de Segurança Operacional e Meio Ambiente de 2015 induz o leitor a refletir sobre os diversos dados contidos nos gráficos, tabelas e nos textos produzidos. Vale lembrar que todos estes textos refletem as observações feitas pelos auditores da ANP durante as ações de fiscalização realizadas nas instalações de perfuração e produção.

A reflexão sobre os dados de segurança operacional e meio ambiente de 2015 é necessária para que haja uma inflexão positiva na direção do desenvolvimento da Cultura e Segurança, tão necessária para a sustentabilidade da indústria do petróleo e gás natural no Brasil e para afastar do E&P brasileiro a ocorrência de outros incidentes de grande magnitude.

Do lado da regulador, durante os últimos 3 anos, a Agência realizou grandes esforços na estruturação de um corpo técnico especializado para a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, tendo este setor mais que duplicado sua força de trabalho em termos de auditores. Também, neste período, foram promovidos expressivos investimentos em capacitação e em treinamento destes auditores, dando condições para que estes atuem com eficiência e independência técnica durante as diversas atividades de fiscalização nas instalações de E&P marítimas e terrestres.

De 2009 a 2015 a SSM/ANP promoveu 276 ações de fiscalização em instalações marítimas de produção e perfuração com foco em segurança operacional, sendo que 47 destas instalações foram auditadas durante o ano de 2015. Ainda neste ano, foram concluídos dois importantes processos de investigação de incidentes com fatalidades, ocorridos na FPSO Cidade de São Mateus (2015) e na sonda de perfuração Alpha Star (2013). Tais relatórios de investigação produziram importantes recomendações de segurança operacional para a indústria.

Observa-se que a presença crescente da ANP nas instalações de perfuração e produção, tanto marítimas quanto terrestres, tem por objetivo demonstrar aos agentes de mercado a importância da manutenção constante da garantia dos seus sistemas de gestão da segurança operacional. Ou seja, a fiscalização da ANP visa motivar os agentes regulados a buscar constantemente a melhoria contínua das suas atividades, além da correção de falhas, da aplicação das recomendações emanadas pela Agência e de uma atuação operacionalmente com foco preventivo. Porém, apesar da crescente atuação da ANP, há que se ressaltar a relevância do quantitativo igualmente crescente de não conformidades e de multas aplicadas pela Agência à indústria. Seria este um cenário esperado diante da ampliação das auditorias da ANP? Ou seria esta uma consequência da existência de cenários cada vez mais degradados nas operações?

Neste contexto, há que se observar o grave acidente ocorrido em fevereiro de 2015 no FPSO Cidade de São Mateus, que causou a morte de 9 pessoas, 26 feridos e a perda da unidade. Certamente, um olhar amparado pela Cultura de Segurança, opinaria justamente de que 2015 é um ano para jamais ser esquecido dentro da indústria do Petróleo.

Reforça-se a importância de uma leitura atenta, por parte do mercado, do relatório de investigação deste incidente, principalmente das suas causas raiz, fatores causais e

recomendações, para que indústria efetivamente implemente as ações necessárias para banir das Aguas Jurisdicionais Brasileiras, práticas de gestão negligentes e potencialmente geradoras de incidentes, que associados possam gerar catástrofes de grande magnitude.

Novamente, em 2015 foi observado um elevado quantitativo de interdições de instalações, além da manutenção num patamar elevado de taxas de eventos considerados graves, tais como: (i) falhas em BOPs; (ii) princípios de incêndios; (iii) queda de objetos; (iv) vazamentos maiores ou significantes de gás inflamável; e (v) ferimentos graves. As taxas de acidentes comunicados permanecem num patamar estável e com viés de crescimento desde o ano de 2012, fato que demonstra que tanto os operadores de contratos de concessão quanto de instalações necessitam buscar um olhar mais crítico sobre seus respectivos sistemas de gestão da segurança operacional.

Por fim, a leitura do Relatório de Segurança Operacional e Meio Ambiente de 2015 vem reforçar a necessidade de fortalecimento da integração e da interação da ANP com os diversos agentes de mercado, fora de um ambiente de auditoria. Certamente, a criação de grupos técnicos de trabalho permanentes com a indústria para realização de troca de experiências e opiniões, para a realização de debates sobre as normas regulatórias existentes e/ou futuras, são fundamentais para o fortalecimento da Cultura de Segurança.

9. REFERÊNCIAS

Agenda Regulatória ANP 2015 – 2016, disponível em www.anp.gov.br/?dw=76041.

Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil), 2015, disponível em www.anp.gov.br/?dw=78135.

IRF Country Performance Measures, disponível em:
<http://www.irffshoresafety.com/country/performance/>

Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, versão 2, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 09/06/2014, disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=66613>.

Relatório de investigação do incidente de explosão ocorrido em 11/02/2015 no FPSO Cidade de São Mateus, disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=78834>.

Relatório de Investigação de Incidente - Sonda Alpha Star (SS-83), disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=77696>.

Resolução ANP nº 27, de 18/10/2006, publicada no Diário Oficial da União em 19/10/2006.

Resolução ANP nº 43, de 06/12/2007, publicada no Diário Oficial da União em 07/12/2007.

Resolução ANP nº 44, de 22/12/2009, publicada no Diário Oficial da União em 24/12/2009.

Resolução ANP nº 2, de 14/01/2010, publicada no Diário Oficial da União em 18/01/2010.

Resolução ANP nº 6, de 03/02/2011, publicada no Diário Oficial da União em 07/02/2011.

Resolução ANP nº 17, de 18/03/2015, publicada no Diário Oficial da União em 20/03/2015.

Resolução ANP nº 37, de 28/08/2015, publicada no Diário Oficial da União em 31/08/2015.

Resolução ANP nº 41, de 09/10/2015, publicada no Diário Oficial da União em 13/10/2015.

Resolução ANP nº 52, de 02/12/2015, publicada no Diário Oficial da União em 03/12/2015.