

# RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO  
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO  
E GÁS NATURAL

2016

SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA  
OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE



**anp**

Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

## **AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS**

### **Diretor-geral**

Décio Fabricio Oddone da Costa

### **Diretores**

Aurelio Cesar Nogueira Amaral

Dirceu Cardoso Amorelli

Felipe Kury

José Cesário Cecchi

### **Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Marcelo Mafra Borges de Macedo

### **Superintendente-adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente**

Carlos Agenor Onofre Cabral

### **Elaboração**

Servidores da SSM

### **Organização e revisão técnica**

Alex Garcia de Almeida

## PREFÁCIO

---

Este Relatório tem a finalidade de apresentar aos diversos segmentos da indústria de petróleo e gás natural, os dados relacionados à atividade de segurança operacional no *upstream* do ano 2016. Tais informações foram consolidadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), visando propiciar um diagnóstico do desempenho da segurança operacional para o segmento de Exploração e Produção de petróleo e gás natural no Brasil.

É importante contextualizar a segurança operacional e o meio ambiente com a forte retomada das atividades de E&P, tendo como foco os campos e blocos do pré-sal. O esforço realizado para oferta dessas áreas tornará, em breve, o Brasil numa fronteira definitiva de E&P na geopolítica do petróleo. Dessa forma, é mais que necessário que todos os players envolvidos trabalhem em estreita cooperação, de tal forma que haja um crescimento sustentável da indústria.

Vale destacar que a atuação da ANP nas questões de segurança operacional pauta-se na prevenção e na melhoria contínua da indústria. A Agência está consciente de que cabe a cada agente econômico a responsabilidade pela manutenção da segurança nas operações das suas instalações, da garantia da vida humana e a proteção ao meio ambiente.

Assim, as auditorias de segurança operacional realizadas pelo corpo técnico da ANP avaliam preventivamente os riscos existentes nas operações das diversas instalações do E&P 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, gerando oportunidade para realização dos melhores resultados ao fortalecimento da segurança das instalações, preservando a vida humana e o meio ambiente.

A busca permanentemente do desenvolvimento e sustentabilidade da Cultura de Segurança no E&P brasileiro é uma questão de sobrevivência do setor. Por isso, não há margem para ocorrência de grandes acidentes.

Neste contexto, há que se destacar as ações da ANP nos últimos anos, através dos seguintes tópicos: (i) definição do Planejamento Estratégico da ANP e da Agenda Regulatória que conferem diretrizes para a simplificação do arcabouço regulatório tornando-o mais transparente, objetivo e capaz de promover o interesse público e a atração de investimentos; (ii) O desenvolvimento de um arcabouço regulatório de vanguarda, não prescritivo, com foco preventivo, baseado em performance, em gestão de risco e que incentivam a elaboração das Melhores Práticas pela indústria do Petróleo e Gás Natural; e (iii) a crescente agenda de ações de fiscalização da ANP feitas por um corpo técnico altamente qualificado, tendo forte integração com os diversos segmentos da indústria de E&P e com os demais órgãos de Estado.

Certamente a combinação desses três pontos é um importante indutor de um ambiente orientado à melhoria contínua tanto da regulação quanto da gestão da segurança operacional no País.

## CONTEÚDO

---

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>5</b>
<b>ATRIBUIÇÕES DA ANP NA SEGURANÇA OPERACIONAL E NO MEIO AMBIENTE</b> .....	<b>6</b>
<b>1. EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE</b> .....	<b>8</b>
1.1. SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE DE POÇOS (SGIP).....	8
1.2. REVISÃO DO MANUAL DE COMUNICAÇÃO DE INCIDENTES .....	9
1.3. DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES E EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL.....	10
1.4. AVALIAÇÃO DE PLANOS DE AÇÃO PARA A RESPOSTA A NÃO CONFORMIDADES .....	11
<b>2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL</b> .....	<b>12</b>
<b>3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO</b> 16	
3.1. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) EM PLATAFORMAS E SONDAS MARÍTIMAS.....	16
3.1.1. <i>Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural</i> .....	16
3.1.2. <i>Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) em sondas marítimas</i> 20	
3.2. AUDITORIAS DO REGULAMENTO TÉCNICO DE SEGURANÇA DE DUTOS TERRESTRES (RTDT).....	24
3.3. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE CAMPOS TERRESTRES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (SGI) .....	27
3.4. DESVIOS RECORRENTES EM AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL .....	29
3.4.1. <i>Planejamento da Emergência</i> .....	30
3.4.2. <i>Gerenciamento do Risco</i> .....	30
3.4.3. <i>Manutenção da Integridade</i> .....	31
3.4.4. <i>Definição de responsabilidades e gestão de contratadas</i> .....	31
3.5. COOPERAÇÃO ENTRE OS ÓRGÃOS DE ESTADO – OPERAÇÃO OURO NEGRO .....	32
3.6. TERMOS DE COOPERAÇÃO COM A MARINHA DO BRASIL.....	33
<b>4. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS</b> .....	<b>34</b>
4.1. PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO .....	43
4.2. SONDAS MARÍTIMAS DE PERFURAÇÃO E INTERVENÇÃO .....	48
4.3. ATIVIDADES TERRESTRES .....	52
<b>5. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP</b> .....	<b>54</b>
5.1. PERDA DE CONTENÇÃO PRIMÁRIA RESULTANDO EM INCÊNDIO NO FPSO P-48 .....	54
5.2. FATALIDADE NA SONDA <i>WEST EMINENCE</i> (SS-69).....	55
<b>6. MULTAS APLICADAS</b> .....	<b>57</b>
<b>7. INTERRUÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES</b> .....	<b>59</b>
<b>8. CONCLUSÕES</b> .....	<b>60</b>
<b>9. REFERÊNCIAS</b> .....	<b>61</b>

## **INTRODUÇÃO**

---

O objetivo deste relatório anual é apresentar o status atual da gestão de segurança operacional praticada nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) durante o ano de 2016, através da consolidação de resultados e de indicadores das diversas ações realizadas no âmbito da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM na busca da melhoria contínua da cultura de segurança do setor.

O relatório de 2016 também apresenta textos técnicos, com o objetivo de destacar para o leitor temas de relevância conduzidos pela SSM, a saber: a publicação do SGIP – Sistema de Gestão da Integridade de Poços; a revisão do Manual de Comunicação de Incidentes; (iii) a desativação de instalações e extensão da vida útil; e (iv) planos de ação para resposta às não conformidades. Adicionalmente, foram elaborados 4 (quatro) textos relacionados a não conformidades que foram consideradas objetos de destaque para motivação de reflexão por parte das operadoras, a saber: Planejamento de Emergência; Gerenciamento de Risco; Manutenção da Integridade; e Definição de Responsabilidades e Gestão de Contratadas.

Por fim, o resultado pretendido com a divulgação deste relatório é que cada agente do setor possa, de forma proativa, buscar a melhoria contínua da segurança operacional, condição essencial para que haja o verdadeiro desenvolvimento da cultura de segurança necessária para a sustentabilidade da indústria do petróleo e gás natural no Brasil.

## ATRIBUIÇÕES DA ANP NA SEGURANÇA OPERACIONAL E NO MEIO AMBIENTE

### • A Segurança Operacional

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, tendo a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM, a atribuição de fiscalizar as instalações do setor de E&P.

No cumprimento de suas atribuições, a SSM tem como objetivo buscar a garantia da proteção da vida humana e do meio ambiente, da continuidade operacional e da proteção de ativos. Tais objetivos são alcançados, através de uma atuação preventiva na busca da melhoria contínua da segurança operacional, privilegiando um ambiente onde todos os agentes compreendam seu papel no contexto do desenvolvimento de uma cultura de segurança avançada.

Para estabelecer o arcabouço regulatório da segurança operacional, a ANP desenvolveu regulamentos alinhados às melhores práticas da indústria do petróleo e gás natural, de forma a estabelecer um Regime de Segurança Operacional não restritivo à inovação e à evolução tecnológica.

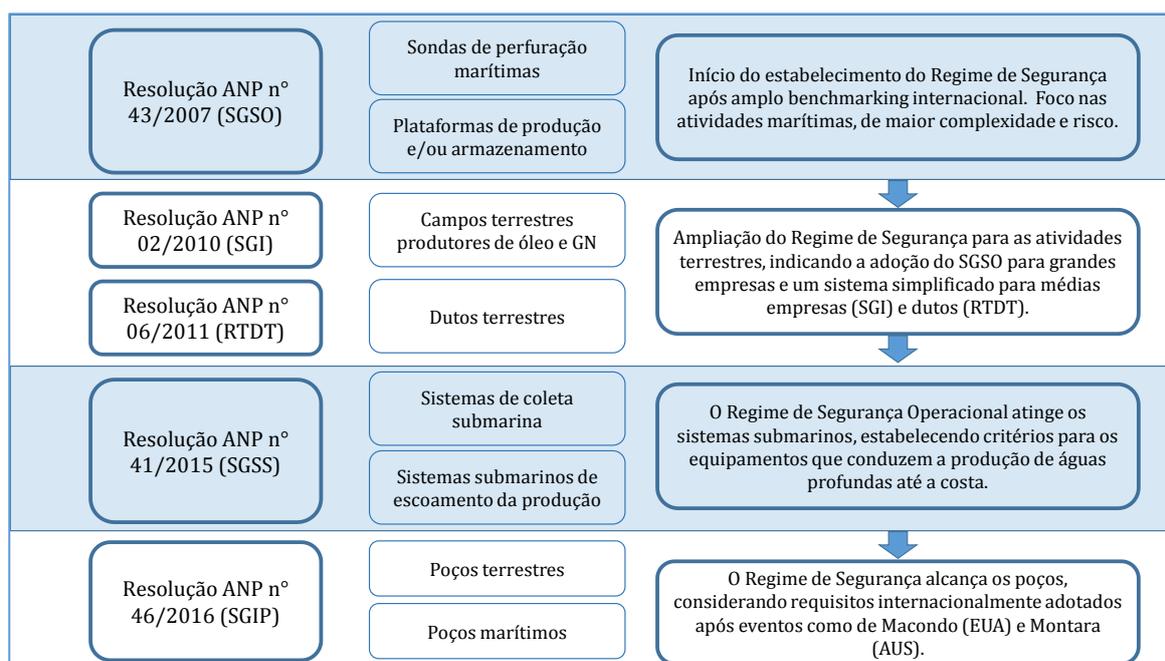


Figura 1 - Arcabouço regulatório para implementação do Regime de Segurança Operacional nas atividades

Na aplicação dos regulamentos, a ANP atua de maneira preventiva através da verificação do atendimento aos requisitos estabelecidos no Regime de Segurança, seja por meio de ações de fiscalização periódicas, ou através de análise documental e da divulgação de alertas de segurança.

O planejamento das ações de fiscalização leva em consideração critérios baseados em risco para a escolha das unidades que serão fiscalizadas. Tais critérios envolvem informações das instalações em operação e de diversos indicadores de desempenho reativos e preventivos.

Durante as atividades de fiscalização, as não conformidades identificadas podem ser classificadas como críticas, graves, moderadas e leves, de acordo com o risco envolvido na operação. Os agentes regulados são notificados para sanear e dar tratamento abrangente a essas não conformidades, conforme definido na Resolução ANP nº 37/2015.

A Resolução ANP nº 37/2015 também regulamenta as situações passíveis da emissão de autos de infração, quando da identificação de falhas na implementação das ações corretivas às não conformidades endereçadas em auditorias anteriores ou quando ocorrem acidentes. Os autos de infração, conduzidos no âmbito do processo administrativo, podem resultar na aplicação de multas, respeitando-se o amplo direito de defesa e do contraditório. Além das infrações, a fiscalização da ANP poderá aplicar a medida cautelar de interdição das atividades, quando restar evidenciado a ocorrência de não conformidade crítica, através da caracterização da existência de risco grave e iminente, sem prejuízo à abertura de processo administrativo sancionatório.

- **O Meio Ambiente**

Destaca-se ainda, no âmbito das suas atribuições, o trabalho que a SSM realiza juntamente com os órgãos ambientais no processo de consolidação das manifestações conjuntas entre a ANP e o MMA. Tais manifestações apresentam os pareceres e os níveis de exigência que serão cobrados durante o licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas a serem ofertadas nas Rodadas de Licitações promovidas pela ANP.

Outro tema de destaque, ainda na esfera de competência ambiental da SSM, é a condução do processo de contratação do Estudo de Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS) das Bacias de Sergipe-Alagoas e Jacuípe. Este estudo visa integrar a avaliação ambiental aos processos decisórios relativos à outorga de blocos exploratórios, contribuindo para a prévia definição de aptidão das áreas sedimentares para as atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Por fim, destaca-se que no mês de maio de 2016 foi assinado o Acordo de Cooperação Técnica – ACT entre a ANP e o IBAMA, que tem como principais objetivos: o intercâmbio de informações; o desenvolvimento de ações orientadas para o aprimoramento da avaliação e gerenciamento de impactos ambientais de áreas em processo de licenciamento ou já licenciadas; a formulação de ações visando ao acompanhamento do cumprimento da legislação ambiental dos empreendimentos de E&P; e a criação de grupos de trabalho para formulação de guias de boas práticas e aprimoramentos em diversos processos técnicos voltados para a segurança operacional e ambiental das atividades de E&P.

## **1. EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE**

---

O processo de publicação de resoluções na ANP segue o planejamento definido na Agenda Regulatória, aprovada pela Diretoria Colegiada. Para o biênio 2015-2016, coube à SSM a edição de normas nas seguintes plataformas temáticas: (i) fiscalização da segurança operacional; (ii) gestão da integridade de poços; e (iii) operação de sistemas submarinos.

No biênio 2015/2016 foram publicadas as resoluções ANP nº 37/2015 (Fiscalização de segurança operacional do E&P); ANP nº 41/2015 (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS); e ANP nº 46/2016 (Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços - SGIP).

As resoluções supracitadas foram desenvolvidas, tendo como referência a Resolução ANP nº 43/2007 (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO). Destaca-se que no processo de desenvolvimento destas normas houve o amplo debate técnico com os agentes de mercado, através da realização de eventos e seminários, que foram essenciais para consolidação de uma regulamentação robusta e moderna, capaz de fomentar o desenvolvimento das melhores práticas e, conseqüentemente, da cultura de segurança da indústria.

### **1.1. Sistema de Gerenciamento de Integridade de poços (SGIP)**

---

A partir dos incidentes de Montara (2009), Macondo (2010) e Frade (2011/2012), a ANP identificou a necessidade de desenvolvimento de mecanismos regulatórios para a verificação da adequação dos projetos de poços, sendo iniciado os estudos necessários ao desenvolvimento de um regulamento específico.

Neste contexto, foi realizada ampla pesquisa bibliográfica sobre a gestão da integridade de poços das práticas vigentes na indústria de petróleo. Em paralelo, foram iniciados ciclos de reuniões técnicas com os principais Agentes regulados, bem como o IBP e outras entidades de classe.

A agenda regulatória de 2015/2016, consolidou a proposta de uma única resolução que versaria sobre a gestão da integridade de poços, cujo escopo seria aplicável à poços marítimos e terrestres, durante todo seu ciclo de vida, ou seja, do projeto até o abandono permanente.

Como resultado final, após três anos de desenvolvimento e com a ampla participação dos agentes de mercado, foi publicado em novembro de 2016 a Resolução ANP nº 46/2016 que estabelece o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP)<sup>1</sup>. Esta nova norma reflete as melhores práticas de segurança operacional na gestão de integridade de poços.

A nova abordagem do SGIP em relação aos critérios para o abandono de poços trouxe um efetivo aprimoramento nas atividades, estabelecendo regras menos prescritivas que dão

---

<sup>1</sup> Para mais informações, visite: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente>

maior flexibilidade a diferentes soluções de projeto, aumentando ainda a garantia da segurança das barreiras necessárias para realização do abandono seguro de poços.

Por fim, vale destacar que a publicação do SGIP fomentou o mercado a publicar a primeira edição do Manual de Boas Práticas do Instituto Brasileiro do Petróleo, gás e biocombustíveis (IBP), que versa sobre metodologias para o abandono de poços e que possui o reconhecimento técnico da ANP. Portanto, a nova regulamentação do SGIP, apresenta-se na vanguarda dos requisitos de gestão da integridade de poços.

## **1.2.Revisão do Manual de Comunicação de Incidentes**

---

O Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (MCI) consiste num guia de orientação sobre a comunicação dos incidentes ocorridos no âmbito das instalações de exploração e produção (E&P). O MCI contém as definições dos tipos de incidentes que devem ser comunicados à ANP, conforme determina a Resolução ANP nº 44/2009.

Durante o ano de 2016 o MCI foi revisado com o objetivo de aprimorar suas definições e eliminar as lacunas de entendimento e de interpretações, conferindo maior robustez do sistema de comunicação de incidentes. A revisão do MCI conduzida de forma colaborativa e multidisciplinar, contando com a participação dos técnicos da ANP e do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustível (IBP).

Neste processo de revisão, destaca-se a abordagem da interpretação temporal do termo “imediatamente” em relação a cada tipo de incidente, observando-se sua respectiva classificação de gravidade/severidade. Neste contexto, a nova versão do MCI estabelece três categorias de prazos para a comunicação das ocorrências à ANP, a saber: (i) quatro horas para incidentes de maior relevância; (ii) vinte quatro horas para incidentes de severidade média; e (iii) quarenta e oito horas para incidentes de menor relevância.

Dentre as alterações, destaca-se a comunicação de eventos de: (i) “Perda de Contenção” precursores de acidentes típicos de segurança de processos; (ii) “Parada Emergencial” de Planta de Processo – *Emergency Shutdown* (ESD) com definição de três níveis: menor, intermediário e maior, alinhado com o conceito da Norma API 754; (iii) “Descarte fora de especificação” para óleos e graxa em água produzida, e fluido de perfuração em cascalho.

Para alinhamento com os novos regulamentos técnicos da SSM, foram incorporados ao texto os conceitos de “Conjunto Solidário de Barreiras (CSB)”, presente no Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP) e “sistema de coleta de produção” e “sistema de escoamento da produção”, oriundos do Sistema de Gerenciamento de Segurança de Sistemas Submarinos (SGSS).

Com a nova versão do MCI, é esperado maior aderência dos agentes regulados à comunicação e investigação de incidentes e consequentemente aprimorar do banco de dados de incidentes que permitirá à ANP uma ação mais eficaz na fiscalização e na orientação das atividades reguladas.

A nova versão do MCI pode ser encontrada no site da ANP no endereço abaixo:

<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/comunicacao-e-investigacao-de-incidentes?view=default>

### **1.3.Desativação de Instalações e Extensão de Vida Útil**

---

Tipicamente, um contrato de concessão apresenta duração de 27 anos. Quando do encerramento da produção, é a Resolução ANP nº 27/2006, define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações.

Caso haja solicitação por parte dos operadores para a ampliação da fase de produção, a ANP analisa a prorrogação do contrato considerando diversos fatores, entre eles, a extensão da vida útil das instalações sob a ótica da segurança operacional.

Até o final de 2016, a SSM analisou 63 solicitações de desativação de instalações em áreas terrestres e marítimas, das quais 30 possuíam sistemas de produção. As demais solicitações envolviam áreas declaradas como comerciais, contendo poços perfurados, porém não tiveram produção iniciada ou formam desativadas antes da publicação da Resolução ANP nº 27/2006. Do total de solicitações, 37 se referem a desativações de instalações marítimas e 26 de instalações terrestres.

Em 2016, a SSM deu início à revisão da Resolução ANP nº 27/2006, que trata da desativação de instalações. Esta revisão promoverá melhorias no âmbito dos Programas de Desativação de Instalações elaborados pelos operadores. Importantes estudos foram realizados com o objetivo de aprimorar a abordagem regulatória na definição dos (i) critérios utilizados para tomada de decisão sobre a permanência/remoção de instalações; (ii) na identificação de equipamentos/sistemas que serão mantidos operacionais durante a etapa de limpeza de vasos/dutos e na etapa de despressurização de poços; (iii) da sequência de descomissionamento de equipamentos/sistemas; (iv) da análise de riscos e das medidas mitigadoras; (v) plano de resposta à emergência; (vi) destinação de estruturas e na gestão de resíduos, incluindo o NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*); (vii) na identificação de passivos e nas ações para recuperação de áreas; e (viii) no monitoramento pós descomissionamento.

Neste mesmo período, houve solicitações para prorrogação da fase de produção que demandaram a avaliação da extensão de vida útil sob a ótica de segurança operacional, sendo duas em campos marítimos e uma em campo terrestre, de contratos da Rodada Zero (contratos com previsão para encerramento em 2025). Portanto, há a expectativa de que a demanda referente à avaliação de extensão de vida útil por parte da ANP deverá crescer consideravelmente nos próximos anos.

Neste contexto, o ano de 2016 representou um marco no que concerne ao início da definição dos critérios técnicos necessários para subsidiar as análises referentes a extensão de vida útil de instalações de produção. Portanto, é importante ressaltar a necessidade de aproximação entre a ANP e operadores para que haja um prazo adequado para elaboração e análise dos estudos de extensão de vida útil relacionados à integridade, obsolescência e gestão de pessoal e de risco.

#### **1.4. Avaliação de planos de ação para a resposta a não conformidades**

---

O pleno saneamento das não conformidades identificadas pela ANP é instrumento fundamental para a melhoria contínua da segurança das atividades reguladas. Ao longo do ano de 2016, já com a vigência da Resolução ANP nº 37/2015, começaram a surgir respostas mais estruturadas para as não conformidades identificadas durante as auditorias realizadas pela ANP.

A citada resolução instituiu a possibilidade de apresentação de planos de ação para o tratamento das não conformidades, excepcionalmente, fora do prazo inicialmente estipulado pela Agência.

Portanto, é esperado que os operadores apresentem as ações corretivas referentes aos desvios identificados, dentro do prazo inicialmente concedido pela ANP para o saneamento das não conformidades ou que fossem adotadas medidas alternativas que mitigassem os riscos da manutenção da situação não conforme.

É importante ressaltar que, havendo necessidade do uso de Planos de Ação, estes devem apresentar a robustez e consistência técnica necessárias para que haja celeridade no processo de aprovação por parte da ANP.

Destaca-se que, das auditorias SGSO e SGI realizadas de janeiro de 2016 a março de 2017, em instalações de produção, foi verificado que cerca de 65% das não conformidades foram tratadas dentro do prazo inicialmente concedido pela ANP, e 35% das não conformidades tratadas por meio de planos de ação. Já para instalações de perfuração, verificou-se que cerca de 80% das não conformidades foram tratados dentro do prazo inicialmente concedido pela ANP, sendo 20% das não conformidades tratadas por meio de planos de ação.

Observou-se que, as não conformidades graves tiveram o maior é o percentual de tratamento por meio de plano de ação. Tal fato é justificado, pois as não conformidades de maior gravidade possuem natureza mais complexa e, conseqüente, demandam ações corretivas, preventivas e de abrangência, e por essa razão levam mais tempo para serem concluídas. Entretanto, há que se atentar para o fato que o prazo para saneamento da não conformidade grave deve ser célere.

Foi verificado que os prazos médios estipulados pelos operadores para o saneamento das não conformidades (ações corretivas, preventivas e de abrangência), através de planos de ação, foram respectivamente de 133, 67 e 120 dias para plataformas marítimas, sondas marítimas e campos terrestres.

Dentro de um processo de melhoria contínua, a ANP, através da SSM, buscará aprimorar a comunicação com os operadores com objetivo de aprimorar a abordagem para o saneamento de não conformidades nos prazos estabelecidos e na estruturação de um melhor entendimento quanto ao adequado uso dos planos de ação.

## 2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL<sup>2</sup>

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 marítimas<sup>3</sup>, (ii) atividades de produção marítimas e (iii) atividades de produção em campos terrestres<sup>4</sup>. Os valores foram normalizados utilizando-se como referência os valores relativos ao ano de 2009, ano a partir do qual se dispõe de todos os dados apresentados.

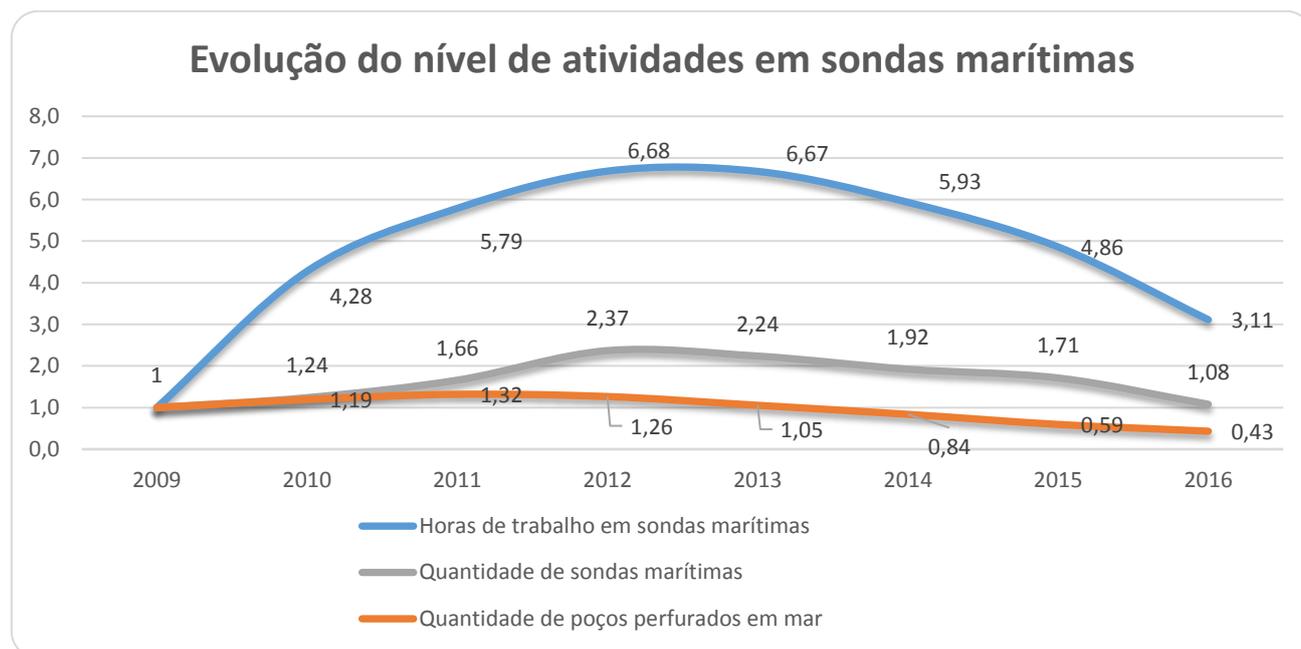


Gráfico 1 – Evolução do nível de atividades em sondas marítimas desde 2009

As atividades em sondas marítimas vêm apresentando redução desde 2012, tendo atingido em 2016 o menor valor desde então, tanto em relação à quantidade de homens-hora trabalhados quanto em relação à quantidade de poços perfurados.

A quantidade de sondas marítimas em operação no Brasil em 2016 apresentou redução de 37% em relação ao ano anterior, tendo praticamente atingido o mesmo patamar de 2009, ano no qual houve a menor quantidade de sondas marítimas operando no período analisado. Considerando todo o período em análise, houve uma redução de aproximadamente 60% no número de poços perfurados em um ano, demonstrando considerável desaceleração da atividade de sondas no Brasil.

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

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

<sup>4</sup> 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 m<sup>3</sup>/dia de óleo ou 2.000 m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

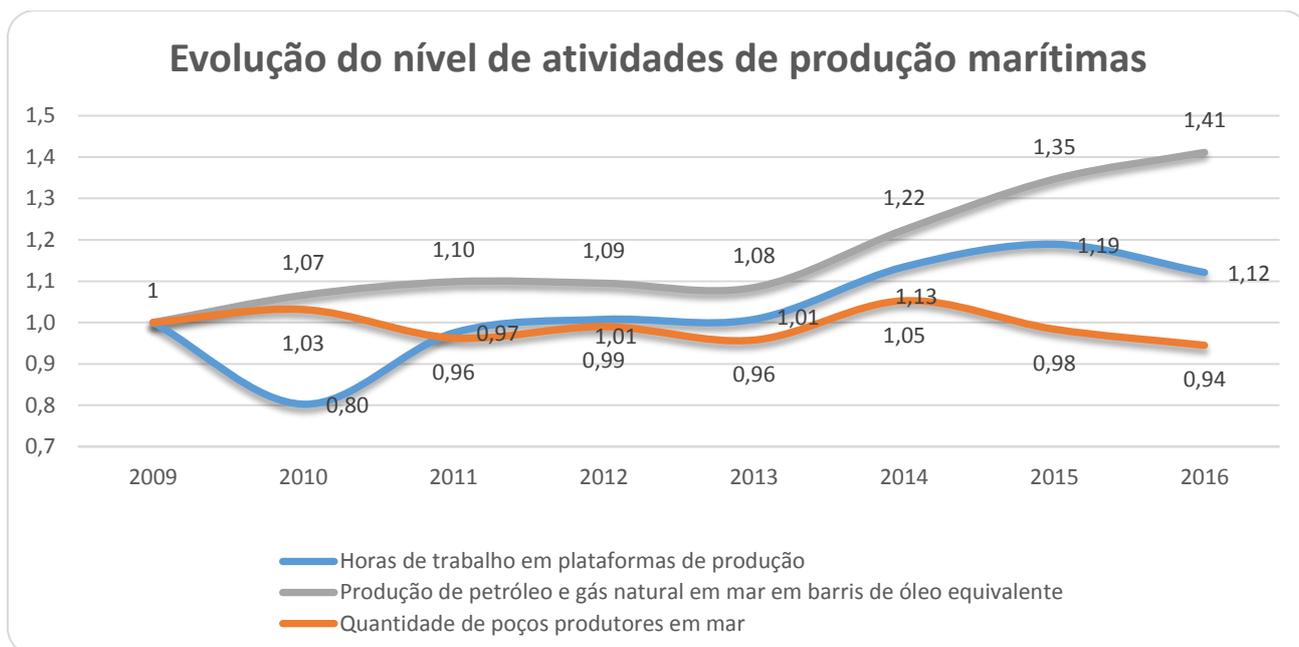


Gráfico 2 – Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

Em contraponto às atividades em sondas marítimas, as atividades em plataformas de produção marítimas, expressas em horas de trabalho e em produção de petróleo e gás natural, têm aumentado de forma mais sensível desde 2013. A quantidade de poços produtores em mar tem oscilado a cada ano em torno de um mesmo patamar, com variações anuais de menos de 10% em relação ao ano anterior.

Observa-se que a quantidade de poços produtores em mar vem demonstrando queda desde 2014, enquanto a produção de hidrocarbonetos aumentou consideravelmente neste mesmo período em função da elevada produtividade dos poços em mar, com especial destaque para os poços do polígono do pré-sal, que atingiram no ano de 2016 a média de um milhão de barris de óleo produzidos por dia.

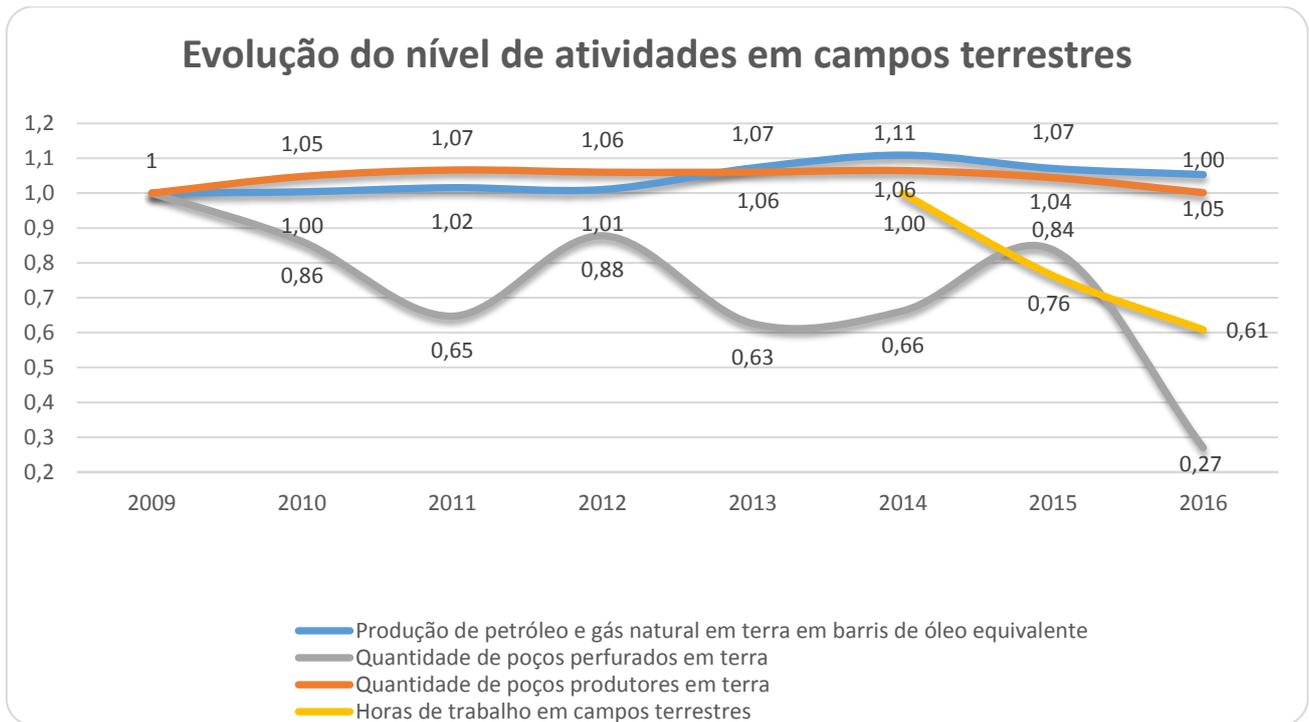


Gráfico 3 – Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

A quantidade de poços produtores e a produção de campos terrestres em barris de óleo equivalente se mantêm estáveis desde 2009, com variação inferior a 10% em relação ao ano anterior.

Os valores de homem-hora trabalhados em campos terrestres começaram a ser reportados à ANP em 2014<sup>5</sup> e vêm apresentando redução desde então. Já a quantidade de poços terrestres perfurados anualmente, que sempre apresentou uma oscilação considerável, atingiu no ano de 2016 seu menor valor no período analisado, ou seja, cerca de 30% da quantidade de poços perfurados no ano de 2009.

Os principais dados relativos ao nível de atividades da indústria de exploração e produção no ano de 2016 encontram-se resumidos no Gráfico 4.

<sup>5</sup> 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.

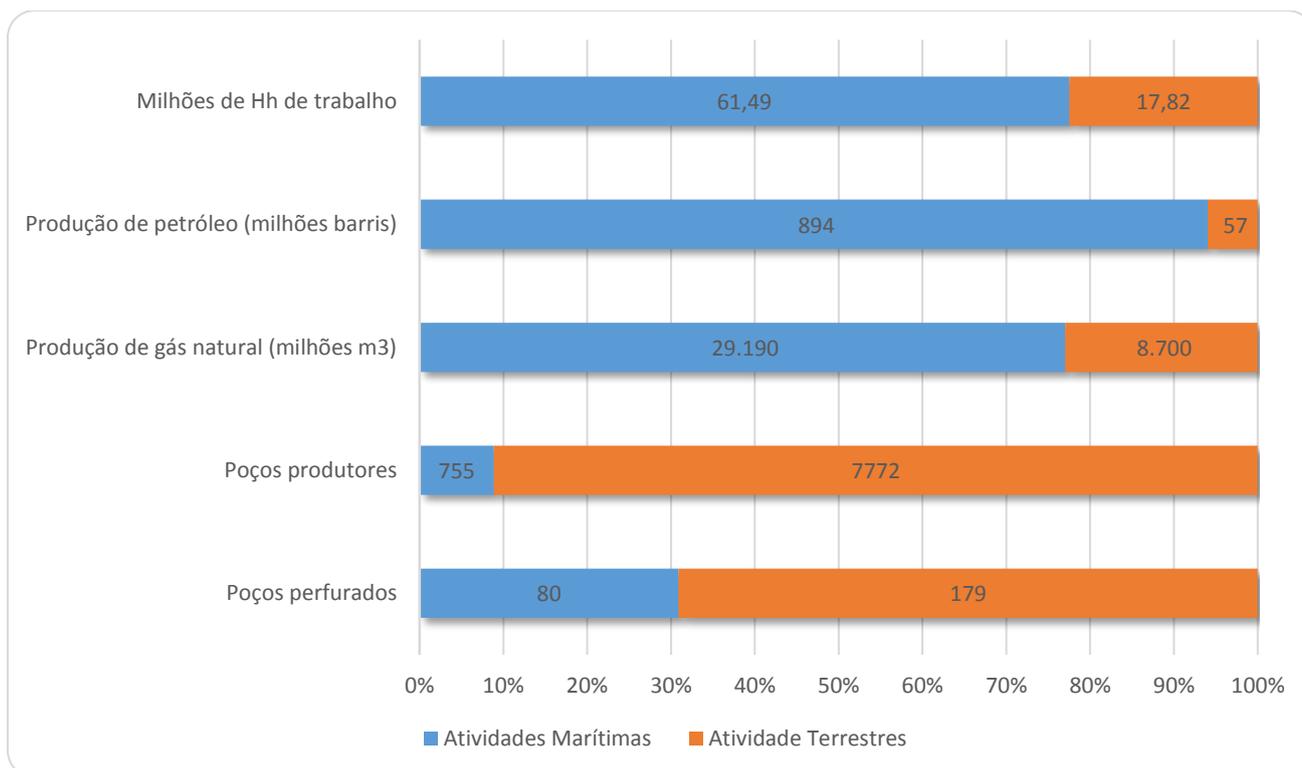


Gráfico 4 – Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres

As atividades marítimas correspondem a mais de 90% da produção nacional de petróleo e mais de 70% da produção de gás natural, demandando quase 80% das horas de trabalho em atividades de produção, apesar de a maioria dos poços perfurados e em produção se encontrarem em campos terrestres.

### 3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO

As auditorias realizadas pela SSM são distribuídas em relação aos regulamentos auditados e os escopos de cada atividade. A seguir, serão apresentados os principais resultados das atividades de fiscalização da segurança operacional do E&P.

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

A SSM efetua auditorias nestas instalações do E&P para verificação do funcionamento do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional implementado pelos operadores.

A fiscalização é estruturada com base no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO, instituído pela Resolução ANP nº 43/2007.

O SGSO estabelece os requisitos para implementação de um sistema de gerenciamento de segurança pela adoção de práticas de gestão com demandas não prescritiva, não criando entraves ao avanço à inovação e ao avanço tecnológico da indústria do E&P, estabelecendo assim os requisitos estruturais para o fortalecimento da cultura de segurança.

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

No ano de 2016, foram realizadas 51 ações de fiscalização, envolvendo 55 plataformas marítimas de produção, conforme o Gráfico 5, mais que o dobro das atividades realizadas no ano anterior. Esse incremento deveu-se à intensificação dos trabalhos na formação de novos auditores com foco nas atividades *offshore*.

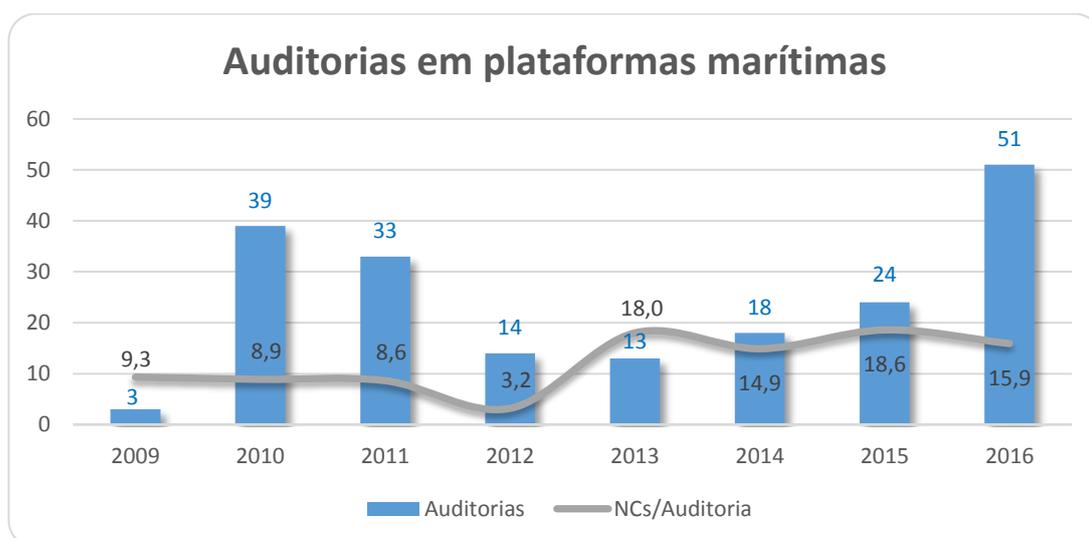


Gráfico 5 – Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em unidades marítimas de produção.

Conforme apresentado na Tabela 1, das 51 auditorias em plataformas marítimas realizadas durante o ano de 2016, 47 (ou 92% do total) foram realizadas em unidades instaladas em áreas contratadas pela Petrobras. A cobertura da fiscalização da ANP é coerente ao fato de que 93% das plataformas estão em área sob contratos dessa operadora.

Tabela 1 – Quantitativos de auditorias por operadores de contratos realizadas em 2016 em unidades de produção

Operador do Contrato	Quantidade de Unidades Auditadas
Petrobras	46
Petrório	1
OGPAR	1
Shell	2
Statoil Brasil	1

Considerando as empresas responsáveis pela operação das plataformas (Operadores de Instalação), a ANP verificou nove de um total de 11 empresas que operam no Brasil, tal qual indicado na Tabela 2. Isto corresponde a uma abrangência de mais de 80% dos sistemas de gestão de segurança operacional deste tipo de atividade.

Tabela 2 – Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de produção auditadas em 2016 por operadores de instalação

Operador da Instalação	Quantidade de Auditorias	Quantidade de Unidades Contempladas
Petrobras	32	36*
Modéc	6	6
SBM	7	7
BW Offshore	1	1
OGPAR	1	1
OOGTK	1	1
SAIPEM	1	1
Statoil	1	1
Petrório	1	1

\*Nota: uma mesma auditoria pode contemplar mais de uma unidade.

Considerando as auditorias aqui apresentadas, foi identificado um total de 812 não conformidades, com uma média de 15,9 não conformidades por auditoria.

Ao se desconsiderar as não conformidades classificadas como observações (pontos de melhoria), obtém-se um total de 759 não conformidades, com uma média de 15 por auditoria, sendo 192 classificadas como leves (25,3%), 285 como moderadas (37,6%), 253 como graves (33,3%) e 29 como críticas (3,8%).

Como pode ser observado nos Gráficos 6 e 7, o perfil de não conformidades emitidas por prática de gestão, durante o ano de 2016, permanece muito similar ao verificado na série histórica. Destaca-se a redução das não conformidades nas práticas 6, 7 e 13, relacionadas, respectivamente, a Monitoramento e Melhoria Contínua de Desempenho, Auditorias e Integridade Mecânica.

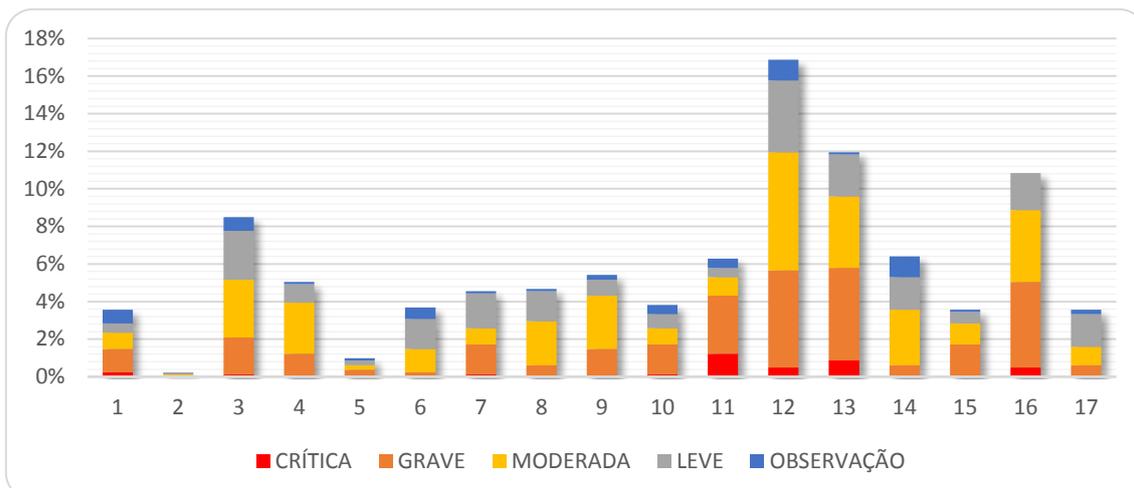


Gráfico 6 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em plataformas de produção marítimas

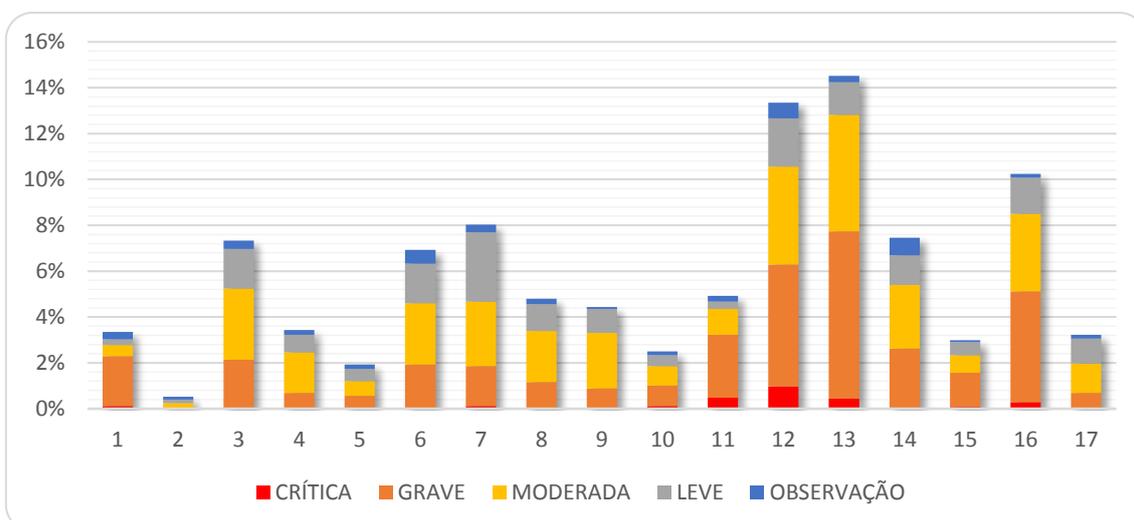


Gráfico 7 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção desde o ano de 2009

A análise da série histórica das não conformidades, mostra que as práticas de Identificação e Análise de Riscos, Integridade Mecânica e Gerenciamento de Mudanças (12, 13 e 16) seguem como as mais frequentes.

Vale ressaltar o elevado número de não conformidades observadas em 2016 nas práticas 12 (Identificação e Análise de Riscos), 13 (Integridade Mecânica) e 16 (Gestão de Mudança) quando comparamos os valores da série histórica. Tal fato, mostra que a fiscalização da ANP permanecerá com foco nestas práticas de gestão. Adicionalmente, a ANP intensificará as ações de integração com as lideranças dos operadores para que haja um maior *compliance* operacional, incluindo o desenvolvimento de boas práticas nesses quesitos.

As não conformidades críticas identificadas nas auditorias durante o ano de 2016 foram atribuídas às práticas de Cultura de Segurança, Qualificação e Treinamento, Auditorias, Elementos Críticos, Identificação e Análise de Riscos, Integridade Mecânica e Gerenciamento de Mudanças (respectivamente, 1, 3, 7, 10, 11, 12, 13 e 16). Observa-se

que a prática 11 (Elementos Críticos) possui maior frequência, correspondendo a um terço do total de não conformidades críticas emitidas.

Verifica-se no Gráfico 8 abaixo, uma redução geral da gravidade das não conformidades emitidas em 2016, ressaltada pela significativa redução do percentual de não conformidades graves e do aumento das não conformidades leves.

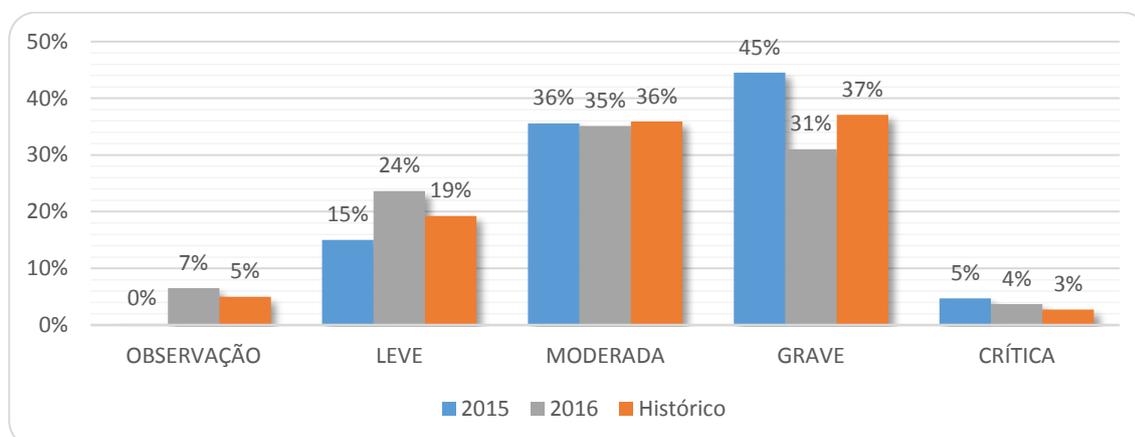


Gráfico 8 – Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de plataformas de produção por gravidade

As não conformidades críticas que ensejaram aplicação de medidas cautelares em instalações de produção marítimas encontram-se detalhadas na seção 7 deste relatório.

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

No ano de 2016, foram realizadas 23 ações de fiscalização em sondas marítimas de perfuração, conforme o Gráfico 9. Destaca-se que a quantidade de unidades marítimas de perfuração em operação no Brasil em 2016 apresentou redução de 37% em relação ao ano anterior. Apesar desta redução, a quantidade de auditorias foi superior à média histórica, sendo fiscalizadas 55% das unidades marítimas que operaram<sup>6</sup> neste ano de 2016.

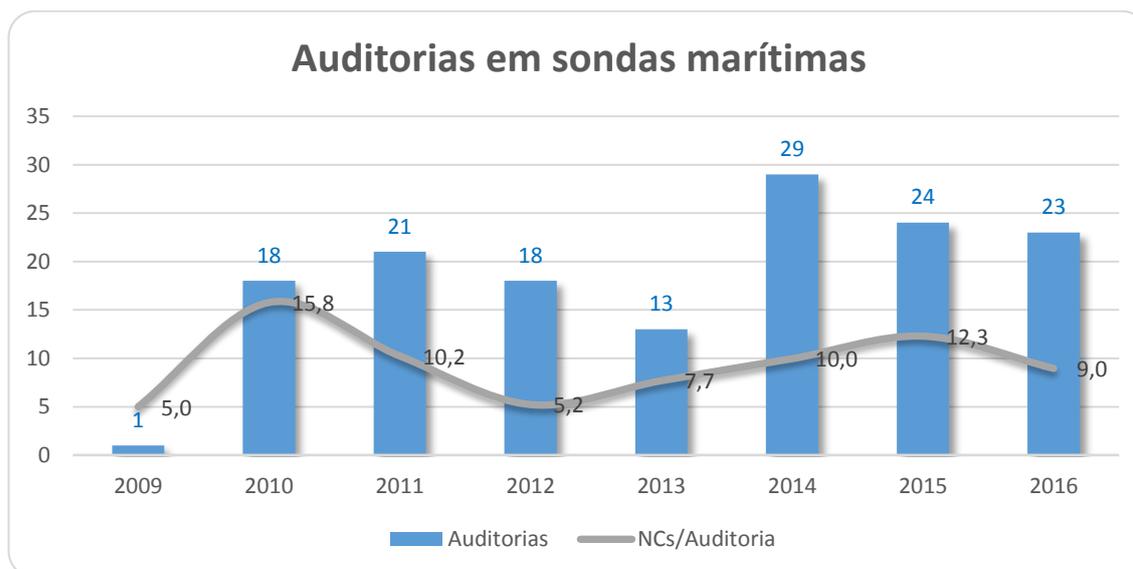


Gráfico 9. Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em sondas marítimas de perfuração.

Conforme apresentado na Tabela 3, pode-se concluir que das 23 auditorias em sondas marítimas realizadas durante o ano de 2016, 22 (ou 95% do total) encontravam-se operando para a Petrobras. Esta distribuição era esperada, uma vez que, aproximadamente, 98% das unidades de perfuração que operaram no Brasil em 2016 tinham como operador do contrato a Petrobras, descontando-se as unidades consideradas híbridas.

Tabela 3. Quantitativos de auditorias por operadores de contratos realizadas em 2016 em sondas de perfuração

Concessionário	Quantidade de Auditorias
Petrobras	22
Statoil Brasil (unidade híbrida)	1

Observa-se na Tabela 4, que em 2016, a ANP fiscalizou 11 dos 16 operadores de instalação que estavam em operação em Águas Jurisdicionais Brasileiras, alcançando 69% dos sistemas de gestão aplicáveis às sondas marítimas em atividade no país.

<sup>6</sup> Para este cálculo foram desconsideradas as unidades híbridas, pois nestes casos as sondas se encontram instaladas em unidades de produção.

Tabela 4. Quantitativos de auditorias realizadas e plataformas de perfuração auditadas em 2016 por operadores de instalação

Operador da Instalação	Quantidade de unidades auditadas
Transocean	2
Seadrill	1
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A	4
Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	2
Odebrecht	5
Ventura Petróleo S.A.	2
Petrobras	1
Helix do Brasil Serviços de Petróleo Ltda.	1
Ensco do Brasil	2
Statoil	1
Ocean Rig do Brasil	2

Por ocasião dessas auditorias, foi identificado um total de 206 não conformidades, com média de emissão de 9 por auditoria.

Das 206 não conformidades, ao se desconsiderar aquelas classificadas como observações (pontos de melhoria), obtém-se um total de 186 não conformidades, ou seja, uma média de emissão de 8 por auditoria. Destas, 43 foram classificadas como leves (23,1%), 91 como moderadas (48,9%), 51 como graves (27,4%) e 1 como crítica (0,5%).

Como pode ser observado nos Gráfico 10 e 11, o perfil de não conformidades por prática de gestão no ano de 2016 apresenta algumas alterações se comparado a série histórica. Destaca-se uma redução percentual significativa de não conformidades nas práticas 6, 7, 12 e 17 relacionadas, respectivamente, a Indicadores de Desempenho e Melhoria Contínua; Auditorias Internas; Identificação e Análise de Riscos; Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais.

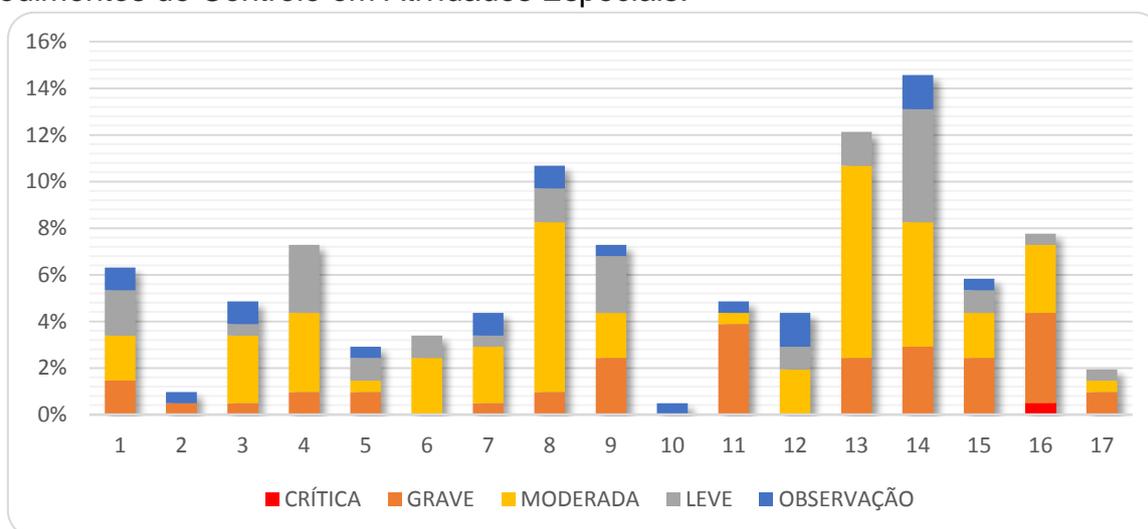


Gráfico 10. Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em sondas marítimas de perfuração.

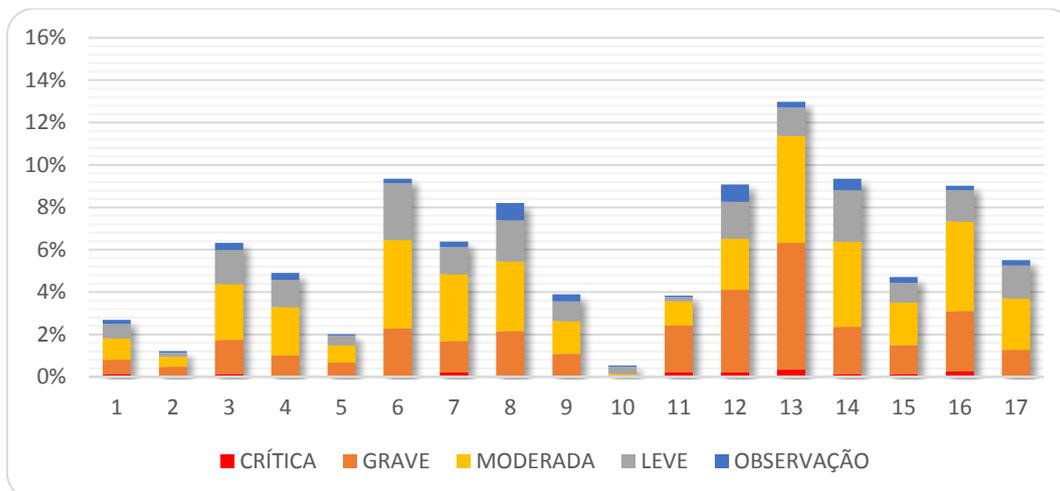


Gráfico 11. Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração desde o ano de 2009.

As práticas 8, 13 e 14, respectivamente, a Gestão da Informação e da Documentação, Integridade Mecânica e, Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências, foram as que apresentaram maior frequência de não conformidades emitidas em 2016.

Historicamente, a prática 13 (Integridade Mecânica) possui a maior incidência de não conformidades observadas nas fiscalizações em sondas marítimas de perfuração. Entretanto, em 2016 a prática 14 (Planejamento de Grandes Emergências) apresentou o maior número de desvios.

No entanto, quando verificadas as não conformidades emitidas em 2016 classificadas como graves, conclui-se que as práticas de gestão 11 (Elementos Críticos) e 16 (Gestão de Mudança), foram as que tiveram de maior incidência, conforme demonstra o Gráfico 12 a seguir.

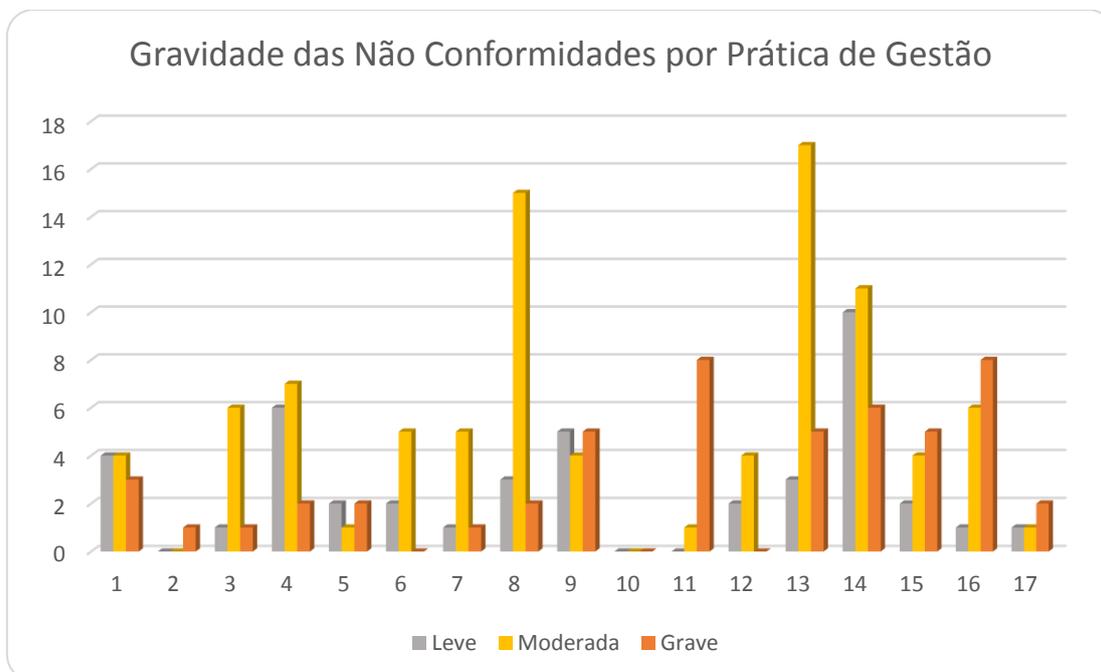


Gráfico 12. Distribuição das não conformidades apontadas em auditorias de sondas marítimas de perfuração no ano de 2016, por prática de gestão e por classificação de gravidade.

Em 2016 a única não conformidade crítica identificada nas auditorias de sondas marítimas de perfuração foi atribuída à prática de gestão 16 (Gestão de Mudança). Este caso foi objeto de interdição parcial e será mais detalhado na seção 7.

No Gráfico 13, observa-se, que em 2016, houve uma redução da gravidade das não conformidades emitidas, considerando que houve uma redução das não conformidades graves e críticas.

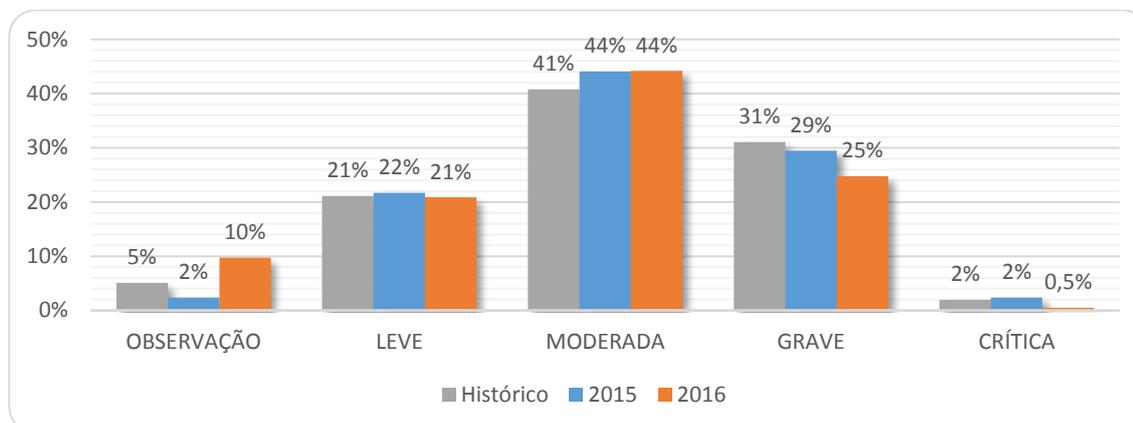


Gráfico 13. Distribuição de não conformidades apontadas em auditorias de sondas de perfuração por gravidade.

As não conformidades críticas que ensejaram aplicação de medidas cautelares em instalações de perfuração marítimas encontram-se detalhadas na seção 7 deste relatório.

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

As atividades de fiscalização relacionadas à Resolução ANP nº 6/2011, destinadas a dutos de Exploração e de Produção, são realizadas por amostragem dos dutos em determinada região geográfica. Assim, as não conformidades apontadas para uma amostra são representativas para os demais dutos da região, já que o gerenciamento é realizado pela mesma equipe. Essa metodologia é justificável pelo fato de o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural – RTDT, ser um regulamento baseado em gestão. Dessa maneira, é possível obter um percentual de cobertura elevado e garantir representatividade e eficiência na atividade de auditoria.

A taxa de cobertura de fiscalização do RTDT até o ano de 2016 é de 52% do número total de dutos do E&P abrangidos pelo RTDT. O Gráfico 14 destaca a quantidade de auditorias do RTDT, anualmente desde 2013. Além disso, o gráfico exibe a média de não conformidades emitidas nestas auditorias.

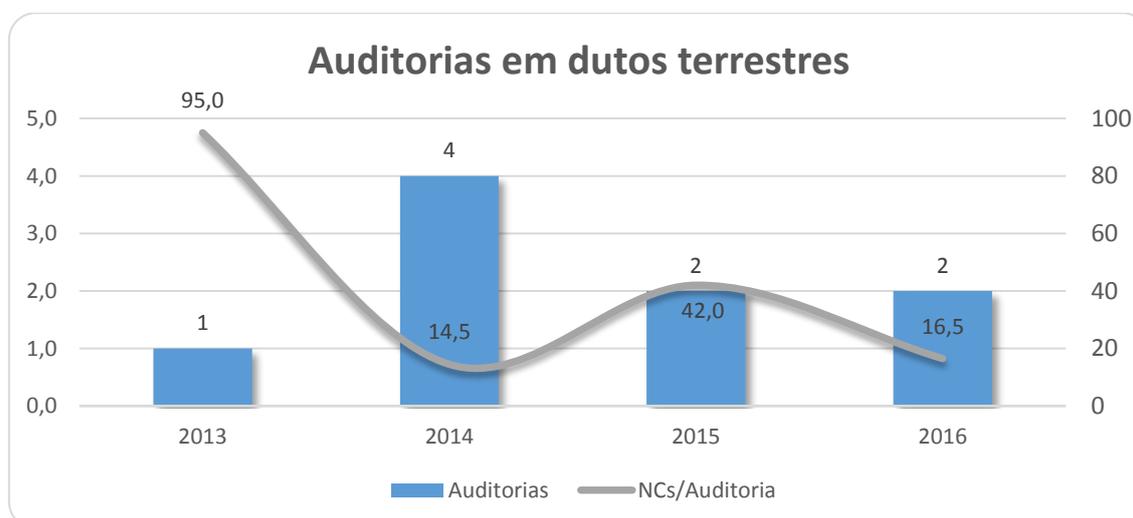


Gráfico 14. Quantidade de auditorias realizadas por ano e média de não conformidades por auditoria em dutos terrestres.

Na primeira fiscalização do regulamento realizada em 2013 foi observada elevada frequência de não conformidades, o que demonstrou que o Transportador não desenvolveu a gestão adequada para garantia das práticas do RTDT.

Durante o ano de 2014, foram realizadas auditoria de *follow up* relativas as auditorias de 2013 e verificou-se uma sensível melhora na aderência do Transportador ao RTDT.

Entretanto, um elevado número de não conformidades por auditoria foi novamente observado em 2015, notadamente explicado pelo aprimoramento na definição da amostragem de dutos, que passou a levar em conta as instalações que eram mais críticas a partir dos critérios desenvolvidos pela ANP.

Por sua vez, no ano de 2016 foram realizadas duas ações de fiscalização em dutos terrestres (mesmo número de auditorias do ano anterior). Verificou-se que o número médio de não conformidades emitidas foi reduzido consideravelmente.

O Gráfico 15 apresenta a distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias em dutos terrestres, em 2016, relacionando suas respectivas classificações ao item do RTDT infringido<sup>7</sup>.

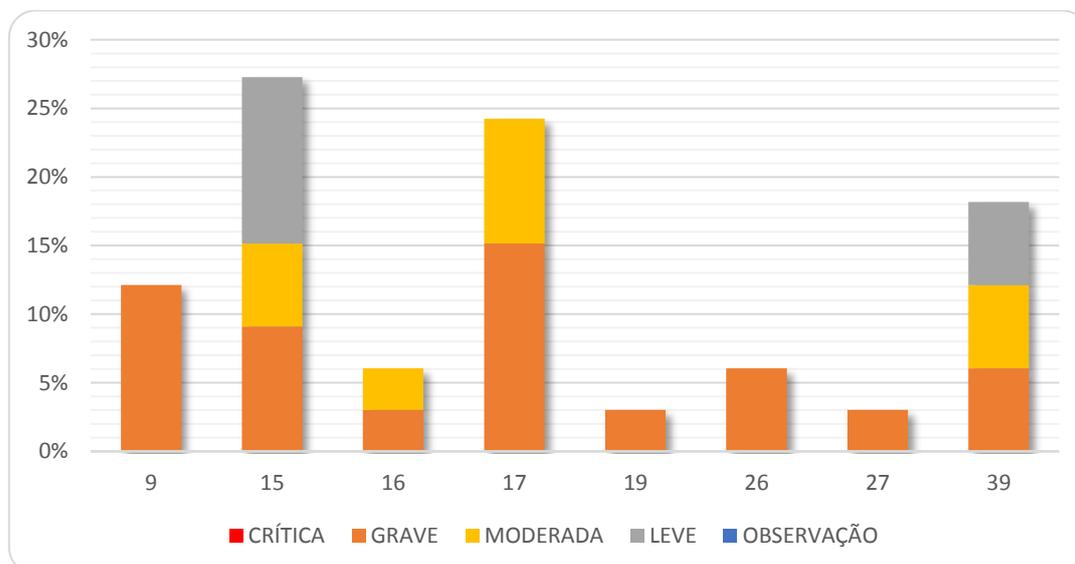


Gráfico 15. Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em dutos terrestres.

Os itens 15 (Operação), 17 (Manutenção), 39 (Processos básicos do PGI) e 9 (Avaliação de risco) apresentaram o maior número de não conformidades nas ações de fiscalização de 2016, correspondendo a 82% do total.

Em 2016 não foram apontadas não conformidades críticas, não havendo, portanto, aplicação de medida cautelar de interdição.

Os itens que apresentaram maior número de não conformidades graves, em 2016, foram os itens 17 (Manutenção), 9 (Avaliação de risco), 15 (Operação), 26 (Controle de corrosão externa) e 39 (Processos básicos do PGI), correspondendo a 84% do total emitido.

Destaca-se que grande quantidade das não conformidades evidenciadas estão relacionadas ao fato do agente regulado não ter implementado processo eficiente de monitoramento de detecção de vazamento. A principal justificativa apresentada pelo agente regulado está relacionada ao às grandes extensões dos dutos. No entanto, conforme determina o RTDT, o processo de monitoramento deve ser compatível com o nível de complexidade operacional, baseando-se no risco de vazamento e no tempo de resposta aos

<sup>7</sup>Os itens do RTDT são: 8-Documentação do Projeto, 9-Avaliação de risco, 11-Construção e montagem, 12-Documents "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.

eventos para cada trecho, mediante a utilização de equipamentos, sistemas ou procedimentos, não sendo aceitável que não haja processo para detenção de vazamento.

O segundo item, onde as não conformidades são mais frequentes está relacionado à degradação e falha em planos de manutenção dos dutos. Adicionalmente, há problemas recorrentes relacionado a implementação de recomendações de inspeções. Esses desvios indicam que, frequentemente, o duto opera até a sua falha, levando a vazamentos, que poderiam ser evitados caso fosse aplicado os requisitos do regulamento para gerenciar a integridade das instalações.

Outro item que merece destaque, é o controle de corrosão interna. Usualmente, é evidenciado que o Transportador não implementa os recursos, como por exemplo cupons e sondas, para realizar esse controle, apesar de ter determinado como deve ser realizada o controle de corrosão.

Adicionalmente, é encontrado problemas nas coletas de resíduos e fluídos, para determinação da corrosividade dos produtos transportados, os *pigs* de limpeza não são passados nas periodicidades determinadas, além de alguns dutos não possuir os dispositivos necessários para injeção de inibidores de corrosão ou injeção de outros produtos necessários, como biocidas.

O Gráfico 16 apresenta o histórico, a partir de 2013, da distribuição das não conformidades em dutos terrestres por classificação de gravidades e por item do RTDT.

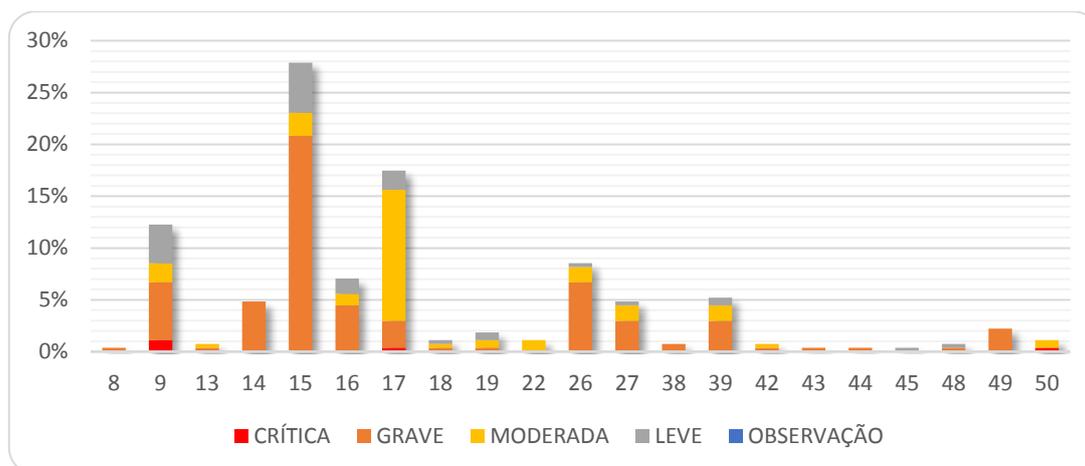


Gráfico 16. Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias de dutos terrestres desde o ano de 2013.

Com a inserção dos dados de 2016, houve pequena alteração na série histórica apresentada no Gráfico 33. Os itens que correspondem às maiores incidências de não conformidades continuam sendo 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 75% do total. O item 9 (Avaliação de risco) permanece sendo o item do RTDT com maior percentual de não conformidades críticas (58%), frente aos 21% apontados para os itens 17 (Manutenção) e 50 (Desativação temporária). Entre as não conformidades graves, o item 15 (Operação) possui a maior incidência, 37% do total. Outro item do RTDT que merece atenção, com relação às NCs graves, é o 26 (Controle de corrosão externa).

### 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, com prazo de 2 a 3 anos para adequação das instalações e posterior início das atividades de fiscalização.

Atualmente, há 202 campos terrestres enquadrados no RTSGI, ou seja, campos com produção superior a 15 m<sup>3</sup>/dia de óleo ou 2.000 m<sup>3</sup>/dia de gás natural que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido pela Resolução ANP nº 2/2010. Destes campos, 121 contam com instalações terrestres de produção, armazenamento ou transferência de petróleo e gás natural.

Em 2016, foram realizadas 13 atividades de auditoria em campos terrestres. Como resultado, foi identificado um total de 260 não conformidades.

O Gráfico 17 exibe a quantidade de auditorias em campos terrestres realizadas por ano, bem como a média de não conformidades emitidas nestas auditorias, desde o ano de 2012 (ano de início da vigência do RTSGI).

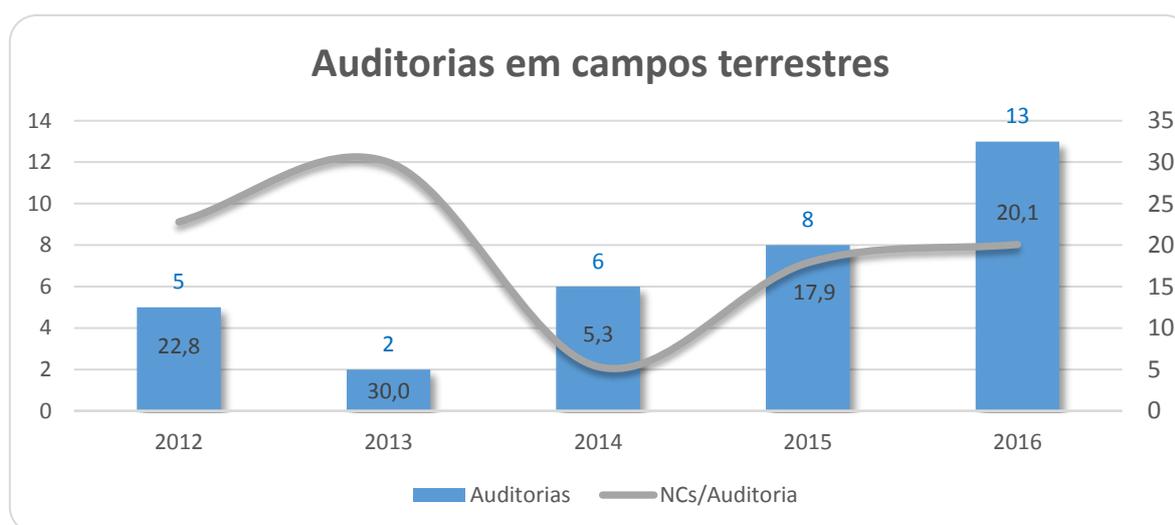


Gráfico 17 – Quantidade de auditorias realizadas em campos terrestres por ano e média de não conformidades por auditoria.

Conforme pode ser observado no Gráfico 17, a quantidade de auditorias em campos terrestres tem aumentado desde 2013, atingindo seu maior valor no ano de 2016, desde o início deste tipo de atividade. Esta tendência de aumento na quantidade de auditorias realizadas por ano evidencia a preocupação da ANP em ampliar a taxa de cobertura das instalações terrestres de desenvolvimento e produção.

Em relação à quantidade de não conformidades observadas por auditoria, pode-se constatar, no Gráfico 17, que há uma variação anual significativa. Isso pode ser explicado pelos seguintes fatores: (i) variação na escolha de operadores com diferentes qualificações/habilitações (Operadores A, B e C); ii) atividades de *follow up* com elevado

escopo de verificação de não conformidades anteriores; e iii) utilização de equipes de auditoria multidisciplinares, entre outros.

O Gráfico 18 apresenta a distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias em campos terrestres realizadas em 2016, por item do RTSGI<sup>8</sup>, do SGSO<sup>9</sup> e outros<sup>10</sup> considerando sua classificação de gravidade (crítica, grave, moderada, leve ou observação).

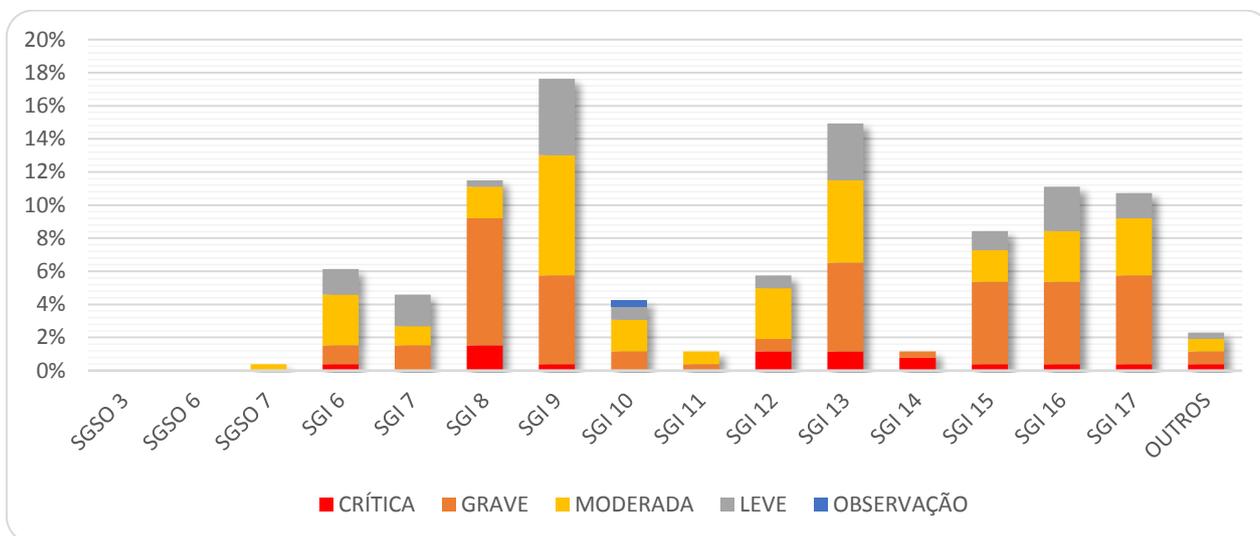


Gráfico 18 – Distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias realizadas em 2016 em campos terrestres.

Os itens normativos que percentualmente suscitaram mais não conformidades foram os de número 9 (Plano de Emergência), 13 (Construção e Montagem da Instalação), 8 (Identificação e Análise de Riscos), 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações), 17 (Operação e Processo) e 15 (Inspeção de Equipamentos e Tubulações) do RTSGI. Juntas, as não conformidades relativas a estas práticas de gestão respondem por cerca de 75% das não conformidades apontadas em 2016. Os capítulos 9 e 13 do RTSGI somaram 42% do total das não conformidades encontradas, enquanto os demais (8, 16, 17 e 15) somaram 33%.

O Gráfico 19 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.

8 Os itens do RTSGI 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.

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

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

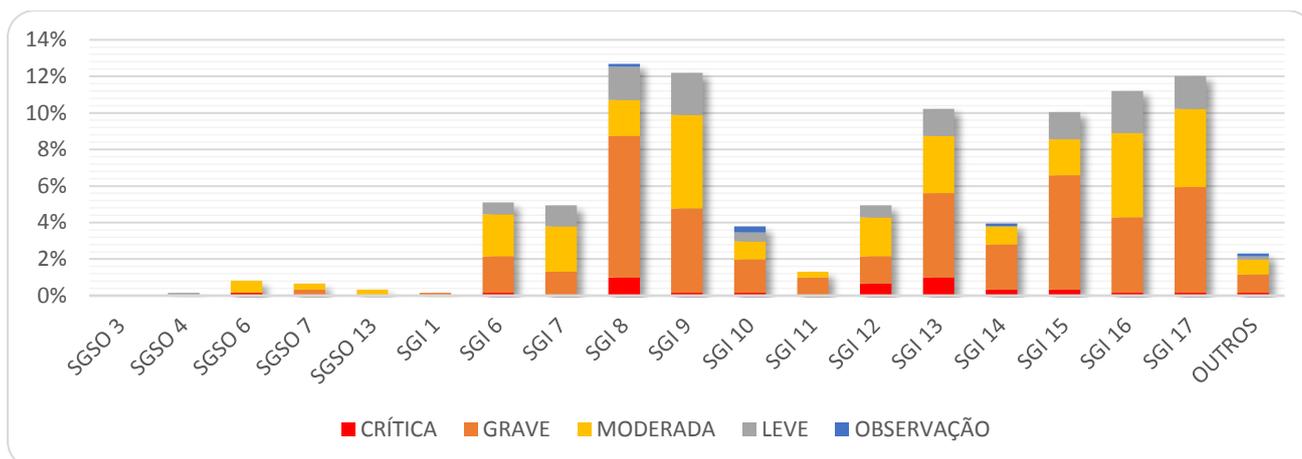


Gráfico 19 – Distribuição histórica das não conformidades apontadas em auditorias em campos terrestres desde o ano de 2013.

O Gráfico 19 verifica-se os itens do RTSGI com o maior percentual de não conformidades que são os de número 8 (Identificação e Análise de Riscos), 9 (Plano de Emergência), 17 (Operação e Processo), 16 (Manutenção de Equipamentos e Tubulações) 13 (Construção e Montagem da Instalação) e 15 (Inspeção de Equipamentos e Tubulações) do RTSGI. Juntas, as não conformidades relativas a estas práticas de gestão respondem por cerca de 75% das não conformidades apontadas em auditorias de campos terrestres.

Observa-se que ocorreram pequenas modificações na série histórica, após a inserção dos dados referentes ao ano de 2016. A prática de análise de riscos apresentou ligeira redução relativa de não conformidades, comparativamente aos resultados históricos até 2015, enquanto as não conformidades em plano de emergência tiveram leve acréscimo.

O capítulo referente à construção e montagem, que antes não figurava entre os itens que apresentavam maior número de não conformidades, apresentou em 2016 crescimento de 7% para 11%. Tais alterações se devem principalmente às não conformidades relacionadas ao capítulo 13 e incluem construção de bacias de contenção, sistemas de drenagem e áreas de carregamento e descarregamento de caminhões.

Quanto à classificação das não conformidades, os itens 13 (Construção e Montagem da Instalação) e 8 (Identificação e Análise de Riscos) continuam sendo os de maior índice de não conformidade críticas, sendo responsáveis por 44% das interdições em campos terrestres.

### 3.4. Desvios Recorrentes em Auditorias de Segurança Operacional

Durante as auditorias de verificação da conformidade com a regulamentação técnica da ANP, alguns desvios se destacam devido sua recorrência, identificadas em várias auditorias, por diferentes equipes de auditores e em diferentes instalações.

O objetivo desta sessão é que o mercado regulado tenha conhecimento da visão do regulador sobre as situações que merecem ações para a melhoria contínua do sistema de gestão dos Operadores, através da investigação dos fatores causais que permitiram a ocorrência das falhas em questão.

### **3.4.1. Planejamento da Emergência**

---

As não conformidades de maior gravidade e de maior frequência em campos terrestres observadas durante o ano de 2016, apontavam para a insuficiência do planejamento de recursos para a resposta a emergências.

Em alguns casos, os desvios foram resultado da ausência da previsão que determinados cenários acidentais, ou alguns de seus desdobramentos, pudessem ocorrer ou que demandassem algum recurso específico.

Também foi identificado um número significativo de não conformidades relacionadas a resposta à emergência com foco na gestão da informação sobre os recursos, apontando falhas na documentação e/ou na ausência dos recursos previstos no plano de emergência.

Por fim, merece destaque, em termos de gravidade, as falhas na realização de treinamentos para a resposta a emergência, embora o número de não conformidades tenha sido menor.

### **3.4.2. Gerenciamento do Risco**

---

As falhas na elaboração de estudos de riscos ou na garantia da implementação das recomendações e salvaguardas identificadas para a mitigação dos cenários de risco tem se configurado em desvios recorrentes encontrados nas auditorias.

Os problemas encontrados são relacionados a riscos não identificados ou subavaliados e na ausência da identificação de elementos críticos de segurança operacional.

Foi observado que muitos dos estudos são coerentes, porém muitas das não conformidades apontaram para a falta de implementação de recomendações desses estudos de risco, na adoção parcial ou de medida alternativa à apontada no estudo sem que uma justificativa técnica fosse considerada. É bastante comum observar que a gestão praticada pelas empresas considerava prazos longos para a adoção/implementação dessas recomendações. Neste contexto, os riscos das instalações podem não estar plenamente identificados ou quando identificados não contam com o devido suporte gerencial para seu pleno controle.

Adicionalmente, observou-se elevado número de não conformidades relacionadas à ausência do processo de gestão de mudanças, ou falha nas avaliações prévias e nas medidas de controle de risco para a realização destas alterações. Foram verificadas em diversas situações que as mudanças foram submetidas a um procedimento formal de gestão, porém houve supressão de uma análise de riscos adequada à alteração proposta.

Ressalta-se que também foi evidenciado em diversas auditorias a recorrente utilização de medidas alternativas de controle para a não observância de requisitos estabelecidos, sendo que a frequência de tais ocorrências deveria estar no âmbito das exceções. O descumprimento de regras e procedimentos estabelecidos é geralmente suportado pelo registro de um gerenciamento de mudanças que muitas vezes apenas formaliza o descumprimento, mas não contribui ou fundamenta o gerenciamento dos riscos. A observação da adoção destas práticas, deve levar as operadoras a reflexão sobre a evolução da cultura de segurança e de critérios fundamentais considerados como premissas

de um bom gerenciamento de segurança operacional, tais como: seguir os procedimentos estabelecidos, observar normas, planos de inspeção, manutenção e teste, dentre outros.

Neste contexto, os resultados das auditorias demonstram a necessidade de atenção por parte dos operadores para falhas rotineiras na identificação e na garantia da disponibilidade de salvaguardas preventivas e mitigadoras (Sistemas e Procedimentos críticos de Segurança Operacional) ou pelo uso de medidas que fogem do caminho que leva às melhores práticas, apesar de abundante demonstração de registros da aplicação de medidas alternativas.

### **3.4.3. Manutenção da Integridade**

---

Um dos principais desvios evidenciados pelas auditorias da ANP, está relacionado a questões envolvendo falhas no adequado planejamento para a garantia da integridade das instalações.

Diversas não conformidades críticas observadas nas auditorias estavam relacionadas à degradação e falha nos planos de manutenção de elementos críticos de segurança operacional, sem estabelecimento das devidas medidas contingenciais. Em alguns casos isolados foi constatada a ausência completa de planos de manutenção para equipamentos e sistemas específicos

Tais desvios indicam que elementos críticos de segurança operacional tiveram sua manutenção postergada, mesmo quando ações para correção ou contingenciamentos alternativos poderiam ter sido providos pelos operadores. Por vezes, as ações reparadoras acabaram sendo tomadas durante as auditorias, após a constatação do problema pela equipe de auditoria da ANP.

Outra informação relevante foi a observação de que as falhas na gestão da integridade evidenciadas pela ANP não se restringem apenas às instalações no final de sua vida útil, sendo também observada em instalações mais novas. As estatísticas demonstram que, todas as não conformidades graves relacionadas à integridade de equipamentos e sistemas foram evidenciadas em plataformas de produção, com menos de 10 anos de operação, sendo que 25% destas tinham menos de 5 anos de operação.

### **3.4.4. Definição de responsabilidades e gestão de contratadas**

---

Devido à complexidade das operações de Exploração e Produção, é comum o envolvimento e diversas empresas, equipamento e de pessoas com cultura, formação e perfis técnicos distintos. Neste contexto, tem sido recorrente em auditorias da ANP a observância da ausência no delineamento claro e objetivo de responsabilidades entre as empresas, principalmente no que tange ações de resposta a emergência e requisitos de qualificação de pessoas.

Cabe ressaltar que o regramento praticado para o gerenciamento de segurança operacional da ANP não estabelece diferença entre empregados próprios ou terceiros, preocupando-se basicamente que os Operadores garantam que um integrante da força de trabalho, independentemente da sua vinculação, tenha a devida capacitação para realizar sua atividade sob sua responsabilidade.

Vale ressaltar que, nas operações em poços críticos, com possibilidade de presença de elevados teores de H<sub>2</sub>S ou CO<sub>2</sub>, é fundamental a definição de responsabilidades, pois a sua ausência pode agregar riscos preocupantes do ponto de vista de segurança. Portanto, o Operador do contrato, responsável pela análise de riscos do projeto do poço e pelo planejamento dos cenários emergenciais ocasionados pelas peculiaridades do poço, deve prover o treinamento adicional para o pessoal de bordo. Entretanto, foi evidenciado pela ANP que em diversas ocasiões os procedimentos estabelecidos pela empresa de consultoria não estavam bem coordenados ao plano de emergência do Operador da sonda, que não tem autoridade sobre a consultoria ou os demais contratados do Operador do contrato.

As não conformidades levantadas também evidenciam a falta de integração das empresas envolvidas nas atividades realizadas com pessoal e equipamentos específicos, tais como o *Managed Pressure Drilling* – MPD e a cimentação e monitoramento de poço.

Outros desvios recorrentes encontrados estão relacionados à falha na identificação de Elementos Críticos, em qualificação de pessoal, na integração dos times das operadoras de contrato com os operadores da instalação, sobretudo no planejamento e na identificação dos controles de riscos das atividades.

Dessa forma, os Operadores de contrato devem trabalhar de forma mais integrada e efetiva junto às diversas empresas envolvidas nas atividades de perfuração e intervenção em poço, objetivando o controle efetivo dos riscos operacionais.

### **3.5. 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 de campo das Operações Ouro Negro cobrem instalações marítimas de produção e perfuração que são eleitas com base em denúncias e informações estratégicas de cada órgão participante. No ano de 2016 foram objeto desta operação cinco unidades de produção.

Nos últimos anos, 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 ampliando a promoção de ações corretivas e preventivas, impulsionando a indústria para a adoção de operações mais seguras.

Vale destacar, que muitas das informações trocadas entre os membros da Ouro Negro são provenientes do aprimoramento da comunicação da ANP com a força de trabalho de instalações de perfuração e produção, obtida através de Ofício Circular, a Agência notificou os Operadores de Instalação a afixar cartazes do canal de relacionamento da Agência (CRC – Centro de Relações com o Consumidor)<sup>11</sup> em todas as unidades de produção e perfuração, bem como bases de apoio, operada ou contratada pelos diferentes Operadores de Contrato.

---

<sup>11</sup> Disponível em <http://www.anp.gov.br/?id=2931>.

### 3.6. 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).

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 20 abaixo apresenta a quantidade de perícias realizadas desde 2010<sup>12</sup>.

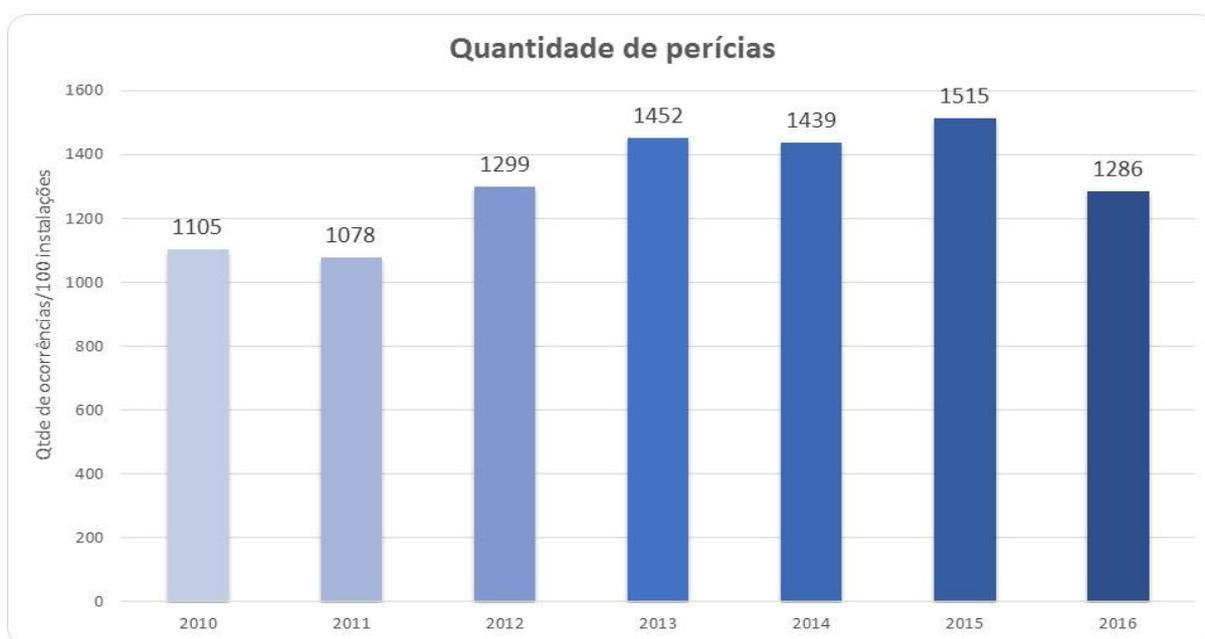


Gráfico 20 - Quantidade de perícias realizadas anualmente em plataformas desde 2010

Em 2016, a meta definida foi de 960 perícias, tendo a quantidade de perícias realizadas excedido a meta em mais de 50%.

<sup>12</sup> Fonte: SISGEVI/DPC.

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

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 recebidos desde o 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. Devido à identificação de oportunidade de melhoria nas comunicações de incidentes, foi elaborada em 2016 a revisão 3 do Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção.

O Gráfico 21 abaixo mostra a evolução da quantidade de comunicados de incidentes recebidos pela ANP relativos a instalações de exploração e produção, de 2012 até 2016.

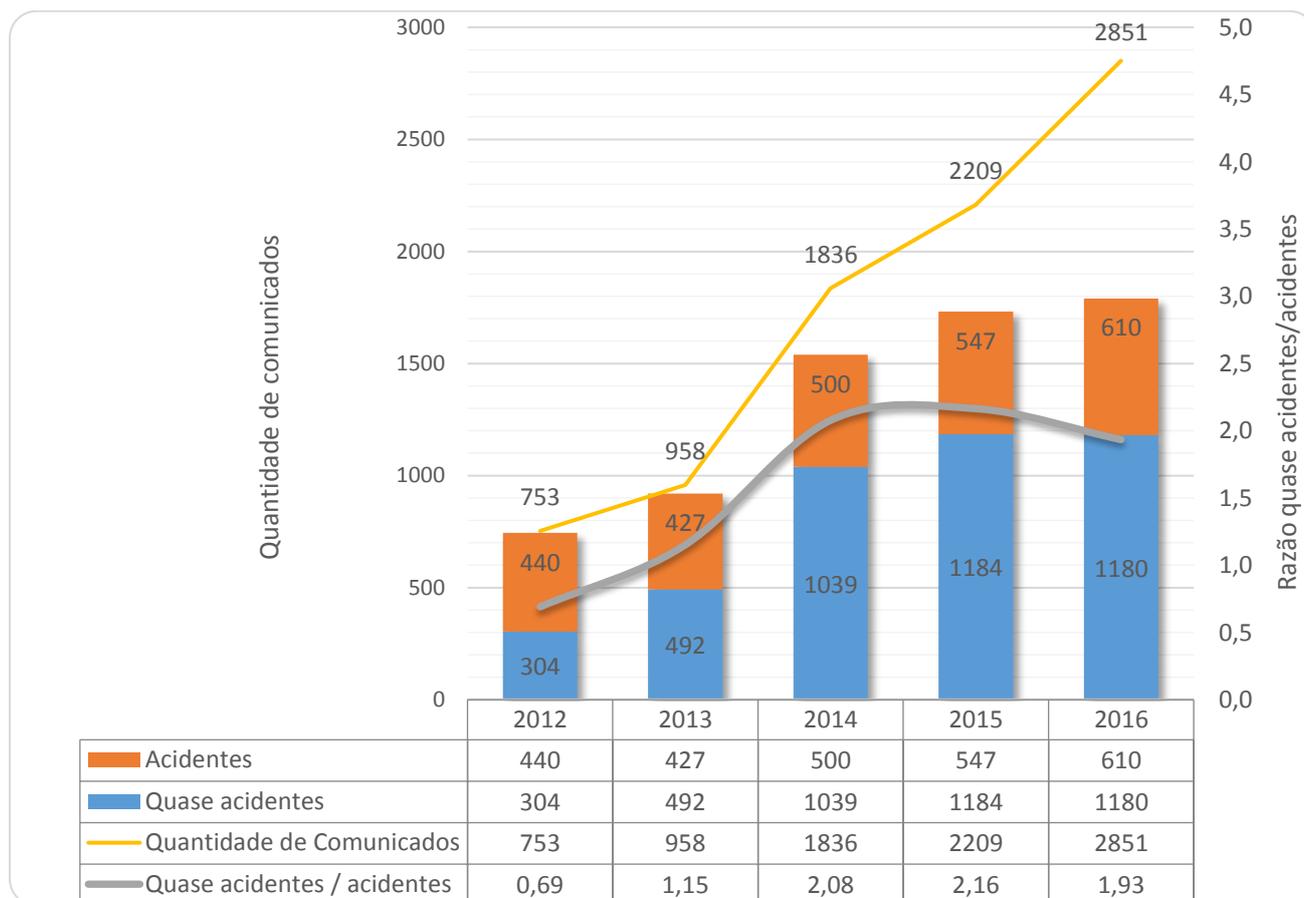


Gráfico 21 – Evolução da quantidade de comunicados de incidentes desde 2012

Os comunicados podem ser classificados como: (i) acidentes; (ii) ou quase acidentes<sup>13</sup>. Os eventos que eram considerados comunicáveis pela revisão anterior do Manual de Comunicação de Incidentes, mas que foram retirados na revisão atual do manual, não são exibidos em nenhuma destas duas categorias, sendo os responsáveis pela diferença entre a quantidade total de comunicados e a soma dos comunicados relativos a quase acidentes e acidentes.

Como é possível observar no Gráfico 21, em 2012 foram comunicados mais eventos relativos a acidentes do que relativos a quase acidentes, numa proporção de 0,69 quase acidente para cada acidente comunicado.

A proporção entre quase acidentes e acidentes comunicados aumentou ano após ano, tendo atingido em 2016 a um valor próximo a dois quase acidentes para cada acidente comunicado. 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 para se tornarem eventos de dano (acidentes) em caso de falha em uma ou mais barreiras de segurança. Dessa maneira, espera-se que em um mesmo período ocorram mais quase acidentes do que acidentes.

Nesta seção são exibidos os principais dados referentes aos incidentes ocorridos em instalações de exploração e produção, na forma de taxas que correspondem à quantidade de ocorrências dividida por grandeza representativa do nível de atividades da indústria que pode ser relacionada àquele tipo de incidente.

Escolheu-se exibir os incidentes na forma de taxas, em vez de exibir suas quantidades absolutas, pois essa forma de análise 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. Isto permite realizar comparações com *benchmarks* internacionais, relativos a países com níveis de atividades significativamente diferentes do cenário brasileiro.

Os *benchmarks* de taxas de incidentes utilizados deste relatório foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum*)<sup>14</sup> em seu “Projeto de Medição de Desempenho”, referentes ao Reino Unido, Estados Unidos, Austrália e Noruega, para os anos de 2012 a 2015<sup>15</sup>.

A Tabela 5 abaixo apresenta os tipos de incidentes que foram analisados, bem como a grandeza representativa do nível de atividades que é utilizada a normalização dos dados.

---

13 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

14 O IRF, do qual o Brasil é participante, consiste em um fórum internacional de órgãos reguladores das atividades de petróleo offshore.

15 Os valores referentes a 2016 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

Tabela 5 – 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	
Perda de contenção significativa de gás inflamável	Produção de gás em milhão de barris de óleo equivalentes
Perda de contenção 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, para o período de 2012 a 2016. Os valores de referência 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 2015.

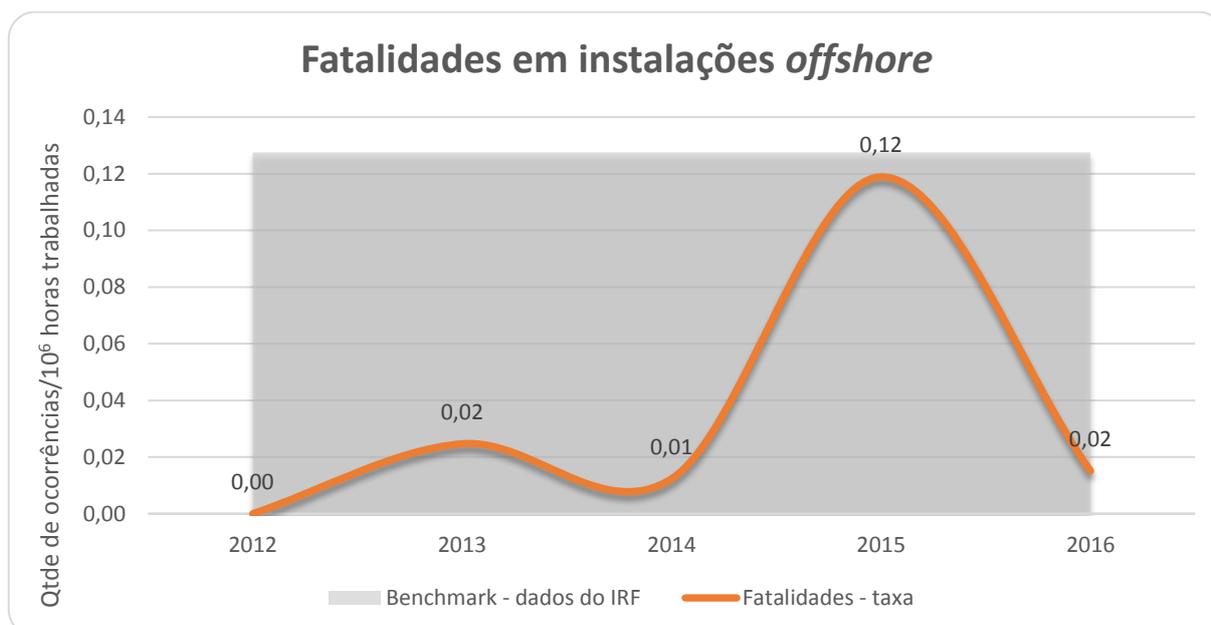


Gráfico 22 – Taxas de fatalidades em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

O Gráfico 22 apresenta a variação nas taxas de fatalidades<sup>16</sup> em instalações de exploração e produção, de 2012 a 2016. No período analisado, as taxas se encontram dentro da faixa de referência, tendo apresentado um aumento súbito em 2015.

<sup>16</sup> 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.

No ano de 2015, a taxa de fatalidades se aproximou do nível superior de controle, devido a um único evento (FPSO Cidade de São Mateus) que ocasionou todas as 9 fatalidades ocorridas no ano.

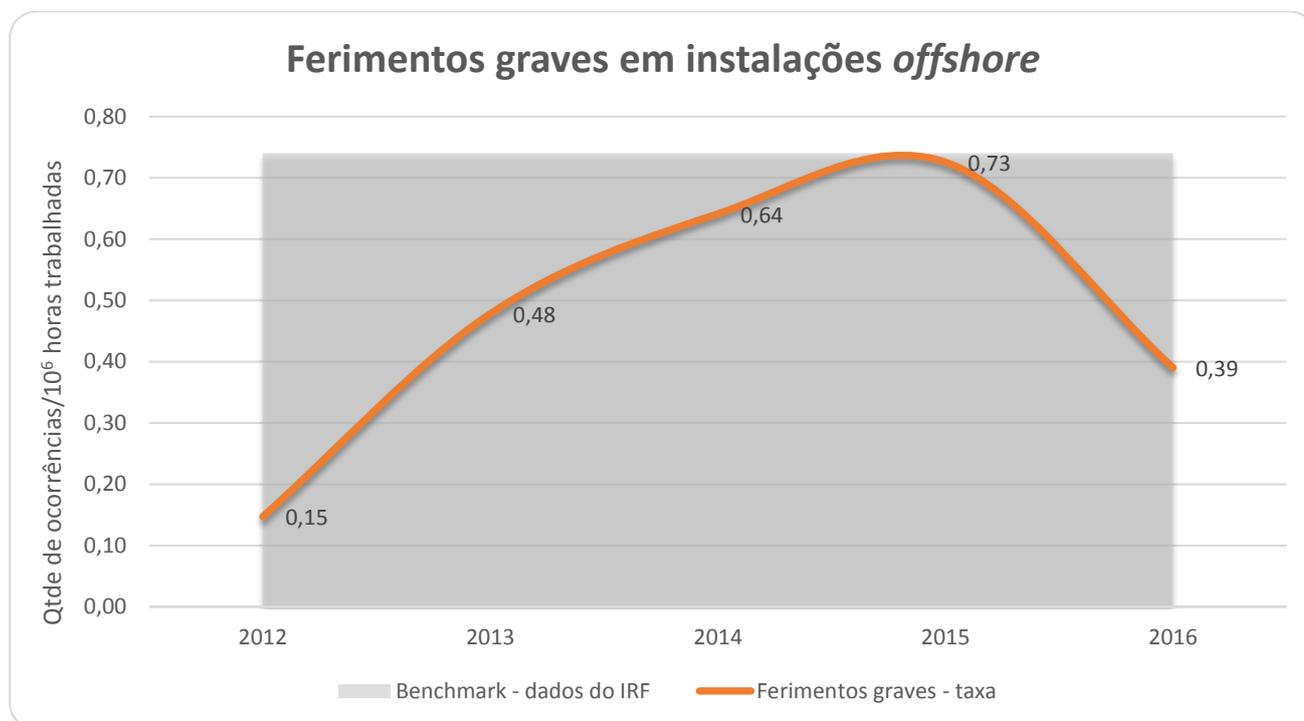


Gráfico 23 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

O Gráfico 23 mostra a variação nas taxas de ferimentos graves<sup>16</sup> em instalações de exploração e produção. Tais taxas apresentaram aumento de 2012 a 2015, chegando ao valor do limite da referência. Em 2016, a taxa diminuiu sensivelmente, atingindo o segundo menor valor do período.

<sup>16</sup> 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.

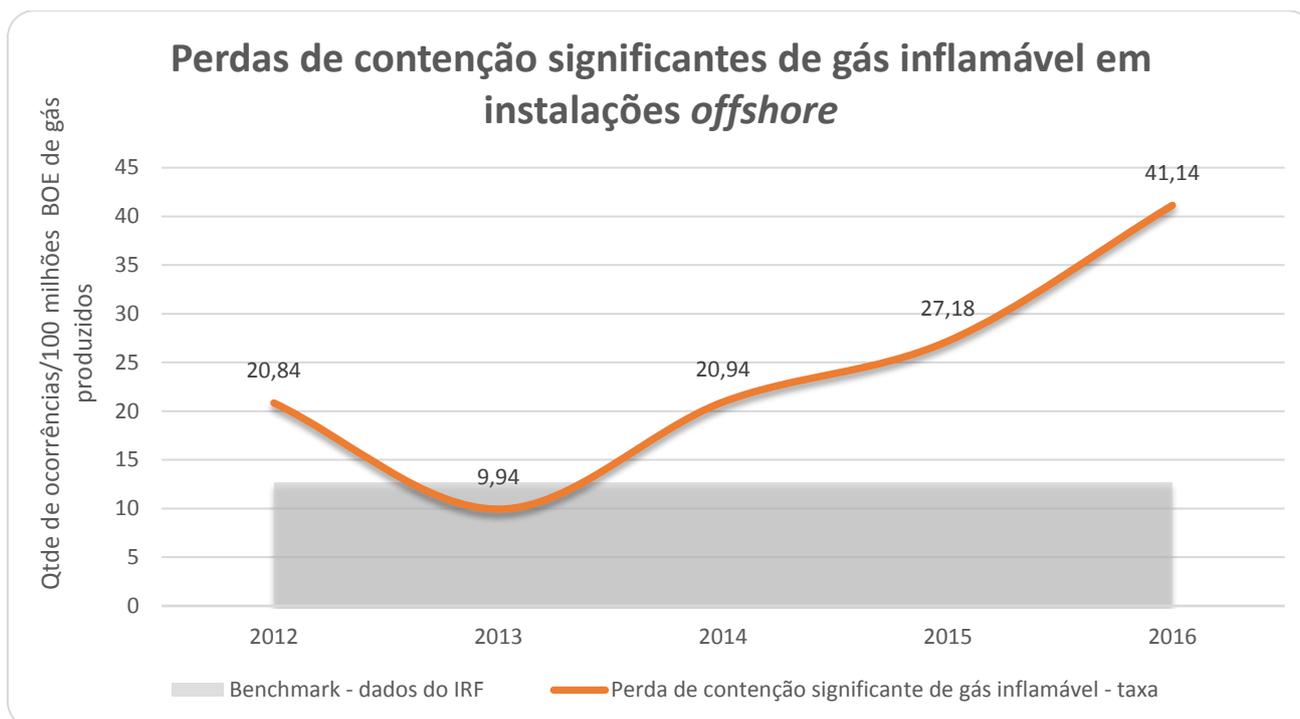


Gráfico 24 – Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

O Gráfico 24 ilustra as taxas de perda de contenção significativa<sup>17</sup> de gás inflamável nas instalações analisadas. Em todos os anos do período analisado exceto em 2013 a taxa apresentou valor acima do *benchmark* utilizado, tendo apresentado crescimento desde este ano.

As taxas de perdas de contenção maiores de gás inflamável são mostradas no Gráfico 25 abaixo. As respectivas taxas apresentaram aumento de 2012 a 2015. Em 2016, houve sensível redução da taxa de perdas de contenção maiores de gás inflamável, apesar de não ter sido suficiente para reduzir o valor a um patamar localizado dentro da faixa de *benchmark*.

<sup>17</sup> Perda de contenção significativa de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições:

- a) Taxa de liberação entre 0,1 kg.s-1 e 1 kg.s-1, com duração entre 2 e 5 minutos;
- b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com liberação de uma massa total entre 1 e 300 kg durante todo o evento.

Perda de contenção maior de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições:

- a) Taxa de liberação maior que 1 kg.s-1 com duração superior a 5 minutos; e/ou
- b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com a liberação de uma massa total maior do que 300 kg durante todo o evento.

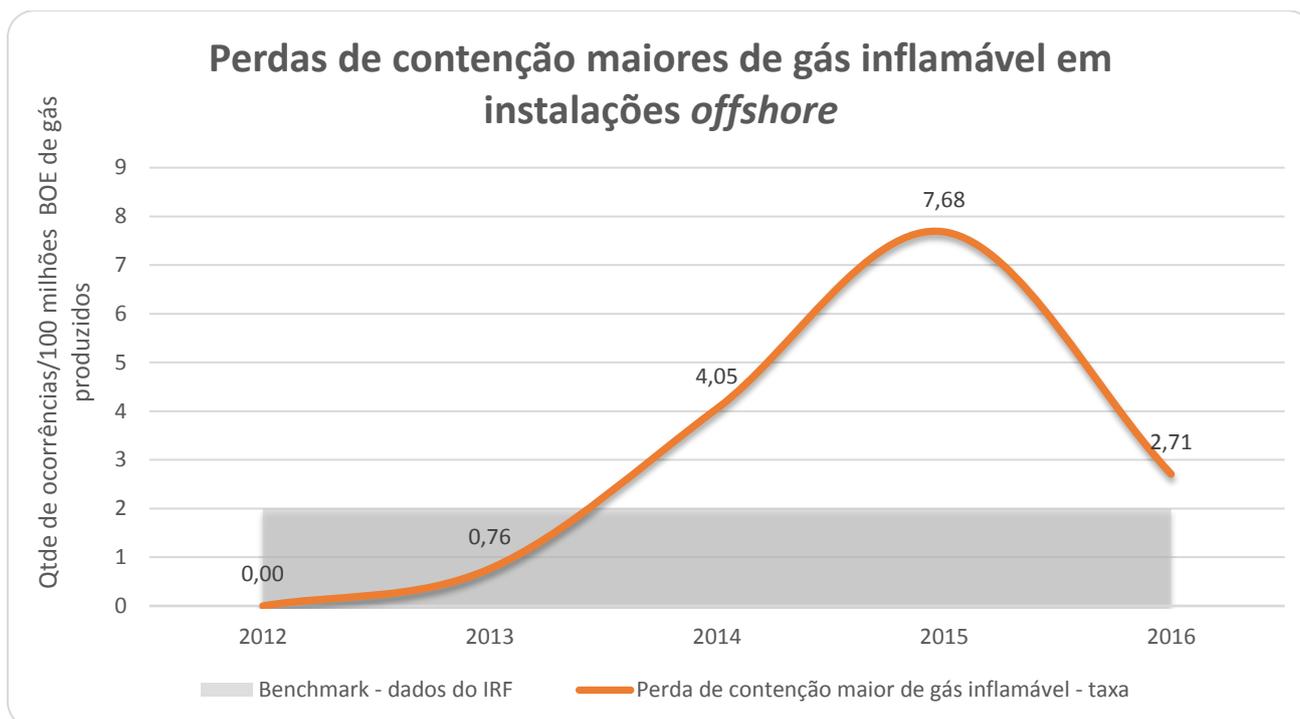


Gráfico 25 – Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

Como pode ser concluído, ao se comparar os gráficos correspondentes, as taxas de perdas de contenção significativa 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 ocorrência em menor frequência de eventos com maior gravidade pode ser observada também nos valores de referência: a quantidade de eventos de perda de contenção significativa é em média correspondente ao quádruplo da quantidade de eventos de perda de contenção maior.

Os eventos de abalroamento também estão alinhados a esta tendência. Enquanto há eventos de abalroamento significativo<sup>18</sup> comunicados, não há registros de abalroamentos maiores em instalações de exploração e produção atuando no Brasil. O Gráfico 26 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de Exploração e Produção.

<sup>18</sup> 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.

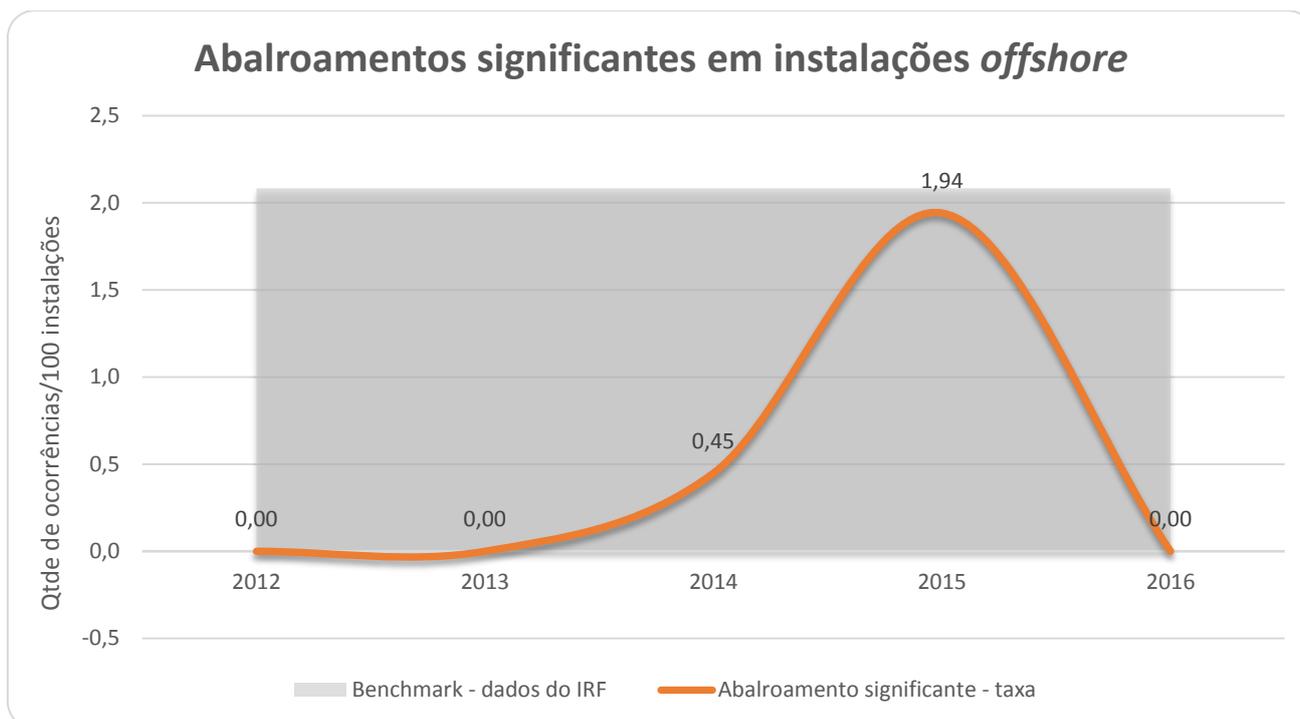


Gráfico 26 – Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

Conforme pode ser observado no gráfico acima, no período analisado os abalroamentos significantes se mantiveram dentro dos valores de *benchmark*. Destaca-se que não houve ocorrências reportadas deste tipo de incidente nos anos de 2012, 2013 e 2016.

A seguir, serão avaliados os eventos de incêndio. Além dos eventos de incêndio significativo e incêndio maior, os quais são monitorados pelo IRF, também serão apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio<sup>19</sup>, tipo de incidente não reportado pelos demais países.

O Gráfico 27 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, aumentando de forma praticamente linear desde então, apresentando um aumento de cerca de 30% no último ano avaliado.

<sup>19</sup> 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.

### Princípios de incêndio em instalações offshore

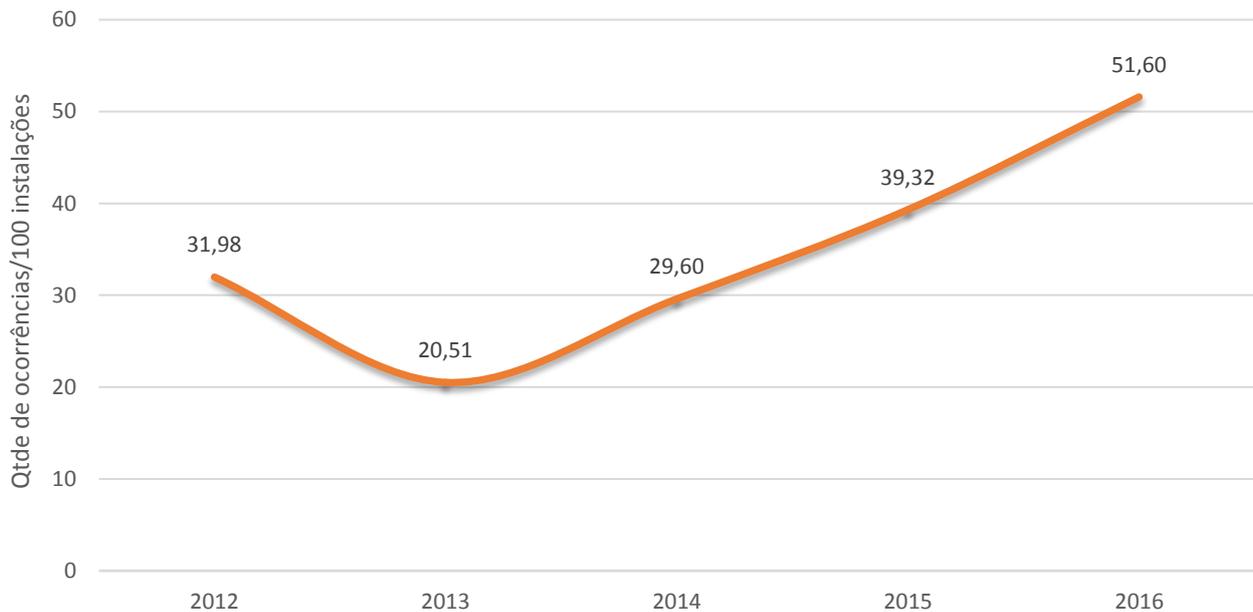


Gráfico 27 – Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

As taxas de incêndios significantes, apresentadas no Gráfico 28, oscilaram entre atingir o valor máximo no ano de 2014 e atingir valor nulo nos anos de 2012 e 2015. As taxas encontradas se encontram dentro da faixa de referência em todo o período analisado.

### Incêndios significantes em instalações offshore

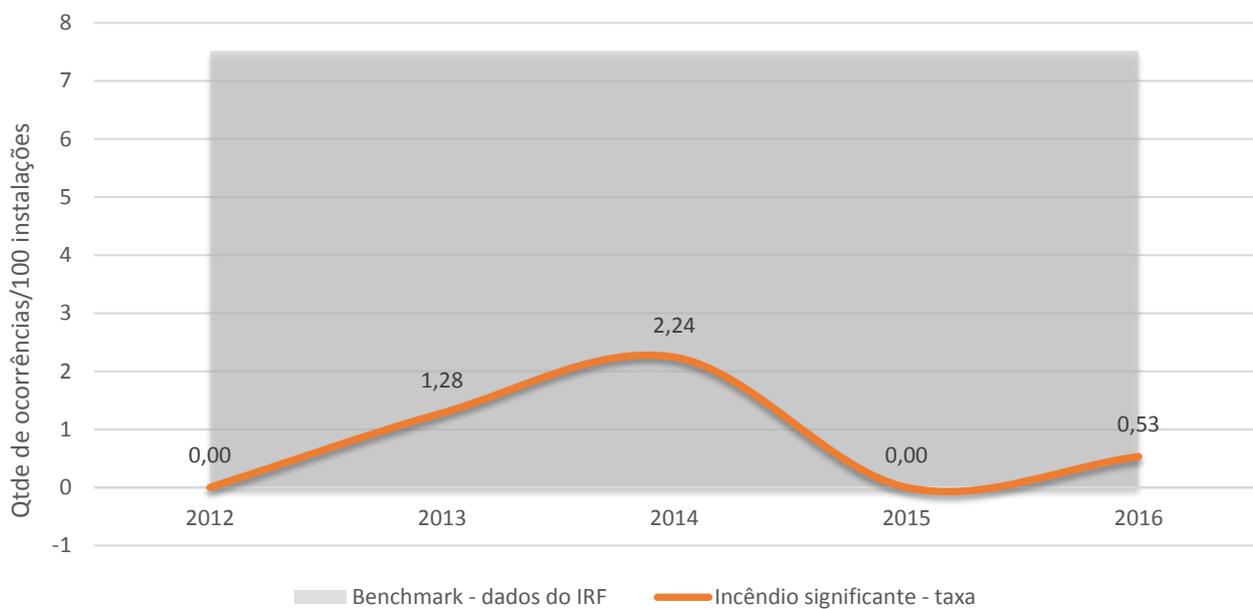


Gráfico 28 – Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

Como pode ser observado no Gráfico 29, o único ano ocorrências de incêndios maiores foi o ano de 2013. É importante ressaltar que, neste ano, houve uma única ocorrência evento de incêndio maior (incêndio na plataforma P-20). Logo, 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.

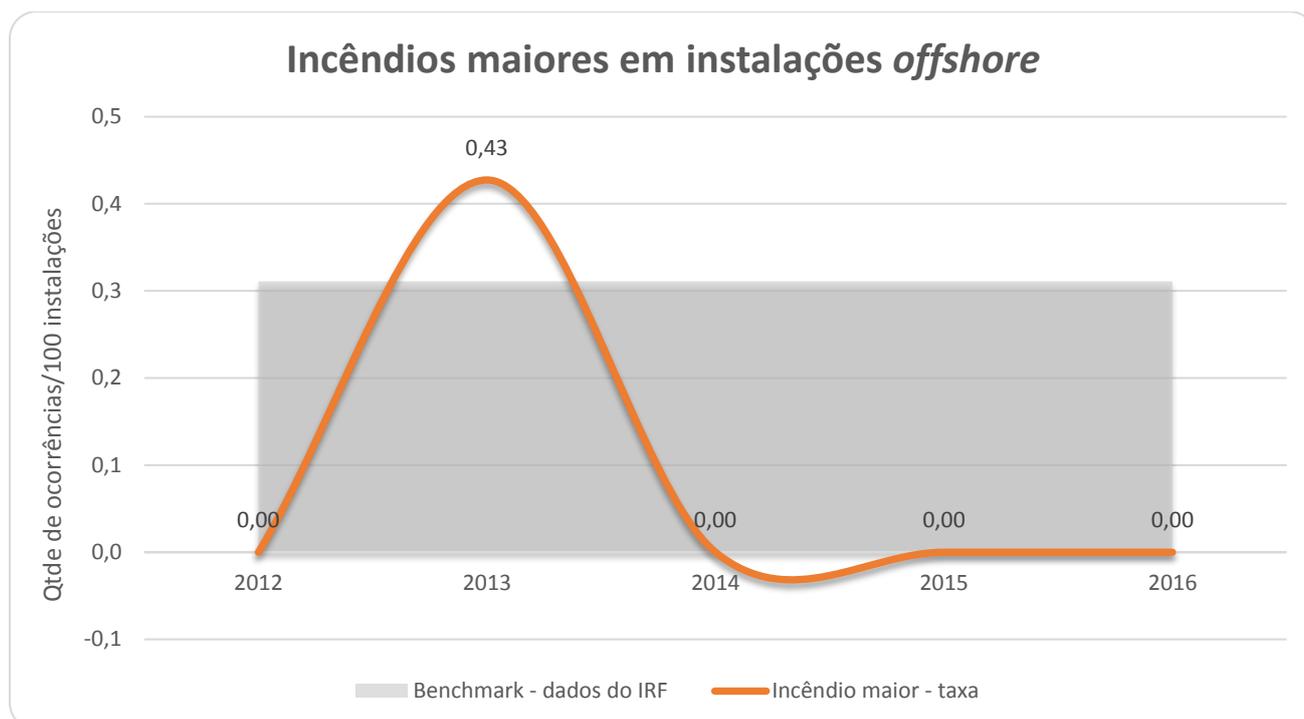


Gráfico 29 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2016

## 4.1. Plataformas marítimas de produção

A seguir são apresentados os tipos de incidentes mais recorrentes em plataformas de produção. De forma semelhante à utilizada para 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, que pode ser considerada uma medida direta da exposição humana ao risco e da complexidade das atividades realizadas pela indústria.

O Gráfico 30 a seguir mostra a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

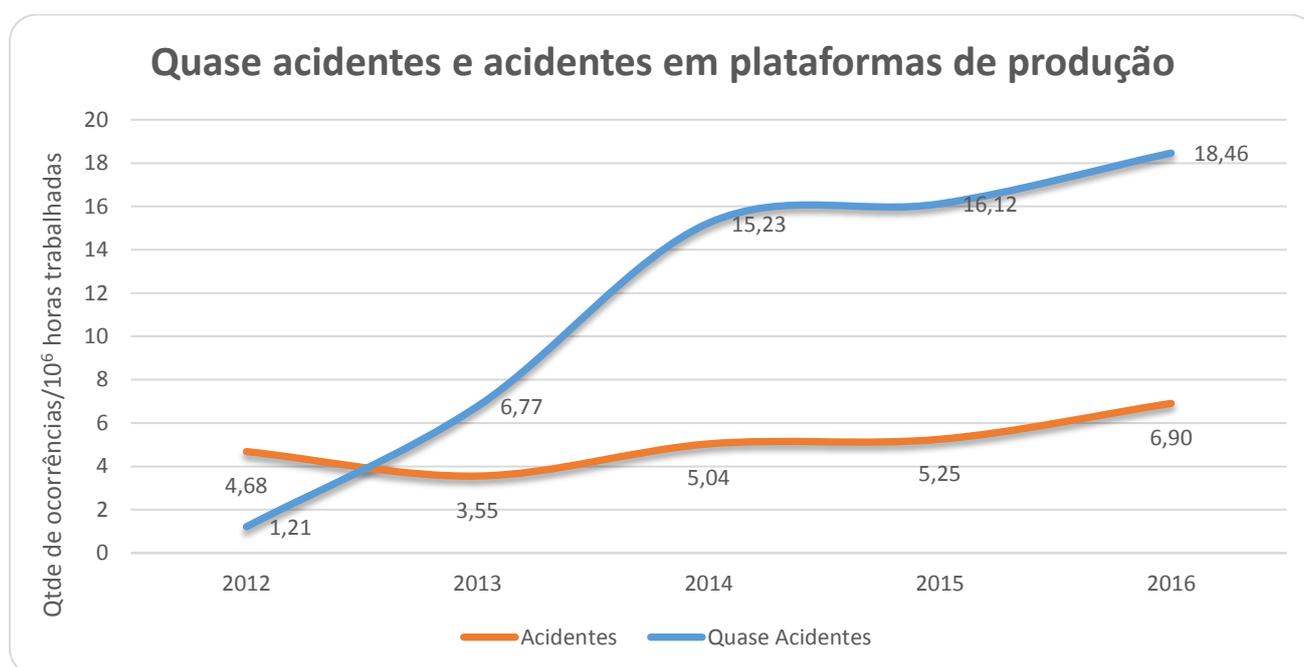


Gráfico 30 – Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

Como pode ser observado no gráfico acima, as taxas relativas aos acidentes apresentaram um aumento moderado no período analisado, enquanto as taxas relativas aos quase acidentes aumentaram em maior proporção de 2012 a 2014, apresentando tendência a estabilização desde então.

O aumento acentuado nas taxas relativas aos quase acidentes não deve ser interpretado como um aumento na ocorrência de quase acidentes, e sim da notificação dos mesmos, conforme mencionado anteriormente.

Para as plataformas marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) paradas emergenciais de plantas de processo (*Emergency Shutdowns* – ESD); (ii) quase acidentes de alto potencial; (iii) quedas de objetos; (iv) perdas de contenção primária; (v) falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança operacional; e (v) constatação de mancha de origem indeterminada.

### Paradas emergenciais em plataformas de produção

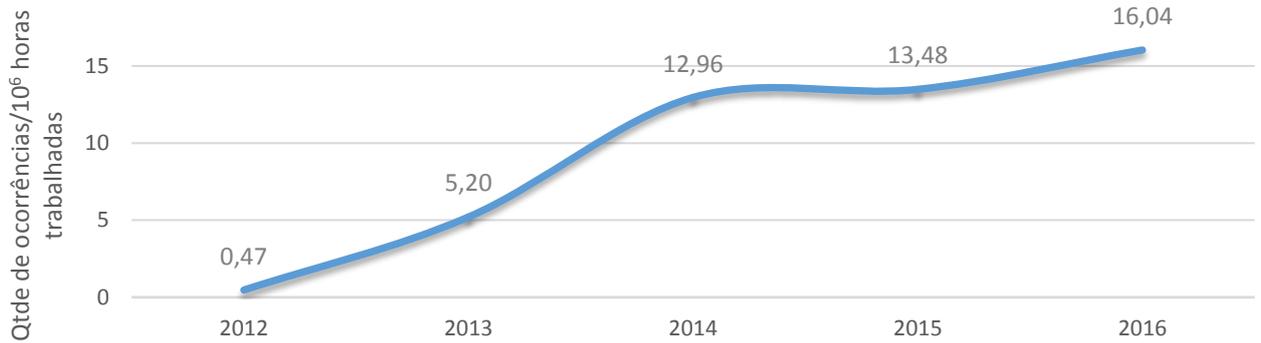


Gráfico 31 – Taxas de paradas emergenciais por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

### 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 2016

### Quedas de objetos em plataformas de produção

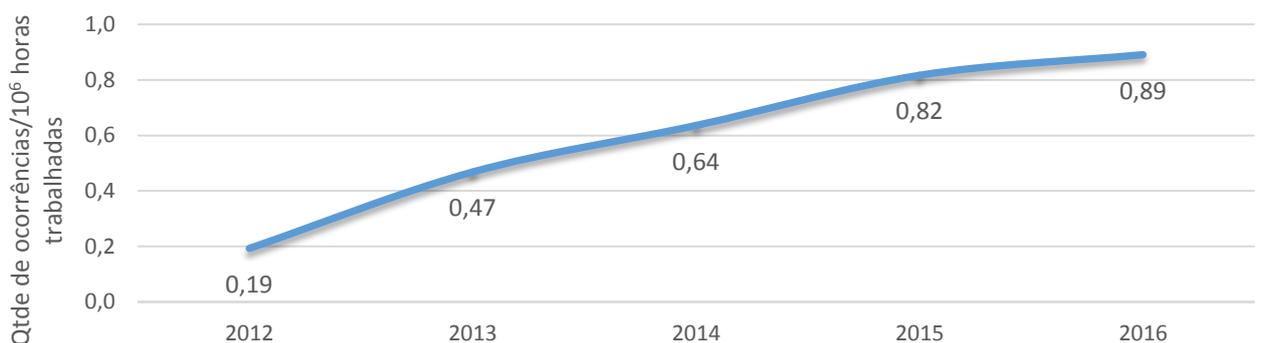


Gráfico 33 – Taxas de quedas de objetos por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

### Perdas de contenção primária em plataformas de produção

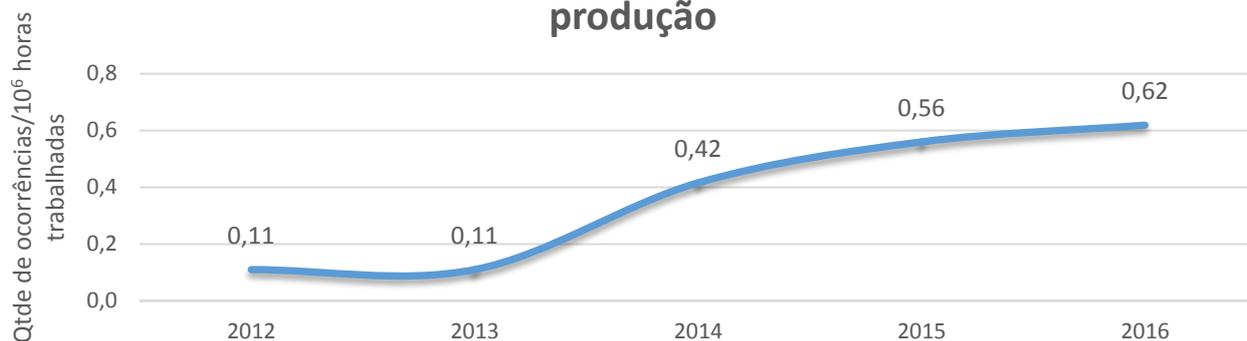


Gráfico 34 – Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

### Falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança operacional em plataformas de produção



Gráfico 35 – Taxas de falha na demanda total ou parcial de sistema crítico de segurança por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

### Constatação de mancha de origem indeterminada em plataformas de produção

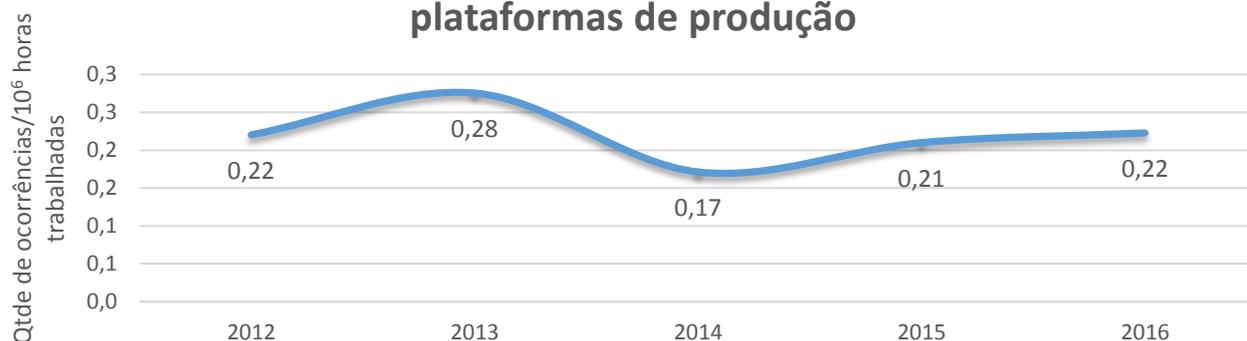


Gráfico 36 – Taxas de constatação de mancha de origem indeterminada por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

Analisando-se os gráficos apresentados, pode-se concluir que as taxas de quase acidentes em plataformas de produção, de maneira geral, atualmente apresentam tendência de estabilização, após apresentarem aumentos no início do período de comunicação. No

entanto, conforme mencionado anteriormente, esse crescimento inicial 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.

Para as plataformas marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) descargas; (ii) princípios de incêndio; (iii) vazamentos de gás inflamável; e (iv) paradas não programadas.

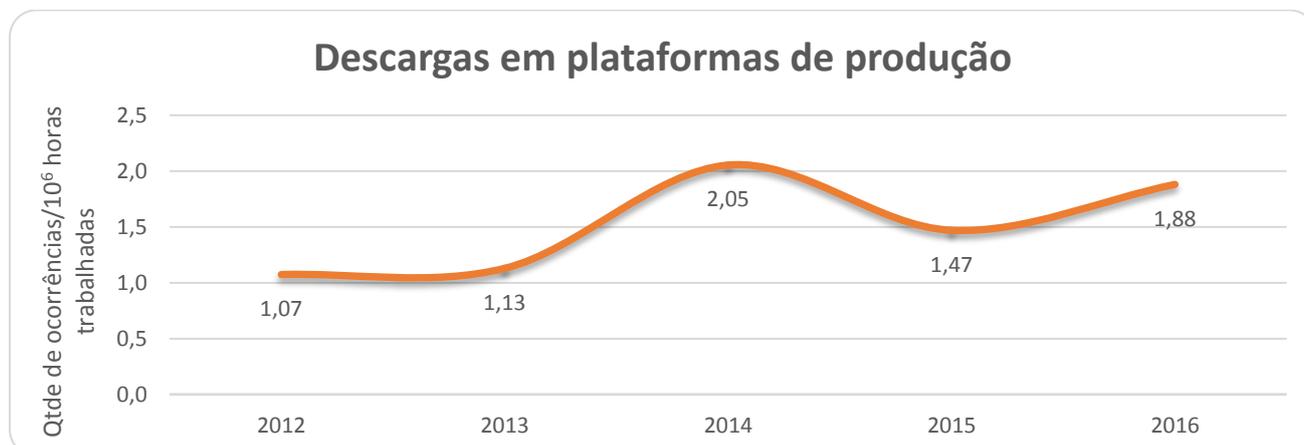


Gráfico 37 – Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

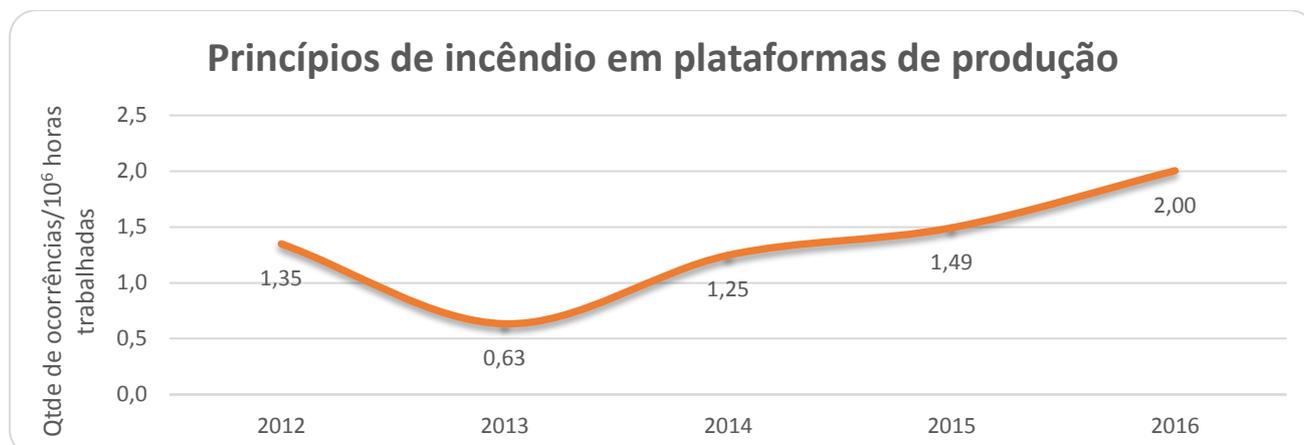


Gráfico 38 – Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

### Perda de contenção de gás inflamável em plataformas de produção

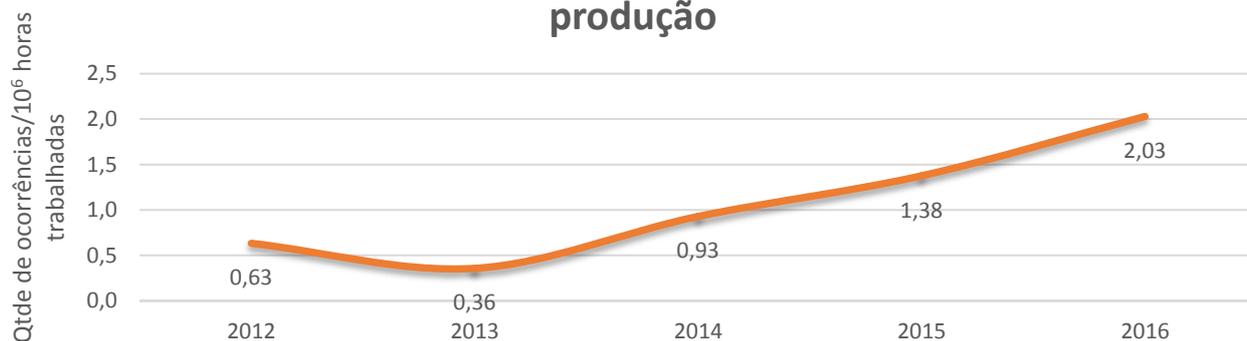


Gráfico 39 – Taxas de perdas de contenção de gás inflamável por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

### Paradas não programadas em plataformas de produção

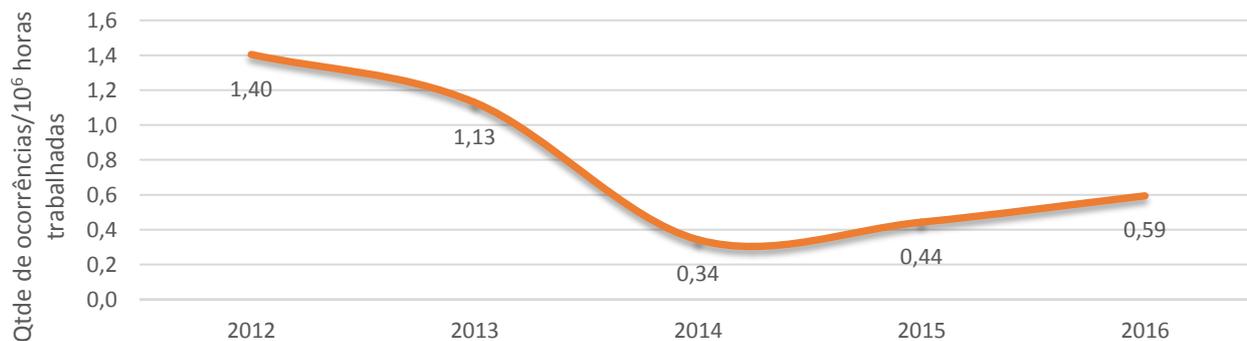


Gráfico 40 – Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em plataformas de produção, de 2012 a 2016

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

## 4.2.Sondas marítimas de perfuração e intervenção

Neste item serão abordados os tipos de incidentes mais recorrentes em sondas de perfuração marítimas, também normalizados por milhão de horas trabalhadas.

O Gráfico 41 mostra a variação entre as taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas.

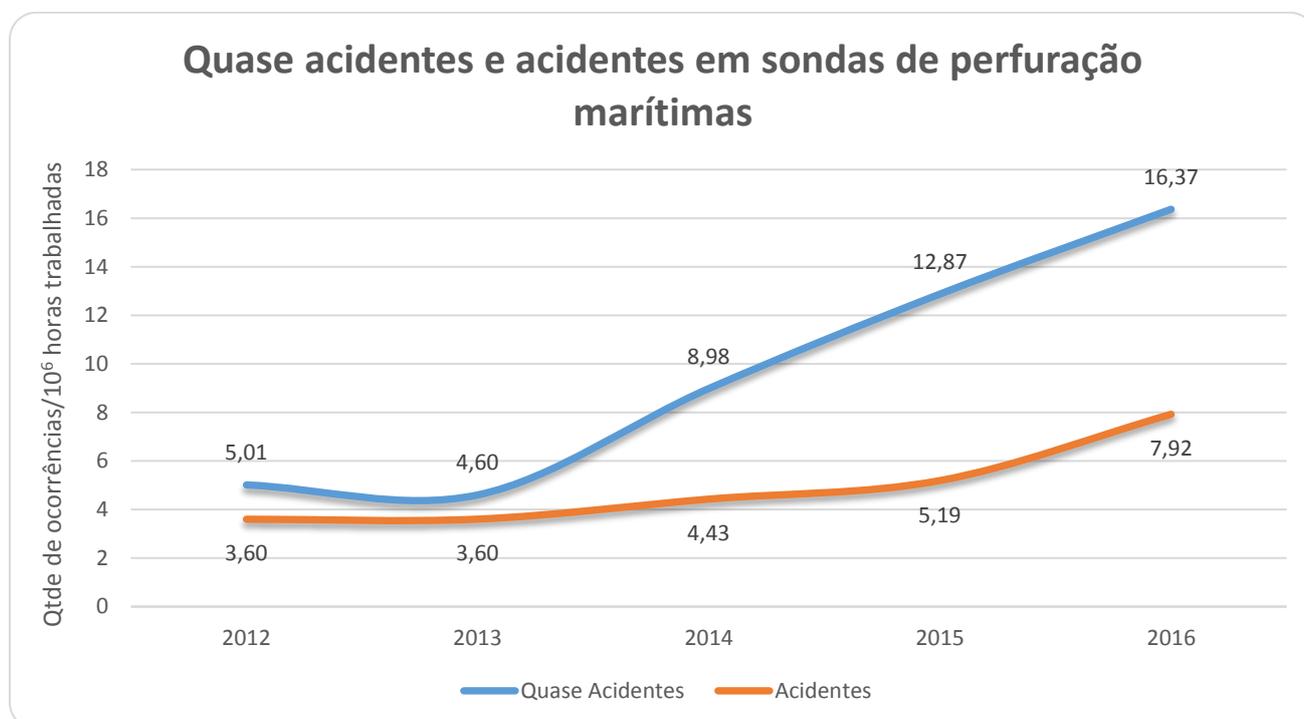


Gráfico 41 – Taxas de quase acidentes e acidentes por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

Como pode ser depreendido pela análise do gráfico acima, as taxas relativas a acidentes e quase acidentes apresentaram comportamento semelhante, tendo aumentado consecutivamente desde 2013. As taxas relativas a quase acidentes apresentaram aumentos mais pronunciados, o que deve ser interpretado não como aumento de ocorrência e sim como aumento nas notificações.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de quase acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) perdas de contenção primária; (ii) quase acidentes de alto potencial; (iii) quedas de objetos; (iv) perda de contenção primária; e (iv) falhas no *Blowout Preventer* (BOP).

### Quase acidentes de alto potencial em sondas de perfuração marítimas

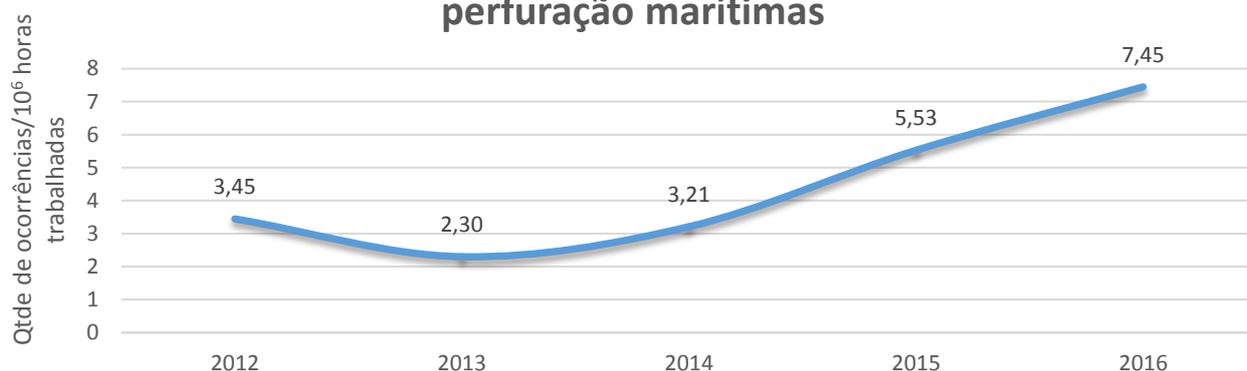


Gráfico 42 – Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

### Quedas de objetos em sondas de perfuração marítimas

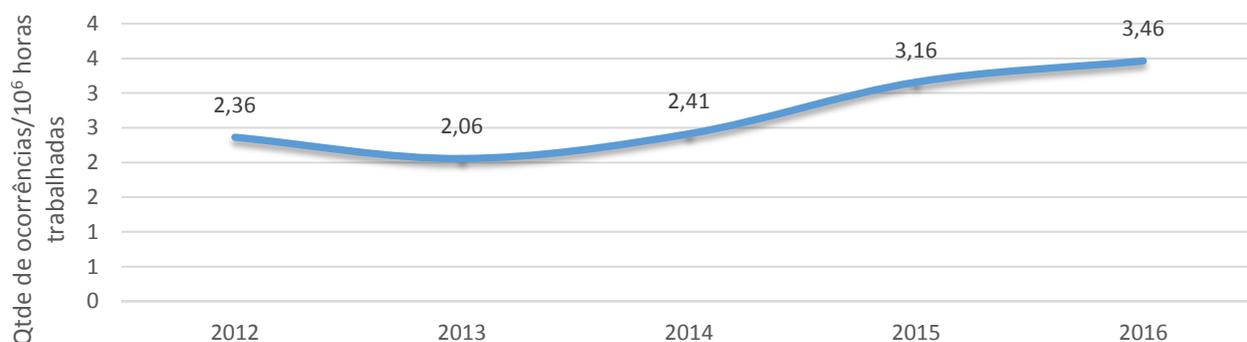


Gráfico 43 – Taxas de quase acidentes de alto potencial por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

### Perdas de contenção primária em sondas de perfuração marítimas

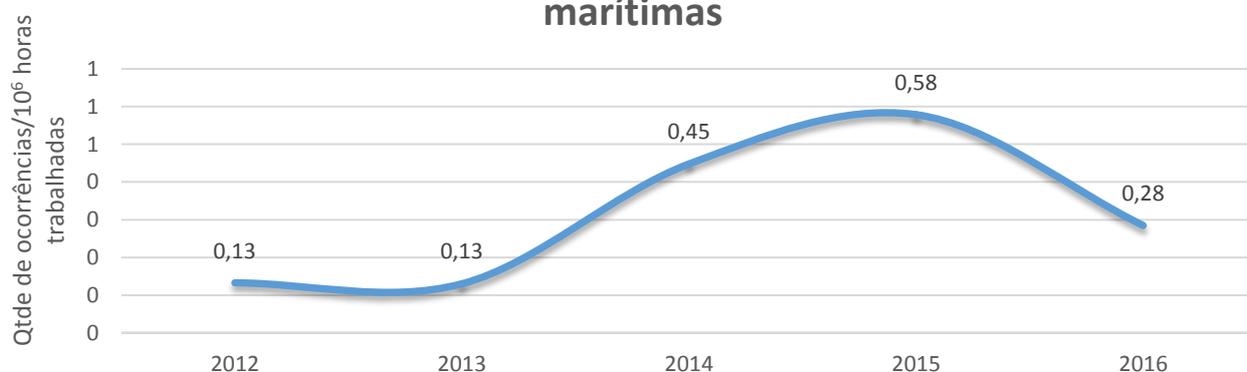


Gráfico 44 – Taxas de perdas de contenção primária por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

### Falhas no BOP em sondas de perfuração marítimas

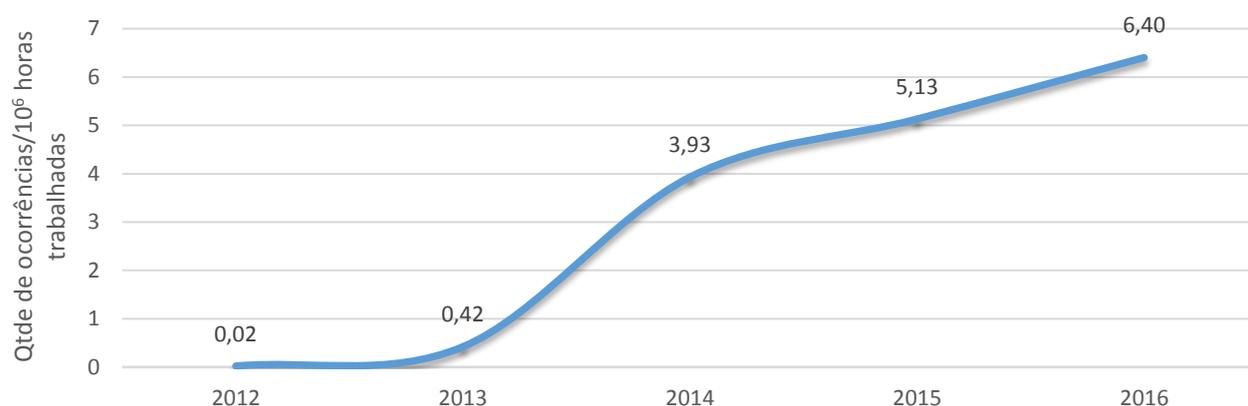


Gráfico 45 – Taxas de falhas no BOP por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

Ao se analisar os gráficos apresentados, é possível verificar que houve tendência de aumento relativo às taxas de quase acidentes em sondas de perfuração marítimas no período analisado, exceto para as taxas relativas às perdas de contenção primárias.

Para as sondas de perfuração marítimas, os tipos de acidentes com maior ocorrência no período analisado são: (i) descargas; (ii) princípios de incêndio; (iii) paradas não programadas.

### Descargas em sondas de perfuração marítimas

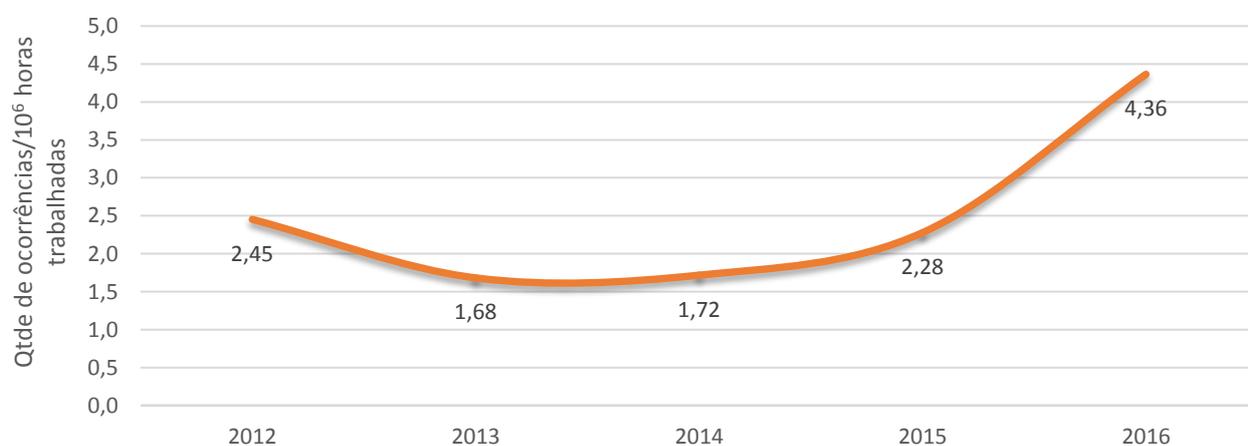


Gráfico 46 – Taxas de descargas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

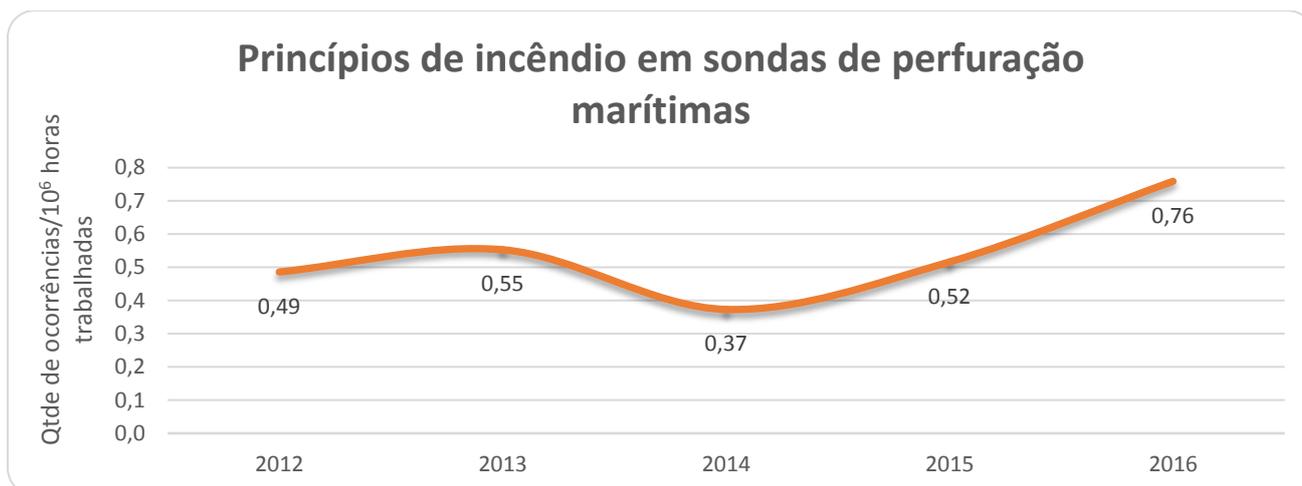


Gráfico 47 – Taxas de princípios de incêndio por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

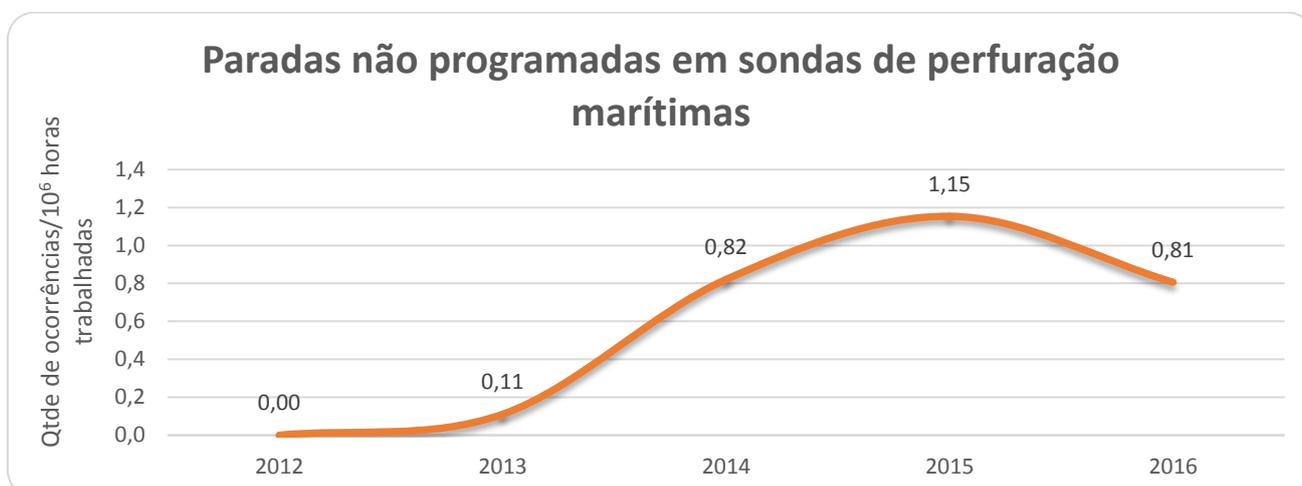


Gráfico 48 – Taxas de paradas não programadas por milhão de horas trabalhadas em sondas de perfuração marítimas, de 2012 a 2016

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 aumento nos últimos anos, exceto pelas taxas relativas às paradas não programadas.

### 4.3. Atividades terrestres

Neste capítulo, serão expostos os dados relativos a comunicados de incidentes ocorridos em atividades de Exploração e Produção terrestres, englobando as executadas em campos de produção, dutos e sondas terrestres.

O quantitativo de comunicados de incidentes relativos é a primeira informação que deve ser observada; enquanto para atividades *offshore* foram realizadas mais de 2800 comunicações de incidentes em 2016, para atividades terrestres no mesmo ano foram realizadas 180 comunicações, ou seja, o universo de comunicados terrestres é inferior a 10% dos comunicados relativos a atividades marítimas.

O Gráfico 49 exhibe os quantitativos de quase acidentes e acidentes comunicados para instalações terrestres entre os anos de 2012 e 2016.

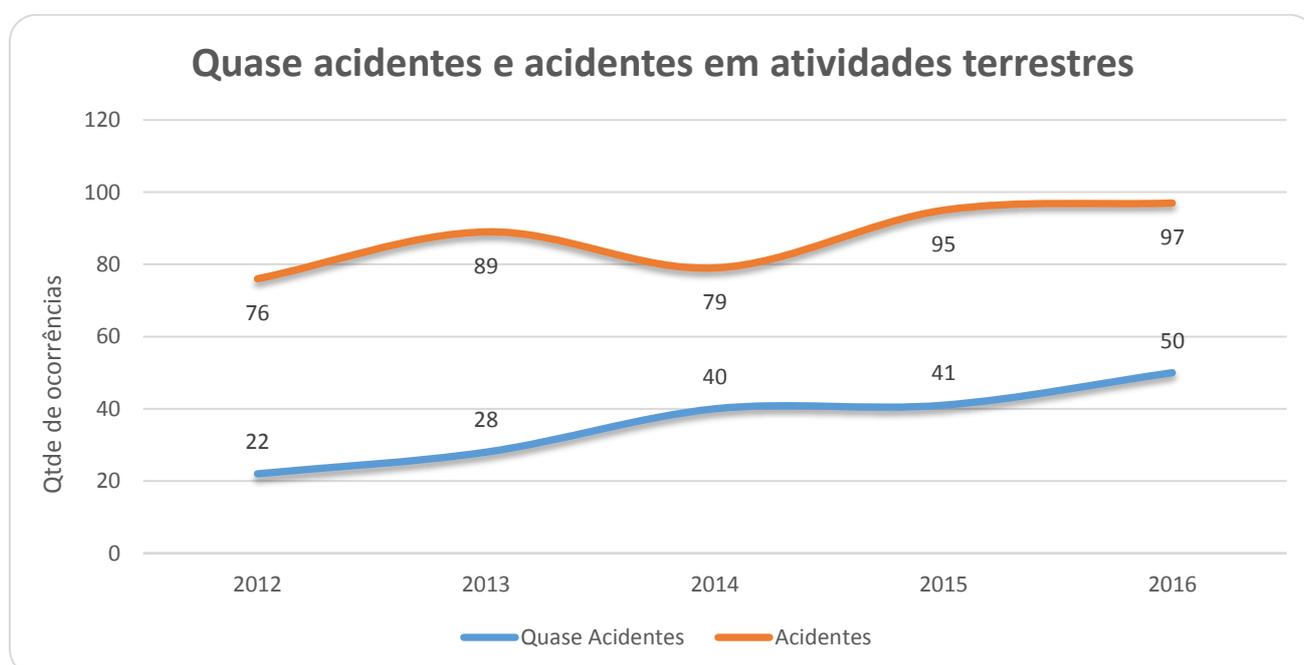


Gráfico 49 – Quase acidentes e acidentes comunicados relativos a atividades de Exploração e Produção terrestres entre 2012 e 2016

Como pode ser visualizado no gráfico acima, foram realizados mais comunicados relativos a eventos de acidentes do que eventos de quase acidentes, em todos os anos do período analisado.

Conforme mencionado anteriormente, os quase acidentes de maneira geral tratam-se 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 levam a conclusão sobre a necessidade de aprimoramento do processo de comunicação de incidentes de modo a ampliar a confiabilidade da base de dados para que sejam realizadas análises detalhadas.

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

Portanto, os dados relativos aos incidentes ocorridos em instalações terrestres são apresentados, na Tabela 6, apenas na forma absoluta que mostra os tipos de incidentes com mais ocorrências para as instalações terrestres:

Tabela 6 – Tipos de incidentes com mais ocorrências para as instalações terrestres

<b>Tipo de Incidente</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Quase Acidentes</b>	<b>22</b>	<b>28</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>50</b>
Paradas emergenciais de plantas de processo ( <i>Emergency Shutdowns</i> – ESD)	9	1	6	2	17
Queda de objetos	7	2	8	10	5
Quase acidentes de alto potencial	7	20	13	14	13
Perdas de contenção primária	4	8	20	19	4
<b>Acidentes</b>	<b>76</b>	<b>89</b>	<b>79</b>	<b>95</b>	<b>97</b>
Descargas	37	54	36	29	43
Perda de contenção de gás	1	2	1	7	8
Incêndio maior	0	0	1	1	1
Incêndio significativo	0	1	2	0	0
Princípio de incêndio	7	6	13	24	25
Explosões	0	2	0	1	0
Parada não programada superior a 24 (vinte e quatro) horas decorrente de Incidente Operacional	24	15	0	0	2

Conforme pode ser observado nos dados da tabela acima, os cinco tipos de incidentes mais comunicados para instalações terrestres são: (i) descargas; (ii) princípio de incêndio; (iii) quase acidentes de alto potencial; (iv) perdas de contenção primárias; e (v) paradas emergenciais de plantas de processo (*Emergency Shutdowns* – ESDs).

## 5. INVESTIGAÇÕES DE INCIDENTES REALIZADAS PELA ANP

---

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.

Em 2016, foi aberto pela ANP um processo de investigação de incidentes em instalações de exploração e produção que se encontra em andamento, relativo ao incêndio significativo seguido de parada da produção da Plataforma P-48. Nesse mesmo ano, foi concluído o processo de investigação de incidentes relativo ao acidente de queda em altura resultando em fatalidade, ocorrido na sonda *West Eminence* (SS-69) em 18/05/2013. Tais eventos e os fatos apurados são relatados a seguir.

### 5.1. Perda de contenção primária resultando em incêndio no FPSO P-48

---

No FPSO P-48, os fluidos (água e hidrocarbonetos) enviados por diversos sistemas para drenagem fechada são recebidos pelos dois vasos de *slop*, que, por sua vez, têm como alinhamento normal retorno ao processo. O topo dos vasos de *slop* é interligado ao vaso de *flare* de baixa pressão. Em situações em que o vaso de *slop* possua nível elevado de fluido e influxo de gás considerável, o conseqüente aumento de arraste de líquidos para o vaso de *flare* pode levar à atuação do sistema de parada de emergência do tipo ESD-2, pela atuação do sensor de nível do vaso.

No dia 17 de março de 2016, apenas o *slop vessel A* estava operacional. A partir do ESD-2 ocorrido às 10h20, por problemas em relação ao desempenho da bomba de esgotamento na saída dos vasos de *slop* (pressão, velocidade), a equipe de operação realizou manobra não usual de encaminhamento dos líquidos do *slop* para o header dos tanques de carga da unidade. O alinhamento realizado tinha como destino esse que oferecia menor contrapressão, de forma a obter o esgotamento necessário para evitar o ESD.

No mesmo dia, às 13h15, ao perceber nova ocorrência de arraste de líquido do *slop vessel* e possível ESD-2, os operadores repetiram a manobra com direcionamento da descarga do vaso de *slop* para o header dos tanques de carga. Nesta segunda ocasião, ao pressurizar a linha que fazia este alinhamento, ocorreu um vazamento através de furo na

tubulação em local onde havia um suporte de tubulação, causando espalhamento de líquido e posterior incêndio, com ignição provavelmente provocada por trabalho a quente sendo realizado a cerca de 50m do local do vazamento.

O fogo foi confirmado por detectores de chama por IR/UV e detector de fogo por temperatura fixa, inicialmente na zona correspondente ao topo do tanque de carga e depois em áreas fechadas. A unidade estava em período de manutenção intensiva, com número elevado de trabalhadores, que tiveram que ser rapidamente evacuados em direção ao *flotel* devido à emergência. O incêndio estendeu-se por aproximados 100m no *main deck*, bordo boreste da embarcação, tendo sido combatido durante 1h com brigadistas e embarcação *firefight*. Não houve feridos.

O relatório de investigação encontra-se em elaboração pela ANP. No processo de investigação, foram realizadas duas auditorias na unidade que possibilitaram identificar os principais fatores contribuintes ao ocorrido, tais como: (i) a operação de transferência de fluidos do sistema dos tanques de *slop* para tanques de carga não estava coberta por procedimentos operacionais; (ii) existência de *spool* de tubulação removível instalado na tubulação, que conforme o projeto não deveria estar normalmente instalado; (iii) carreamento de areia por dano em *gravel* em poço produtor, causando abrasão em equipamentos, como, por exemplo, vaso de *slop* em manutenção, rotor e *estator* de bomba helicoidal; (iv) não existência de detectores de gás na área onde se iniciou o incêndio, apesar da realização de estudo de locação de detectores; (v) suporte da tubulação montado em desconformidade com o projeto e colocação de enchimento no suporte não especificado, o que propiciou a corrosão externa por fresta e dificultou a visualização do processo corrosivo durante as inspeções externas da tubulação.

No que diz respeito ao atendimento da emergência, há de se registrar que a quantidade de brigadistas que atuaram foi considerada insuficiente face à extensão do incêndio, sobrecarregando aqueles que atuaram.

Ao finalizar a investigação, poderão ser adicionados outros fatores e serão apontadas as causas raiz.

Observa-se que, durante essa investigação, foi evidenciada a ocorrência de diversos ESD, devido ao elevado nível do vaso do *flare*, eventos precedentes à perda de contenção que resultou em incêndio.

Analisando-se o banco de dados do SISO–Incidentes, foram identificados 5 (cinco) eventos comunicados à ANP, entre janeiro de 2014 e novembro de 2016, relativos a ESD no FPSO P-48 devido ao nível alto de vasos de *flare*. Portanto, a unidade P-48 foi responsável por 5 dos 30 eventos comunicados nesta tipificação, ou seja, 17% do total.

## **5.2. Fatalidade na sonda *West Eminence* (SS-69)**

---

Em 18/05/2013, foi enviada à ANP uma Comunicação de Incidente (CI) informando a ocorrência de uma fatalidade na sonda de perfuração *West Eminence* (SS-69) durante a operação de descida do revestimento de 9 5/8" no poço 8-LL-23-RJS. A sonda era operada pela empresa *Seadrill* e atuava no campo de Lula, na bacia de Santos, área sob concessão da Petrobras.

O incidente ocorreu quando houve o acionamento da chave hidráulica para torque na seção de revestimento, enquanto um plataformista que realizava trabalho em altura ainda se encontrava nas proximidades do top drive. O cabo que prendia o plataformista foi enroscado pelo conjunto do *top drive* e se rompeu, ocasionando a queda por consequência o óbito do trabalhador.

Conforme as imagens do Circuito Fechado de Televisão (CFTV) analisadas pela equipe de investigação da ANP, o acionamento da chave hidráulica ocorreu antes da abertura do elevador *spider*, enquanto o plataformista no *manrider* realizava a verificação visual da posição do elevador próximo ao top drive. O acionamento da chave hidráulica com o elevador *spider* fechado, em adição à proximidade do plataformista ao conjunto do top drive, fez com que o cabo do *manrider* fosse colhido pelo *pipehandle*, rompendo-o, o que causou a queda do trabalhador.

Da análise dos fatos apurados nessa investigação, conclui-se que a gestão de segurança para atividades de construção de poços deve ser realizada por todos os agentes envolvidos. As regras de segurança definidas para as instalações com base no SGSO devem ser observadas por todos os tripulantes, sejam funcionários do operador da instalação ou do operador do contrato (concessionário). Cabe às empresas envolvidas criar meios para garantir que os requisitos de gestão de segurança sejam permeados e que todos os tripulantes entendam os requisitos de procedimentos e de permissões de trabalho, para garantir que todos executem suas atividades com segurança.

Foi evidenciado durante a investigação que a Petrobras havia identificado não conformidades na sonda, anteriormente ao acidente, em relação à adequação às normas relativas à disponibilidade e confiabilidade do sistema de trava quedas. Este fato demonstra a necessidade de adoção de medidas efetivas que eliminem a causa de não conformidades de forma que elas não se perpetuem nas operações e possam causar vítimas.

Como resultado da investigação realizada pela ANP, foram apontados dois fatores causais e seis causas raiz para o acidente. Foram indicadas pela equipe de investigação sete recomendações que abordam os fatores causais, que devem ser incorporadas pela indústria para evitar a recorrência deste tipo de incidente. O relatório de investigação do acidente está disponível para consulta no site da ANP<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Disponível em:

[http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/EXPLORACAO\\_E\\_PRODUCAO\\_DE\\_OLEO\\_E\\_GAS/Seguranca\\_Operacional/Relat\\_incidentes/Relatorio\\_SS\\_69\\_WestEminence.pdf](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Seguranca_Operacional/Relat_incidentes/Relatorio_SS_69_WestEminence.pdf)

## 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: (i) o não atendimento aos prazos estabelecidos para o saneamento de não conformidades identificadas em ações de fiscalização realizadas pela ANP; (ii) o descumprimento de notificações expedidas pela ANP; (iii) a não comunicação à ANP sobre a ocorrência de incidentes operacionais; e (iv) não conformidades evidenciadas durante as investigações de incidentes realizadas pela ANP.

Do rol das principais causas de aplicações de multas, observa-se que, apesar da atuação preventiva na forma de apresentar prazos para a correção de desvios, os agentes regulados por vezes ainda apresentam ações aquém das esperadas pela ANP, ensejando a necessidade de aplicação da medida de caráter punitivo, sem prejuízo da manutenção da necessidade de correção do fato constatado.

A Tabela 7 apresenta a distribuição das infrações constantes nos autos de infração emitidos pela SSM, objeto de condenação administrativa ano de 2016 por regulamento/tipo.

Tabela 7 – Infrações emitidas por tipo de descumprimento

Regulamento Infringido	Número de Infrações	Percentual do número de infrações
Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO)	185	63,5%
Resolução ANP nº 44/2009 (Comunicação de Incidentes)	50	17,2%
Resolução ANP nº 06/2012 (RTDT)	24	8,2%
Resolução ANP nº 02/2010 (SGI)	22	7,5%
Descumprimento de notificação	5	1,71%
Informação inverídica	2	0,68%
Descumprimento a cláusulas de contrato E&P	2	0,68%
Resolução ANP nº 37/2005	1	0,34%
<b>TOTAL</b>	<b>291</b>	

No ano de 2016, 63,5% das infrações constantes nos autos julgados estavam relacionadas à Resolução ANP nº 43/2007, portanto, associadas ao descumprimento do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO).

Em comparação ao ano anterior, que teve um total de 96 infrações, o número de infrações de 2016 foi mais elevado em razão do aumento do número de auditorias e, especialmente, em razão da decisão de primeira instância sobre o incidente de explosão no FPSO Cidade de São Mateus, que resultou na condenação da concessionária em 62 infrações, sendo 46 delas pelo descumprimento de itens da Resolução ANP nº 43/2007.

Ao avaliar as infrações aos regulamentos de gestão da segurança operacional *offshore*, apresentaram maior recorrência, em 2016, as infrações relacionadas aos requisitos de integridade mecânica, gerenciamento de mudanças, gestão da informação e da documentação, monitoramento e melhoria contínua do desempenho e planejamento e gerenciamento de grandes emergências. Para atividades terrestres, verificou-se que os requisitos de análise de riscos e projeto da instalação aparecem com maior recorrência.

O gráfico 50 abaixo mostra os valores das multas aplicadas e total pago pelos agentes fiscalizados, de 2009 a 2016.

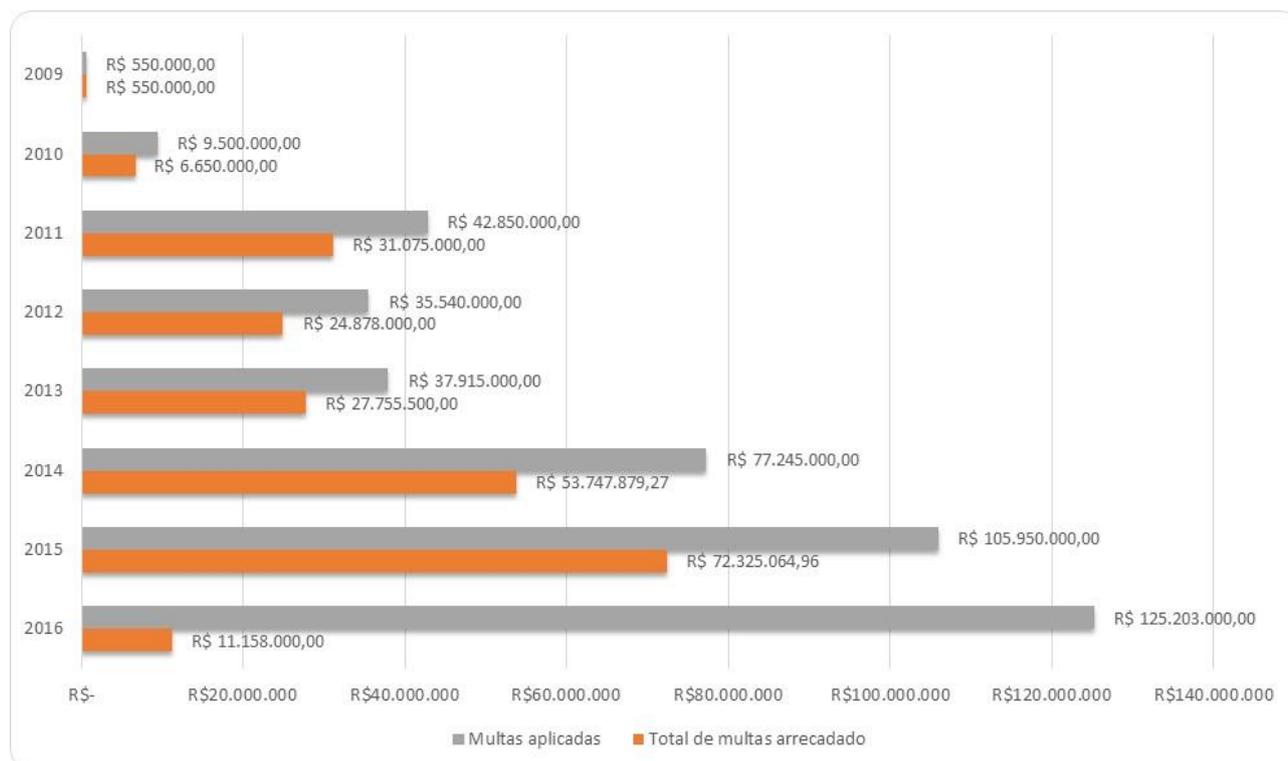


Gráfico 50 – Valores de multas aplicadas e recolhidas entre 2009 e 2016

Cabe observar que do valor total de multas aplicadas em 2016, cerca de 78 milhões de reais, referem-se à uma única multa relacionada ao processo de autuação decorrente da investigação do incidente ocorrido na FPSO Cidade de São Mateus. Tal multa foi lavrada e encaminhada ao operador em dezembro de 2016.

## 7. INTERRUPTÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES

---

Ao identificar desvios que possam gerar risco grave e iminente às pessoas e ao meio ambiente (não conformidades críticas), os agentes de fiscalização lavram, de forma cautelar, um auto de interdição que pode interromper total ou parcialmente a operação de uma instalação. Somente após a correção das não conformidades que ensejaram a interdição da unidade é que os agentes regulados são autorizados a retornar com as atividades da unidade, sem prejuízo do processo administrativo para a aplicação de multas.

No ano de 2016, foram realizadas 7 interdições decorrentes de ações de fiscalização da SSM, destas, 4 (quatro) foram plataformas de produção, 2 (dois) campos terrestres e 1 (uma) sonda de perfuração, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Interdições realizadas no ano de 2016

Instalação interditada	Tipo de Instalação	Operador do Contrato	Data da interdição	Data da desinterdição
P-31	Plataforma	Petrobras	23/02/2016	28/03/2016
Concessão de Rabo Branco	Campo terrestre	Petrogal	20/04/2016	02/08/2016
FPSO Cidade de Paraty	Plataforma	Petrobras	01/04/2016	15/04/2016
Carmópolis	Campo terrestre	Petrobras	27/10/2016	09/12/2016
P-48	Plataforma	Petrobras	17/03/2016	19/04/2016
Pampo	Plataforma	Petrobras	25/07/2016	31/07/2016
Ocean Valor SS-77	Sonda	Petrobras	10/06/2016	06/07/2016

Entre os desvios que motivaram interdições das instalações realizadas em 2016, observa-se a manutenção das causas que geralmente envolvem a ausência ou indisponibilidade de salvaguardas (sistemas ou procedimentos críticos) considerados no projeto ou para a operação da instalação.

## 8. CONCLUSÕES

---

A leitura do Relatório de Segurança Operacional e Meio Ambiente de 2016 demonstra avanços positivos em relação ao histórico das atividades de E&P no Brasil, porém ainda há um longo caminho a ser trilhado por todos os integrantes desse setor para que haja avanços no desenvolvimento da cultura de segurança.

A ampliação da presença da ANP em campo associada ao desenvolvimento de normas regulatórias com foco em performance e risco, juntamente com o fortalecimento da integração técnica da SSM com os diversos segmentos do mercado, formam um tripé fundamental para o processo de melhoria contínua das atividades do *upstream*.

Vale destacar que, no ano de 2016, houve um aumento de 112,5% no quantitativo de auditorias da ANP em unidades marítimas de produção, seguida de uma redução considerável de 31% no número de não conformidades graves evidenciadas nestas unidades, em comparação com o ano de 2015.

Em relação às sondas marítimas de perfuração, a campanha de auditorias da ANP permaneceu estável em comparação com o ano de 2015, porém também foi constatado uma redução de 16% no quantitativo de não conformidades graves evidenciadas nestas instalações.

Outro destaque importante no ano de 2016 foi a redução do número de não conformidades críticas observadas durante as auditorias em comparação com 2015. Nas atividades de sondas de perfuração e unidades de produção marítimas, essa redução chegou a 75% e 20%, respectivamente. Vale ressaltar que uma parte expressiva dessas não conformidades críticas puderam ser sanadas durante as auditorias da ANP, evitando-se a interrupção das operações devido à presença de risco grave e eminente. Portanto, em 2016, tanto o quantitativo quanto o tempo das interdições foram bastante inferiores quando comparados ao ano de 2015.

Cabe observar que a diminuição da frequência de não conformidades críticas não afasta a preocupação em relação aos riscos não gerenciados constatados pela ANP, apesar do processo amostral das auditorias implementadas pela Agência. Neste contexto, vale a reflexão da indústria sobre os textos “Gerenciamento de Risco” e “Manutenção da Integridade” constantes na Sessão 3.

De acordo com as estatísticas de 2016, apresentadas na Sessão 4 deste relatório, observa-se uma melhoria dos indicadores de fatalidade e ferimentos graves, porém ainda há necessidade de um esforço coletivo para alcance do objetivo de se atingir o índice “zero” nesses dois quesitos.

Destaca-se ainda, na Sessão 4, a ampliação dos incidentes tipificados como “perda de contenção significativa de gás” e “princípios de incêndio”, cujas frequências foram muito superiores às de 2015 e que, portanto, exigirão das operadoras ações específicas para a melhorias na gestão da segurança operacional.

Por fim, é importante lembrar do empenho das lideranças de diversos operadores no patrocínio de projetos de melhoria da segurança operacional, notadamente reforçados após o acidente da FPSO Cidade de São Mateus, ocorrido em fevereiro de 2015. As recomendações desse acidente foram endereçadas ao mercado durante o ano de 2016, fato que contribuiu para a melhoria contínua da segurança operacional no offshore brasileiro.

## 9. REFERÊNCIAS

---

Agenda Regulatória ANP 2015 – 2016, disponível em [www.anp.gov.br/?dw=76041](http://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](http://www.anp.gov.br/?dw=78135).

*IRF Country Performance Measures*, disponível em:  
<http://www.irfoffshoresafety.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.