

RELATÓRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2013



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL
E MEIO AMBIENTE**

DEZEMBRO DE 2014

PREFÁCIO

A ANP fomenta o crescimento da Indústria Brasileira do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, sempre incentivando o uso racional dos recursos naturais e a adoção das melhores práticas de engenharia, de forma que os riscos envolvidos nas operações sejam mínimos frente aos benefícios sociais e econômicos da atividade petrolífera.

Com base no Regime de Segurança Operacional estabelecido através da Resolução ANP nº 43/2007, foram gradualmente estabelecidos os regulamentos técnicos para a segurança de plataformas e sondas marítimas (SGSO), para campos de produção terrestre (RTSGI), dutos terrestres (RTDT) e exploração não convencional, onde foram estabelecidos requisitos para que os concessionários estabeleçam e implementem procedimentos para a identificação e controle dos riscos advindos de toda e qualquer operação.

Nesse contexto, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) atua de forma a regular e assegurar a adoção de melhores práticas e requisitos para o crescimento seguro e sustentável da indústria, no sentido de prevenir incidentes que possam ocasionar danos ao homem e ao meio ambiente, com o objetivo de melhorar continuamente os indicadores da indústria brasileira e atuar segundo os mais altos padrões internacionais. Além disso, desenvolve uma agenda regulatória de forma a expandir a adoção destes requisitos em outras atividades ainda não abrangidas por regulamento específico da ANP.

Para garantir a aplicação dos requisitos estabelecidos, a atuação da ANP tem sido planejada através da conjunção da avaliação dos agentes regulados através das ações de controle por fiscalização (foco preventivo) e da investigação dos incidentes ocorridos nas áreas de concessão (foco corretivo), para os quais são abertos processos administrativos de investigação no âmbito da ANP, em acordo com a instrução normativa (IN nº 001/2009) - Série Segurança Operacional.

Outras metodologias mais modernas de controle também foram implementadas e estão sendo desenvolvidas, tais como o Sistema Integrado de Segurança Operacional, módulo de incidentes (SISO) e o Programa de Indicadores de Desempenho. De forma a qualificar e orientar as empresas sobre os incidentes comunicáveis via SISO e aqueles que demandam relatório detalhado, com base na Resolução ANP 44/2009¹, o Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, versão 1, em 28/06/2013.

Tais iniciativas ajudam a identificar as deficiências do ambiente regulado de forma a aperfeiçoar a adoção de recursos com o objetivo de prevenir eventos acidentais.

¹ Resolução ANP 44/2009 de 22/12/2009 - Estabelece o procedimento para comunicação de incidentes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis, bem como distribuição e revenda.

No foco preventivo, a Agência utiliza informações das características técnicas das instalações, incidentes, resultados de fiscalização e denúncias para o planejamento estratégico de ações de fiscalização e para a análise da necessidade de revisão ou elaboração de procedimentos e resoluções para temas específicos.

Neste contexto, o presente Relatório analisa os dados disponíveis de uma indústria em crescimento e fundamenta a correção ou manutenção de ações regulatórias para garantir a melhoria contínua das atividades do setor, aprimorando a segurança operacional a partir do uso racional de recursos, com o objetivo de minimizar os impactos da exploração e produção de petróleo e gás.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Diretora Geral

Magda Chambriard

Diretores

Florival Rodrigues de Carvalho

Hélder Queiroz Pinto Junior

José Gutman

Waldyr Martins Barroso

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Marcelo Mafra Borges de Macedo

Superintendente Adjunto de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Hugo Manoel Marcato Affonso

Coordenação de Investigação de Incidentes e Análise de Desempenho

Alex Garcia de Almeida - Coordenador

Bruno Felipe da Silva

Gilcléa Lopes Granada

Gabriel Saadi Rebello

Vitor Nery do Amaral

Elaboração e análise técnica

Alex Garcia de Almeida

Aprovação

Marcelo Mafra Borges de Macedo

Sumário

| | |
|---|-----------|
| 1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR –SONDAS E PLATAFORMAS | 5 |
| 2. ANÁLISE DO HISTÓRICO DE INCIDENTES – ATIVIDADES TERRESTRES E MARÍTIMAS | 6 |
| 3. FERIMENTOS GRAVES EM INCIDENTES OPERACIONAIS | 12 |
| 4. FATALIDADES EM INCIDENTES OPERACIONAIS..... | 15 |
| 4.1. QUEDA EM ALTURA EM 15/05/2013 – SONDA <i>ALPHA STAR</i> (SS-83) | 15 |
| 4.2. QUEDA EM ALTURA EM 18/05/2013 – SONDA <i>WEST EMINENCE</i> (SS-69) | 18 |
| 5. EVENTOS DE PERDA DE CONTENÇÃO | 19 |
| 6. INCÊNDIOS E EXPLOSÕES | 24 |
| 6.1. EXPLOSÃO E INCÊNDIO EM POÇA - PLATAFORMA P-20..... | 25 |
| 7. ATIVIDADES DE FISCALIZAÇÃO | 26 |
| 7.1. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) – RESOLUÇÃO ANP 43/2007..... | 26 |
| 7.1.1. AUDITORIAS EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL | 27 |
| 7.1.2. AUDITORIAS EM SONDAS MARÍTIMAS..... | 33 |
| 7.2. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE CAMPOS TERRESTRES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (SGI) – RESOLUÇÃO ANP Nº 02/2010 | 37 |
| 7.3. AUDITORIAS DO REGULAMENTO TÉCNICO DE SEGURANÇA DE DUTOS TERRESTRES - RESOLUÇÃO ANP Nº 06/2011 | 39 |
| 8. INTERRUPÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES | 40 |
| 9. PROCESSOS SANCIONATÓRIOS..... | 44 |
| 10. AÇÕES ADOTADAS PELA ANP | 45 |
| 10.1. AGENDA REGULATÓRIA..... | 45 |
| 10.2. FORMAÇÃO DE AUDITORES LÍDERES..... | 45 |
| 10.3. COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL..... | 45 |
| 10.4. SISO-INCIDENTES E A AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DA INDÚSTRIA | 46 |
| 11. CONCLUSÕES | 47 |

OBJETIVO

O presente relatório tem como objetivo apresentar o desempenho da segurança das operações ligadas às atividades de exploração e produção no ano de 2013, indicando medidas adotadas pela ANP para corrigir as tendências indesejadas, de maneira a fomentar a manutenção de uma indústria sólida, crescente e segura.

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MAR – SONDAS E PLATAFORMAS

Nos últimos anos foi observado incremento das atividades da indústria *offshore* e observando a figura 1 verifica-se que o número de horas de trabalho praticamente dobrou entre 2009 e 2013, principalmente devido ao aumento das atividades das sondas marítimas², que nos últimos três anos superaram o nível da atividade de produção.

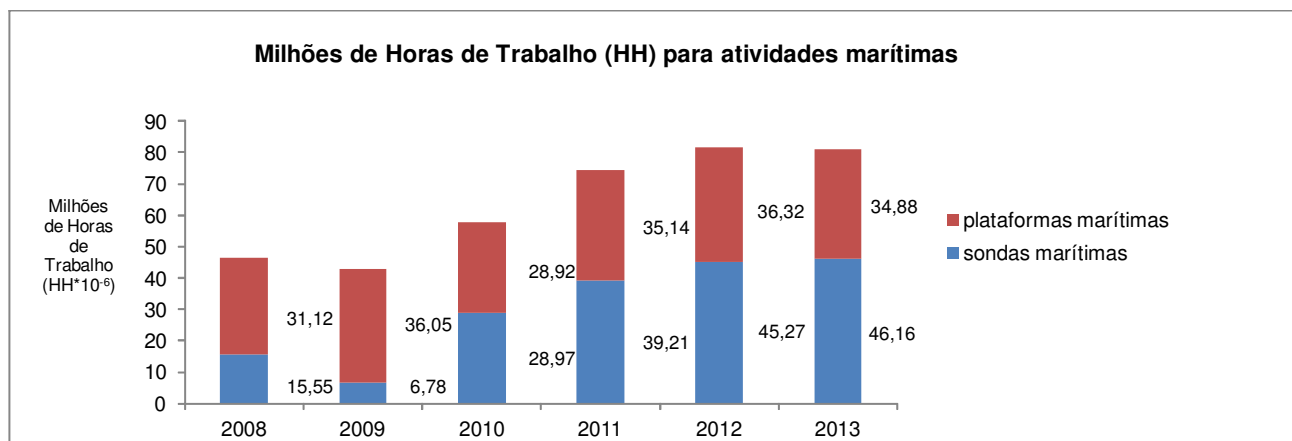


Figura 1: Distribuição das horas trabalhadas nas atividades de plataformas e sondas marítimas

Desde o incremento supracitado, as horas de trabalho das unidades de produção e as atividades das sondas marítimas permaneceram no mesmo patamar nos anos de 2012 e 2013.

Os dados de horas de trabalho apresentados foram utilizados para a normalização dos dados constantes nas análises comparativas realizadas neste relatório.

² Foram consideradas como atividades de “sondas” ou “perfuração” as atividades conduzidas pelas unidades marítimas denominadas de sondas, incluindo a perfuração e a intervenção em poços.

2. ANÁLISE DO HISTÓRICO DE INCIDENTES – ATIVIDADES TERRESTRES E MARÍTIMAS

Na tabela 1, apresentamos um resumo dos dados recebidos pela ANP nos últimos seis anos, relacionados às atividades de exploração e produção, tanto em mar como em terra.

| Classificação dos Incidentes Reportados à ANP | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Descarga ou vazamento de petróleo ou derivados | 59 | 101 | 86 | 79 | 109 | 89 |
| Descarga ou vazamento de água oleosa | 2 | 7 | 24 | 95 | 34 | 21 |
| Descarga ou vazamento de fluido de perfuração | 5 | 15 | 27 | 42 | 33 | 35 |
| Explosão e/ou incêndio | 2 | 5 | 11 | 50 | 79 | 65 |
| Parada não programada | 6 | 32 | 43 | 56 | 58 | 62 |
| <i>Blowout</i> | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| Abalroamento | 4 | 3 | 3 | 6 | 10 | 1 |
| Adernamento | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 |
| Número de óbitos em incidentes Operacionais | 8 | 3 | 3 | 6 | 2 | 2 |
| Número de feridos em incidentes operacionais | 7 | 8 | 14 | 26 | 31 | 58 |
| Total de incidentes comunicados | 150 | 260 | 375 | 664 | 944 | 939 |

Tabela 1: Distribuição histórica dos incidentes comunicados à ANP³.

³ A soma dos dados desta tabela não representa o total de incidentes, pois nem todos foram relacionados e, em alguns casos, um mesmo evento pode acarretar mais de uma das consequências listadas na referida tabela.

Nos dados apresentados na tabela 1, observa-se tendência de estabilização do número total de incidentes comunicados quando comparados os anos de 2012 e 2013.

Ao comparar os comunicados desses anos, verifica-se uma diminuição no número absoluto de descargas ou vazamentos de petróleo e derivados (-18%), de água oleosa (-38%), além da redução de ocorrências de explosão/incêndio⁴ (-18%) e abalroamentos (90%). Em contrapartida, observa-se um aumento de cerca de 90% do número de ferimentos graves, que são avaliados em maior detalhe no item 3 deste texto.

A figura 2 demonstra que, ao contrário dos anos anteriores, o ano de 2013 apresentou número maior de comunicados de Quase Acidentes⁵ em relação do número de Acidentes⁶, os quais apresentaram redução de cerca de 40%.

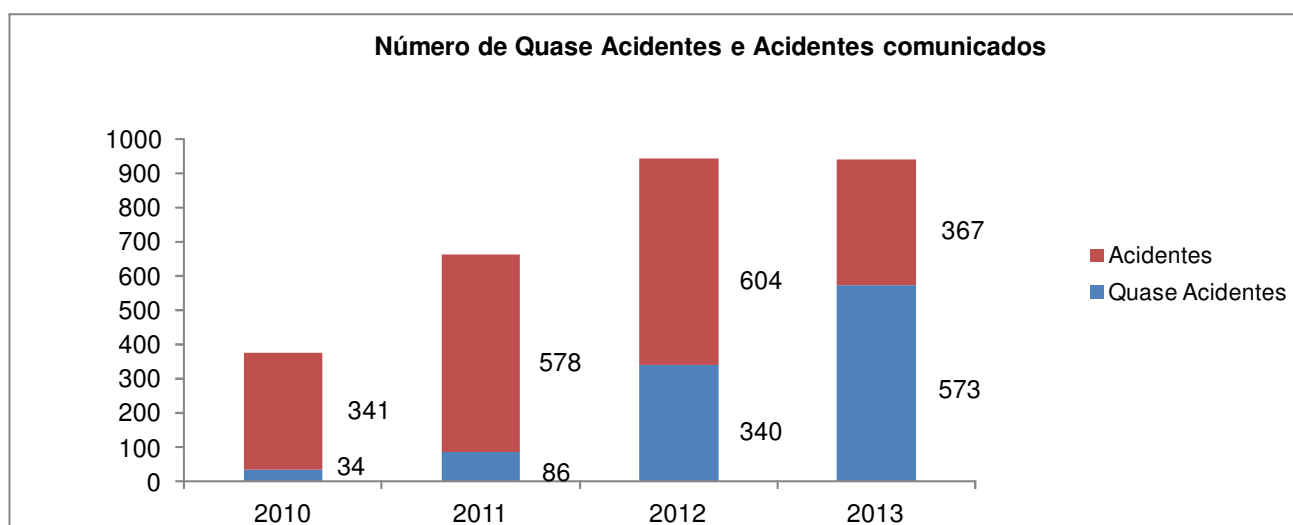


Figura 2: Evolução dos comunicados em relação à gravidade dos incidentes

Essa redução no número de comunicados de Acidentes pode estar relacionada à publicação do Manual de Comunicação de Incidentes e à disponibilização do SISO no segundo semestre de 2013. Esses fatos auxiliaram os agentes regulados na compreensão da classificação de Quase Acidentes e Acidentes e dos eventos que efetivamente deveriam ser comunicados, excluindo eventos não diretamente relacionados a incidentes operacionais.

⁴ Os eventos comunicados como princípio de incêndio, incêndio significativo e incêndio maior quando não mencionados nestas nomenclaturas foram considerados aditivamente como “incêndios”.

⁵ Segundo o SGSO, Quase Acidente é qualquer evento inesperado com potencial de risco para a segurança operacional, não causando danos à saúde humana ou ao meio ambiente, ou seja, são eventos que apesar de inesperados não causam danos.

⁶ Acidentes são eventos em que há danos à saúde humana, ao meio ambiente ou ao patrimônio próprio da empresa ou de terceiros.

Quando avaliado o número de eventos por atividade regulada representado na Figura 3, os incidentes ocorridos em sondas marítimas e plataformas de produção representam cerca de 80% dos eventos comunicados, enquanto campos terrestres cerca de 10%, e sondas terrestres e dutos representam, respectivamente 1,3 e 0,3%.

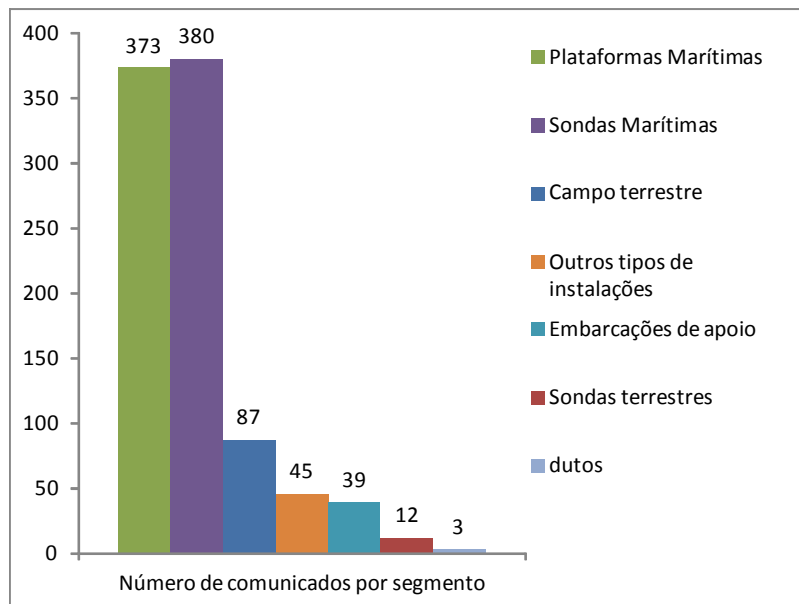


Figura 3: Comunicados recebidos por segmento em 2013

Ao avaliar o perfil dos comunicados de incidentes por tipo de instalação apresentado pela figura 4, observa-se que o padrão atual de comunicação de incidentes, introduzido pelo Manual de Comunicação de Incidentes, permite que os segmentos apresentem maior número de comunicados de Quase Acidentes.

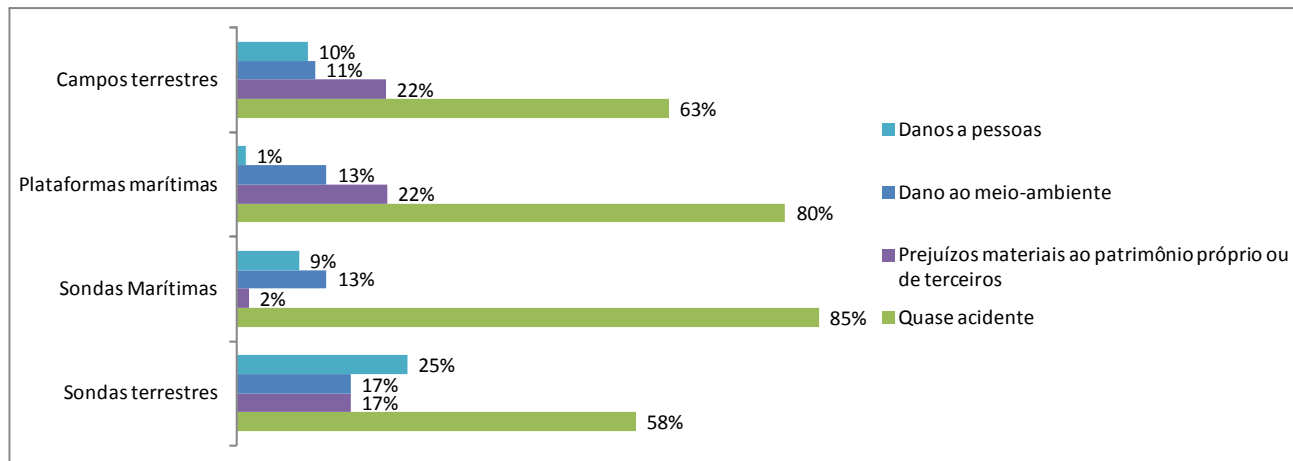


Figura 4: Distribuição dos incidentes comunicados em 2013 de acordo com os danos causados por segmento⁷

Ao avaliar os cinco tipos de incidentes mais comuns em sondas marítimas (figura 5), observa-se que 24% envolvem eventos de Quase Acidente de alto potencial, seguidos por 22% de eventos com queda de objetos. No que tange a eventos com danos, as descargas menores de material oleoso, o vazamento de materiais de alto potencial de dano (principalmente fluido de perfuração) e os princípios de incêndio são os eventos mais frequentes.

Tipos de incidentes mais comunicados para sondas marítimas

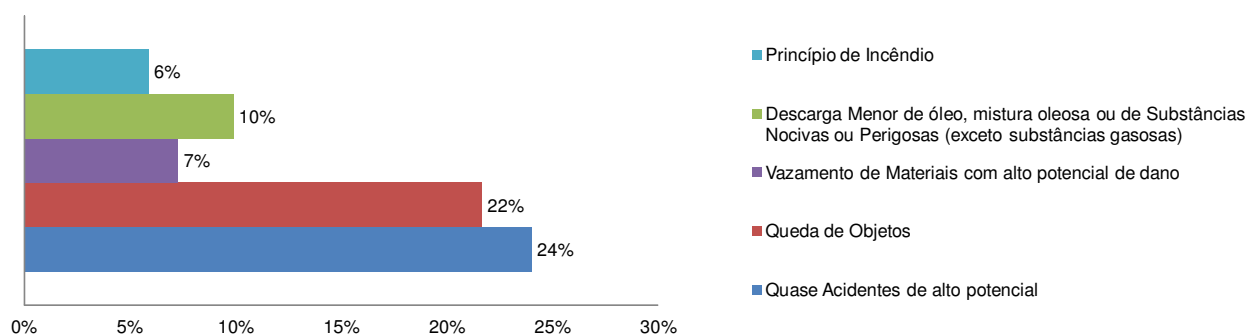


Figura 5: Cinco tipos de incidentes mais comunicados para sondas marítimas

⁷ Neste gráfico são apresentados percentuais não cumulativos, pois um incidente pode apresentar mais de uma das classificações indicada. Esta lógica está incorporada no SISO e os dados indicam que em grande parte dos eventos há eventos precursoros (Quase Acidentes) relacionados e não apenas Acidentes, que representam o agravamento destes Quase Acidentes.

A figura 6 apresenta os cinco tipos de incidentes mais comunicados para as atividades de plataformas de produção marítima, sendo que 44% envolvem eventos de paradas emergenciais de plantas de processo e 10% eventos de falha no sistema de geração de energia. No que tange a eventos com danos, as descargas menores de material oleoso e os princípios de incêndio são os eventos mais frequentes.

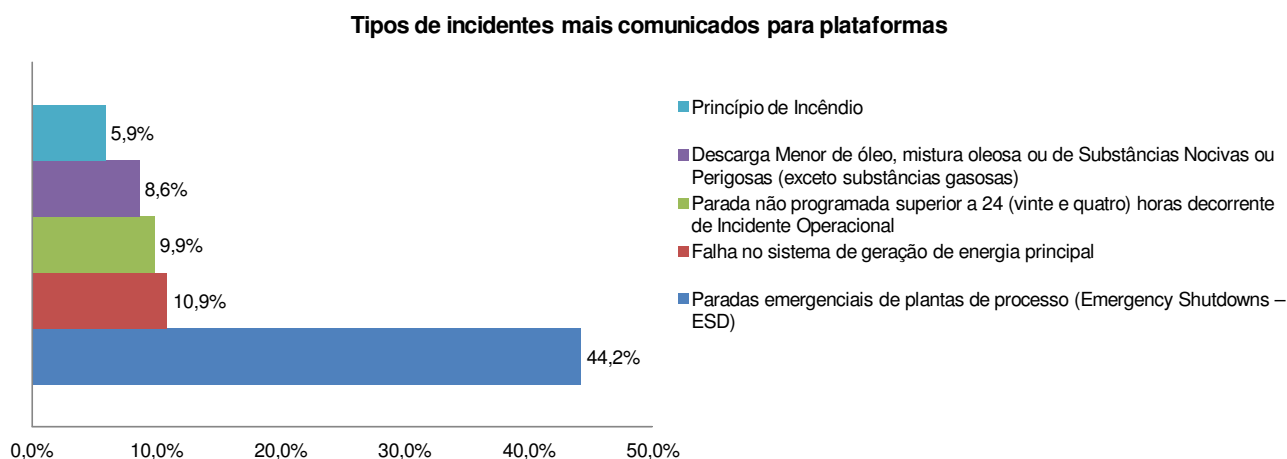


Figura 6: Cinco tipos de incidentes mais comunicados para plataformas marítimas

A figura 7 apresenta os cinco tipos de incidentes mais comunicados para as atividades de campos terrestres, 34% dos eventos referem-se a vazamentos significativos de material oleoso, seguido de 14% de paradas não programadas e 13% de quase acidentes de alto potencial. Descargas menores e vazamentos de materiais com alto potencial de dano completam a lista de eventos mais frequentes.

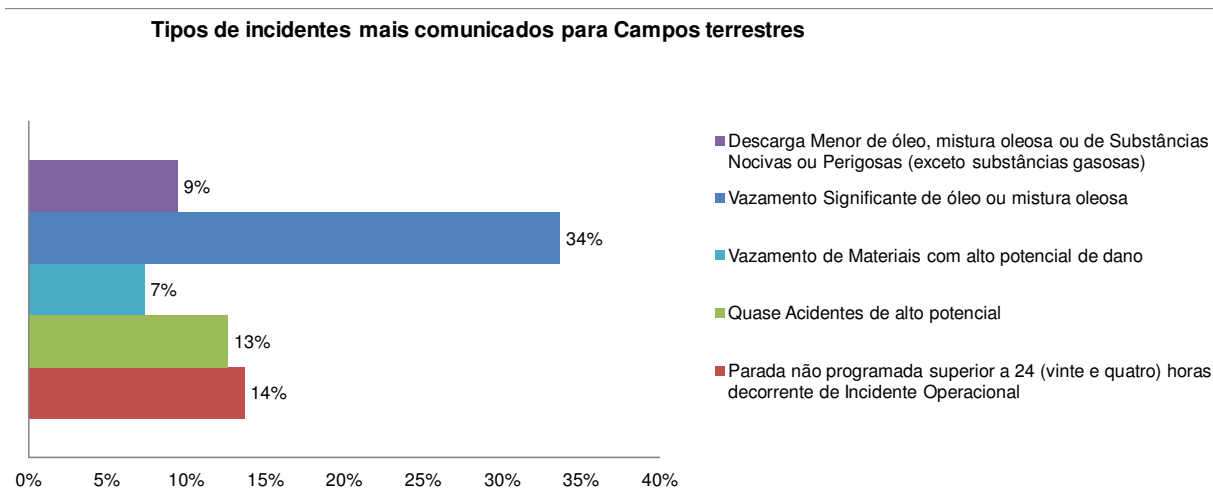


Figura 7: Cinco tipos de incidentes mais comunicados para campos terrestres

Por sua vez, a figura 8 apresenta os cinco tipos de incidentes mais comunicados para as atividades de sondas terrestres. Foram igualmente mais comunicados (em torno de

17%) eventos de *kick*⁸ e Quase Acidentes de alto potencial. Descargas menores e ferimentos graves são os tipos de eventos com danos que completam a lista de tipos de incidentes mais frequentes para este segmento.

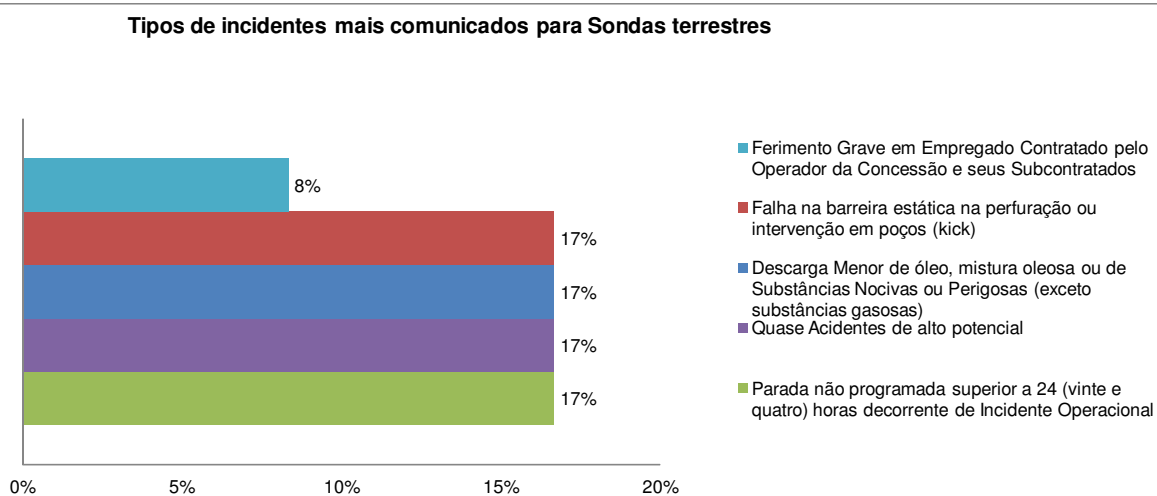


Figura 8: Cinco tipos de incidentes mais comunicados para sondas terrestres

⁸ Segundo o Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção, versão 2, *kick* é qualquer influxo confirmado para dentro de um poço oriundo de zona com pressão de poros superior à pressão estática da coluna líquida de atividades *overbalance* que tenha ocasionado uma elevação de pressão no poço após seu fechamento através do acionamento do *Blowout Preventer* (BOP)/válvula de segurança. Este tipo de evento é precursor a eventos de *blowout*.

3. FERIMENTOS GRAVES EM INCIDENTES OPERACIONAIS

Na tabela 2 estão representados os ferimentos graves em instalações marítimas e terrestres nos últimos anos.

| Ferimentos graves em incidentes Operacionais | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--|------|------|------|------|------|
| Sondas marítimas | 5 | 11 | 11 | 17 | 37 |
| Produção marítima | 2 | 1 | 6 | 8 | 6 |
| Sondas terrestres | 1 | 0 | 6 | 5 | 2 |
| Produção terrestre | 0 | 2 | 3 | 1 | 10 |

Tabela 2: Distribuição de 2009 a 2013 do número de ferimentos graves em incidentes operacionais ocorridos em instalações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Observa-se que as atividades em sondas marítimas e campos terrestres apresentaram considerável aumento do número de feridos em comparação aos anos anteriores. Quando observados os valores de atividades marítimas em relação ao número de horas trabalhadas (figura 9), constata-se que, apesar da diminuição do índice de ferimentos para plataformas, este parâmetro praticamente dobrou para sondas marítimas, o que acarretou aumento de cerca de 70% para as atividades marítimas na comparação entre 2012 e 2013).

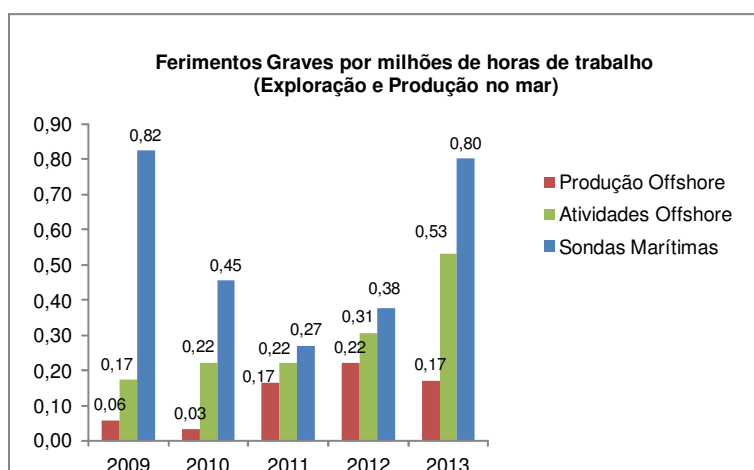


Figura 9: Comparação do desempenho das plataformas de produção e sondas marítimas (número de feridos graves por milhões de horas de trabalho)

Dentre as principais causas apontadas pelas empresas⁹ para os ferimentos graves ocorridos em 2013 nas sondas marítimas (figura 10), observa-se elevado número (aproximadamente 25%) de causas não correlacionadas com as práticas de gestão do SGSO. Tal comportamento pode estar relacionado: (i) com a falta de aderência ao correto cadastramento de informações de incidentes; (ii) a falhas nos requisitos do SGSO; (iii) a falhas nas investigações de incidentes que não atingem causas raiz; ou (iv) falha no entendimento da metodologia de correlação entre as causas identificadas nas investigações das empresas e as causas apresentadas no SISO.

Verifica-se, na mesma figura, que as principais causas de incidentes que levam à ocorrência de ferimentos graves em sondas marítimas estão relacionadas com falhas na avaliação e mitigação de riscos ou problemas relacionados a procedimentos operacionais que não contemplam as atividades que causam os incidentes ou as contemplam com insuficiência de detalhes específicos à unidade a qual se aplicam.

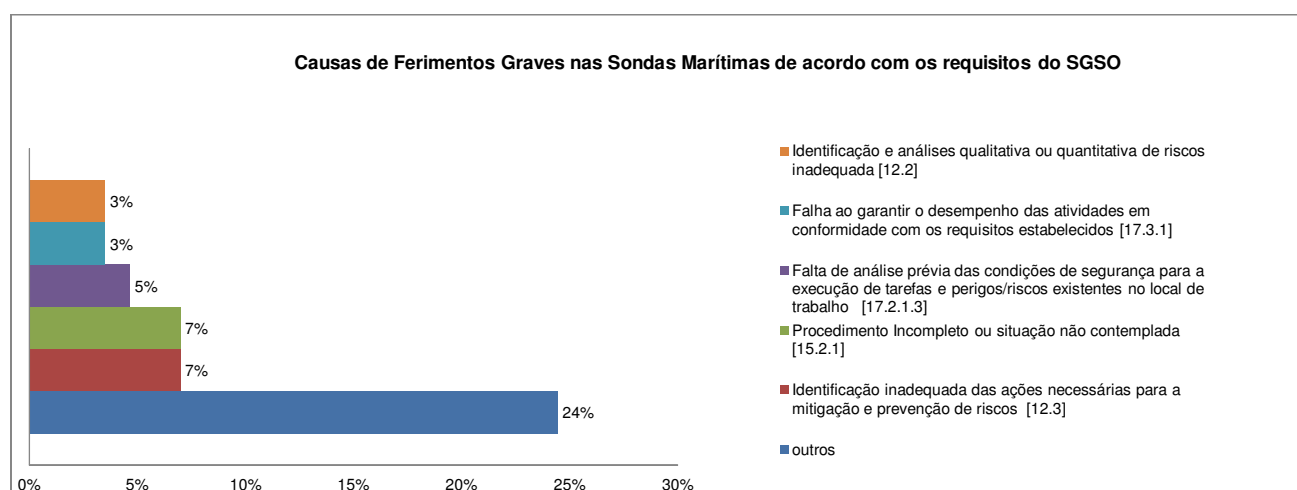


Figura 10: Principais causas de incidentes com ferimentos graves em sondas marítimas.

⁹ As causas de incidentes apontadas neste relatório são informadas à ANP através do Relatório Detalhado de Incidentes inserido no SISO e demandado pela Resolução ANP nº 44/2009.

Por sua vez, a figura 11 demonstra que as principais causas de ferimentos graves em campos terrestres são similares às indicadas para este tipo de incidente em sondas marítimas.

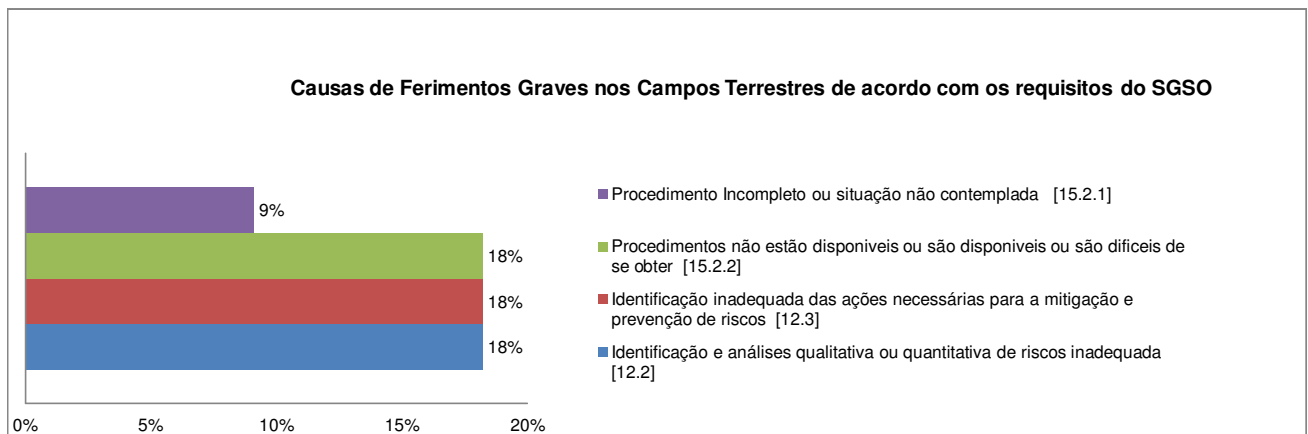


Figura 11: Principais causas de incidentes com ferimentos graves em campos terrestres

4. FATALIDADES EM INCIDENTES OPERACIONAIS

Na tabela 3 estão representadas fatalidades ocorridas em instalações marítimas e terrestres nos últimos anos.

| Fatalidades por incidentes operacionais | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| Tipo de atividade | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Sondas marítimas | 1 | 3 | 0 | 2 | 2 | 0 | 2 |
| Produção marítima | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| Sondas terrestres | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| Produção terrestre | 1 | 5 | 0 | 1 | 3 | 1 | 0 |

Tabela 3: número de fatalidades em incidentes operacionais ocorridos em instalações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

As duas fatalidades que ocorreram em maio de 2013 aconteceram em sondas marítimas, durante a atividade de descida de revestimento. Foram eventos semelhantes, nos quais acidentados sofreram queda de altura e as circunstâncias desses eventos são explicitadas a seguir. Para ambos os incidentes, com base nas Não Conformidades apontadas no âmbito do processo administrativo de investigação da ANP, serão gerados Documentos de Fiscalização e os respectivos operadores da concessão/installação estarão sujeitos a sanções administrativas previstas em lei.

4.1. Queda em altura em 15/05/2013 – Sonda *Alpha Star*

O incidente ocorreu em 15/05/2013 na sonda *Alpha Star* operada pela empresa Queiroz Galvão Óleo e Gás (QGOG) que realizava a descida de revestimento da fase de 10" $\frac{3}{4}$ no poço 1-RJS-703, perfurado no bloco BM-S-42, situado na bacia de Santos e sob concessão da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

O incidente consistiu no abalroamento entre o sistema *top drive* e a cesta de elevação que continha o acidentado, vindo este a ser lançado contra o piso de perfuração. Os danos físicos da queda ocasionaram o óbito do acidentado.

As instruções do procedimento operacional de descida de revestimento se concentravam principalmente nas operações relacionadas à boa condução do projeto de revestimento e na observância dos parâmetros de controle de riscos de danos aos

equipamentos da sonda. Entretanto, não descrevia ou mencionava a sequência envolvida para a realização das conexões com o uso da cesta auxiliar e não identificava os riscos relacionados a esta operação.

Ressalta-se que tanto o procedimento operacional de trabalho em altura quanto o de descida de revestimento não relacionavam o tipo de comunicação que deveria ocorrer entre os operadores e, tampouco, a necessidade de garantir a posição segura da cesta elevatória em relação ao *top drive* antes do início da descida da coluna de revestimento.

Foi instaurado processo administrativo, no âmbito da ANP, para a investigação da fatalidade¹⁰. Mediante informações obtidas na análise do incidente apresentam-se a seguir os fatores causais identificados para o incidente. Para cada Fator Causal, foram identificadas as respectivas causas de acordo com os requisitos do SGSO incorporados no Mapa de Causas Raiz disponibilizado no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO-Incidentes).

Fator Causal 1: Movimentação do top drive com cesta fora de posição segura

Causa Raiz 1: Procedimentos operacionais [15] - Falha na elaboração e controle de procedimentos operacionais [15.2] - Procedimento operacional inadequado - [15.2.1] - Errado / incompleto [15.2.1]

Apesar de haver procedimento operacional específico para a operação de montagem/descida do revestimento, este não previa o uso da cesta elevatória para acionamento do elevador *spider* e, conseqüentemente, não prescrevia qual a comunicação padrão (fraseologia) e confirmações a serem observadas, de forma a garantir que a movimentação do *top drive* só seria iniciada após a confirmação de posição segura da cesta elevatória.

Causa Raiz 2: Práticas de Trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais [17] - Sistema de permissão de trabalho inadequado [17.2.1] - Falta de análise prévia das condições de segurança para a execução de tarefas e perigos/riscos existentes no local de trabalho [17.2.1.3]

Segundo o procedimento de permissão de trabalho (PT) do Operador da Instalação, a revalidação de uma PT demandaria modificações na própria permissão de trabalho e na execução de uma análise de risco, o que ensejaria na possível identificação e discussão dos cenários de risco incluídos na mudança de tipo de elevador de tubos e na inclusão do uso de cesta elevatória. Isto indicaria, conseqüentemente, ações para controle dos riscos operacionais.

¹⁰ Com base nos resultados da investigação de incidentes está sendo instaurado processo administrativo para a apuração de irregularidades.

A falta de revisão dos cenários introduzidos pela alteração do uso do elevador *side door* pelo *spider* na revalidação da PT impediu que os riscos incluídos na operação pudessem ser gerenciados e controlados.

Fator Causal 2: Colisão do top drive com a cesta elevatória (CSB)

Causa Raiz 3: Práticas de Trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais [17] - Falha na permissão de trabalho [17.2] - Sistema de permissão de trabalho inadequado [17.2.1] - Inexistência de Supervisão durante serviço [17.3]

A permissão de trabalho não previa o monitoramento/supervisão da atividade conforme requer o SGSO e o procedimento de trabalho em altura do Operador da Instalação. A supervisão da atividade poderia permitir a identificação da situação de movimentação do *top drive* com a proximidade da cesta elevatória, desencadeando ações para da operação em curso.

Havia uma supervisão não formal do encarregado de sonda (*toolpusher*) nas atividades, mas ele e o assistente do sondador estavam fora da área durante a ocorrência do acidente, realizando a passagem do turno e o Diálogo Diário de Qualidade, Segurança e Meio Ambiente, e, desta forma, não garantiram a supervisão no momento do acidente.

Causa Raiz 4 - Práticas de Trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais [17] - Falha na permissão de trabalho [17.2] - Sistema de permissão de trabalho não utilizado [17.2.2]

O procedimento de Permissão de Trabalho da QGOG previa que deveria ser gerada uma PT para procedimentos que envolvessem a inibição de sensores. Foi identificado que houve a inibição do sistema de *slew* (sistema crítico de segurança operacional anticolisão entre a cesta elevatória e o *top drive*), mas não foi evidenciada a geração de uma PT para a atividade.

Fator Causal 3: Queda e órbita do acidentado

Causa Raiz 5: Identificação e análise de riscos [12] - Falha no tipo de análise de riscos [12.2] - Identificação e análises qualitativa ou quantitativa de riscos inadequada [12.2]

O processo de identificação de riscos não previa no cenário a possibilidade de órbita pelo abalroamento do *top drive* com a cesta elevatória (CSB). Em adição, o trabalho com o uso da cesta elevatória era constantemente desconsiderado como trabalho em altura.

A falha ao identificar os riscos relacionados à atividade interfere na definição dos elementos críticos de segurança operacional, dificultando a prevenção e conscientização dos riscos envolvidos na atividade a ser desenvolvida.

Causa Raiz 6: Qualificação, treinamento e desempenho do pessoal [3] - Falha no treinamento [3.3] - Falha no resultado do treinamento [3.3.5] - Sem treinamento [3.3.5]

A Matriz de Treinamento vigente na ocasião do incidente previa tanto para a função de plataformista como para assistente de torrista o treinamento em NR-35, entretanto, o acidentado, que estava em processo de transição entre estes cargos, não possuía este treinamento.

5.3.3. Causa Raiz 7 : Monitoramento e melhoria contínua do desempenho [6] - Falha na avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos de segurança [6.3.2] - Falha no monitoramento [6.3] - Avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos de segurança inadequada [6.3.2]

Não foi possível evidenciar a realização de análise de risco para a implementação dos equipamentos de proteção individual para o acidentado no uso da cesta elevatória. Além disso, o dispositivo trava quedas deveria estar fixado acima do nível da cintura do trabalhador, ajustado de modo a restringir a altura de queda e assegurar que, em caso de ocorrência, minimizasse a chance do trabalhador colidir com estrutura inferior.

No incidente o talabarte estava fixado na própria estrutura da cesta elevatória, impossibilitando sistema de proteção individual para o trabalhador após a colisão entre a cesta e o *top drive*, de forma que fosse minimizada a possibilidade de sua projeção contra o *drill floor* e demais estruturas da sonda.

4.2. Queda em altura em 18/05/2013 – Sonda *West Eminence*

Em 18/05/2013 foi enviada à ANP uma Comunicação de Incidente (CI) de Acidente Pessoal ocorrido na sonda de perfuração *West Eminence*, operada pela empresa *Seadrill* em área sob concessão da Petrobras e durante operação de descida do revestimento 10 3/4" por seção no poço 8-LL-23-RJS.

A função do acidentado consistia em realizar o acionamento da alavanca responsável pela abertura e fechamento da cunha do elevador tipo *spider* no alto da seção do revestimento, a aproximadamente 25m acima da mesa rotativa, utilizando o *manrider* (cadeirinha). Durante esta sequência de operações, ocorreu rompimento do cabo de aço do *manrider* e queda do plataformista de aproximados 49m, do nível do *topdrive* até o *moonpool*.

O processo administrativo aberto pela ANP para a investigação para a avaliação das circunstâncias do evento está em fase de conclusão.

5. EVENTOS DE PERDA DE CONTENÇÃO

A distribuição dos volumes descarregados dentre os incidentes comunicados à ANP é demonstrada na tabela 4.

| Volume descarregado estimado (m ³) | | | | |
|--|--------|--------|-------|-------|
| Tipo de fluido | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Petróleo | 10,92 | 607,9 | 26,8 | 13,78 |
| Óleo e derivados | 10,35 | 1,18 | 7,96 | 11,32 |
| Fluido de perfuração | 370,43 | 250,35 | 56,85 | 92,66 |
| Água Oleosa | 24,85 | 6,49 | 24,28 | 57,29 |

Tabela 4: Distribuição dos volumes descarregados.

Quando verificados os dados referentes aos números de incidentes de Perda de Contenção¹¹, observa-se que grande parte dos incidentes comunicados envolveu o derrame de fluidos e petróleo, seguido por água oleosa e óleos tratados¹². Entretanto, ao se contabilizar os volumes informados tal qual indicado na tabela 4, cada evento que envolve a descarga de fluido de perfuração tende a apresentar uma descarga de maior volume. Estes eventos se relacionam diretamente a alguma espécie de perda de controle sobre o processo de perfuração de poços ou no processo de transferência destes fluidos, de maior ou menor relevância no aspecto segurança. Estas situações sempre representam o lançamento de substâncias químicas ao ambiente marinho. Segundo os dados, houve considerável decréscimo do volume de descargas de petróleo e aumento significativo nos valores de descarga de água oleosa, o que aponta para a incapacidade de determinada planta de processo de produção atender aos valores máximos estipulados para óleos e graxas ao longo de sua vida útil, o que pode relacionar-se com causas como: sobrecarga de óleo bruto em relação à capacidade de tratamento ou óleo de características diferenciadas, problema temporário ou *by-pass* em algum de seus equipamentos entre outros.

¹¹ Eventos de perda de contenção são eventos incidentais onde há a liberação de material pelos sistemas das instalações reguladas, ocasionando vazamentos ou descargas de materiais como petróleo, gás natural, fluido de perfuração, dentre outros.

¹² Foram consideradas como “óleo tratado” todas as substâncias oleosas e com especificação, como óleo diesel e óleo lubrificante.

A figura 12 indica o volume descarregado por tipo de substância e número de eventos, demonstrando aumento da gravidade de eventos de descarga de água oleosa e de fluido de perfuração em 2013 quando comparado a 2012, em oposição a uma melhora do índice para descargas de petróleo.

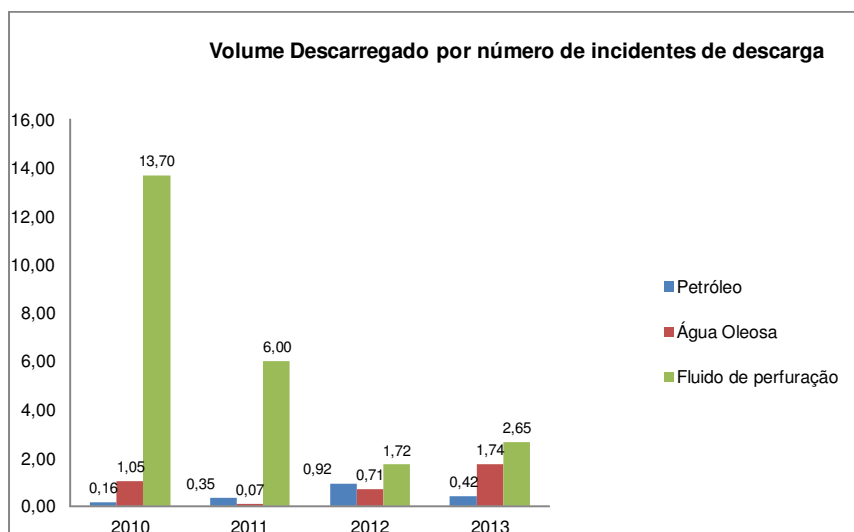


Figura 12 – Volume descarregado (m³) por número de incidentes

Ao analisar a série histórica desde 2010, houve piora em relação aos eventos envolvendo descarga de água oleosa e petróleo, e melhora de cerca de 80% no índice dos eventos envolvendo fluido de perfuração.

Ao considerarmos o número de incidentes de descarga por horas de trabalho das atividades marítimas (figura 13), observa-se que em 2013 houve um acréscimo de cerca de 20% do número de eventos de descarga de petróleo e tendência de manutenção do índice para as demais substâncias. Isto representa que, comparativamente às atividades dos anos anteriores, um número maior de incidentes de descarga de petróleo foi comunicado para um mesmo nível de atividades das sondas e plataformas marítimas, apesar da marcante diminuição de 70% deste indicador quando comparado aos valores entre 2010 e 2013.

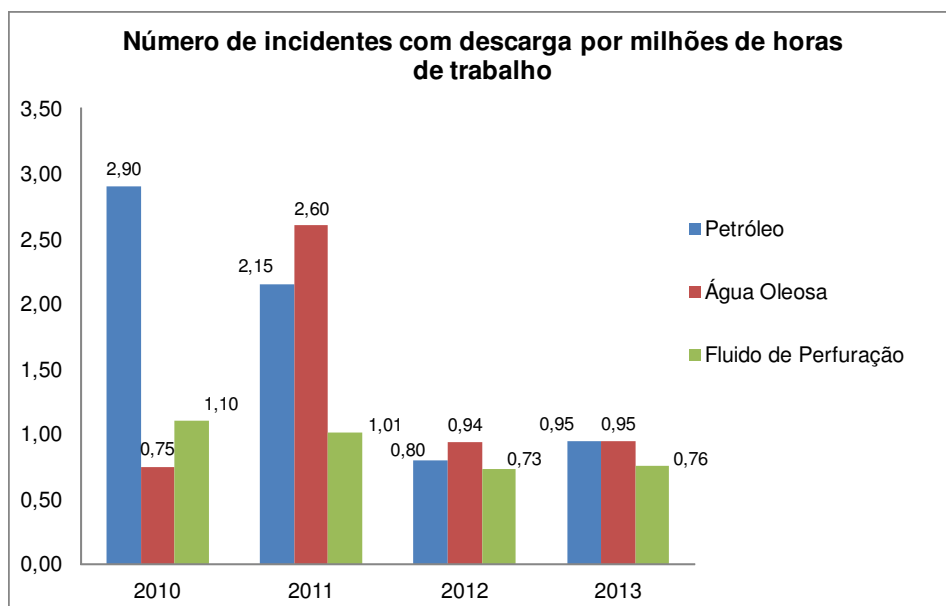


Figura 13: Índice de número de comunicados de derramamentos de petróleo e água oleosa (número de comunicados por milhões de horas de trabalho)

Ao avaliar os índices de volume descarregados de petróleo e água oleosa por volumes de barris de petróleo produzidos (figura 14), observa-se que para um mesmo nível de produção de petróleo houve diminuição de cerca de 50% nos eventos de descarga de petróleo bruto, porém houve acréscimo de cerca de 150% no volume de água oleosa descarregada.

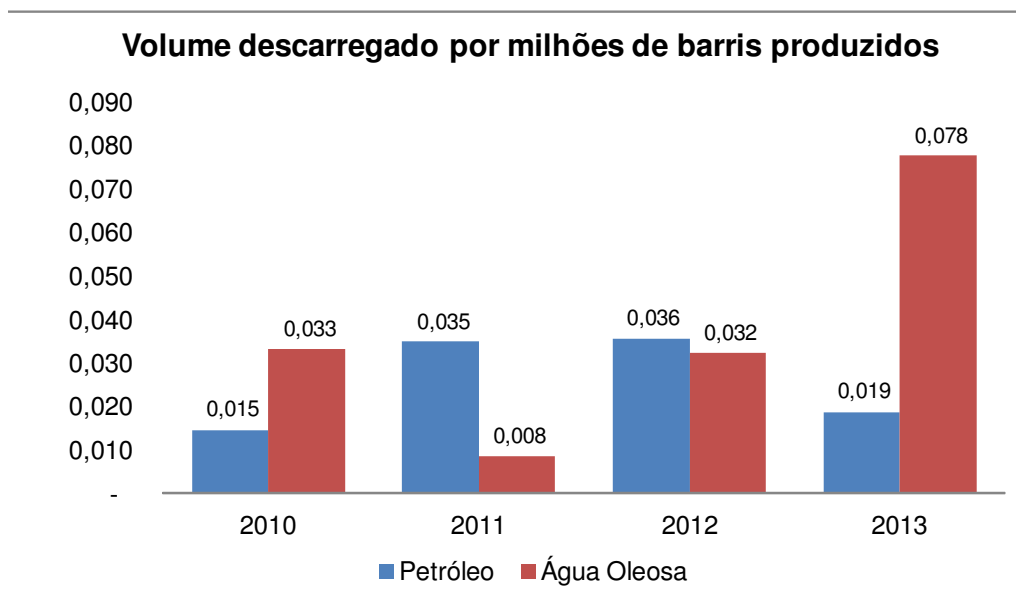


Figura 14: Índice de volume derramado por milhões de barris de petróleo produzidos no Brasil (Petróleo e Água Oleosa)

A figura 15 indica as principais causas de eventos de descarga cadastrados no SISO e constata-se que, a exemplo dos eventos envolvendo ferimentos graves, os eventos de perda de contenção também são causados principalmente por problemas relacionados a procedimentos operacionais e identificação de riscos.

Também se observa 15% de outras causas cadastradas como não alinhadas com os requisitos do SGSO, seja por falta de entendimento do mapa de causas raiz do SISO, seja por falta de entendimento da aplicação das práticas de gestão do regulamento da ANP.

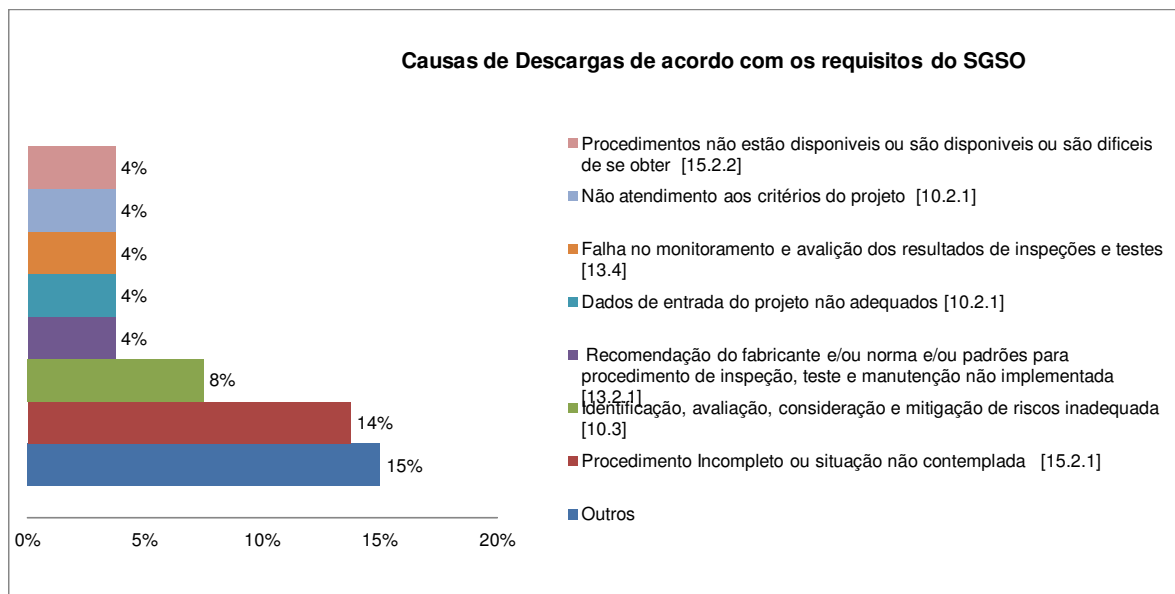


Figura 15: Principais causas de descargas de acordo com os Relatórios Detalhados de Incidentes (RDI) cadastrados via SISO - 2013

6. INCÊNDIOS E EXPLOSÕES

A tabela 5 demonstra os incidentes relacionados a incêndios e explosões comunicados à ANP em 2013. Observa-se que a maior parte dos comunicados está relacionada a princípios de incêndios.

| Incêndios e Explosões - 2013 | |
|------------------------------------|----------------------|
| Tipo de incidente | Número de incidentes |
| Princípios de incêndio | 56 |
| Incêndios Significantes | 5 |
| Incêndios Maiores | 1 |
| Explosões de atmosferas explosivas | 1 |
| Explosões Mecânicas | 2 |

Tabela 5: Incêndios e explosões ocorridos em 2013

A figura 16 indica o número de princípios de incêndio por tipo de atividade. Observa-se que o maior número de eventos ocorre em sondas e plataformas marítimas e que houve apenas um evento de Incêndio Maior que é descrito em detalhes no item 6.1 deste relatório.

Princípio de incêndio por tipo de atividade

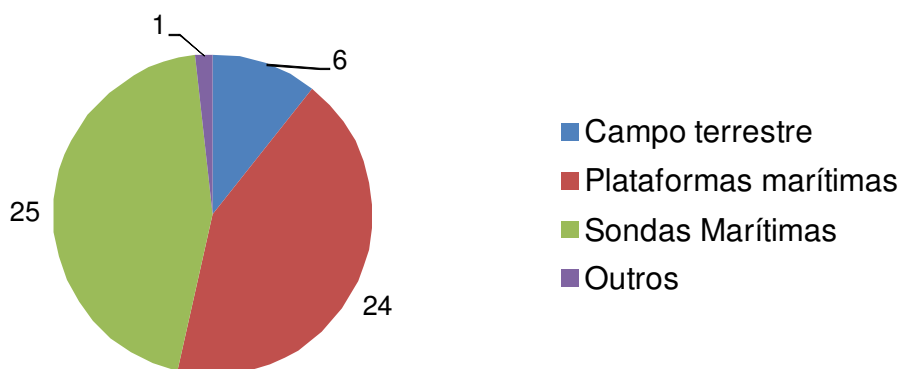


Figura 16: Número de princípios de incêndio comunicados por tipo de segmento - 2013

Ao avaliar as causas dos princípios de incêndio comunicados à ANP (figura 17) em relação às práticas de gestão estabelecidos para o SGSO, verifica-se que dentre os principais motivos destes eventos estão relacionados problemas na implementação dos requisitos de Integridade Mecânica (13), Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais (17) e de Identificação e Análise de riscos (12).

Principais causas de princípios de incêndios correlacionadas com as práticas de Gestão do SGSO

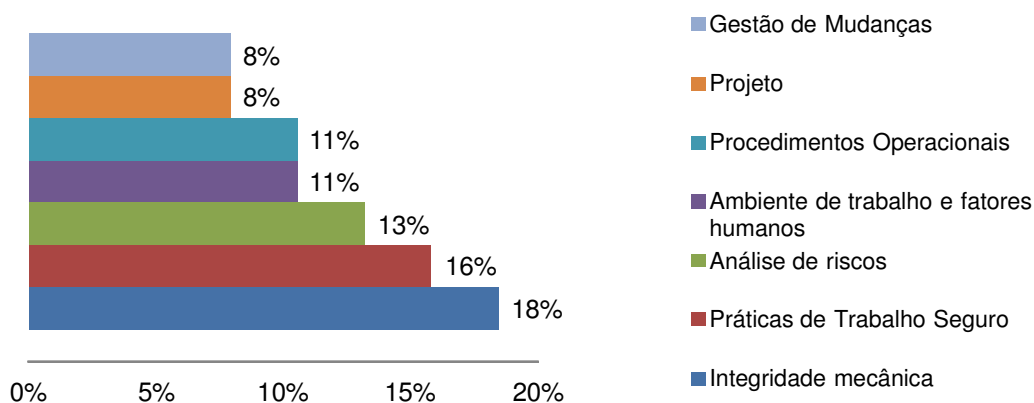


Figura 17: Principais causas de princípios de incêndio de acordo com os Relatórios Detalhados de Incidentes (RDI) cadastrados via SISO - 2013

6.1. Explosão e Incêndio em poça - Plataforma P-20

Em 26/12/2013 na plataforma P-20 ocorreu uma explosão seguida de incêndio, que gerou dois acidentados, sendo um por inalação de fumaça e outro por entorse do tornozelo, além de dano material considerável.

Neste incidente, ocorreu explosão de um tanque de etanol durante serviço a quente que era realizado nas proximidades da área de tanques de produtos químicos da unidade. Esta explosão ocasionou o vazamento de considerável inventário de etanol, seguido de incêndio em poça que atingiu a área de produtos químicos, parte da planta de processamento e sistemas de tratamento de gás e se aproximou do casario da plataforma.

O incêndio durou duas horas e cinquenta minutos e não foi possível seu controle apenas pelos sistemas de resposta da plataforma, como sistema de dilúvio e apoio da brigada de incêndio, tendo sido necessário o acionamento de embarcações *fire-fighting* para apoio à emergência.

A produção da plataforma foi interrompida no dia do acidente. Como medida cautelar em razão dos danos materiais a equipamentos críticos de segurança causados pelo incêndio, a unidade foi posteriormente interdita pela ANP entre os dias 02/01/2014 e 03/04/2014.

Foi aberto processo administrativo para a investigação do incidente pela ANP que emitirá posteriormente o relatório com os resultados da investigação.

7. ATIVIDADES DE FISCALIZAÇÃO

7.1. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) – Resolução ANP 43/2007

As ações de fiscalização nos Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) das unidades marítimas foram iniciadas no final de 2009, após o término do prazo de adequação de dois anos dado às unidades já em operação na data da publicação do SGSO.

Essas ações são conduzidas nas sondas e plataformas marítimas em busca da melhoria da segurança operacional e implicam a rotineira verificação da conformidade dos procedimentos adotados pelos operadores das instalações frente aos requisitos exigidos pela ANP.

Assim, quando o operador da instalação¹³ não cumpre a regulamentação estabelecida pelo SGSO, são registradas não conformidades que podem ser classificadas como críticas, graves, moderadas, leves ou observações. Em seguida, a Operadora da Concessão¹⁴ é notificada a implementar ações corretivas em prazos que variam de acordo com a classificação das não conformidades apontadas pela ANP. São emitidos autos de infração caso não sejam apresentadas soluções nos prazos estipulados ou no caso de reincidência no descumprimento de requisitos do SGSO.

O procedimento da auditoria é baseado em dados amostrais¹⁵ colhidos por ocasião da visita à unidade, abrangendo de forma total ou parcial (exemplo: *follow up*) as práticas de gestão do SGSO. O corpo técnico da SSM considera que a ausência de não conformidades em determinada prática de gestão não garante, necessariamente, que todos os requisitos do SGSO estejam plenamente atendidos. A ANP orienta que o Concessionário direcione esforços contínuos para a manutenção e melhoria de seu sistema de gestão, que deve contemplar, no mínimo, as 17 práticas do SGSO.

Em 2013, foram auditadas 49 unidades marítimas, das quais 36 eram plataformas de produção e 13 eram sondas marítimas. O resultado destas auditorias está explicitado a seguir.

¹³ O operador da instalação pode ser o próprio operador da concessão ou empresa designada por este para ser o responsável pelo gerenciamento e execução de todas as operações e atividades de uma instalação.

¹⁴ Perante a ANP, a responsabilidade legal pelo tratamento de não conformidades é da Operadora da Concessão, pois é com esta que a Agência firma os contratos de exploração e produção.

¹⁵ O baixo número de não conformidades não tem relação com bom desempenho em segurança. Para tal tipo de conclusão devem ser avaliados o escopo e a duração da auditoria da ANP.

7.1.1. Auditorias em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural

Em universo de um total de 156 plataformas de produção, 93,6% têm como operador da concessão a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, seguida pela Statoil com 1,9%, BP Energy, OGX e Shell com 1,3% cada e Chevron com 0,6%

A tabela 6 apresenta as plataformas, operadores e número de não conformidades apontadas pela ANP frente à Resolução ANP nº 43/2007.

| Instalação | Operadora da Instalação | Concessionário | Número de não conformidades |
|------------------------|--------------------------------|-----------------------|------------------------------------|
| FPSO CIDADE DE ITAJAÍ | OOG TK FPSO | Petrobras | 9 |
| FPSO CIDADE DE PARATY | SBM | Petrobras | 11 |
| FPSO FRADE | SBM Frade | Chevron Frade | 2 |
| FSO CIDADE DE MACAÉ | Modec | Petrobras | 14 |
| PETROBRAS 15 | Petrobras | Petrobras | 10 |
| PETROBRAS 31 | Petrobras | Petrobras | 5 |
| PETROBRAS 52 | Petrobras | Petrobras | 5 |
| PLATAFORMA DE CHERNE-1 | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA DE PARGO-1A | Petrobras | Petrobras | 3 |
| PLATAFORMA DE PARGO-1B | Petrobras | Petrobras | 3 |
| PLATAFORMA DE PIRANEMA | Teekay Petrojarl | Petrobras | 3 |

| | | | |
|---------------------------------|-----------|-----------|----|
| PLATAFORMA PCB-01 DE CAIOBA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PCB-02 DE CAIOBA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PCB-03 DE CAIOBA | Petrobras | Petrobras | 5 |
| PLATAFORMA PCB-04 DE CAIOBA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PCM-01 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 7 |
| PLATAFORMA PCM-02 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PCM-03 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 7 |
| PLATAFORMA PCM-04 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 7 |
| PLATAFORMA PCM-05 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 9 |
| PLATAFORMA PCM-06 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PCM-07 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PCM-08 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 7 |
| PLATAFORMA PCM-09 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 11 |
| PLATAFORMA PCM-10 DE CAMORIM | Petrobras | Petrobras | 7 |
| PLATAFORMA PDO-01 DE DOURADO | Petrobras | Petrobras | 7 |

| | | | |
|-----------------------------------|-----------|-----------|---|
| PLATAFORMA PDO-02 DE DOURADO | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PDO-03 DE DOURADO | Petrobras | Petrobras | 5 |
| PLATAFORMA PGA-01 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PGA-02 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PGA-03 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 7 |
| PLATAFORMA PGA-04 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PGA-05 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PGA-07 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PGA-08 DE GUARICEMA | Petrobras | Petrobras | 6 |
| PLATAFORMA PRB-01 DE ROBALO | Petrobras | Petrobras | 5 |

Tabela 6: Plataformas de produção marítima auditadas em 2013 e número de não conformidades apontadas

A tabela 7 apresenta os quantitativos de auditorias em unidades de produção organizados por operadores de concessão.

| Concessionário | Número de unidades auditadas |
|-----------------------|-------------------------------------|
| Petrobras | 35 |
| Chevron | 1 |

Tabela 7: Auditorias em Unidades de Produção por Operador de Concessão (2012)

A tabela 8 apresenta os quantitativos de plataformas de produção auditadas por operadores de Instalação.

| Operador de Instalação | Número de unidades auditadas |
|-----------------------------------|---|
| MODEC | 1 |
| SBM | 1 |
| OOG TK FPSO | 1 |
| SBM Frade | 1 |
| PETROBRAS | 31 |
| Teekay Petrojarl | 1 |

Tabela 8: Auditorias de unidades de produção por operador de instalação

A figura 18 apresenta a distribuição das não conformidades apontadas ao longo de 2013, por prática de gestão e com as respectivas gravidades. As práticas mais infringidas foram: (i) Auditoria (7), (ii) Integridade Mecânica (13), (iii) Monitoramento e Melhoria Contínua (6) e (iv) Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial (1).

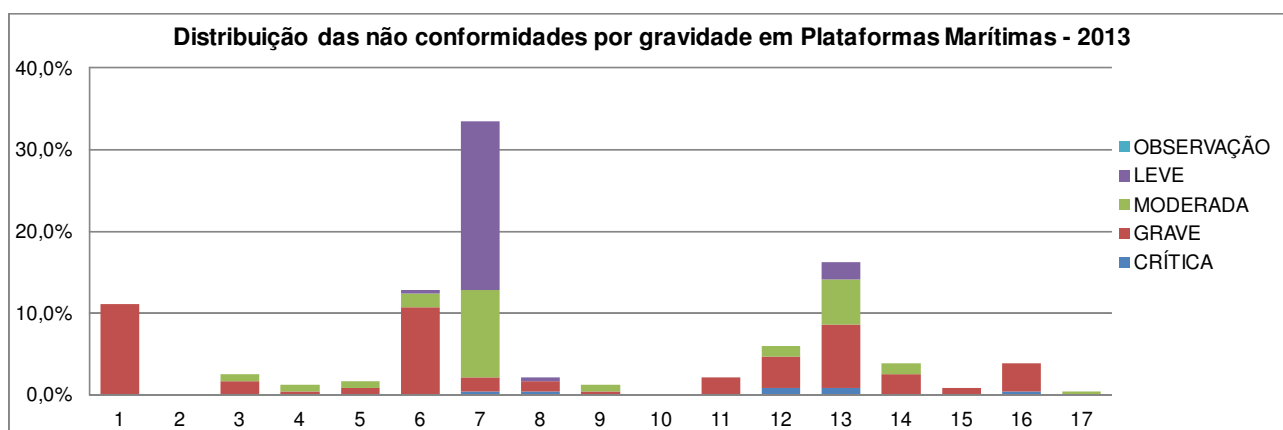


Figura 18: Distribuição das não conformidades por gravidade e prática de gestão do SGSO¹⁶ de plataformas marítimas de produção em 2013

A prática de Auditoria (7) apresentou número elevado de não conformidades leves e moderadas em comparação ao número de não conformidades graves. Já as práticas de Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial (1) e Monitoramento e Melhoria Contínua (6) apresentaram o maior número de não conformidades graves, indicando que além do aumento no número de não conformidades houve também um aumento da gravidade dos problemas encontrados.

As práticas que apresentaram maior número de não conformidades graves foram: (i) Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial (1), (ii) Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho (6) e (iii) Integridade Mecânica (13).

¹⁶ As práticas de gestão do SGSO são: 1 – Cultura de Segurança, compromisso e responsabilidade gerencial; 2 – Envolvimento do pessoal; 3 – Qualificação, treinamento e desempenho do pessoal; 4 – Ambiente de trabalho e fatores humanos; 5 – Seleção, controle e gerenciamento de contratadas; 6- Monitoramento e melhoria contínua do desempenho; 7 – Auditorias; 8 – Gestão da Informação e da documentação; 9 – Investigação de incidentes; 10 – Projeto, construção, instalação e desativação; 11 – Elementos críticos de segurança operacional; 12 – Identificação e Análise de riscos; 13 – Integridade Mecânica; 14 – Planejamento e gerenciamento de grandes emergências; 15 – Procedimentos Operacionais; 16 – Gerenciamento de Mudanças e 17 – Práticas de trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais.

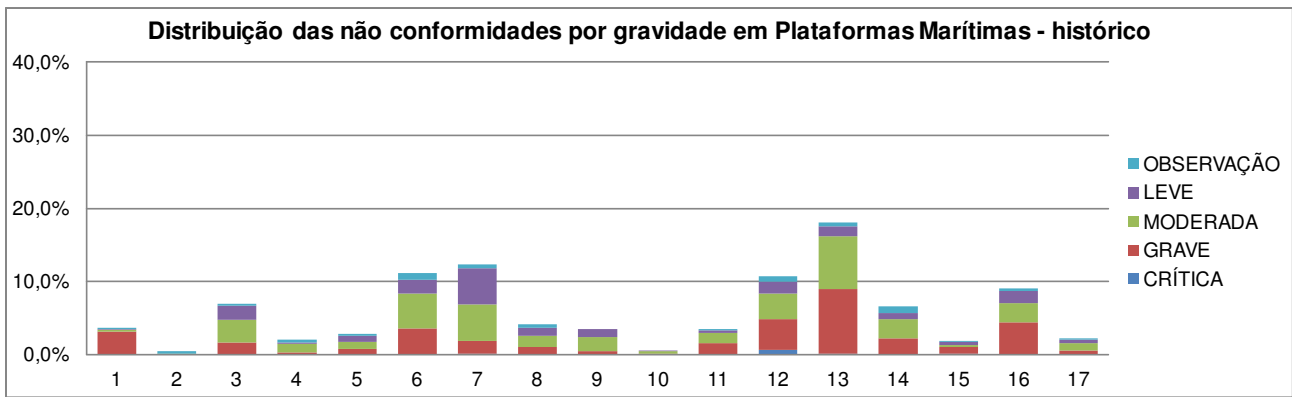


Figura 19: Distribuição de não conformidades por práticas de gestão do SGSO de plataformas marítimas de produção - histórico desde 2010

Quando os resultados de auditorias de 2013 são comparados com o histórico de não conformidades de plataformas de produção (figura 19), verifica-se que houve aumento de cerca de 200% de não conformidades nas práticas de gestão de Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial (1). Também houve aumento de cerca de 70% nas não conformidades na prática de gestão de Auditorias (7) e de 15% na prática de Monitoramento e Melhoria Contínua (6). As demais práticas registraram queda na proporção de não conformidades.

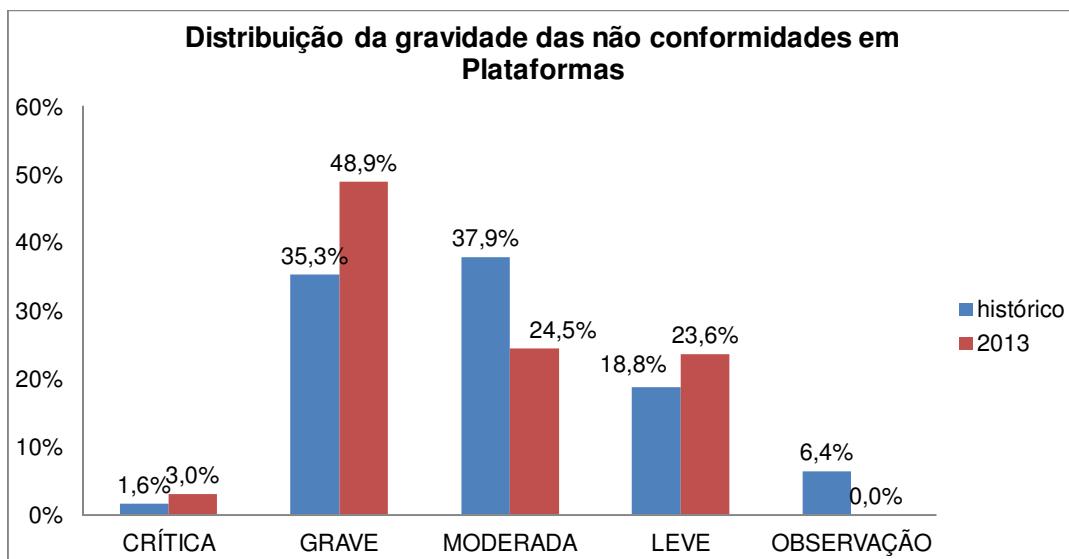


Figura 20: Comparação da classificação das não conformidades de plataformas marítimas de produção – histórico versus 2013

Avaliando a classificação das não conformidades registradas em 2013 para plataformas marítimas de produção (figura 20), observa-se que houve aumento daquelas classificadas como críticas, graves e leves, em contraponto à diminuição da proporção de não conformidades classificadas como moderadas. Registra-se que mais da metade das não conformidades emitidas foram classificadas como críticas ou graves, indicando aumento da importância dos desvios encontrados.

7.1.2. Auditorias em Sondas Marítimas

De acordo com dados fornecidos através do SIGEP¹⁷, operava no Brasil um total de 48 sondas, das quais eram operadores da concessão Petrobras 81,25%, seguida por OGX com 6,25%, Repsol Sinopec com 4,17% e BP, Perenco Brasil, Queiroz Galvão e Anadarko cada uma com 2,08%.

A tabela 9 apresenta os números dos resultados das auditorias de segurança operacional da Resolução ANP nº 43/2007 realizadas em 2013 em sondas marítimas.

| Unidade de Perfuração | Operador da Concessão | Operador da Instalação | Número de não conformidades |
|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| ABAN ABRAHAM | Petrobras | Etesco | 7 |
| Deep Ocean Clarion | BP Energy | Ensco | 9 |
| DEEPWATER NAVIGATOR | Petrobras | Transocean | 1 |
| GOLD STAR | Petrobras | QGOG | 6 |
| LOUSIANA | Petrobras | Petrobras | 5 |
| NORBE VI | Petrobras | Petrobras | 14 |
| NORBE VIII | Total | Odebrecht | 1 |
| OCEAN BARONESS | Petrobras | Brasdril | 4 |
| OCEAN WINNER | Petrobras | Brasdril | 10 |
| PETROBRAS LIX | Petrobras | Petrobras | 15 |
| Sertão | Petrobras | Schahin | 9 |
| Sevan Brasil | Petrobras | Sevan | 10 |
| Vitoria 10000 | Petrobras | Schahin | 13 |

Tabela 9: Unidades de Perfuração auditadas em 2013

A tabela 10 apresenta os quantitativos de auditorias em sondas marítimas, relacionando seus respectivos contratantes (operadores de concessão).

¹⁷ Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção da ANP

| Operador da Concessão | Qtd. de auditorias |
|------------------------------|---------------------------|
| BP | 1 |
| Total | 1 |
| Petrobras | 11 |

Tabela 10: Auditorias em Unidades de Perfuração por Operador de Concessão (2013)

A tabela 11 apresenta o quantitativo de auditorias de segurança operacional nas sondas marítimas por operador de instalação na ocasião das atividades de fiscalização.

| Operador da Instalação | Qtd. de auditorias |
|-------------------------------|---------------------------|
| Ensco | 1 |
| Brasdril | 2 |
| Etesco | 1 |
| Odebrecht | 1 |
| Petrobras | 3 |
| Queiroz Galvão | 1 |
| Schahin | 2 |
| Transocean | 1 |
| Sevan | 1 |

Tabela 11: Auditorias de unidades de perfuração por operador de instalação (2013)

A figura 21 apresenta a distribuição das não conformidades aplicadas em sondas marítimas em 2013 em função de sua gravidade e da prática de gestão. Observa-se que as práticas de gestão mais infringidas foram: (i) Integridade Mecânica (13), (ii) Análise de Riscos (12), (iii) Gestão da Informação e Documentação (8) e (iv) Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho (6).

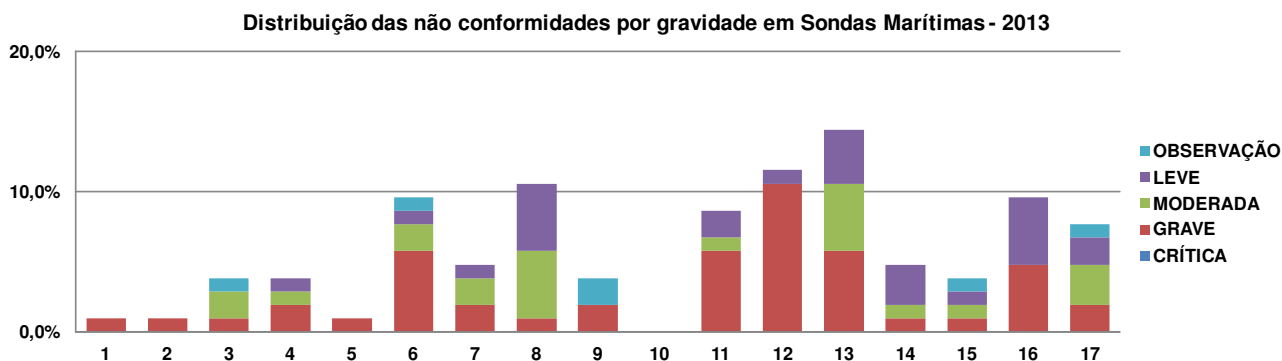


Figura 21: Distribuição das não conformidades por gravidade e prática de gestão do SGSO¹⁸ de sondas marítimas em 2013

Verifica-se que as práticas de gestão que tiveram maior proporção de não conformidades graves foram: (i) Análise de Riscos (12), (ii) Elementos Críticos de Segurança operacional (11), (iii) Integridade Mecânica (13) e (iv) Gestão de Mudanças (16).

¹⁸ As práticas de gestão do SGSO são: 1 – Cultura de Segurança, compromisso e responsabilidade gerencial; 2 – Envolvimento do pessoal; 3 – Qualificação, treinamento e desempenho do pessoal; 4 – Ambiente de trabalho e fatores humanos; 5 – Seleção, controle e gerenciamento de contratadas; 6- Monitoramento e melhoria contínua do desempenho; 7 – Auditorias; 8 – Gestão da Informação e da documentação; 9 – Investigação de incidentes; 10 – Projeto, construção, instalação e desativação; 11 – Elementos críticos de segurança operacional; 12 – Identificação e Análise de riscos; 13 – Integridade Mecânica; 14 – Planejamento e gerenciamento de grandes emergências; 15 – Procedimentos Operacionais; 16 – Gerenciamento de Mudanças e 17 – Práticas de trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais.

Ao observar o histórico de não conformidades emitidas pela ANP (figura 22), verifica-se que houve, proporcionalmente, diminuição nos problemas relacionados às práticas de Elementos Críticos(11), Envolvimento do Pessoal (2) e Gestão da Informação e Documentação (8). Em contrapartida, houve aumento nas não conformidades relacionadas à Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial (1), Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas (5) e Planejamento de Grandes Emergências (14).

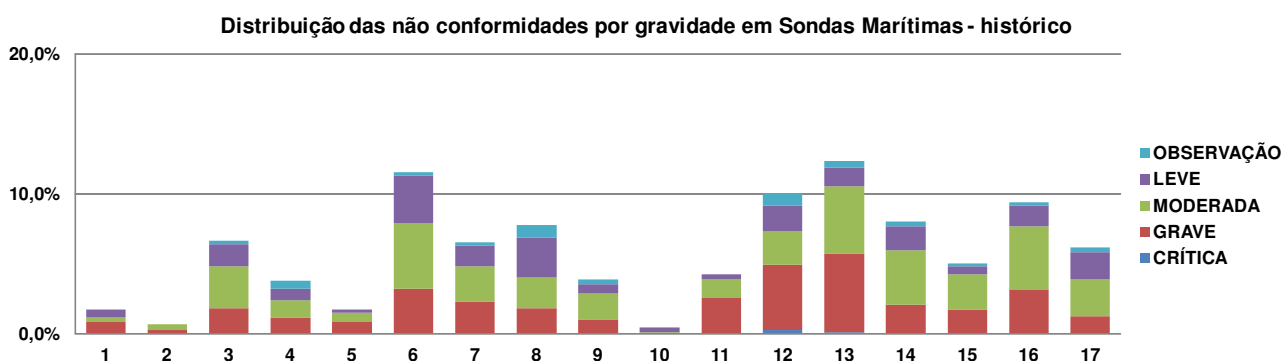


Figura 22: Distribuição de não conformidades por práticas de gestão do SGSO em sondas marítimas - histórico desde 2010

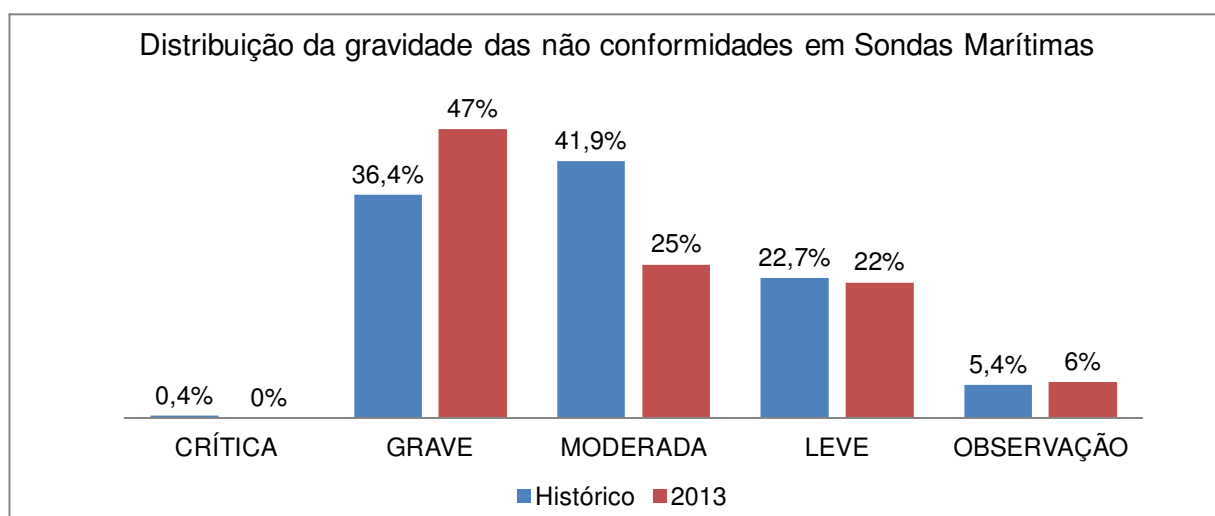


Figura 23: Comparação da classificação das não conformidades de sondas marítimas – histórico versus 2013

O aumento da gravidade das não conformidades é corroborado pela figura 23 onde se observa aumento de não conformidades graves e diminuição da classificação moderada.

7.2. Auditorias do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural de Campos terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI) – Resolução ANP nº 02/2010

O Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI) foi aprovado pela Resolução ANP no 2/2010 e entrou em vigor em 18/01/2010, com prazo de 2 a 3 anos para adequação das instalações.

Este regulamento se apresenta de forma prescritiva na maioria de seus itens, de forma a estabelecer requisitos mínimos quanto à segurança operacional e integridade estrutural das instalações terrestres. Tal formato visa informar e instruir empresas concessionárias de menor porte a respeito das melhores práticas da indústria do petróleo.

A mesma resolução supracitada indica que concessionários que possuem unidades de produção marítima e, por este motivo, devem possuir o SGSO (Resolução ANP 43/2007) implementado, são obrigados a estender os mesmos requisitos de plataformas marítimas para os campos terrestres em adição ao SGI.

As instalações de produção em campos terrestres, em número total de 173, da mesma forma que plataformas de produção e perfuração *offshore*, têm a Petrobras como operadora majoritária, com percentual de 87,9% das unidades. Outras presentes na atividade são Petrosynergy, Sonangol Starfish, Petrogal, UTC Engenharia, Panergy Petróleo e Gás, Gran Tierra Energy Brasil, OGX Maranhão, Partex Brasil Ltda e Vipetro.

A tabela 12 apresenta os 9 (nove) campos terrestres auditados no ano de 2013, listando os operadores de instalação e concessionários, bem como o número de não conformidades apontadas pela ANP frente aos requisitos do SGI/SGSO.

| Instalação | Operador da Instalação | Concessionário | Número de não conformidades |
|-------------------|-------------------------------|-----------------------|------------------------------------|
| Água Grande | Petrobras | Petrobras | 6 |
| Araçás | Petrobras | Petrobras | 3 |
| Buracica | Petrobras | Petrobras | 5 |
| Candeias | Petrobras | Petrobras | 5 |
| Fazenda Bálsamo | Petrobras | Petrobras | 4 |
| Miranga | Petrobras | Petrobras | 4 |
| Remanso | Petrobras | Petrobras | 4 |
| Taquipe | Petrobras | Petrobras | 4 |
| Salina Cristal | Petrobras | Petrobras | 39 |

Tabela 12: Auditorias de campos terrestres em 2013

A figura 24 indica que os itens do SGI¹⁹ com maior número de desvios foram aqueles relativos à Identificação e Análise de Riscos (item 8), seguido por Inspeção de Equipamentos e Tubulações (item 15).

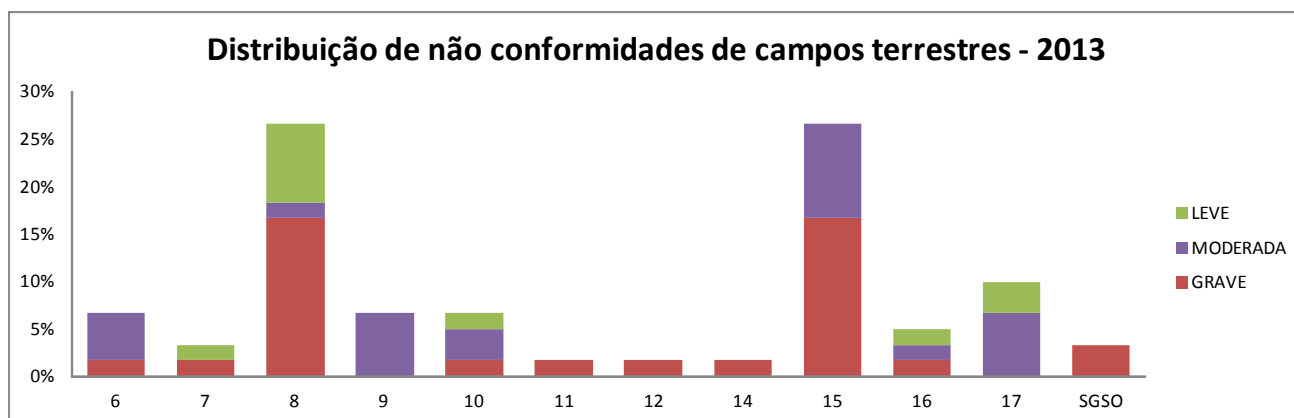


Figura 24: Distribuição das não conformidades por gravidade e prática de gestão do SGSO de campos terrestres em 2013

¹⁹ Os itens do SGI são: 6 – Estrutura Organizacional, Qualificação e Treinamento, 7 – Informação e documentação, 8 – Identificação e Análise de Riscos, 9 – Plano de Emergência, 10 – Documentação de Segurança Operacional, 11 – Garantia da Integridade Estrutural das instalações, 12 – Projeto da Instalação, 13 – Construção e Montagem da Instalação, 14 – Elementos Críticos de Segurança Operacional, 15 – Inspeção de Equipamentos e Tubulações, 16 – Manutenção de Equipamentos e Tubulações, 17 – Operação e Processo e 18 - Desativação da Instalação.

7.3. Auditorias do Regulamento Técnico de Segurança de Dutos Terrestres - Resolução ANP nº 06/2011

Em março de 2013 foi realizada uma ação de fiscalização para verificação de conformidade do Sistema de Gestão de Segurança Operacional dos Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (RTDT), um mês após o término do período de adequação ao Regulamento Técnico.

O escopo da fiscalização contemplou a verificação da gestão de segurança de 89 dutos, tendo sido geradas 94 não conformidades, sendo 54% classificadas como graves, 37% moderadas e 7% leves. A maioria das não conformidades estava relacionada a problemas na operação, manutenção ou inspeção dos dutos.

8. INTERRUÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES

Ao verificar desvios que indiquem a necessidade de medidas cautelares para a garantia do controle dos riscos relacionados às atividades reguladas, a ANP ordena a interdição/interrupção das operações na instalação. A tabela 13 apresenta as instalações que tiveram suas atividades interrompidas em função da fiscalização da ANP.

| Nome da unidade | Operador | Concessionário | Data de interdição | Data da desinterdição | Motivo da interdição |
|-----------------------|-----------|----------------|--------------------|-----------------------|--|
| FPSO Cidade de Itajaí | OOG TK | Petrobras | 17/01/2013 | 08/02/2013 | Não foi permitida a partida da planta de produção da plataforma antes que fossem sanadas seis não conformidades classificadas como críticas durante atividade de fiscalização, a saber: <i>1) não implementou as ações corretivas referentes às recomendações contidas nas análises de riscos; 2) não houve conclusão da atualização dos estudos de risco da plataforma após ocorrência de incêndio na sala de máquinas; 3) não avaliou o perigo e o impacto global, antes da implementação de modificações no projeto após incêndio; 4) não implementou o sistema de gestão de documentos e não conseguiu demonstrar efetivo controle de documentação; 5) a auditoria interna não contemplou toda a instalação antes do início da operação; 6) o reparo no sistema afetado pelo incêndio não havia sido concluído no momento da fiscalização</i> |
| PCM-03 | Petrobras | Petrobras | 08/03/2013 | 28/03/2013 | Foi constatado que não havia parede corta chama para isolamento do motor da bomba de combate a incêndio da área dos poços e que os <i>sprinklers</i> estavam inadequadamente instalados abaixo do nível do convés. |

| | | | | | |
|--------|-----------|-----------|------------|------------|---|
| PCM-04 | Petrobras | Petrobras | 08/03/2013 | 15/03/2013 | Foi constatado que o motor da bomba de combate a incêndio havia sido removido para reparo e não estava adequado e disponível para a resposta à emergência. |
| PCM-05 | Petrobras | Petrobras | 08/03/2013 | 14/03/2013 | Durante o teste de partida do motor da bomba de combate a incêndio a mesma não funcionou. Adicionalmente, havia corrosão severa no <i>manifold</i> e nas árvores de natal, além de ter sido constatado que a válvula de segurança de subsuperfície de um dos poços estava fora de operação desde 2000. Desta forma, o Operador da Instalação não se certificava que todos os recursos de resposta, incluindo os sistemas e equipamentos de emergência, estavam adequados e disponíveis e não estabelecia planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, a fim de buscar a integridade mecânica dos seus sistemas, estruturas, Equipamentos e Sistemas Críticos de Segurança Operacional. |
| PCM-08 | Petrobras | Petrobras | 08/03/2013 | 28/03/2013 | Foi constatado que havia dois vazamentos de gás: de um dos poços pelo castelo do <i>gas lift</i> e em uma tubulação e as linhas de <i>gas lift</i> e de combate a incêndio encontravam-se em avançado grau de corrosão. Dessa forma, os planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção estabelecidos pelo Operador da Instalação não garantiam a integridade mecânica dos seus sistemas, estruturas, equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional. |

| | | | | | |
|--|------------------------------|-----------|------------|------------|---|
| PGA-03 | Petrobras | Petrobras | 08/03/2013 | 14/03/2013 | Durante o teste realizado de partida do motor da bomba de combate a incêndio a mesma não funcionou e foi identificado alto grau de corrosão nas linhas de combate a incêndio. Desta forma, o Operador da Instalação não se certificava que todos os recursos de resposta, incluindo os sistemas e equipamentos de emergência estavam adequados e disponíveis. |
| Instalação terrestre de Jacutinga | Petrobras | Petrobras | 11/03/2013 | 05/04/2013 | O Concessionário não enviou Documentação de Segurança Operacional (DSO) previamente ao início das operações, conforme Regulamento do Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção, aprovado pela Resolução ANP 02/2010. |
| Gasoduto 6" Zona Norte / Satélite 06 | Unidade Operacional da Bahia | Petrobras | 30/04/2013 | 06/05/2013 | O duto operava sem avaliação de riscos. |
| Oleoduto 8" Ilha de Maré / Est. Pedra Branca | Unidade Operacional da Bahia | Petrobras | 30/04/2013 | 01/05/2013 | O duto operava sem avaliação de riscos. |

| | | | | | |
|-----------------------------|-------|-----------|------------|------------|--|
| FPSO Cidade de Paraty | SBM | Petrobras | 10/05/2013 | 29/05/2013 | <p>Não foi permitida entrada em operação da instalação, antes do saneamento das seguintes 3 (três) não conformidades:</p> <p>1) O treinamento da força de trabalho necessário para início da operação no momento da fiscalização era de 40%, sendo que o planejado deveria ser de 75%.</p> <p>2) Havia Elementos Críticos com prazos de inspeção/manutenção vencidos.</p> <p>3) Falha na aplicação do sistema de gerenciamento de mudanças na substituição de bomba de incêndio de capacidade diferente, além da instalação de 2 <i>risers</i> sem a colocação de boia de flutuação (BSR), conforme projeto.</p> |
| Deepsea Metro II | Odfel | Petrobras | 01/12/2013 | 06/12/2013 | Por falha do Blowout Preventer (BOP), a ANP aplicou medida cautelar para que a operadora interrompesse as operações do poço. |
| EnSCO DS- 4 | EnSCO | BP | 06/12/2013 | 12/12/2013 | As atividades de perfuração do poço 3-BP-11-RJS se iniciaram sem autorização da ANP. |

Tabela 13: Interdições em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no ano de 2013

9. PROCESSOS SANCIONATÓRIOS

Quando observado que, após a notificação de não conformidades, as ações dos concessionários e operadores de instalação não eliminam as causas dos desvios indicados pela ANP; quando há descumprimento de notificações ou são prestadas informações inverídicas ou constata-se subnotificação de incidentes, dentre outros tipos de desvios, a ANP autua o operador da concessão e conduz processos sancionatórios, com vistas à aplicação de multas.

O resultado dos processos sancionatórios iniciados em 2013 são demonstrados nas tabelas 14 e 15. Vale ressaltar que a multa poderá ser recolhida, no prazo para a interposição do recurso, com redução de 30% (trinta por cento), consoante faculta o parágrafo 3º do artigo 4º da Lei nº 9.847/1999.

| Regulamento infringido ou tipo de infração | Número de infrações | Percentual do número de infrações |
|---|----------------------------|--|
| Descumprimento de Notificação | 10 | 12,50% |
| Prestar à ANP informação inverídica | 8 | 10,00% |
| Outro tipo de infração | 1 | 1,25% |
| Resolução ANP 02/2010 (RTSGI) | 11 | 13,75% |
| Resolução ANP 06/2011 (RTDT) | 10 | 12,50% |
| Resolução ANP 43/2007 (SGSO) | 28 | 35,00% |
| Resolução ANP 44/2009 (Comunicação de Incidentes) | 12 | 15,00% |

Tabela 14: Percentual de infrações por regulamento infringido ou tipo de infração (2013)

| Regulamento infringido ou tipo de infração | Valor da multa aplicada | Valor da multa recebida | % recebido |
|---|--------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Descumprimento de Notificação | R\$ 455.000,00 | R\$ 338.000,00 | 74 |
| Prestar à ANP informação inverídica | R\$ 2.165.000,00 | R\$ 1.320.000,00 | 61 |
| Outro tipo de infração | R\$ 325.000,00 | R\$ 227.500,00 | 70 |
| Resolução ANP 02/2010 (RTSGI) | R\$ 9.725.000,00 | R\$ 6.247.500,00 | 64 |
| Resolução ANP 43/2007 (SGSO) | R\$ 22.725.000,00 | R\$ 14.867.500,00 | 65 |
| Resolução ANP 44/2009 (Comunicação de Incidentes) | R\$ 3.250.000,00 | R\$ 910.000,00 | 28 |

Tabela 15: Valores de multas aplicadas e recebidas por regulamento infringido ou tipo de infração (2013)

10. AÇÕES ADOTADAS PELA ANP

Diversas são as frentes de atuação da ANP no sentido de fomentar a aplicação das melhores práticas de segurança operacional nas atividades reguladas. Desde o planejamento estratégico para a formação sólida de equipes de fiscalização e melhoria da infraestrutura das superintendências envolvidas, como os contatos e cooperação em âmbito nacional e internacional para a busca da melhoria do arcabouço e práticas regulatórias.

Destacamos a seguir as principais medidas adotadas ao longo do ano de 2013 para o fortalecimento da regulação da segurança operacional nas atividades de exploração e produção.

10.1. Agenda regulatória

A ANP elaborou e tornou pública uma agenda regulatória para o contínuo desenvolvimento de requisitos já existentes e de forma a desenvolver requisitos que englobem atividades ainda não incorporadas pelos regulamentos já editados pela ANP. Tal agenda, disponível no sítio da Agência na internet, indica as fases de desenvolvimento para regulamentos de segurança operacional para dutos marítimos e projeto de poços, os quais serão publicados em 2015.

10.2. Formação de auditores líderes

A ANP realizou concurso público para provimento de vagas de Especialistas em Regulação, sendo algumas das vagas destinadas à fiscalização de segurança operacional e meio ambiente. Os novos servidores participaram de plano de capacitação específico para executar atividades de fiscalização como auditores líderes do SGSO – Resolução ANP 43/2007 - e hoje desempenham as atividades rotineiras de fiscalização deste regulamento.

10.3. Cooperação Institucional

Além das ações externas, como contato direto com autoridades e centros técnicos de excelência em segurança operacional ao redor do mundo, ações internas na ANP foram conduzidas de forma a melhorar as fiscalizações, empregando os recursos da União na fiscalização do controle de riscos das atividades reguladas.

Destaca-se a realização das atividades de fiscalização envolvendo ANP, Ministério Público do Trabalho (MPT), Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), Marinha do Brasil (MB) e IBAMA nas operações denominadas “Ouro Negro”, que visam a uma maior integração entre os órgãos reguladores das atividades de exploração e produção *offshore* no Brasil.

Também estão incluídas neste escopo os Termos de Cooperação com a Marinha do Brasil que incluem perícias em petroleiros, sondas marítimas e plataformas de produção, e

o monitoramento de tráfego marítimo com patrulhas por embarcações e helicópteros e sistemas de monitoramento.

A ANP também participa do *International Regulators' Forum* (IRF) e do *International Offshore Petroleum Environmental Regulators* (IOPER) para o compartilhamento de dados de desempenho e das melhores práticas de regulação da segurança operacional e de meio ambiente.

10.4. SISO-Incidentes e a avaliação do desempenho da indústria

Considerando a necessidade de medir resultados da ação regulatória em segurança operacional, a ANP lançou em 01/07/2013 o Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO) no sentido de aprimorar a qualidade das informações estratégicas de segurança.

O sistema agiliza as ações da ANP frente a incidentes ocorridos e aprimora a categorização dos eventos, no sentido de gerar informação para a melhoria da fiscalização de segurança operacional.

Em paralelo ao desenvolvimento do SISO, foi iniciado o levantamento de indicadores preventivos, identificando os parâmetros a serem enviados anualmente pelas empresas para que seja feito o acompanhamento de desempenho de segurança operacional. Isso permite identificar prematuramente o desempenho insuficiente de plataformas e empresas no cumprimento dos requisitos estabelecidos pela ANP. A aquisição dos dados para a formação destes indicadores foi incluída no SISO no início de 2014 para permitir melhor acesso e tratamento dos dados. De modo análogo, será insumo para a seleção de instalações a serem fiscalizadas pela ANP.

Também foram incluídas no SISO funcionalidades de emissão de Alertas de segurança operacional que permitem disseminação rápida entre os usuários do sistema sobre situações que apresentam risco elevado de incidentes. Tal ferramenta melhora a comunicação com os responsáveis pela implementação dos requisitos de segurança da ANP nas empresas e otimiza o fluxo de informações críticas de segurança.

11. CONCLUSÕES

Consideradas as horas de trabalho, o nível de atividades de sondas e plataformas marítimas permaneceu no mesmo patamar em 2013 quando comparado a 2012, tendo sido mantido também o quantitativo aproximado de incidentes comunicados.

Os incidentes comunicados à ANP apresentaram, em média, menores danos, já que houve aumento da proporção de Quase Acidentes em relação ao número de Acidentes. Entretanto, esse tipo de resultado pode ser atribuído à explicitação e ao delineamento de incidentes comunicáveis feitos através da publicação, em julho de 2013, do Manual de Comunicação de Incidentes.

Essa nova metodologia de comunicação de incidentes, com o uso de um Manual e de sistema informatizado de recebimento e tratamento de informações (SISO), proporcionou aumento no número de incidentes comunicados, tanto de paradas emergenciais de plantas de processo em plataformas marítimas quanto de quase acidentes de alto potencial para as sondas marítimas.

Em contraposição à melhoria dos processos para o recebimento de comunicados de incidentes pela ANP, observa-se menor relação entre multa recebida por multa aplicada relacionada à falta de comunicação de incidentes em comparação às demais infrações e a outros regulamentos. Isso caracteriza uma atitude fortemente defensiva das empresas quando acionadas por subnotificação quantitativa.

Houve aumento expressivo do número de ferimentos graves, principalmente nas atividades conduzidas em sondas marítimas, acompanhado também de aumento comparativo da gravidade dos eventos de descarga de petróleo no mar quando considerado o número de horas de trabalho das unidades e o número de incidentes.

Há elevado número de causas de incidentes não correlacionadas às práticas do SGSO, principalmente nos incidentes ocorridos em sondas marítimas, o que pode estar relacionado a: (i) falta de aderência ao correto cadastramento de informações de incidentes; (ii) falhas nos requisitos do SGSO; (iii) falhas nas investigações de incidentes que não atingem causas raiz; (iv) falha no entendimento da metodologia de correlação entre as causas identificadas nas investigações das empresas e as causas apresentadas no SISO.

Os incidentes que ocasionaram ferimentos graves, descargas e vazamentos foram causados principalmente por problemas relacionados à identificação de riscos e procedimentos operacionais. Estes problemas também estão presentes nas causas apuradas pela ANP para o incidente de óbito ocorrido na sonda Alpha Star em 15/05/2013.

Por outro lado, ao avaliar as causas mais frequentes dos princípios de incêndio, verifica-se que estão relacionadas principalmente a problemas na Integridade Mecânica, na Permissão de Trabalho ou na Identificação e Análise de riscos.

Os problemas relacionados à falta de identificação e análise de riscos, ou ainda à inadequação desta análise aparentam comportamento sistêmico nos Concessionários avaliados. Essas questões estão presentes como principais causas de incidentes em situações que ocasionam ferimentos graves, descargas, vazamentos, incêndios ou

explosões. As deficiências nas análises de risco também constam como as principais não conformidades em campos terrestres, figurando entre os principais motivos de interrupção das atividades de instalações ordenadas pela ANP em 2013.

Ao avaliar os resultados das ações de fiscalização com base nas não conformidades encontradas pela ANP em plataformas de produção marítimas, verificou-se piora na implementação das práticas de gestão de Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial, Auditorias e Monitoramento e Melhoria Contínua, em relação ao histórico dado pelos anos de 2010 a 2012. Também se observou a manutenção de elevado número de não conformidades nos requisitos da ANP para a manutenção da Integridade Mecânica destas unidades.

Já as atividades de fiscalização em sondas marítimas, comparadas ao período acima citado, demonstraram incremento em não conformidades focadas nas práticas de Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial, Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas e Planejamento de Grandes Emergências. Também houve manutenção de número elevado e comparável de problemas em práticas de Integridade Mecânica e Identificação e Análise de riscos.

Registra-se que a degradação da implementação da prática de Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial compromete toda a implementação dos Sistemas de Gestão de Segurança Operacional, pois indica situação que permeia e repercute na definição de estruturas de responsabilidade, na comunicação e implementação de valores, políticas e requisitos de segurança, e demonstra retrocesso no planejamento e disponibilização de recursos para a garantia do gerenciamento de riscos operacionais e prevenção de incidentes.

Os cenários descritos acima podem gerar dificuldades adicionais na identificação e na implementação de ações corretivas para falhas identificadas em auditorias ou oriundas de reuniões de análise crítica, quando constatado o não atendimento de metas ou de planos de inspeção e manutenção e recomendações de análise de riscos. Portanto, o incremento de não conformidades relacionadas à implementação da prática de gestão de Cultura, Compromisso e Responsabilidade Gerencial tem potencial relação no desempenho negativo de outras práticas de gestão, apontadas como deficientes neste relatório.

Além disso, o aumento da gravidade das não conformidades, tanto em sondas quanto em plataformas de produção marítimas, corrobora a constatação de piora na implementação do SGSO, considerando o aumento da importância dos desvios encontrados na amostragem das ações de fiscalização da ANP.

Assim, para o ano de 2013, observou-se que a tendência foi a degradação da segurança operacional nas atividades devido ao aumento das não conformidades classificadas como graves relacionadas à implementação do SGSO. Também houve aumento do número de feridos e piora na gravidade dos eventos de descarga de óleo ou fluido de perfuração.

Os agentes regulados, sejam operadores de concessão, de instalações ou demais empresas envolvidas com as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, devem empregar seus melhores esforços no sentido de aprimorar as

práticas de gestão de segurança operacional, principalmente aquelas onde foram identificadas as falhas que mais causaram incidentes ou não conformidades em ações de fiscalização. Isso pode ser feito a partir da avaliação de processos internos frente aos requisitos da ANP, no sentido de empregar os recursos necessários para executar ações preventivas e abrangentes que perpassem toda estrutura organizacional das empresas.

A ANP continuará ampliando a interlocução com a indústria de exploração e produção de petróleo, gás natural e biocombustíveis no país, bem como sua participação nos fóruns internacionais de reguladores, discutindo as melhores práticas e os avanços regulatórios. De modo análogo, ao emitir alertas de segurança ou circulares de advertência, interditar unidades e exigir a execução de ações preventivas e corretivas. A ANP atua sempre no sentido de fomentar a melhoria contínua da gestão de segurança operacional executada pelos agentes regulados, evitando fatalidades, reduzindo o número de incidentes e os impactos ao meio ambiente.