

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

2014



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

**SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL
E MEIO AMBIENTE**

PREFÁCIO

A ANP fomenta o crescimento da Indústria Brasileira do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 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.

A partir da publicação do Regime de Segurança Operacional através da Resolução ANP nº 43/2007, que estabelece o regulamento técnico para a segurança de plataformas e sondas marítimas (SGSO), foram elaborados outros instrumentos regulatórios visando a segurança das atividades em campos de produção terrestre (RTSGI), dutos terrestres (RTDT) e exploração de recursos em reservatórios não convencionais, 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 com o objetivo de regular e fiscalizar o setor de E&P de modo a assegurar a adoção de melhores práticas para o crescimento seguro e sustentável da indústria, prevenindo incidentes que possam ocasionar danos ao homem, ao meio ambiente e ao patrimônio da União e de terceiros. Com isso, espera-se melhorar continuamente os indicadores da indústria brasileira para que esta esteja atuando segundo os mais altos padrões internacionais.

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. Além disso, a ANP desenvolve uma agenda regulatória de forma a expandir a adoção dos requisitos de segurança em outras atividades que por ventura ainda não estejam abrangidas por regulamento específico.

Metodologias modernas de controle foram implementadas, tais como o Sistema Integrado de Segurança Operacional, módulo de incidentes (SISO), o Programa de Indicadores de Desempenho, com o objetivo de quantificar e qualificar os incidentes comunicáveis e seus respectivos relatórios detalhados, conferindo maior aplicabilidade da Resolução ANP 44/2009¹, e o Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (versão 2, em 09/06/2014). Ou seja, tais iniciativas

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.

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

Portanto, a Agência utiliza informações das características técnicas das instalações, históricos de incidentes, resultados de fiscalização, históricos de autuações e denúncias para o planejamento estratégico das suas ações e para a avaliação da necessidade de revisão ou elaboração de procedimentos e resoluções para temas específicos.

Neste contexto, o presente Relatório apresenta os dados estatísticos referentes à análise de desempenho da segurança das operações ligadas às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no ano de 2014 e fundamenta a correção ou manutenção de ações regulatórias para garantir a melhoria contínua das atividades do setor, minimizando os impactos da exploração e produção de petróleo e gás natural, aprimorando a segurança operacional a partir do uso racional de recursos.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Diretora Geral

Magda Chambriard

Diretores

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

Luciano da Silva Pinto Teixeira

Coordenação de Investigação de Incidentes e Análise de Desempenho

Alex Garcia de Almeida – Coordenador

Bruno Felipe Silva – Assessor Técnico

Gilcléa Lopes Granada

Leonardo Luciano de Souza

Daniela Goñi Coelho

Gabriel Saadi Rebello

Ana Luiza Torres Oliveira Monteiro - Estagiária

Elaboração e análise técnica

Alex Garcia de Almeida

Leonardo Luciano de Souza

Aprovação

Marcelo Mafra Borges de Macedo

Sumário

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MAR (SONDAS E PLATAFORMAS) E EM TERRA (PRODUÇÃO TERRESTRE)	5
2. ANÁLISE DO HISTÓRICO DE INCIDENTES – ATIVIDADES TERRESTRES E MARÍTIMAS.....	7
3. ANÁLISE DE INCIDENTES POR SEGMENTO EM 2014	10
3.1 SONDAS DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA	12
3.2 PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO MARÍTIMA.....	13
3.3 CAMPOS TERRESTRES	14
3.4 SONDAS TERRESTRES	15
4. FERIMENTOS GRAVES EM INCIDENTES OPERACIONAIS.....	16
4.1 PRINCIPAIS CAUSAS DE FERIMENTOS GRAVES EM SONDAS MARÍTIMAS - 2014.....	18
4.2 PRINCIPAIS CAUSAS DE FERIMENTOS GRAVES EM CAMPOS TERRESTRES - 2014	20
5. FATALIDADES EM INCIDENTES OPERACIONAIS	22
5.1. SEVAN BRASIL - 6/01/2014	22
5.2. TUSCANY 128 (DRILLFOR-08) - 16/09/2014	22
6. EVENTOS DE PERDA DE CONTENÇÃO.....	23
7. INCÊNDIOS E EXPLOSÕES.....	27
8. ATIVIDADES DE FISCALIZAÇÃO.....	29
8.1. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA OPERACIONAL (SGSO) – RESOLUÇÃO ANP 43/2007	29
8.1.1. AUDITORIAS EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	30
8.1.2. AUDITORIAS EM SONDAS MARÍTIMAS.....	35
8.2. AUDITORIAS DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE CAMPOS TERRESTRES DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (SGI) – RESOLUÇÃO ANP Nº 02/2010	40
8.3. AUDITORIAS DO REGULAMENTO TÉCNICO DE SEGURANÇA DE DUTOS TERRESTRES - RESOLUÇÃO ANP Nº 06/2011	43
8.4. AUDITORIAS COM ÊNFASE AMBIENTAL NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	46
9. INTERRUÇÃO DAS ATIVIDADES DE INSTALAÇÕES	47
10. PROCESSOS SANCIONATÓRIOS.....	51
11. AÇÕES ADOTADAS PELA ANP	52
11.1. AGENDA REGULATÓRIA.....	52
11.2. FORMAÇÃO DE AUDITORES LÍDERES.....	52
11.3. COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL	53
11.4. SISO-INCIDENTES E A AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DA INDÚSTRIA	53
12. CONCLUSÕES	54

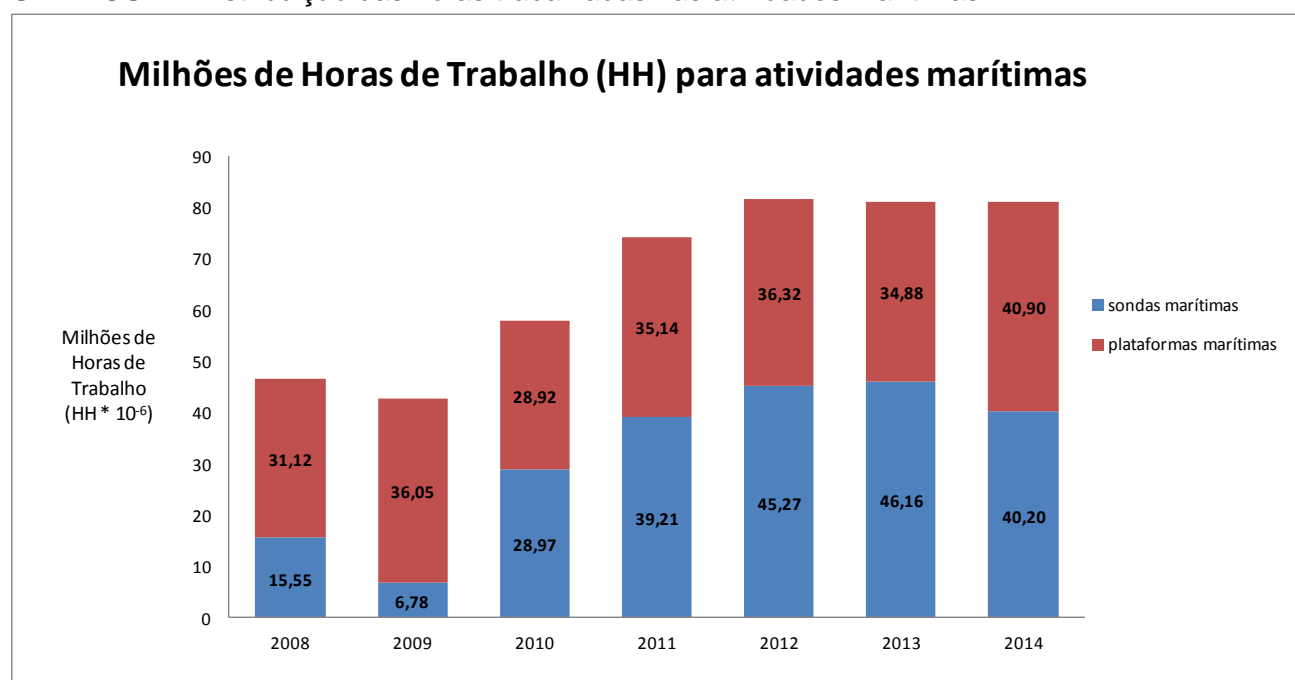
OBJETIVO

O presente relatório tem como objetivo apresentar os dados estatísticos referentes à análise de desempenho da segurança das operações ligadas às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no ano de 2014, indicando as 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 E GÁS NATURAL NO MAR (SONDAS E PLATAFORMAS) E EM TERRA (PRODUÇÃO TERRESTRE)

A partir de 2009, ocorreu um relevante incremento das atividades marítimas no segmento de E&P e, observando o Gráfico 1, verifica-se que o número de horas de trabalho em atividades marítimas praticamente dobrou, quando comparado com período atual. Este incremento deve-se, principalmente, ao aumento das atividades das sondas marítimas² que, nos quatro anos subsequentes a 2009, superaram o nível de atividade em plataformas de produção. Porém, em 2014 houve uma redução significativa do quantitativo de sondas marítimas atuando em Águas Jurisdicionais Brasileiras, enquanto no mesmo período ocorreu um aumento de atividades em plataformas de produção, quando comparados com o ano anterior. Portanto, em 2014 os níveis de atividade em sondas e plataformas atingiram o mesmo patamar de aproximadamente 40 (quarenta) milhões de horas trabalhadas.

GRÁFICO 1 - Distribuição das horas trabalhadas nas atividades marítimas

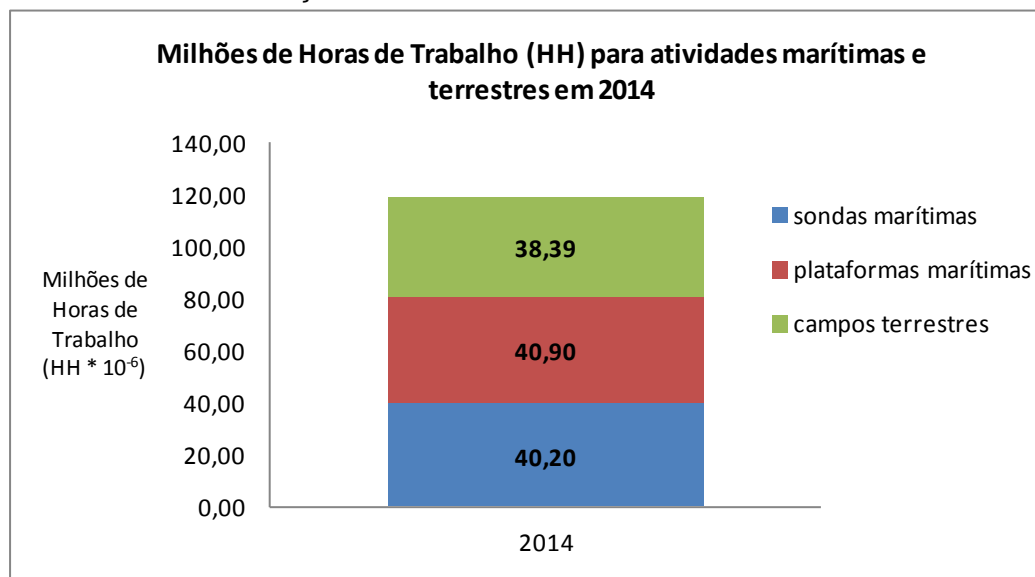


Observa-se que nos três últimos anos (2012 a 2014) houve um nível de atividade em unidades marítimas (*offshore*), superiores a 80 (oitenta) milhões de horas de trabalho por ano, considerando-se o somatório das horas de trabalho das atividades em plataformas de produção e em sondas marítimas.

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

O Gráfico 2 apresenta a comparação entre os níveis de atividades em campos terrestres³, produção marítima e sondas marítimas. Observa-se que o nível de horas trabalhadas nestes três cenários foi aproximadamente o mesmo, em torno de 40 (quarenta) milhões de horas.

GRÁFICO 2 - Distribuição das horas trabalhadas nas atividades *onshore* e *offshore*



Os dados referentes aos níveis de atividade apresentados nos Gráficos 1 e 2 foram utilizados como base para o cálculo dos índices apresentados nas Tabelas 3, 4 e 5 e no Gráfico 10, e para realização as análises comparativas ao longo deste relatório.

³ Os dados referentes às atividades de produção terrestre começaram a ser reportados à ANP a partir de 2014.

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

A Tabela 1 apresenta o resumo dos dados recebidos pela ANP sobre incidentes ocorridos nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, tanto em mar como em terra.

TABELA 1 - Distribuição histórica dos incidentes comunicados à ANP⁴.

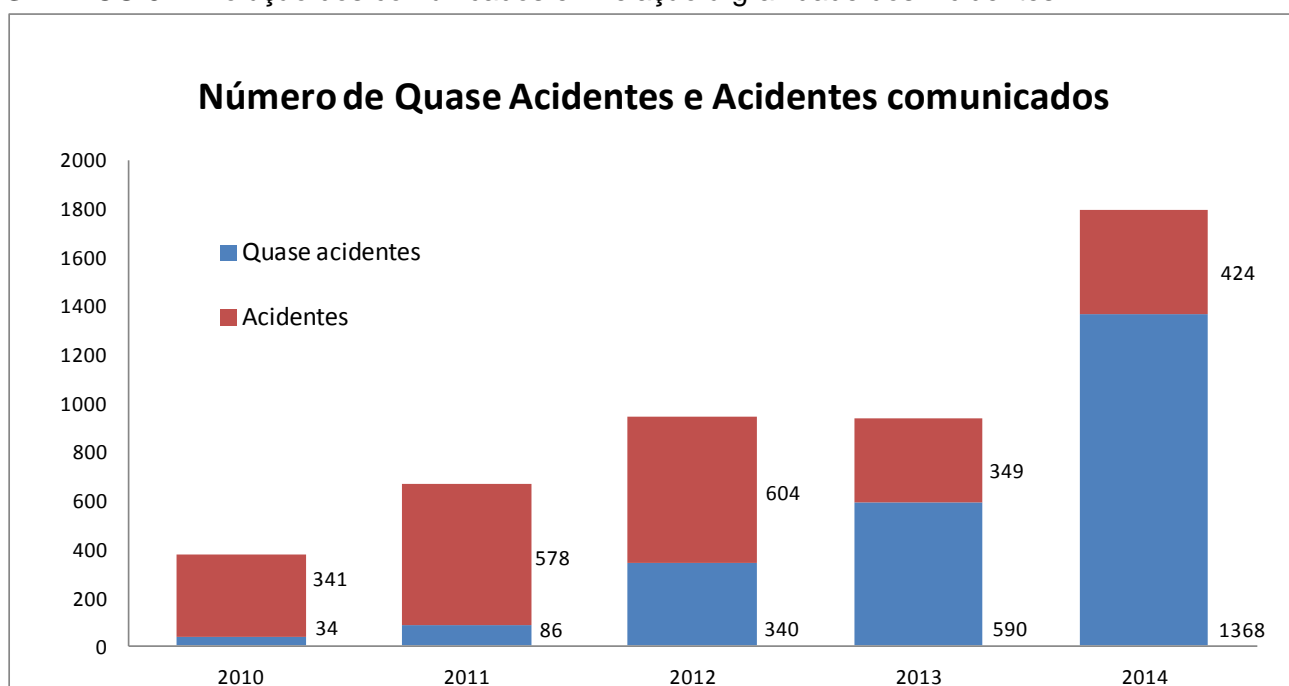
Classificação dos Incidentes							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Descarga ou vazamento de petróleo ou derivados	59	101	86	79	109	89	170
Descarga ou vazamento de água oleosa	2	7	24	95	34	21	19
Descarga ou vazamento de fluido de perfuração	5	15	27	42	33	35	58
Explosão e/ou incêndio	2	5	11	50	79	65	91
Parada não programada	6	32	43	56	58	62	49
<i>Blowout</i>	0	1	2	1	0	0	0
Abalroamento	4	3	3	6	10	1	4
Adernamento	0	0	2	1	1	0	1
Número de óbitos em incidentes Operacionais	8	3	3	6	2	2	2
Número de feridos em incidentes operacionais	7	8	14	26	31	58	75
Total de incidentes comunicados	150	260	375	664	944	939	1792

⁴ A soma dos dados desta tabela não representa o total de incidentes, pois nem todos os incidentes foram relacionados e, em alguns casos, um mesmo evento pode apresentar mais de uma classificação na referida tabela.

Pela análise dos dados apresentados na Tabela 1, observa-se um aumento significativo na quantidade de incidentes envolvendo (i) descargas e/ou vazamentos de petróleo ou derivados e fluidos de perfuração; (ii) explosões e/ou incêndios; e (iii) ferimentos graves. A ocorrência destes tipos de eventos será detalhada em capítulos específicos a seguir.

O Gráfico 3 mostra que em 2014 houve um expressivo aumento no número de comunicados de **Quase Acidentes**⁵ tanto em relação à 2013 quanto em relação à média histórica do período analisado. Já em relação ao número de comunicados de **Acidentes**⁶ ocorridos, observa-se que em 2014 também houve uma incidência superior à 2013, este quantitativo (424) é inferior à média histórica (459).

GRÁFICO 3 - Evolução dos comunicados em relação à gravidade dos incidentes



O aumento expressivo do número de comunicados de Quase Acidentes é atribuído, em grande parte, à melhoria dos procedimentos relacionados à comunicação de incidentes, que vêm sendo constantemente aprimorados. Entre as medidas adotadas para este aprimoramento, destacam-se a publicação do Manual de Comunicação de Incidentes e a disponibilização do SISO - Incidentes (Sistema Integrado de Segurança Operacional) no

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.

segundo semestre de 2013. Essas ferramentas auxiliam os agentes regulados na compreensão da classificação de Quase Acidentes e Acidentes e dos eventos que efetivamente deveriam ser comunicados, excluindo, por exemplo, eventos que não se relacionam diretamente a incidentes operacionais.

A Tabela 2 apresenta de maneira abrangente os principais eventos que resultaram na geração de comunicados de Quase Acidentes. É possível identificar na tabela a variação ocorrida entre 2013 e 2014 entre os quantitativos de incidentes comunicados. Uma análise mais aprofundada revela que tal variação pode ter ocorrido por conta de incidentes que não foram devidamente comunicados (sub notificação) ou que foram comunicados de forma inadequada pelos agentes regulados. Vale a pena lembrar que a publicação do Manual de Comunicação de Incidentes e a disponibilização do SISO - Incidentes (Sistema Integrado de Segurança Operacional) ocorreu somente no segundo semestre de 2013. Adicionalmente, vale destacar que o Manual de Procedimentos foi revisado em 2014, quando foram acrescentados tipos de incidentes que antes não estavam previstos na redação original do Manual de Comunicação de Incidentes, oriundos de um trabalho de cooperação entre a ANP e a Marinha do Brasil. Estes novos tipos de incidentes, ao serem incorporados ao rol de eventos, foram classificados como Quase Acidentes, contribuíram para esta expressiva variação. Exemplo disso é a quantidade de comunicados de “Aproximação de Embarcação não Autorizada”, que representa mais de 10% do total de Quase Acidentes comunicados.

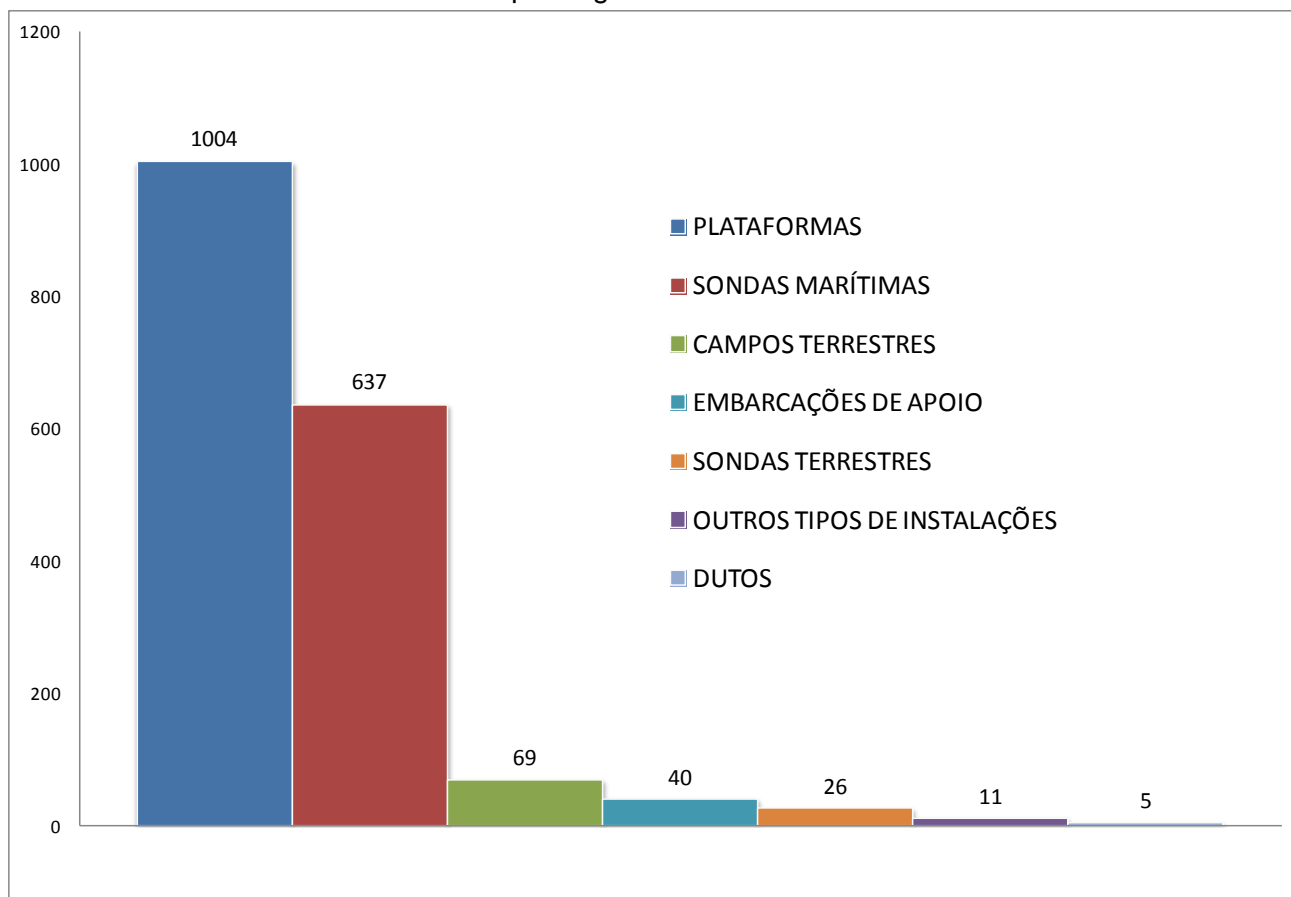
TABELA 2 - Principais causas do aumento dos comunicados de Quase Acidentes

Tipo de incidente	2013	2014	Variação (%)
Parada emergencial	185	519	181%
Falha no sistema de geração de energia	56	258	361%
Falha no BOP	18	153	750%
Aproximação de embarcação não autorizada	-	146	-

3. ANÁLISE DE INCIDENTES POR SEGMENTO EM 2014

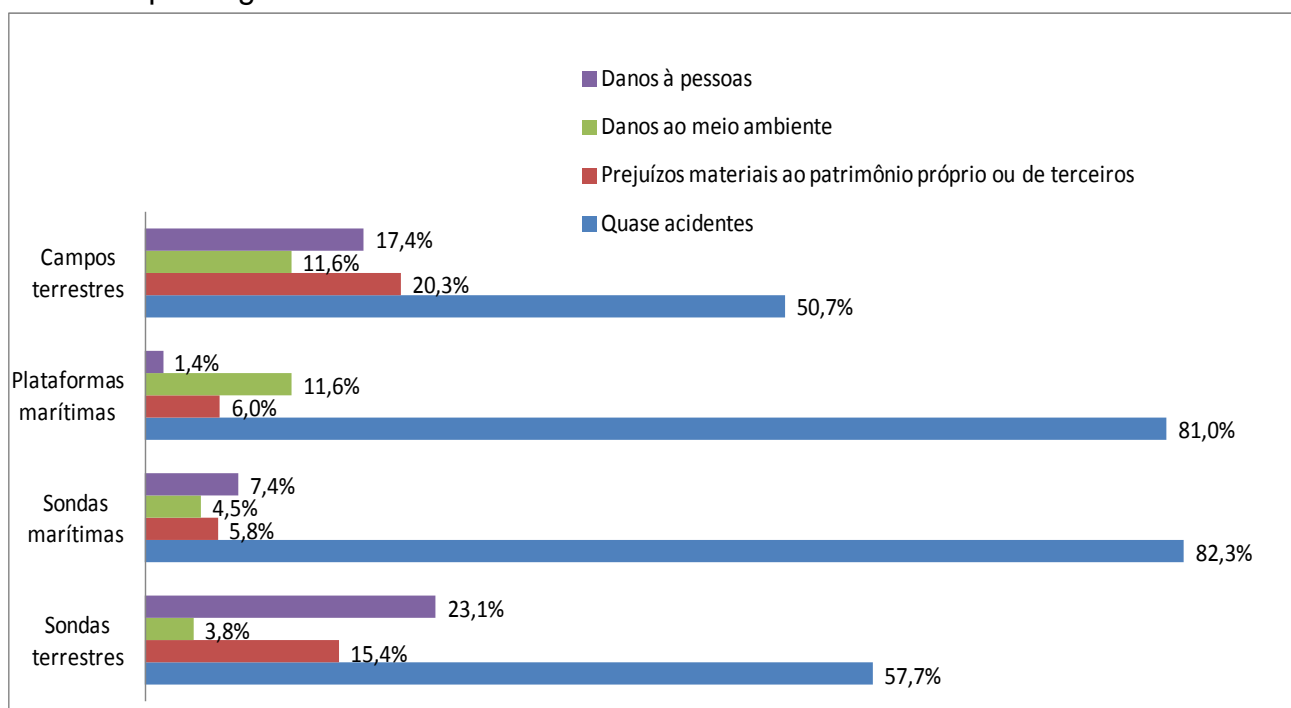
Ao analisar o quantitativo de eventos comunicados por atividade regulada, (Gráfico 4), verifica-se que os incidentes ocorridos em sondas marítimas e plataformas de produção representam mais de 90% dos eventos comunicados à ANP, enquanto os ocorridos em campos terrestres representam cerca de 3,85%, sondas terrestres 1,45% e dutos 0,28%.

GRÁFICO 4 - Comunicados recebidos por segmento em 2014



O detalhamento do perfil dos comunicados de incidentes por tipo de instalação, apresentado no Gráfico 5, mostra que todos os segmentos apresentam um número expressivo de quase acidentes em relação ao quantitativo dos demais incidentes, a saber: (i) danos às pessoas; (ii) danos ao meio ambiente; e (iii) prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros.

Gráfico 5 - Distribuição dos incidentes comunicados em 2014 de acordo com os danos causados por segmento⁷



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.

3.1 SONDAS DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA

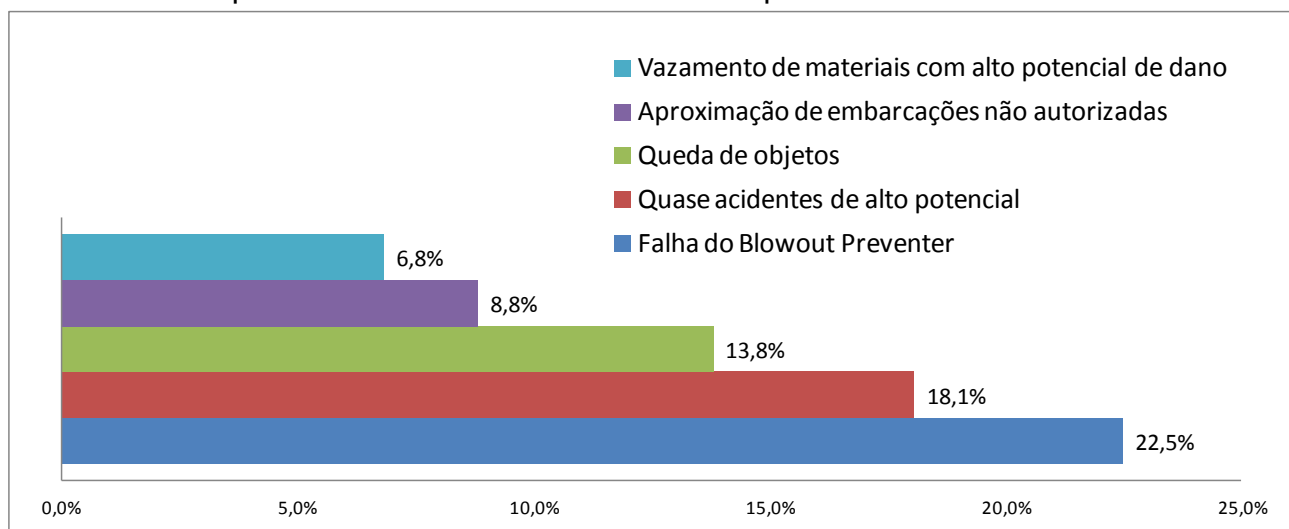
Com base nos parâmetros de classificação da Tabela 1 e nos níveis de atividade, presentes no Gráfico 2, foi elaborada a Tabela 3, que apresenta a quantidade de incidentes comunicados em 2013 e 2014 nas sondas marítimas e seus respectivos Índices de Incidentes. O Índice de Incidente representa a quantidade de incidentes ocorridos por milhão de horas trabalhadas (HH) nas sondas marítimas. Desta forma, é possível verificar a comparação entre os índices de 2013 e 2014 desta atividade.

TABELA 3 - Número de incidentes por milhões de horas trabalhadas em sondas marítimas

SONDAS MARÍTIMAS	2013	2014	Índice 2013	Índice 2014
quase acidentes	250	499	5,42	12,41
perda de contenção	90	84	1,95	2,09
explosões	0	0	0,00	0,00
incêndios	27	18	0,58	0,45
paradas não programadas	5	33	0,11	0,82
blowout	0	0	0,00	0,00
abalroamento	0	0	0,00	0,00
adernamento	0	1	0,00	0,02
fatalidades	2	1	0,04	0,02
ferimentos graves	35	43	0,76	1,07

Os tipos de incidentes mais comunicados em atividades de sondas marítimas podem ser observados no Gráfico 6. Neste, verifica-se que 22,5% dos eventos estão relacionados à Falha no Blowout preventer (BOP), seguidos por Quase acidentes de alto potencial (18,1%) e acidentes com queda de objetos (13,8%).

GRÁFICO 6 - Tipos de incidentes mais comunicados para sondas marítimas



3.2 PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO MARÍTIMA

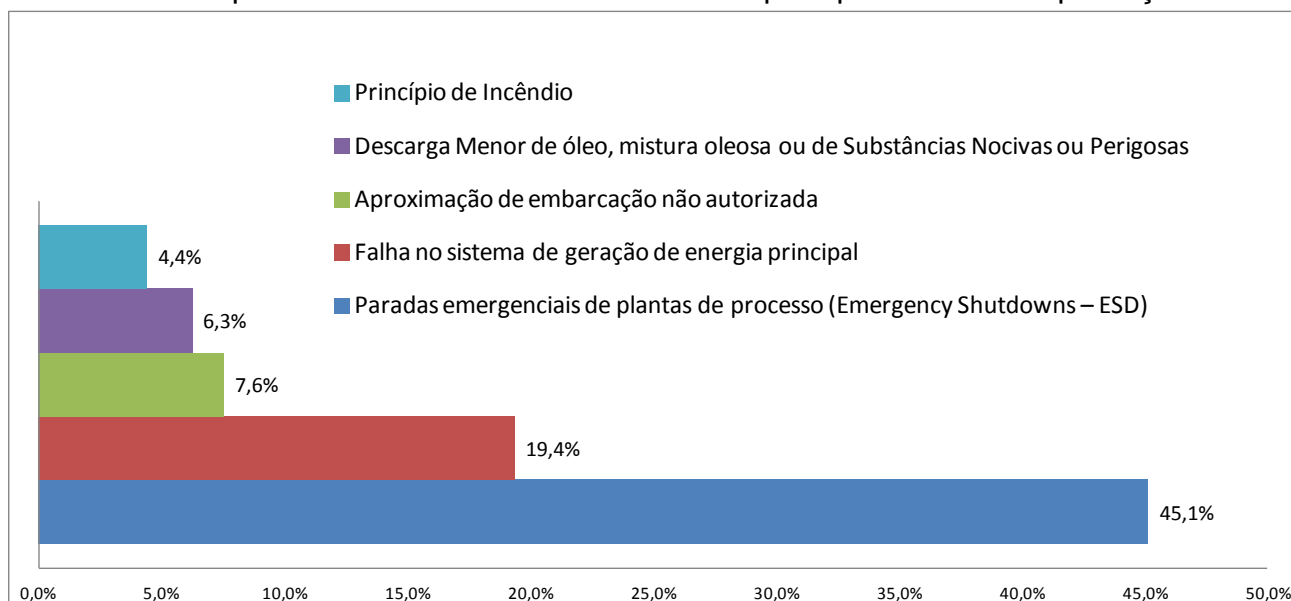
Com base nos parâmetros de classificação da Tabela 1 e nos níveis de atividade, presentes no Gráfico 2, foi elaborada a Tabela 4, que apresenta a quantidade de incidentes comunicados em 2013 e 2014 nas plataformas de produção marítima e seus respectivos Índices de Incidentes. Desta forma, é possível verificar a comparação entre os índices de 2013 e 2014.

TABELA 4 - Número de acidentes por milhões de horas trabalhadas em plataformas

PLATAFORMAS	2013	2014	Índice 2013	Índice 2014
quase acidentes	261	800	7,48	19,56
perda de contenção	55	137	1,58	3,35
explosões	2	4	0,06	0,10
incêndios	26	52	0,75	1,27
paradas não programadas	40	16	1,15	0,39
blowout	0	0	0,00	0,00
abalroamento	0	1	0,00	0,02
adernamento	0	0	0,00	0,00
fatalidades	0	0	0,00	0,00
ferimentos graves	6	9	0,17	0,22

O Gráfico 7 apresenta os tipos de incidentes mais comunicados para as atividades de plataformas de produção marítima. Verifica-se que 45,1% dos comunicados estão relacionados à paradas emergenciais de plantas de processo, seguido por 19,4% de falhas no sistema de geração de energia principal, 7,6% de aproximação de embarcações não autorizadas, 6,3% de descarga menor de óleo, mistura oleosa ou substâncias nocivas ou perigosas e 4,4% de princípio de incêndio.

GRÁFICO 7 - Tipos de incidentes mais comunicados para plataformas de produção



3.3 CAMPOS TERRESTRES

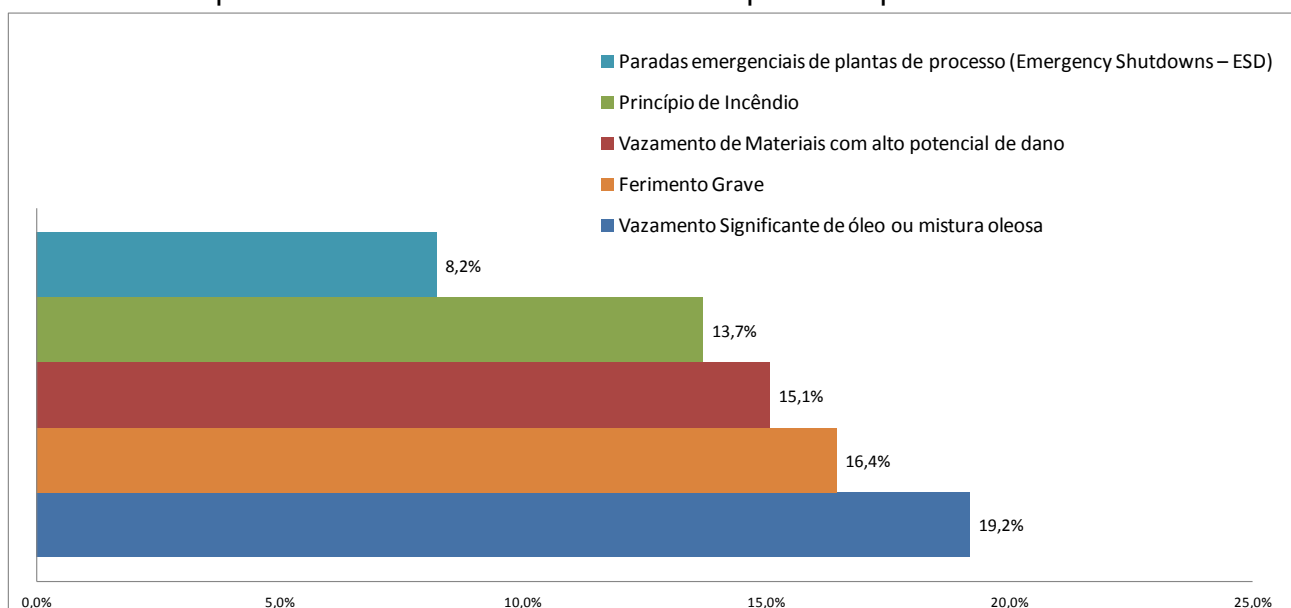
Com base nos parâmetros de classificação da Tabela 1 e nos níveis de atividade, presentes no Gráfico 2, foi elaborada a Tabela 5, que apresenta a quantidade de incidentes comunicados em 2013 e 2014 nos campos terrestres e os respectivos Índices de Incidentes. Desta forma, é possível verificar a comparação entre os índices de 2013 e 2014 desta atividade.

TABELA 5 - Número de acidentes por milhões de horas trabalhadas em campos terrestres

CAMPOS TERRESTRES	2013	2014	Índice 2014
quase acidentes	50	35	0,91
perda de contenção	49	34	0,89
explosões	2	0	0,00
incêndios	7	12	0,31
paradas não programadas	13	0	0,00
blowout	0	0	0,00
abalroamento	0	0	0,00
adernamento	0	0	0,00
fatalidades	0	0	0,00
ferimentos graves	9	12	0,31

O Gráfico 8 apresenta os tipos de incidentes mais comunicados para as atividades de campos terrestres. Verifica-se que 19,2% dos eventos referem-se a vazamentos significantes de material oleoso, seguido de 16,4% de ferimentos graves, 15,1% de vazamento de materiais com alto potencial de dano, 13,7% de princípio de incêndio e 8,2% de paradas emergenciais de plantas de processos.

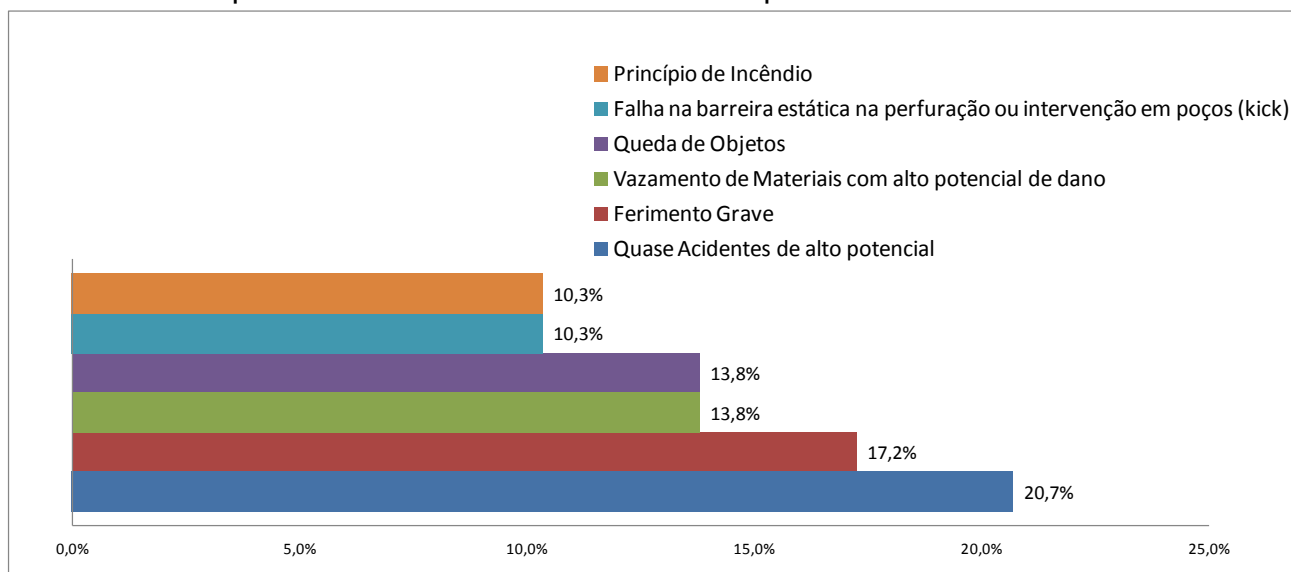
GRÁFICO 8 - Tipos de incidentes mais comunicados para campos terrestres



3.4 SONDAS TERRESTRES

O Gráfico 9 apresenta os tipos de incidentes mais comunicados para as atividades em sondas terrestres. Observa-se que, 20,7% dos eventos referem-se à quase acidentes de alto potencial, seguido de 17,2% de ferimentos graves, 13,8% de vazamento de materiais com alto potencial de dano, 13,8% de queda de objetos, 10,3% de princípio de incêndio e 10,3% de falha na barreira estática da perfuração ou intervenção em poços.

GRÁFICO 9 - Tipos de incidentes mais comunicados para sondas terrestres



4. FERIMENTOS GRAVES EM INCIDENTES OPERACIONAIS

Na tabela 6 estão representados os dados referentes à ferimentos graves em instalações marítimas e terrestres comunicados entre 2009 a 2014.

TABELA 6 - Distribuição de 2009 a 2014 do número de ferimentos graves em incidentes operacionais ocorridos em instalações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

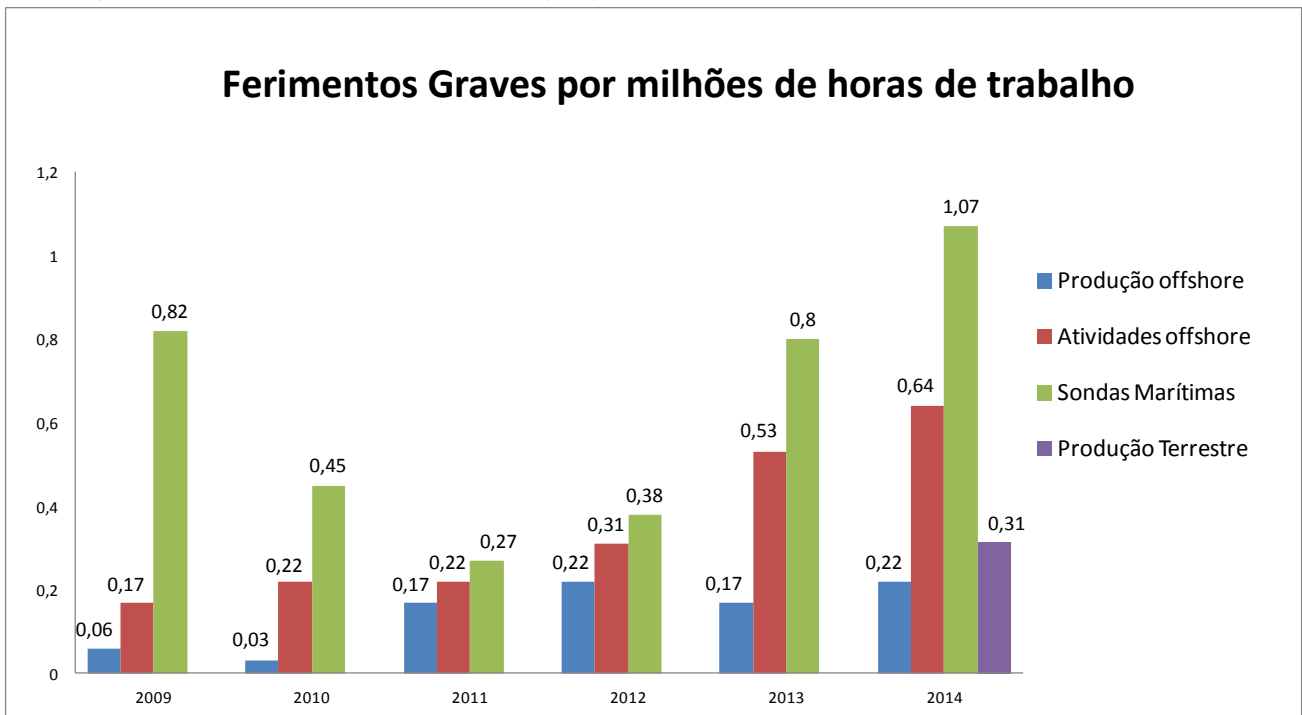
Ferimentos graves em incidentes Operacionais	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sondas marítimas	5	11	11	17	37	43
Produção marítima	2	1	6	8	6	9
Sondas terrestres	1	0	6	5	2	5
Produção terrestre	0	2	3	1	10	12
Outros	0	2	0	0	5	6

Nota-se que todos os segmentos tiveram aumento na quantidade de ferimentos graves, principalmente nas atividades em sondas marítimas. Este segmento vêm apresentando ao longo dos anos um volume de ocorrências bem acima dos demais segmentos. Observa-se que o nível de atividades de sondas marítimas é praticamente igual ao de plataformas de produção (40 milhões de HH). É importante destacar também o aumento em 50% do número de ferimentos graves em plataformas de produção marítima entre 2013 e 2014.

O Gráfico 10 permite visualizar os Índices de Feridos graves (total de ferimentos graves por quantidade de horas trabalhadas) das plataformas de produção e sondas marítimas. A coluna em vermelho representa o Índice de Feridos nas atividades *offshore*, quantificado pelo somatório dos ferimentos graves comunicados em sondas marítimas e plataformas de produção. Desta forma pode-se observar que, ao longo dos anos, as atividades realizadas em sondas marítimas, representadas pela coluna em verde, está acima da média do total das atividades *offshore*.

Neste ano de 2014 foram incluídos o Índice de Feridos das atividades realizadas em campos terrestres, representada pela coluna roxa. Nota-se que o Índice de Feridos graves para os campos terrestres foi abaixo da média das atividades *offshore*.

GRÁFICO 10 – Comparação do desempenho dos segmentos *offshore* referentes ao número de feridos por milhões de horas trabalhadas (HH)



4.1 PRINCIPAIS CAUSAS DE FERIMENTOS GRAVES EM SONDAS MARÍTIMAS - 2014

O Gráfico 11 mostra as principais Práticas de Gestão do SGSO que foram infringidas em 2014 nas atividades de sondas marítimas nos incidentes comunicados com ocorrência de ferimentos graves. Verifica-se que, falhas na Prática de Gestão nº 12 – Identificação e análise de risco estão presentes em 48,8% de um total de 43 comunicados de incidentes de ferimentos graves ocorridos em sondas marítimas no ano de 2014. Falhas nas Práticas de Gestão nº 15 (Prática de Trabalho Seguro) e nº 17 (Procedimentos Operacionais) tiveram a mesma frequência e estão presentes em 44,2% dos ferimentos graves. Por fim, as Práticas de Gestão nº 10 (Projeto) e nº 4 (Ambiente de Trabalho), estão respectivamente presentes em 27,9% e 20,9% dos eventos comunicados.

GRÁFICO 11 - Principais Práticas do SGSO infringidas nos incidentes de ferimentos graves em sondas marítimas no ano de 2014 (Fonte: SISO/RDI)

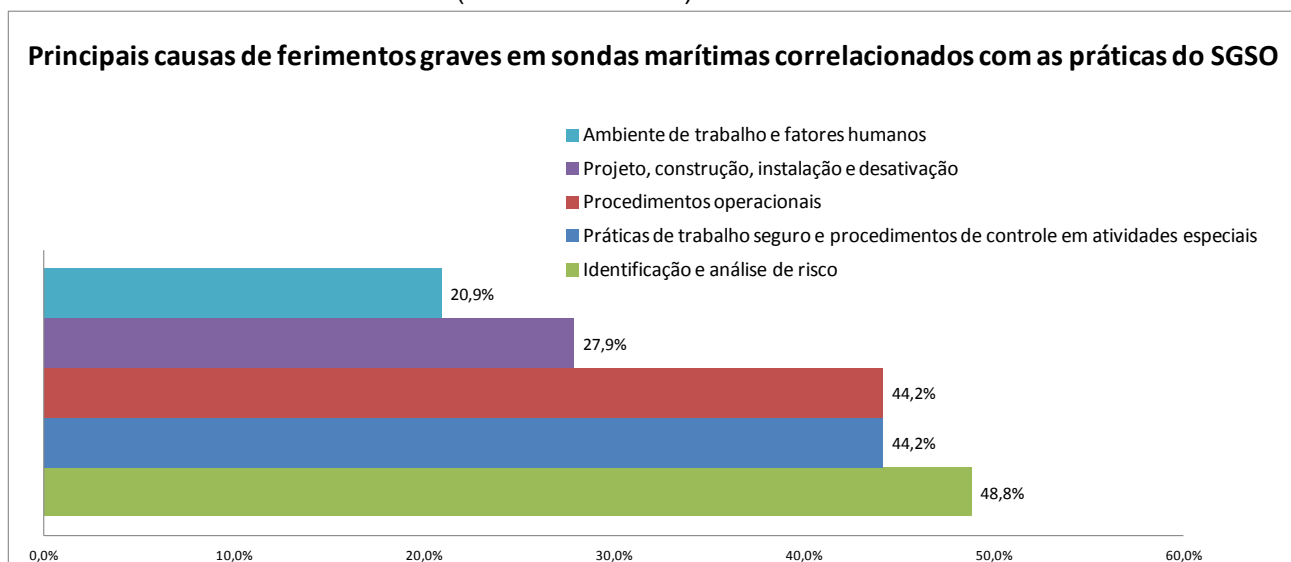
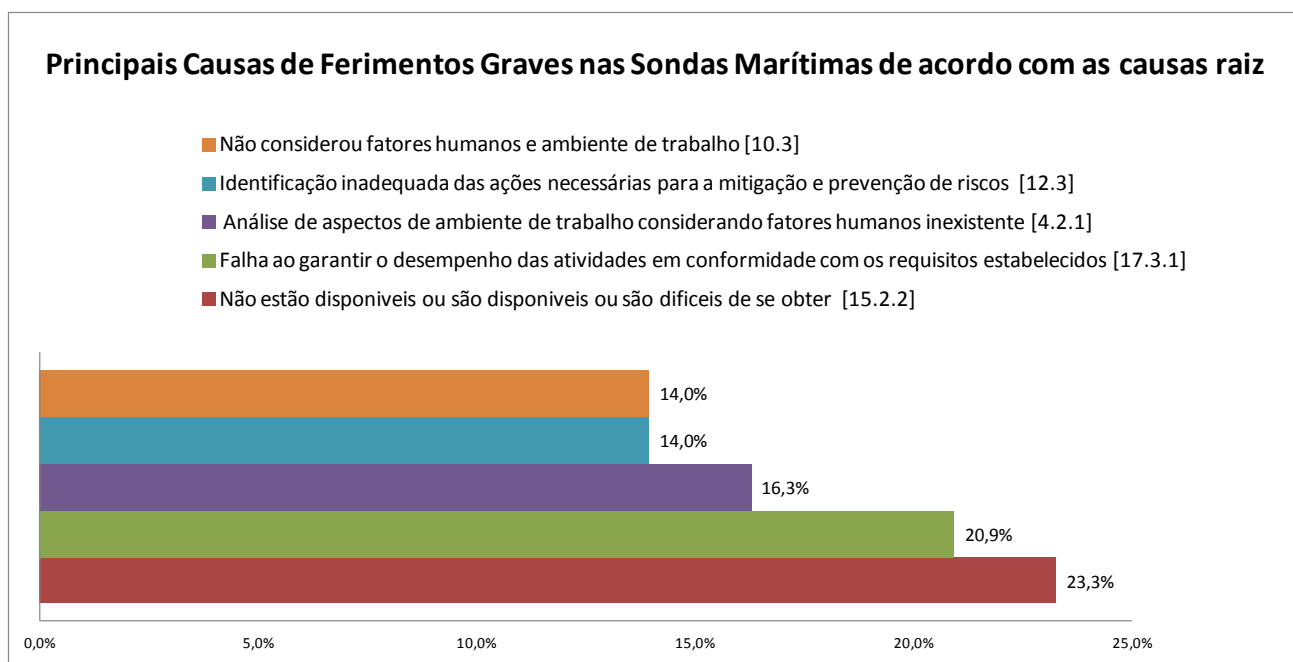


GRÁFICO 12 - Principais Requisitos do SGSO infringidos nos incidentes de ferimentos graves em sondas marítimas no ano de 2014

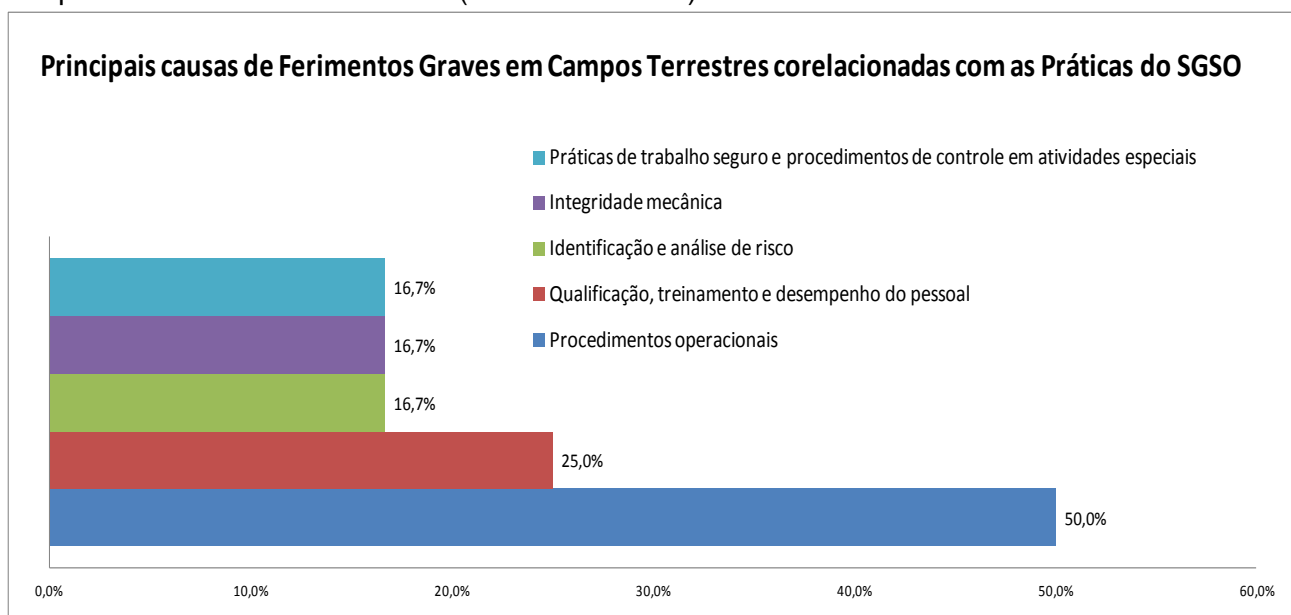


O Gráfico 12 aponta as causas raiz mais recorrentes observadas nos 43 incidentes com ferimentos graves em sondas marítimas ocorridos durante o ano de 2014. São elas: Procedimentos operacionais não disponíveis ou são difíceis de obter, presente em 23,3% dos ferimentos graves; Falha ao garantir o desempenho das atividades em conformidade com os requisitos estabelecidos, presente em 20,9%; e Análise dos aspectos de ambiente de trabalho, presente em 16,3%.

4.2 PRINCIPAIS CAUSAS DE FERIMENTOS GRAVES EM CAMPOS TERRESTRES - 2014

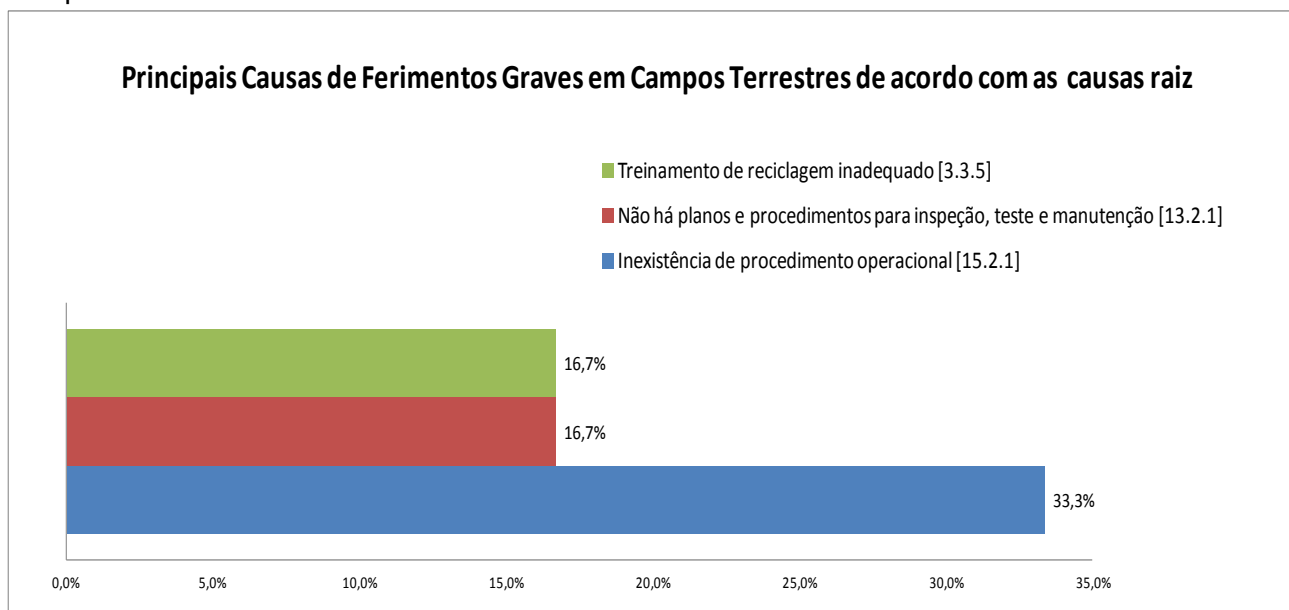
O Gráfico13 apresenta as principais Práticas de gestão do SGSO que foram infringidas em 2014 nas atividades dos campos terrestres nos incidentes comunicados com ocorrência de ferimentos graves. Verifica-se que falhas na Prática de Gestão nº 15 - Procedimentos Operacionais estão presentes em metade dos 12 (doze) incidentes de ferimentos. Falhas na Prática de Gestão nº 3 – Qualificação, treinamento e desempenho pessoal estão presentes em 20% e falhas nas Práticas de Gestão nº17, nº13 e nº12 (Práticas de Trabalho; Integridade Mecânica; e Identificação e Análise de risco) estão, ambas, presentes em 16,7% dos incidentes.

GRÁFICO 13 - Principais Práticas do SGSO infringidas nos incidentes de ferimentos graves em campos terrestres no ano de 2014 (Fonte: SISO/RDI)



O Gráfico 14 mostra as principais causas raiz para incidentes de ferimentos graves comunicados em campos terrestres no ano de 2014. O requisito mais recorrente é o 15.2.1 – Elaborar, documentar e controlar os procedimentos operacionais, relacionado à Prática de Gestão nº 15 (Procedimentos Operacionais), estando presente em 33% dos 12 incidentes com ferimentos graves em campos terrestres em 2014. Os requisitos 3.3.5 – Treinamento de reciclagem inadequado, requisito este relacionado à Prática de Gestão nº 3 (Qualificação, treinamento e desempenho pessoal) e 13.2.1 – Não há planos e procedimentos para inspeção, teste e manutenção, requisito relacionado à Prática de Gestão nº 13 (Integridade mecânica), ambos, presentes em 16,7% dos incidentes.

GRÁFICO 14 - Principais Requisitos do SGSO infringidos nos incidentes de ferimentos grave em Campos terrestres no ano de 2014



5. FATALIDADES EM INCIDENTES OPERACIONAIS

Na Tabela 7 estão representadas as fatalidades ocorridas em instalações marítimas e terrestres nos últimos anos.

TABELA 7 - Número de fatalidades em incidentes operacionais ocorridos em instalações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Fatalidades por incidentes operacionais								
Tipo de atividade	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sondas marítimas	1	3	0	2	2	0	2	1
Produção marítima	1	0	1	0	1	0	0	0
Sondas terrestres	0	0	2	0	0	1	0	1
Produção terrestre	1	5	0	1	3	1	0	0

5.1. Sevan Brasil - 6/01/2014

Durante a manutenção do sistema de acionamento da porta do elevador de cargas, a equipe formada pelo electricista (acidentado) e o técnico em eletrônica decidiram realizar uma inspeção visual no elevador das acomodações, de forma a comparar os dois mecanismos visando facilitar o reparo no elevador de cargas.

Durante a checagem do elevador das acomodações, o electricista subiu no topo da cabine e alterou o modo de funcionamento do elevador de Auto para *Inspection* (modo de manutenção) e realizou as inspeções necessárias. Ao fim da inspeção, comandou a descida do elevador para uma posição ligeiramente acima do piso inferior. Em seguida, alterou o modo de operação para automático e apoiou-se sobre a estrutura do mecanismo de acionamento da porta para uma última verificação, posicionando sua cabeça entre a estrutura do elevador e a soleira da porta do nível superior. Em razão de o elevador ter sido posicionado acima da chamada zona de porta, o mesmo iniciou o processo de subida para seu renivelamento, prensando a cabeça do electricista que veio à óbito

5.2. TUSCANY 128 (DRILLFOR-08) - 16/09/2014

Durante a retirada de coluna para mudança de BHA (*Bottom Hole Assembly*), e desmontagem do 2º estabilizador de 17 ½", este foi desconectado pela extremidade inferior da coluna e posicionado verticalmente sobre a plataforma. Nesse momento, foi instalado o "capacete" na caixa do estabilizador para içamento do mesmo e, ao tentar conectar o *Cat line*, o estabilizador tombou para o lado, atingindo dois plataformistas que estavam envolvidos na operação. Um dos acidentados teve, como consequência imediata, a fratura de clavícula e lesão no tórax, enquanto o outro teve lesões superficiais no pé. Os acidentados foram encaminhados ao hospital em Linhares para assistência médica. Mediante agravamento da condição clínica (hemorragia pulmonar), a vítima de maior gravidade (lesão no tórax) foi transferida para hospital em Vitória, para tratamento médico especializado, onde não resistiu aos ferimentos, vindo a falecer.

6. EVENTOS DE PERDA DE CONTENÇÃO

A distribuição dos volumes descarregados dentre os incidentes comunicados à ANP é demonstrada na tabela 8.

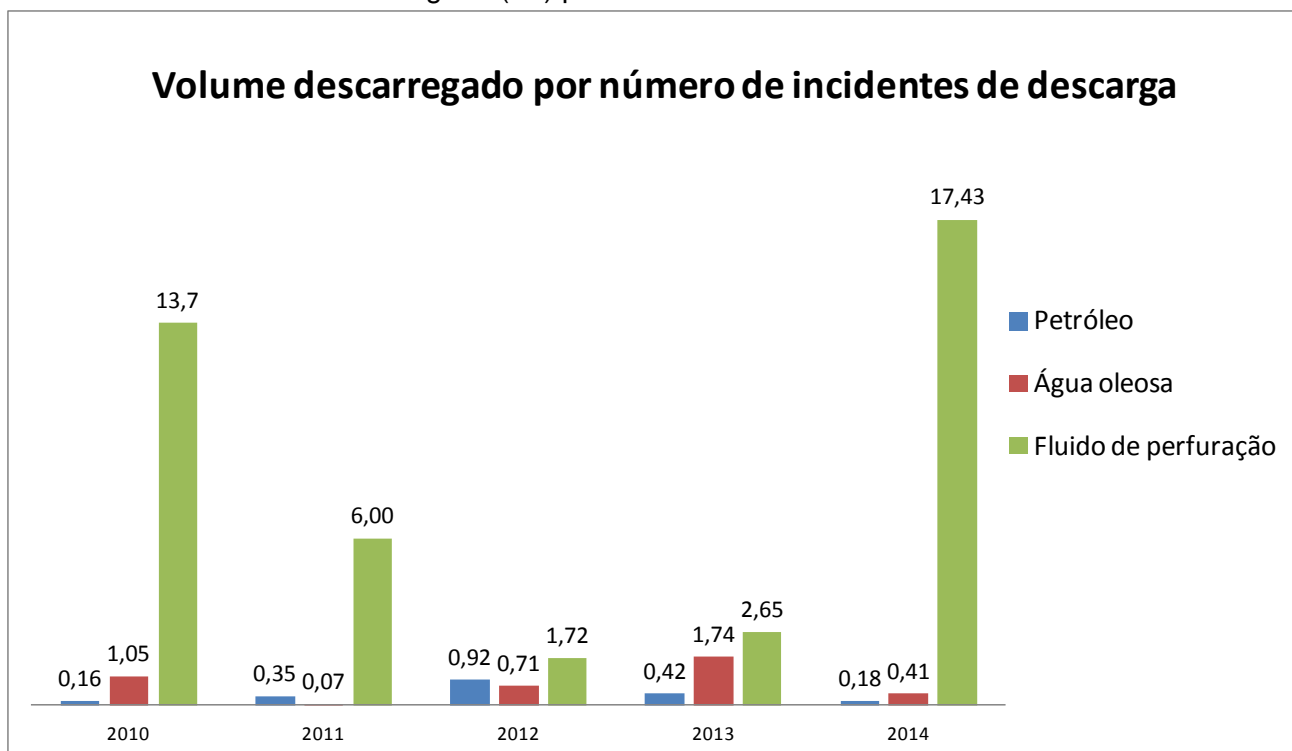
TABELA 8 – Distribuição dos volumes descarregados

Volume descarregado estimado (m ³)		
Tipo de fluido	2013	2014
Petróleo	11,69	13,88
Gás Natural	15145,45	6328,00
Metanol	0	0,10
Óleo e derivados	11,1	6,10
Fluido de perfuração	97,4	470,50
Água oleosa	57,29	7,04
Água de injeção	0	0,75
Água produzida fora de especificação	416,65	461,00
H ₂ S	0	0,0001

Quando verificados, os dados referentes aos números de incidentes de Perda de Contenção⁸, presentes na Tabela 1, observa-se que grande parte destes comunicados envolve o derramamento de petróleo. Entretanto, ao se relacionar os volumes descarregados, presentes na Tabela 8, com a quantidade de incidentes envolvendo descarga das respectivas substâncias, conclui-se que este índice é menor para o petróleo, se comparado com os índices para descargas de água oleosa e fluido de perfuração, como mostra o Gráfico 15, que relaciona os volumes descarregados com os números de incidentes ocorridos.

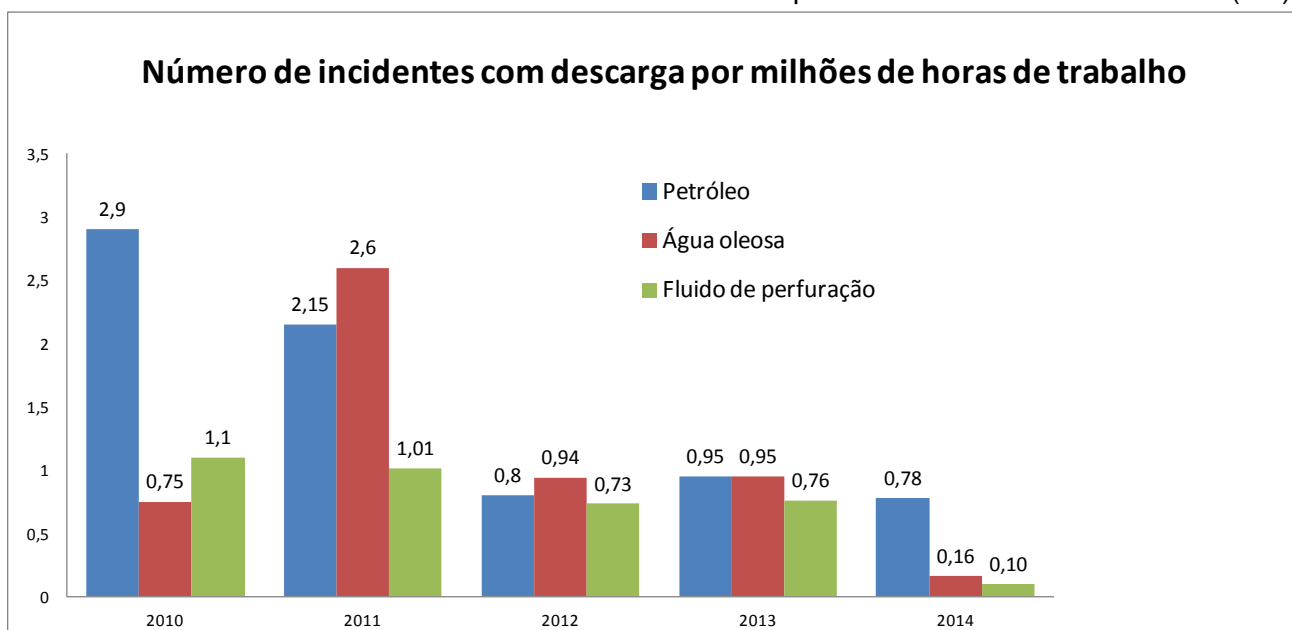
⁸ Eventos de perda de contenção são eventos incidentais onde há a liberação de material pelos sistemas das instalações reguladas, ocasionando vazamentos ou descargas de materiais como petróleo, gás natural, fluido de perfuração, dentre outros.

GRÁFICO 15 - Volume descarregado (m³) por número de incidentes



Enquanto o Gráfico 15 relaciona os volumes totais descarregados das substâncias com os seus respectivos números de incidentes ocorridos, o Gráfico 16 relaciona este mesmo número de incidentes de descargas com as quantidades de horas trabalhadas (HH).

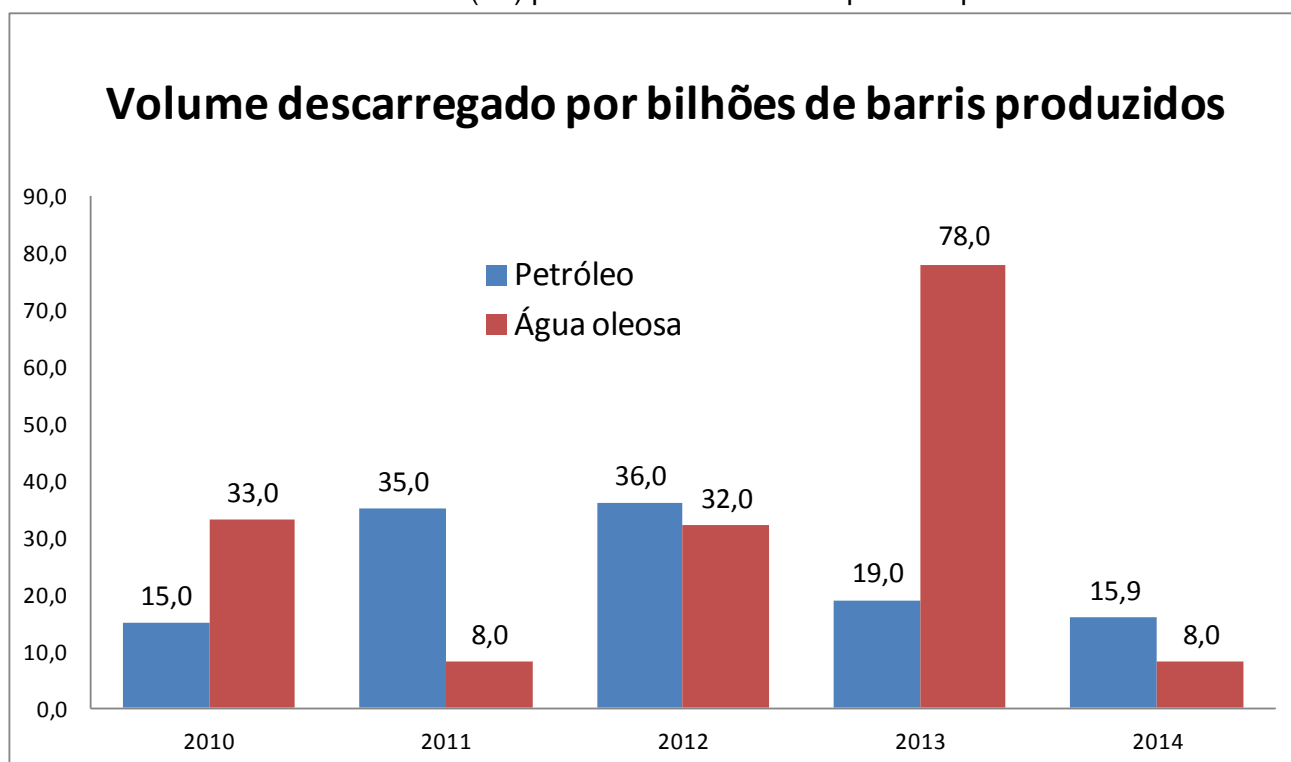
GRÁFICO 16 - Número de comunicados de derramamentos por milhões de horas de trabalho (HH)



Fazendo o comparativo entre os Gráfico 15 e 16, calculando proporcionalmente o número de incidentes de derramamento das substâncias por horas trabalhadas com a quantidade de incidentes com cada substância, nota-se que a quantidade de petróleo derramado manteve-se num mesmo patamar e que a quantidade de água oleosa derramada em 2014 foi reduzida em relação aos anos anteriores. Entretanto, a quantidade de derramamento de fluido de perfuração apresentou um aumento considerável, diferentemente da redução do número de eventos, indicando uma maior gravidade nos eventos contendo derramamento desta substância. Neste caso, vale destacar que em 2014 ocorreu um incidente com a descarga de 260 m³ de fluido de perfuração de base aquosa fora das especificações do órgão ambiental (IBAMA) o que fez com que este descarte fosse classificado nesta categoria de incidente, contribuindo significativamente para o aumento dos índices apresentados.

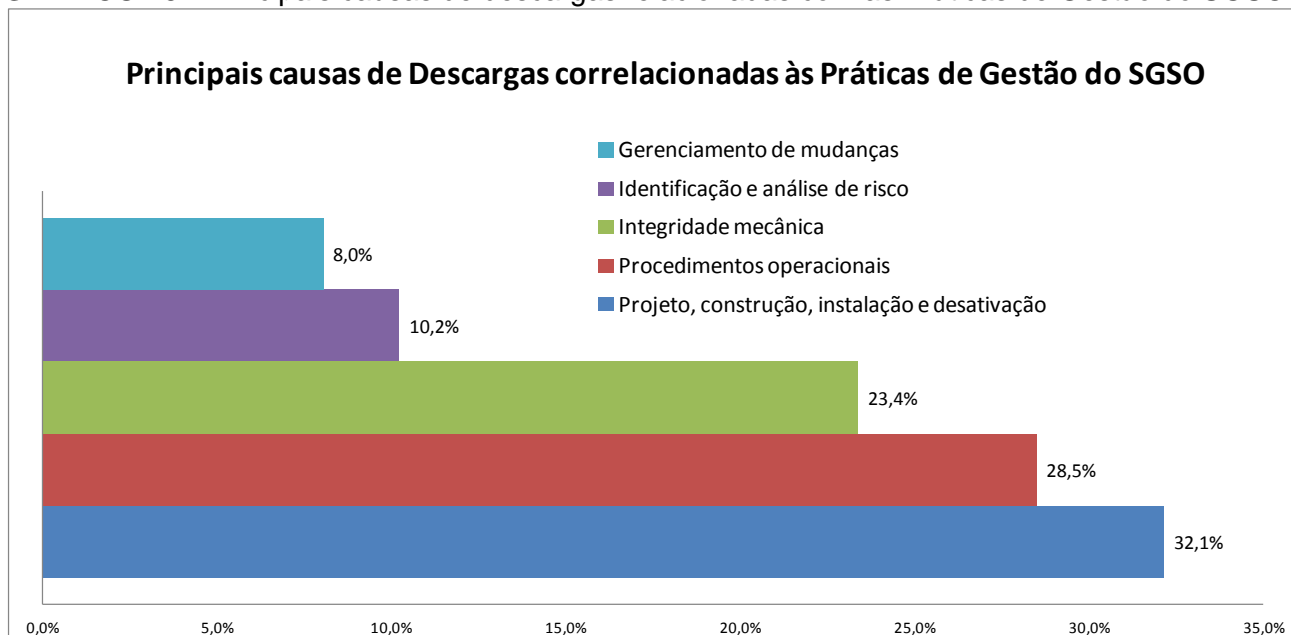
O Gráfico 17 apresenta a relação dos volumes descarregados de petróleo e água oleosa em relação ao volume de barris de petróleo produzidos no Brasil. É possível observar uma significativa redução no volume de água oleosa descarregada em 2014, que atingiu o menor nível ao longo de todo período analisado.

GRÁFICO 17 – Volume derramado (m³) por bilhões de barris de petróleo produzidos no Brasil



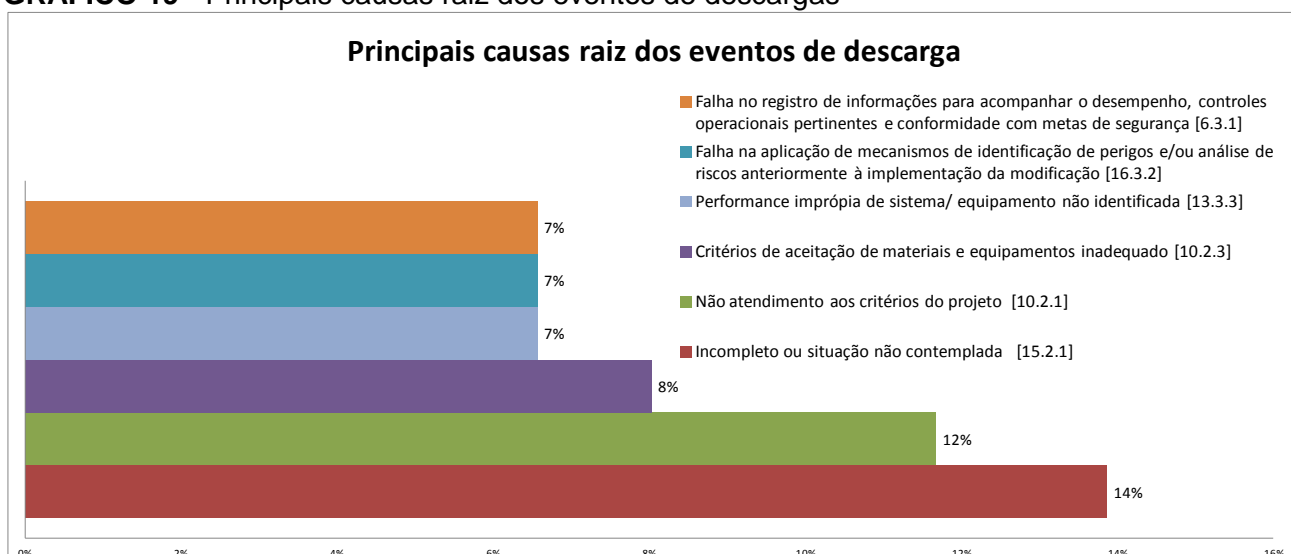
O Gráfico 18 mostra correlação das principais causas de eventos de descarga com as Práticas de Gestão do SGSO. A Prática nº 10 – Projeto, construção, instalação e desativação, esteve presente em 32,1% dos 137 incidentes de descarga comunicados durante o ano de 2014. As Práticas nº15 e nº13 (Procedimentos operacionais; e Integridade mecânica), estiveram presentes em respectivamente 28,5% e 23,4%, destes incidentes.

GRÁFICO 18 - Principais causas de descargas relacionadas com as Práticas de Gestão do SGSO



O Gráfico 19 mostra as principais causas raiz dos incidentes envolvendo derramamento em 2014, que fazem parte dos requisitos das Práticas de Gestão do SGSO. As causas raiz mais recorrentes são 15.2.1 (Procedimentos operacionais incompletos ou situação não contemplada), 10.2.1 (Não atendimento aos critérios do projeto) e 10.2.3 (Critérios de aceitação de materiais e equipamentos inadequados), presentes em respectivamente 14%, 12% e 8%, dos 137 incidentes envolvendo descargas de substâncias em 2014.

GRÁFICO 19 - Principais causas raiz dos eventos de descargas



7. INCÊNDIOS E EXPLOSÕES

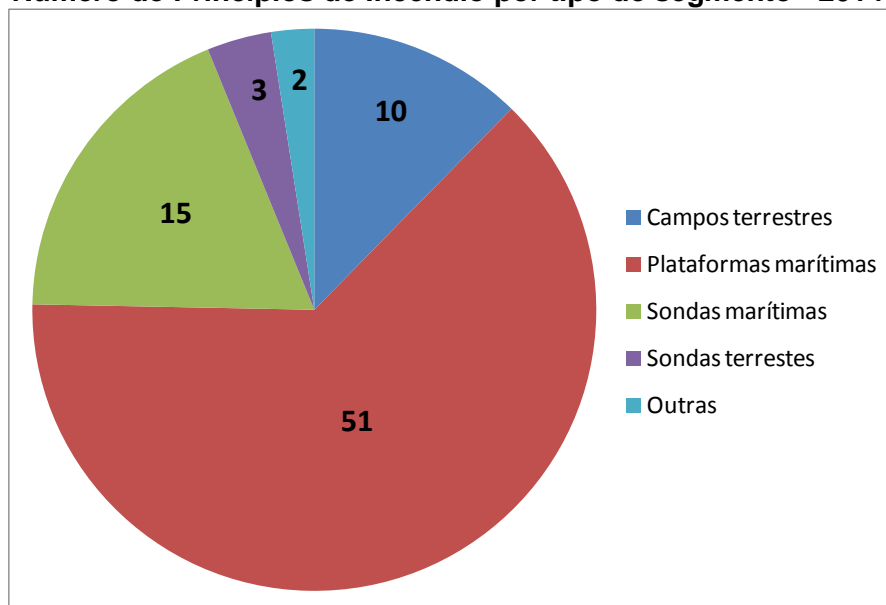
A Tabela 9 apresenta o quantitativo de incidentes relacionados a incêndios e explosões comunicados à ANP em 2014. Observa-se uma frequência maior de princípios de incêndios.

TABELA 9 - Incêndios e explosões ocorridos em 2014

Incêndios e Explosões - 2014	
Tipo de incidente	Número de incidentes
Princípios de incêndio	81
Incêndios Significantes	6
Incêndios Maiores	1
Explosões de atmosferas explosivas	2
Explosões Mecânicas	2

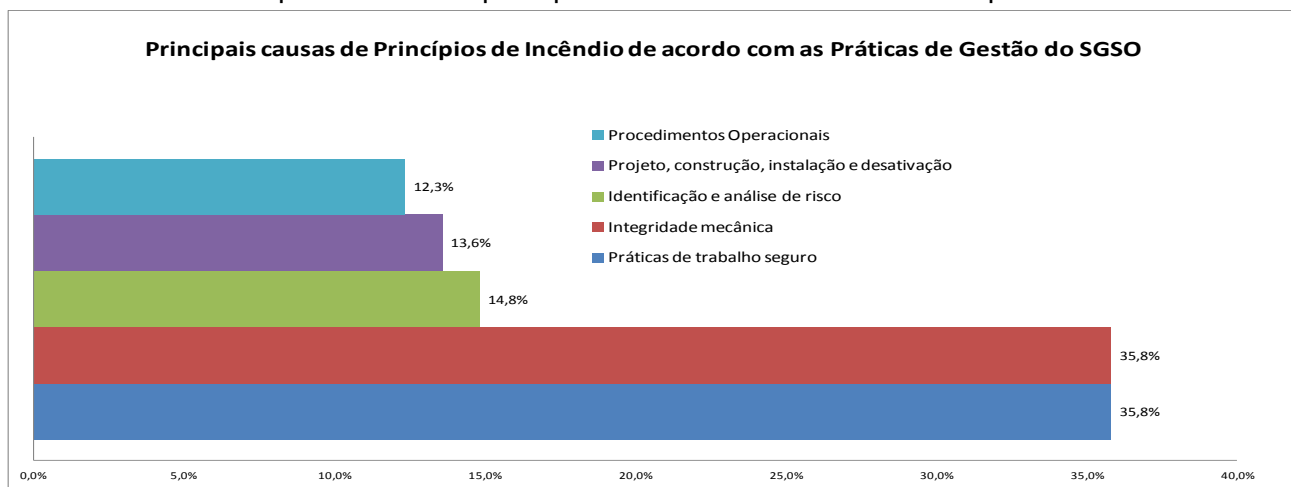
O gráfico 20 relaciona o número de princípios de incêndio por tipo de atividade. Observa-se que, a maior quantidade de eventos desta natureza ocorreu em plataformas marítimas, segmento onde também teve a ocorrência de um evento de Incêndio Maior.

GRÁFICO 20 – Número de Princípios de Incêndio por tipo de segmento - 2014



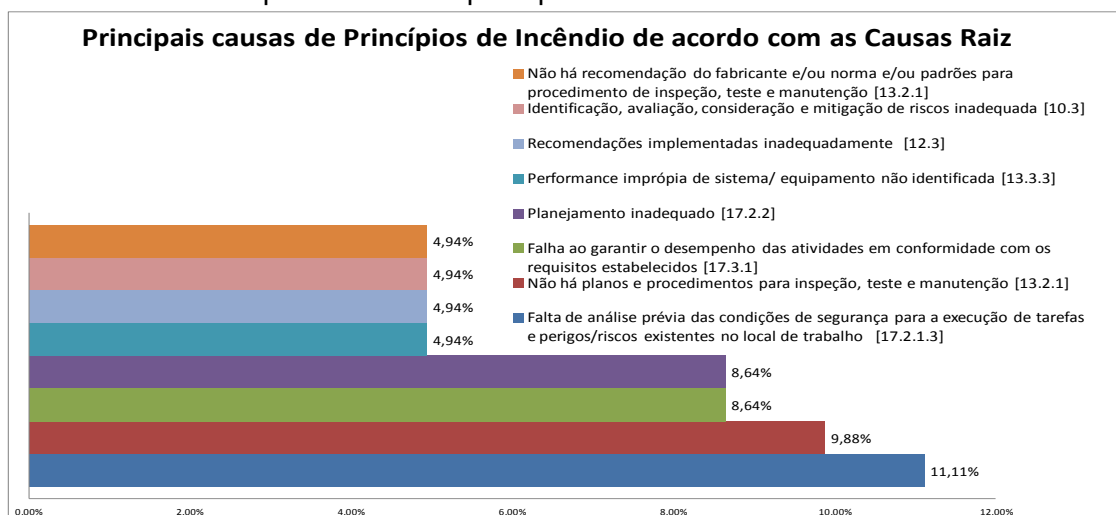
Verifica-se que as principais Práticas de Gestão do SGSO presentes nos 81 incidentes de Princípio de Incêndio são: Prática nº 17 - Práticas de Trabalho Seguro e Prática nº 13 - Integridade Mecânica, ambas presentes em 35,8% dos incidentes, seguidas da Prática nº 12 - Identificação e Análise de riscos, presente em 14,8% dos incidentes de Princípio de Incêndio ocorridos em 2014 .

GRÁFICO 21 - Principais causas de princípios de incêndio relacionadas às práticas do SGSO



O Gráfico 22 mostra as principais causas raiz dos incidentes envolvendo princípio de incêndio em 2014, que fazem parte dos requisitos das Práticas de gestão do SGSO. As causas raiz mais recorrentes são: 17.1.2.3 (Falta de análise prévia das condições de segurança) e 13.2.1 (Não há planos e procedimentos para inspeção), presentes em, respectivamente, 11,11% e 9,88% dos incidentes envolvendo princípios de incêndio, seguidas das causas 17.3.1 (Falha ao garantir o desempenho da atividade) e 17.2.2 (Planejamento Inadequado), ambas presentes em 8,64% dos incidentes.

GRÁFICO 22 - Principais causas de princípios de incêndio de acordo com as causas raiz



8 ATIVIDADES DE FISCALIZAÇÃO

8.1. 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 com o objetivo de garantir a melhoria da segurança operacional das atividades. Estas ações implicam na rotineira verificação da conformidade dos procedimentos adotados pelos operadores das instalações frente aos requisitos exigidos pela ANP.

Assim, quando o operador da instalação⁹ 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 do Contrato¹⁰ 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 amostrais¹¹ colhidos por ocasião da visita à unidade, abrangendo de forma total ou parcial (exemplo: *follow up*, que são auditorias de retorno para verificar não conformidades apontadas em atividades de fiscalizações anteriores) 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 Operador do Contrato direcione esforços contínuos para a manutenção e melhoria de seu sistema de gestão, que deve contemplar, no mínimo, as 17 práticas do SGSO.

Em 2014, foram realizadas 42 auditorias em unidades marítimas, das quais 18 foram em plataformas de produção e 24 foram em sondas marítimas. Portanto, a abrangência das ações de fiscalização da ANP atingiu 33% das sondas de perfuração e 11% das plataformas de produção. O resultado destas auditorias está explicitado a seguir.

⁹ O operador da instalação pode ser o próprio operador do contrato ou empresa designada por este para ser o responsável pelo gerenciamento e execução de todas as operações e atividades de uma instalação.

¹⁰ Perante a ANP, a responsabilidade legal pelo tratamento de não conformidades é do Operador do Contrato, pois é com este que a Agência firma os contratos de exploração e produção. Estes contratos podem ser de Concessão, Cessão Onerosa ou Partilha de Produção.

¹¹ 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.

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

Em universo de um total de 151 plataformas de produção, 93,9% têm como Operador do Contrato a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, seguida pela Statoil com 2,0%, Shell, OGPPar e HRT com 1,3% cada e Chevron com 0,7%.

A tabela 10 apresenta as plataformas, operadores e número de não conformidades apontadas pela ANP frente à Resolução ANP nº 43/2007 em suas auditorias em plataformas de produção realizadas no ano de 2014.

TABELA 10 - Plataformas de produção marítima auditadas em 2014 e número de não conformidades apontadas

Instalação	Início da Auditoria	Operador da Instalação	Operador do Contrato	Número de não conformidades
PETROBRAS 20 (Investigação)	02/01/2014	Petrobras	Petrobras	0
FPSO CAPIXABA	07/04/2014	SBM	Petrobras	20
PETROBRAS 18	06/01/2014	Petrobras	Petrobras	19
PETROBRAS 26	03/02/2014	Petrobras	Petrobras	3
PETROBRAS 32 (follow-up)	03/02/2014	Petrobras	Petrobras	0
PETROBRAS 19	18/02/2014	Petrobras	Petrobras	15
FPSO FRADE	24/02/2014	Chevron	Chevron	8
FPSO FLUMINENSE	18/03/2014	MODEC	SHELL	2
PETROBRAS 55 (Operação Ouro Negro e follow-up)	18/03/2014	Petrobras	Petrobras	18
PLATAFORMA DE MEXILHÃO	18/03/2014	Petrobras	Petrobras	10
PETROBRAS 62	13/05/2014	Petrobras	Petrobras	22
FPSO PIRANEMA SPIRIT E FPSO RIO DAS OSTRAS	09/06/2014	TEEKAY	Petrobras	15
POLVO A	11/08/2014	HRT	HRT	38
PETROBRAS 55	15/09/2014	Petrobras	Petrobras	14
PETROBRAS 33	20/10/2014	Petrobras	Petrobras	5

POLVO A (Desinterdição)	03/11/2014	HRT	HRT	0
PLATAFORMA DE NAMORADO-1	10/11/2014	Petrobras	Petrobras	21
PLATAFORMA DE CHERNE-1	01/12/2014	Petrobras	Petrobras	27
PLATAFORMA DE ENCHOVA	15/12/2014	Petrobras	Petrobras	15

A tabela 11 apresenta os quantitativos de auditorias em unidades de produção organizados por Operadores dos contratos em 2014.

TABELA 11 - Auditorias em Unidades de Produção por Operador do Contrato (2014)

Operador do Contrato	Número de unidades auditadas
Chevron	1
HRT	2
Petrobras	15
SHELL	1

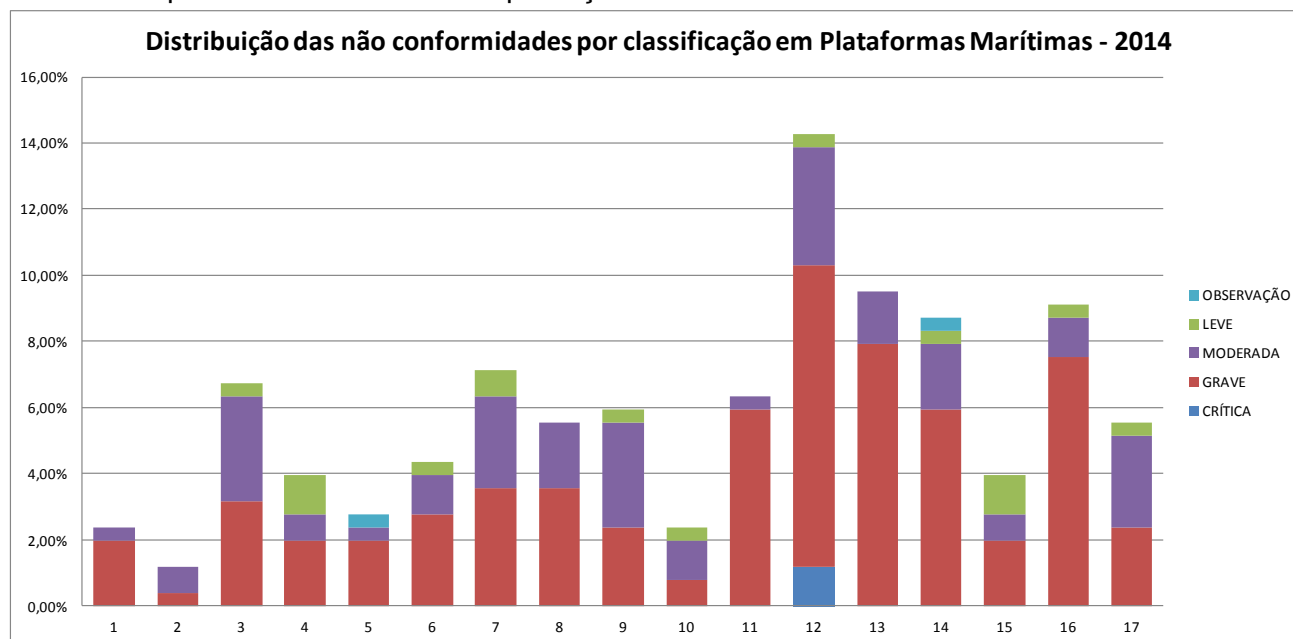
A tabela 12 apresenta os quantitativos de plataformas de produção auditadas por operadores de Instalação.

TABELA 12 - Auditorias de unidades de produção por Operador de Instalação (2014)

Operador de Instalação	Número de unidades auditadas
Chevron	1
HRT	2
MODEC	1
Petrobras	13
SBM	1
TEEKAY	1

O Gráfico 23 apresenta a distribuição das não conformidades em plataformas de produção marítima apontada ao longo de 2014 por Prática de Gestão do SGSO e suas respectivas classificações (crítica, grave, moderada, leve ou observação). As práticas mais infringidas percentualmente foram: Prática nº 12 - Identificação e análise de risco, Prática nº 13 - Integridade Mecânica, Prática nº 16 - Gerenciamento de mudanças e Prática nº 14 - Planejamento e gerenciamento de grandes emergências.

GRÁFICO 23 - Distribuição das não conformidades por classificação e por Práticas de Gestão do SGSO¹² em plataformas marítimas de produção em 2014

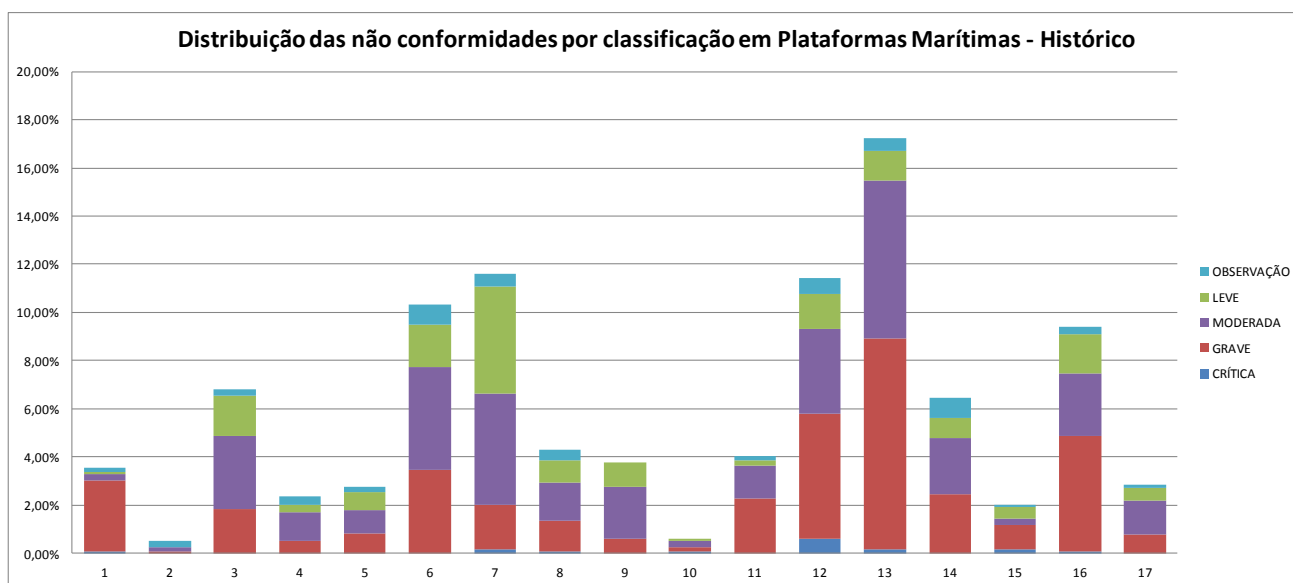


A Prática nº 12 - Identificação e análise de riscos apresentou 3 (três) não conformidades críticas e 23 (vinte e três) não conformidades graves, portanto sendo o maior número de não conformidades graves aplicadas entre todas as práticas. Outras práticas que também apresentaram elevado número de não conformidades graves foram: Prática nº 13 - Integridade mecânica, Prática nº 16 - Gerenciamento de mudanças, Prática nº 11 - Elementos críticos de segurança operacional e Prática nº 14 - Planejamento e gerenciamento de emergências.

¹² 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.

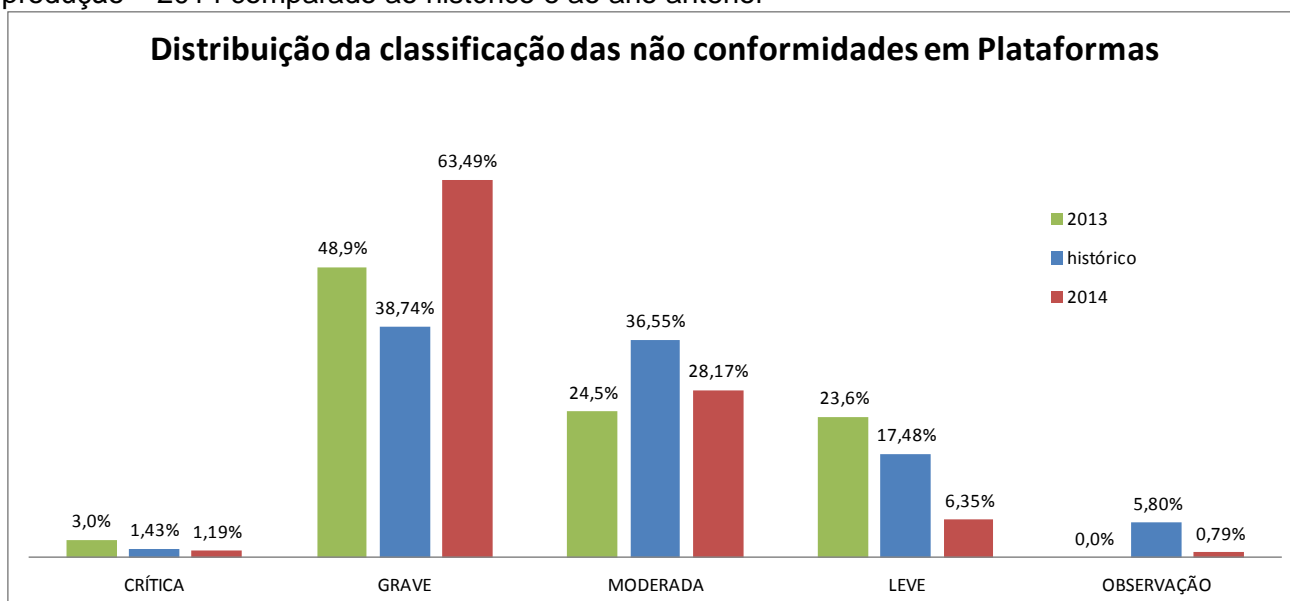
O Gráfico 24 apresenta a distribuição histórica das não conformidades apontadas em plataformas de produção desde o ano de 2009, por prática de gestão e com as respectivas classificações. As práticas de gestão mais infringidas percentualmente foram: Prática nº 13 – Integridade mecânica, Prática nº 7 – Auditorias, Prática nº 12 – Identificação e Análise de risco e Prática nº 6 – Monitoramento e melhoria contínua do desempenho.

GRÁFICO 24 - Distribuição de não conformidades por classificação e por Práticas de Gestão do SGSO em plataformas marítimas de produção - histórico desde 2009 a 2014



A Prática nº 12 – Identificação e Análise de risco, apresentou 7 (sete) não conformidades críticas ao longo do período analisado, sendo assim, dentre as práticas de gestão de segurança operacional, a maior responsável pelas interdições ocorridas nas plataformas de produção marítima de petróleo e/ou gás natural. As Práticas nºs 7, 13, e 15 apresentaram cada uma 2 (duas) não conformidades críticas e as Práticas nºs 1, 8, 10 e 16 também apresentaram 1 (uma) não conformidade, cada uma, com esta mesma classificação de gravidade.

GRÁFICO 25 - Comparação da classificação das não conformidades de plataformas marítimas de produção – 2014 comparado ao histórico e ao ano anterior



Analisando o Gráfico 25 observa-se que os índices de 2014 de não conformidades críticas, moderadas, leves e observações estão menores em relação à média histórica, o que indica que houve uma leve melhora na contenção destes tipos de não conformidades. Todavia a elevada quantidade de não conformidades classificadas como graves no ano de 2014 impactou a média histórica desta classificação que passou de 35,3% em 2013 para 38,74% em 2014. Observar que os índices de não conformidade crítica em 2014 permanecem próximos ao patamar da média histórica, de aproximadamente 1%.

8.1.2. Auditorias em Sondas Marítimas

De acordo com dados extraídos através do SIGEP¹³ (Sistema Integrado de Gestão de Exploração e Produção), operaram no Brasil em 2014 um total de 72 sondas. Destas 87,8% estavam à serviço da Petrobras, 3,2% para a Statoil, 2,3% para a Shell, Alvo Petro, BP, Queiroz Galvão e Repsol, com 1,4% cada, Total, com 0,8%, e Karoon com 0,2%.

A tabela 13 apresenta os resultados das auditorias de segurança operacional da Resolução ANP nº 43/2007 realizadas em 2014 em sondas marítimas.

TABELA 13 - Sondas de perfuração marítima auditadas em 2014 e número de não conformidades apontadas

Unidade de Perfuração	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Início da Auditoria	Número de não conformidades
ODN TAY IV	Petrobras	Odebrecht	13/01/2014	8
Ocean Clipper	Petrobras	Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	11/03/2014	13
Deepsea Metro II	Petrobras	Odfjell	17/03/2014	8
ODN DELBA III	Petrobras	Odebrecht	31/03/2014	23
CAROLINA	Petrobras	Ventura Petróleo S.A	07/04/2014	17
ODN TAY IV	Petrobras	Odebrecht	12/05/2014	6
NOBLE ROGER EASON	Petrobras	Noble	05/05/2014	14
WEST ORION	Petrobras	Seadrill	19/05/2014	12
PETROBRAS 10000	Petrobras	Transocean	26/05/2014	5
LONE STAR	Petrobras	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A	30/06/2014	6
ODN II	Petrobras	Odebrecht	15/07/2014	16
Peregrino A	Statoil	Statoil	28/07/2014	18
OCEAN COURAGE	Petrobras	Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	28/07/2014	10
Ocean-Rig Corcovado	Petrobras	Ocean Rig	28/07/2014	14
Ocean Rig Mylos	Repsol	Ocean Rig	04/08/2014	11
ETESCO TAKATSUGU J	Petrobras	Etesco	18/08/2014	7

¹³ Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção da ANP

Cerrado	Petrobras	Schahin	25/08/2014	10
OCEAN WORKER	Petrobras	Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	22/09/2014	13
OCEAN BARONESS	Petrobras	Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	21/10/2014	12
Ocean Valor	Petrobras	Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	10/11/2014	12
Olinda Star	Karoon	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A	01/12/2014	18
Norbe IX	Petrobras	Odebrecht	15/12/2014	9
ODN I	Petrobras	Odebrecht	17/12/2014	11
Ocean Rig Mylos	Repsol	Ocean Rig	15/12/2014	16

A tabela 14 apresenta os quantitativos de auditorias em sondas marítimas, relacionando seus respectivos contratantes (operadores do contrato).

TABELA 14 - Auditorias em Unidades de Perfuração por Operador do Contrato (2014)

Operador do contrato	Quantidade de auditorias
Karoon	1
Petrobras	20
Repsol	2
Statoil	1

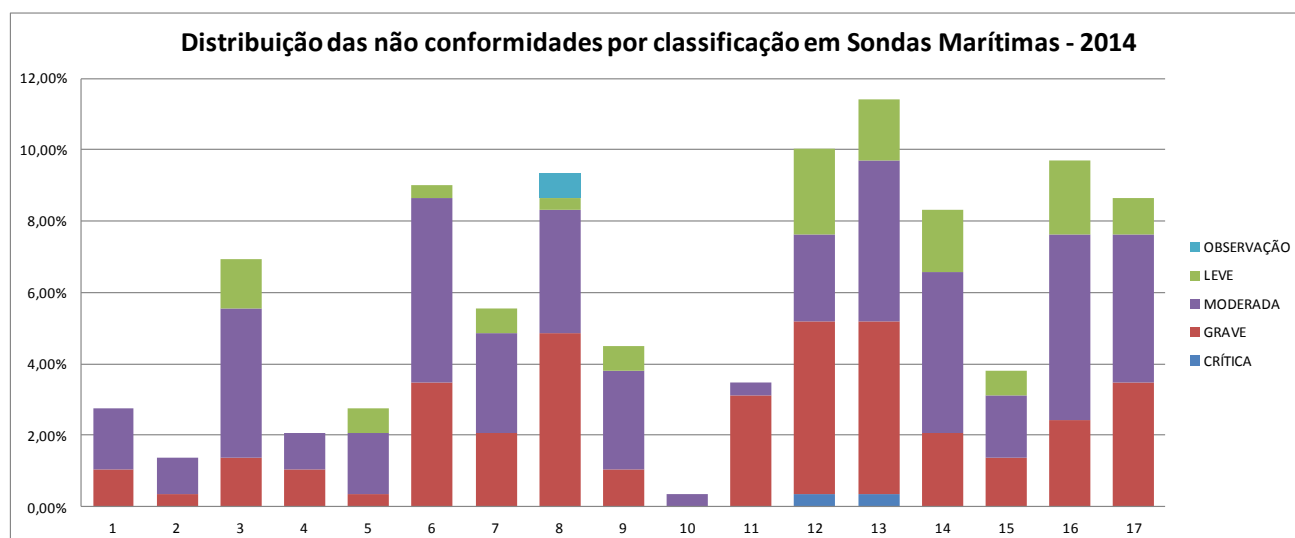
A tabela 15 apresenta o quantitativo de auditorias de segurança operacional nas sondas marítimas por Operador de Instalação na ocasião das atividades de fiscalização.

TABELA 15 - Auditorias de unidades de perfuração por Operador de Instalação (2014)

Operador da Instalação	Quantidade de auditorias
Brasdrill Sociedade de Perfuração LTDA	5
Etesco	1
Noble	1
Ocean Rig	3
Odebrecht	6
Odfjell	1
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A	2
Schahin	1
Seadrill	1
Statoil	1
Transocean	1
Ventura Petróleo S.A	1

O Gráfico 26 apresenta a distribuição das não conformidades apontadas em sondas marítimas ao longo de 2014 por prática de gestão e as respectivas classificações (crítica, grave, moderada, leve e observação). As Práticas de Gestão mais infringidas percentualmente foram: Práticas nº 13 Integridade mecânica, Prática nº 12 – Identificação e análise de risco e Prática nº 16 – Gerenciamento de mudanças. Outras práticas que apresentaram um elevado percentual foram as Práticas nº 8 – Gestão da Informação e documentação, Prática nº 6 – Monitoramento e melhoria contínua do desempenho e a Prática nº 17 – Práticas de trabalho seguro.

GRÁFICO 26 - Distribuição das não conformidades por classificação e por Prática de Gestão do SGSO¹⁴ em sondas marítimas em 2014

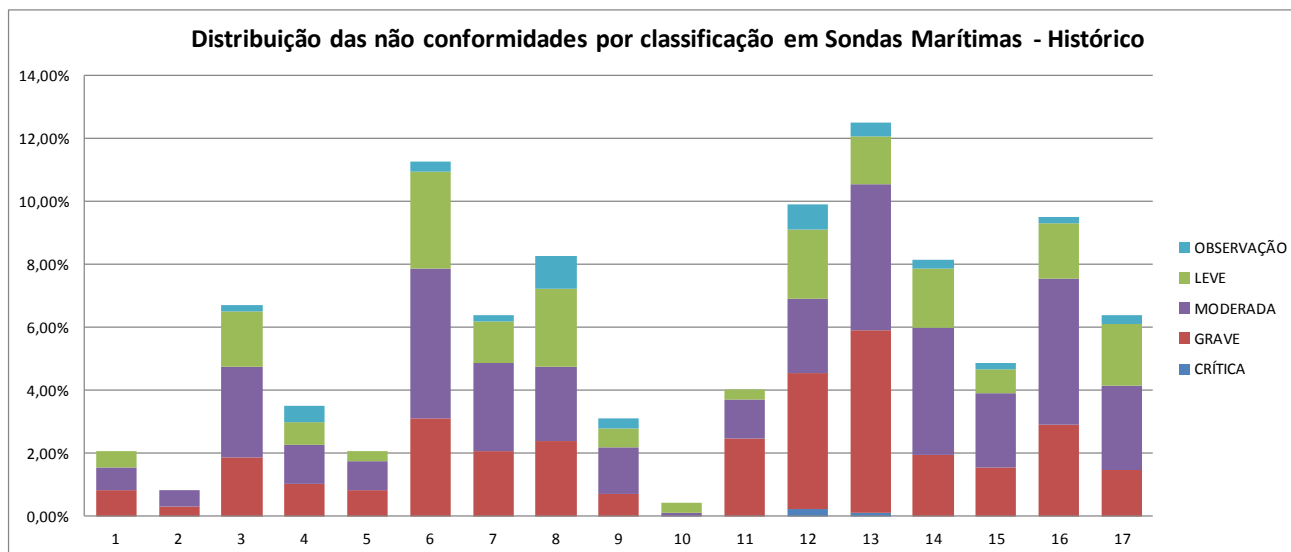


Em 2014, as Práticas de Gestão nºs 12 e 13 - Identificação e análise de riscos e Integridade mecânica, apresentaram o mesmo número de não conformidades classificadas como crítica (1) e grave (14). Portanto, estas duas práticas tiveram a maior incidência de não conformidades graves entre todas as Práticas de Gestão do SGSO. Outras práticas que apresentaram elevado número de não conformidades graves foram: Prática nº 8 – Gestão da Informação e documentação, Prática nº 6 – Monitoramento e melhoria contínua do desempenho, Prática nº 17 – Práticas de trabalho seguro, e Prática nº 11 - Elementos críticos de segurança operacional.

¹⁴ 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.

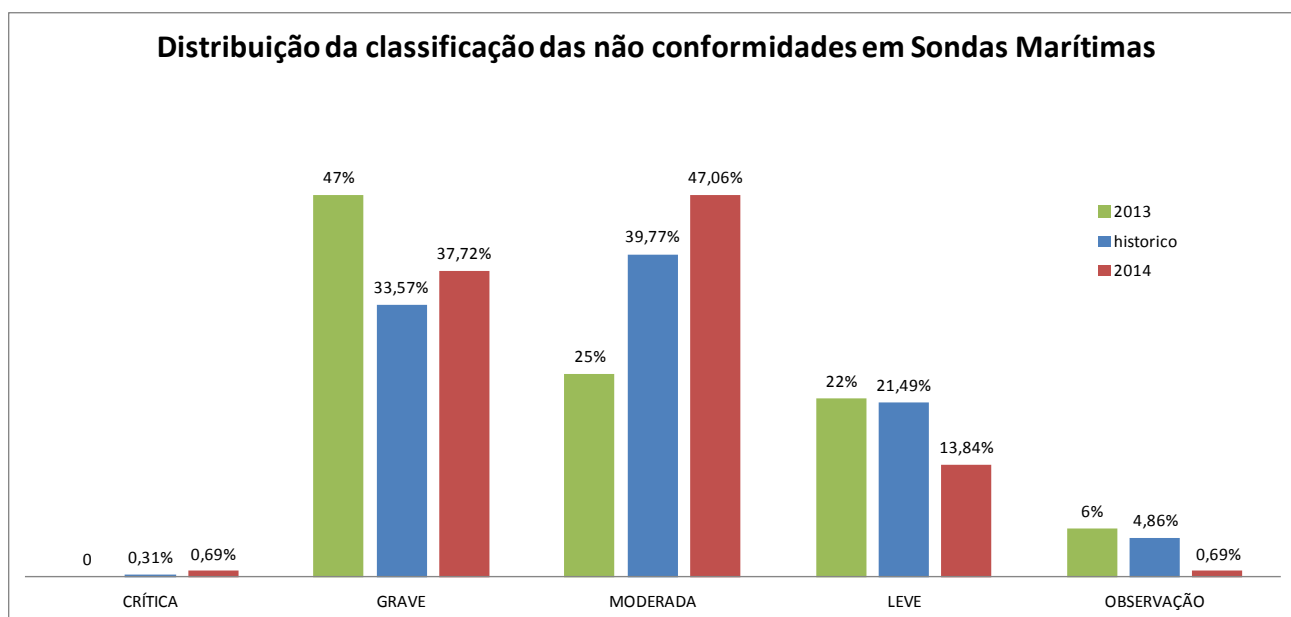
O Gráfico 27 apresenta a distribuição histórica das não conformidades apontadas em sondas marítimas, desde o ano de 2009, por prática de gestão e as respectivas classificações. As Práticas de Gestão mais infringidas percentualmente foram: Prática nº 13 – Integridade mecânica, Prática nº 6 – Monitoramento e melhoria contínua do desempenho e Prática nº12 – Identificação e análise de risco e Prática nº 16 - Gerenciamento de mudanças, respectivamente.

GRÁFICO 27 - Distribuição de não conformidades por classificação e por práticas de gestão do SGSO em sondas marítimas - histórico desde 2009 a 2014



Ainda observando o Gráfico 27, percebe-se que as Práticas nºs 12 e 13 (Identificação e análise de Risco; Integridade mecânica) apresentaram respectivamente 2 (duas) e 1 (uma) não conformidades críticas. Comparando o histórico de não conformidades graves, a Prática nº 13 lidera o *ranking* com 56 (cinquenta e seis) ocorrências, seguida da Prática nº 12, com 42 (quarenta e duas). Desta forma, utilizando-se do princípio “*ceteris paribus*” (tudo mais mantido constante), pode-se inferir, levando-se em consideração somente o histórico de incidentes, que estas são as práticas de gestão do SGSO mais críticas para as atividades de perfuração.

GRÁFICO 28 - Comparação da classificação das não conformidades ocorridas em sondas marítimas em 2014 com os dados de 2013 e média histórica.



Nota-se no Gráfico 28 que em 2014 os índices de não conformidades leves e observações estão menores, tanto em relação à 2013 quanto em relação à média histórica. Entretanto, é preocupante o aumento significativo em 2014 da frequência de não conformidades classificadas como críticas, pois estas uma vez encontradas pela equipe de auditores determina a aplicação de medida cautelar, isto é, a interdição das instalações.

As não conformidades consideradas graves apresentaram no ano de 2014 índices mais elevados quando comparados com o histórico e com o ano anterior, fato que gera preocupação, apesar do resultado de 2014 ter sido 10 pontos percentuais inferior ao de 2013.

8.2. 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 é um regulamento prescritivo na maioria de seus itens e estabelece requisitos mínimos quanto à segurança operacional e integridade estrutural das instalações terrestres. Tal formato prescritivo visa instruir empresas concessionárias de menor porte a respeito das melhores práticas da indústria do petróleo.

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

Existem 186 instalações de produção em campos terrestres no Brasil, tendo a Petrobras com maior presença neste segmento, detendo 86% das operações em campos terrestres. Outras operadoras presentes na atividade terrestre são: Petrosynergy, Sonangol Starfish, Petrogal, UTC Engenharia, UTC Exploração e Produção, ERG Petróleo e Gás e Panergy, Gran Tierra Energy Brasil, Partex Brasil Ltda, Nova Petróleo, Parnaíba Gás e Vipetro. Estes campos estão sob o regime de segurança operacional estabelecido na Resolução ANP nº 02/2010, ou seja, possuem produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural.

A tabela 16 apresenta os 4 (quatro) campos terrestres auditados no ano de 2014, listando os operadores de instalação e operadores dos contratos, bem como o número de não conformidades apontadas pela ANP frente aos requisitos do SGI/SGSO.

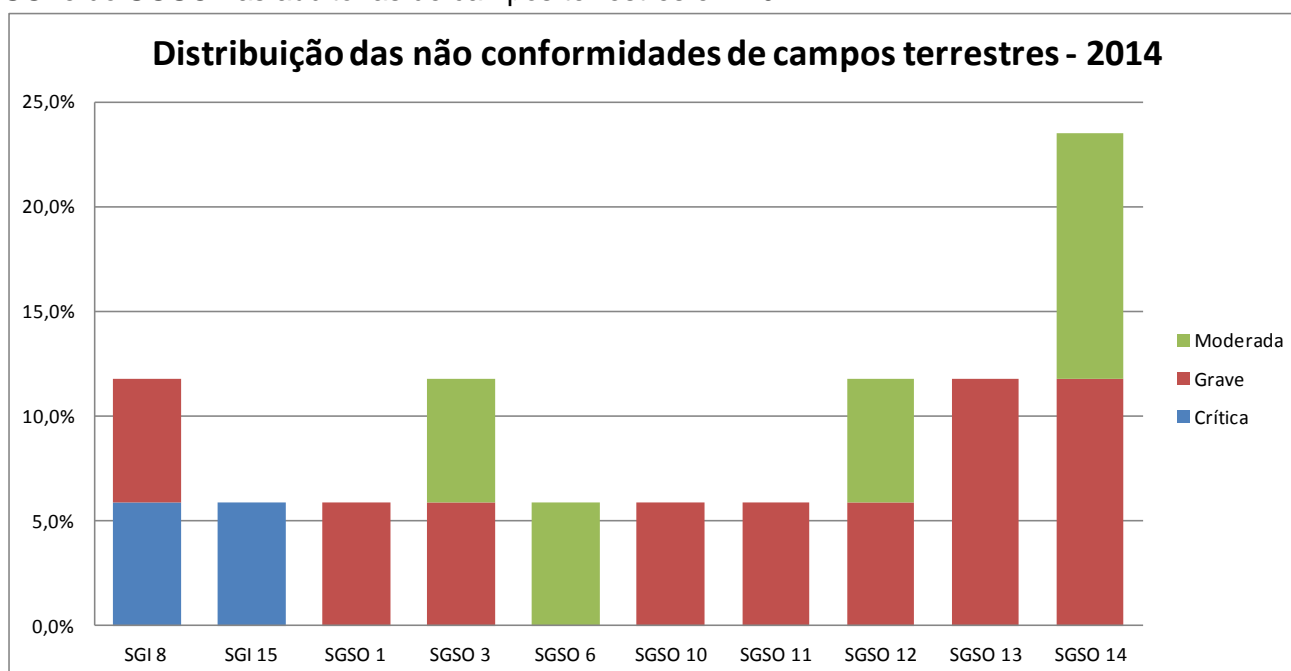
TABELA 16 - Auditorias de campos terrestres em 2014

Instalação	Operador da Instalação	Operador do Contrato	Número de não conformidades
Estação coletora de Pilar	Petrobras	Petrobras	follow-up
Estação coletora Riacho da Forquilha	Petrobras	Petrobras	follow-up
Miranga	Petrobras	Petrobras	17
Estação de tratamento Fazenda Alegre	Petrobras	Petrobras	follow-up

No ano de 2014, das 4 auditorias realizadas em campos terrestre, 3 (três) delas foram auditorias de follow-up, ou seja, para verificação da adequação de não conformidades apontadas em auditorias anteriores. A auditoria realizada no campo terrestre de Miranga apresentou 17 (dezesete) não conformidades.

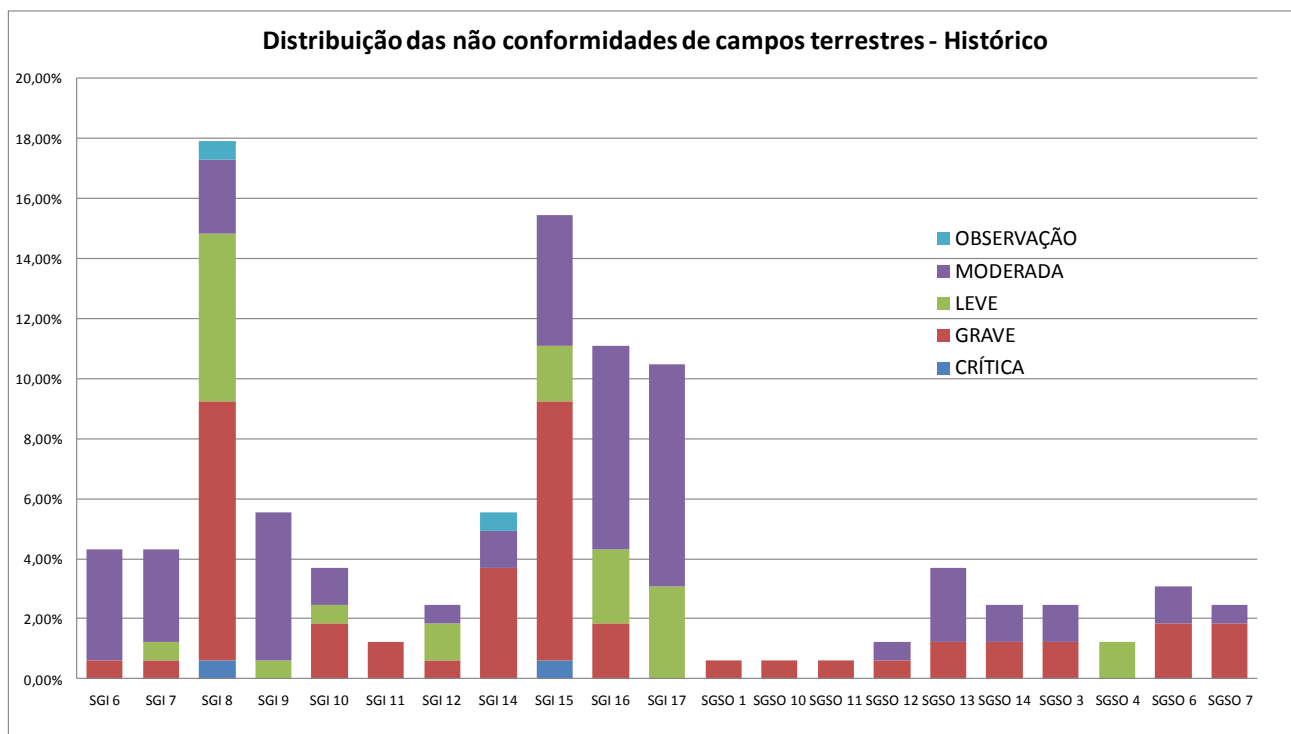
O Gráfico 29 relaciona as 17 não conformidades apontadas na auditoria do campo terrestre de Miranga. Destas, 2 são referentes à itens do SGI¹⁵ e 15 referentes à Práticas de Gestão do SGSO. As duas não conformidades apontadas no SGI foram classificadas como críticas, portanto, houve aplicação de medida cautelar no campo e a produção foi interrompida. Os itens críticos do SGI apontados na auditoria em Miranga foram os itens 8 - Identificação e análise de risco e 15 - Inspeção de equipamentos e tubulações.

GRÁFICO 29 - Distribuição das não conformidades por classificação e por Práticas de Gestão do SGI e do SGSO nas auditorias de campos terrestres em 2014



¹⁵ 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.

GRÁFICO 30 – Distribuição das não conformidades por classificação e por Práticas de Gestão do SGI e do SGSO em auditorias de campos terrestres – Histórico de 2013 a 2014



A análise histórica das não conformidades em campos de produção terrestre é recente, isto é, os dados foram compilados a partir de 2013. O Gráfico 30, mostra que os itens do SGI com o maior percentual de não conformidades são os itens 8 – Identificação e Análise de Risco, 15 – Inspeção de Equipamentos e Tubulações, 16 – Manutenção de Equipamentos e Tubulações e 17 – Operação e Processo.

Quanto à classificação das não conformidades, o Itens 8 – Identificação e análise de Risco e o Item 15 – Inspeção de equipamentos e Tubulações apresentaram os maiores índices de não conformidade graves além da incidência de 1 (uma) não conformidade crítica, respectivamente.

8.3. Auditorias do Regulamento Técnico de Segurança de Dutos Terrestres (RTDT)- Resolução ANP nº 06/2011

As atividades de fiscalização relacionadas à Resolução ANP nº 6/2011 para os dutos de Exploração e Produção são realizadas de maneira distinta das dos demais regulamentos de segurança da ANP. Isso ocorre pela menor complexidade dessas instalações, o que permite a verificação de um número maior de dutos em uma mesma auditoria.

Dessa forma, a auditoria é realizada por região geográfica, escolhendo uma amostragem significativa de dutos daquela região. Sendo possível obter um percentual de cobertura elevado apesar do baixo número de atividades.

Em 2014 foram realizadas 4 (quatro) ações de fiscalização em dutos terrestres da Petrobras, a saber:

- uma ação de follow-up na UO-BA para verificação das medidas implementadas para sanar as 94 não conformidades apontadas em uma vistoria realizada em 2013. Nesta auditoria foram identificadas 8 (oito) novas não conformidades;
- uma ação para desinterdição de um duto na UO-BA;
- uma ação específica em um duto na UO-SEAL após a ocorrência de um acidente (sem geração de não conformidades); e
- uma ação de fiscalização na UO-RNCE onde foram identificadas 50 não conformidades.

A abrangência da fiscalização do RTDT para o ano de 2014 foi de 64%. As não conformidades verificadas nas ações de fiscalização estão apontadas na Tabela 17.

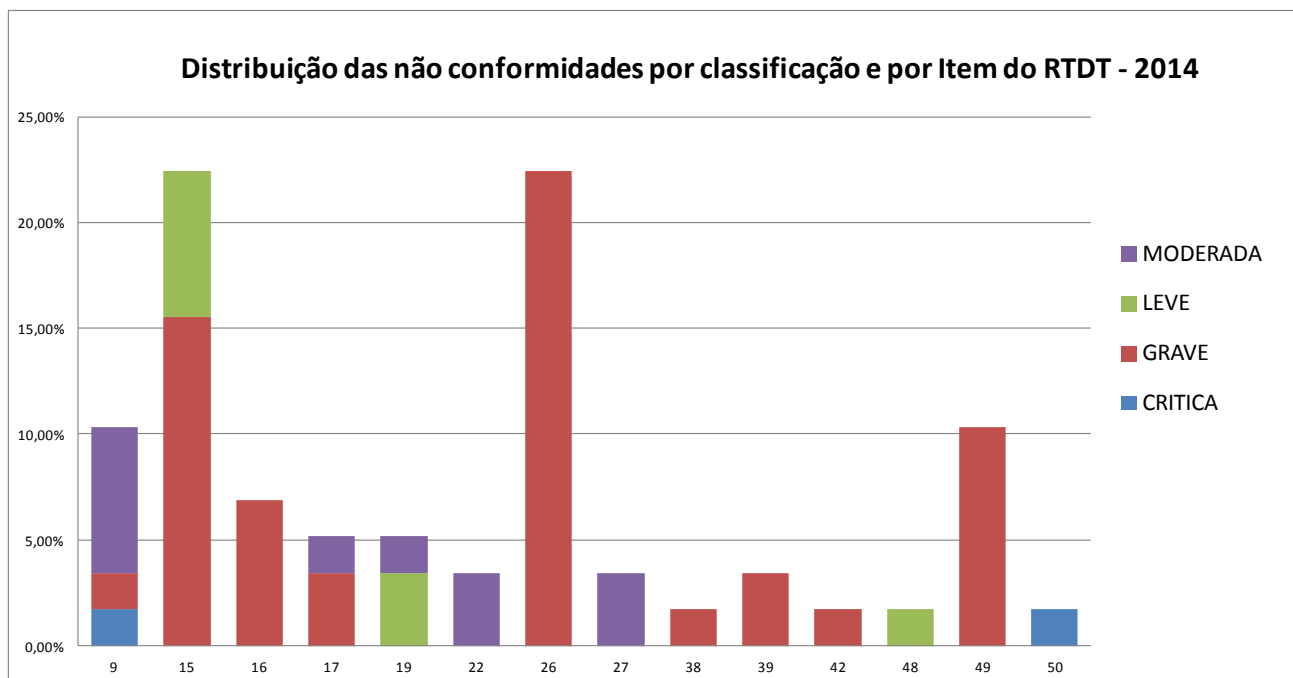
TABELA 17 – Quantidade de não conformidades em dutos terrestres - 2014

Instalação	Operador da Instalação	Operador do contrato	Número de não conformidades
UO-RN	Petrobras	Petrobras	50
UO-BA	Petrobras	Petrobras	8

O Gráfico 31 apresenta a distribuição das não conformidades apontadas nas auditorias em dutos terrestres em 2014 relacionando suas respectivas classificações com os Itens do RTDT infringido.

¹⁶Os 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-Control de corrosão externa, 27-Control de corrosão interna, 28-Control de corrosão atmosférica, 29-Prazos, 31-Estrutura organizacional, 32-Disponibilização e Planejamento de recursos, 33-Envolvimento pessoal, 34-Identificação de tarefas críticas, 35-Treinamento para qualificação, 36-Contratadas, 38-Gerenciamento de Integridade, 39-Processos básicos do PGI, 41-Identificação de Emergências, 42-Plano de resposta à emergências, 43-Oleodutos, 44-Gasodutos, 45-Gestão dos recursos de resposta, 46-Comunicação do incidente, 47-Investigação do incidente, 48-Gerenciamento do plano de resposta à emergência, 49-Escopo das desativações, 50-Desativação temporária e 51-Desativação permanente.

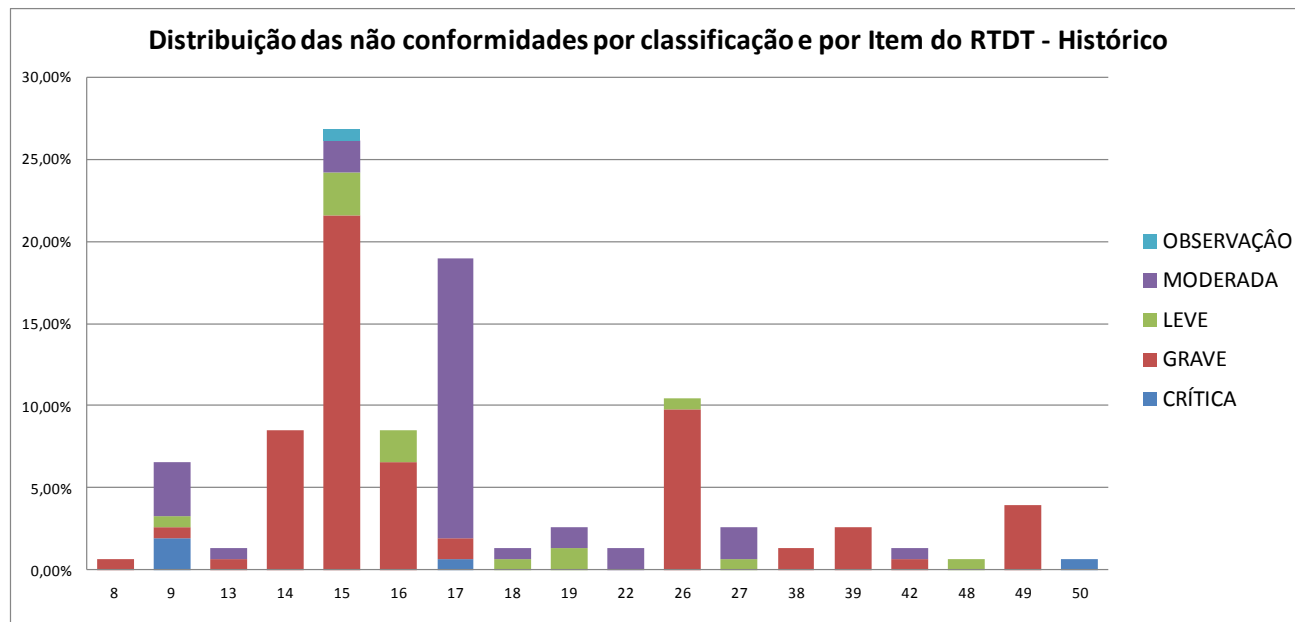
GRÁFICO 31 – Distribuição das não conformidades por classificação e por Item do RTDT em dutos terrestres em 2014



Em 2014 os itens 9 – Avaliação de risco e 50 – Desativação temporária apresentaram 1 (uma) não conformidade crítica, respectivamente, que determinou aplicação de medida cautelar. Já os itens que apresentaram maior número de não conformidades graves foram os itens 26 (Controle de corrosão externa), 15 (Operação) e 49 (Escopo das desativações).

O Gráfico 32 apresenta o histórico, a partir de 2013, da distribuição das não conformidades por classificação e por Item do RTDT em dutos terrestres.

GRÁFICO 32 – Distribuição das não conformidades por classificação e por Item do RTDT em dutos terrestres desde 2013



A serie histórica apresentada no Gráfico 32, mostra que o item 9 (Avaliação de risco) é o que possui o maior percentual de não conformidades críticas, que também estão presentes em menor incidência nos itens 17 (Manutenção) e 50 (Desativação temporária). O item que possui a maior incidência de não conformidades graves é o item 15 – Operação, que também é o que possui maior índice de frequência de não conformidades.

8.4. Auditorias com ênfase ambiental nas atividades de exploração e produção

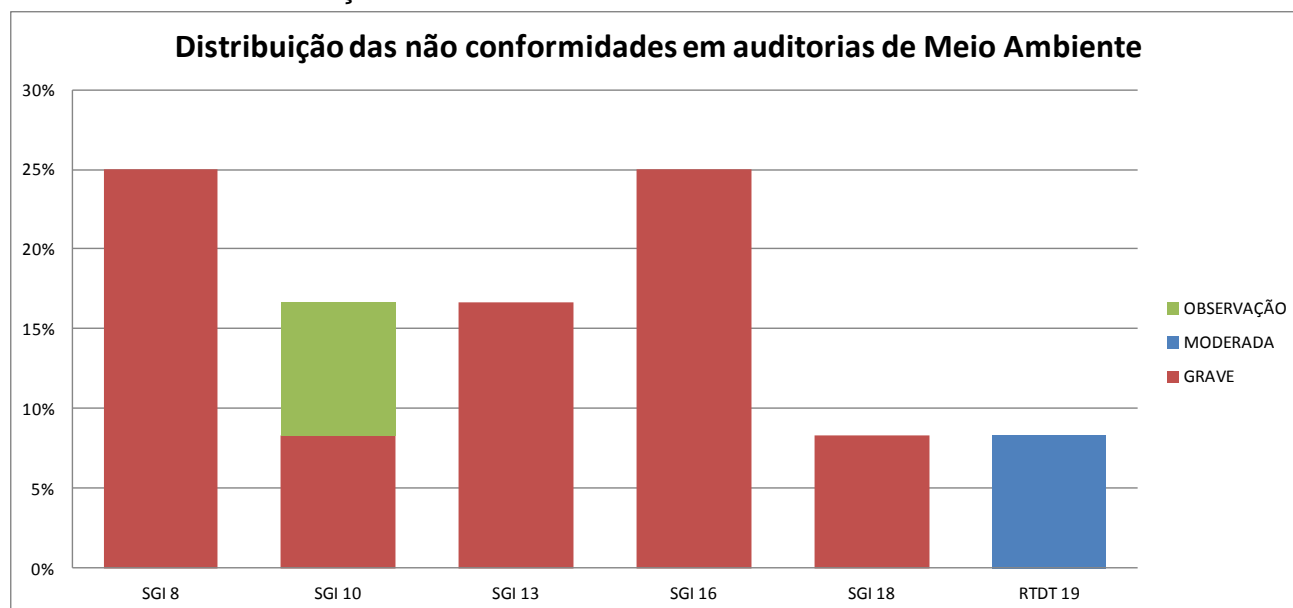
Em 2014 foram realizadas 2 (duas) auditorias com ênfase ambiental, que foram realizadas nos campos terrestres de Serra e Dom João Mar, que são operados pela Petrobras, para verificar a aderência das atividades realizadas nestes campos aos regulamentos técnicos da ANP, os quais incluem o SGI, RTDT e Resolução ANP 27/2006. A Tabela 18 relaciona o quantitativo de não conformidades destas ações de fiscalização.

TABELA 18 - Quantidade de não conformidades em auditoria ambientais

Instalação	Operador da Instalação	Operador do Contrato	Número de não conformidades
Serra	Petrobras	Petrobras	5
Dom João Mar	Petrobras	Petrobras	7

Nestas auditorias com ênfase ambiental, foram apontadas 12 não conformidades, das quais 10 (dez) foram classificadas como graves, 1 (uma) moderada e 1 (uma) observação. As não conformidades graves são, na totalidade, referentes aos requisitos do SGI, conforme mostra o Gráfico 33.

GRÁFICO 33 - Distribuição das não conformidades em auditorias ambientais – 2014



9. INTERRUPÇÃO 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 19 apresenta as instalações que tiveram suas atividades interrompidas durante o ano de 2014 em função das ações de fiscalização da ANP.

TABELA 19 - Instalações interditadas em 2014

Instalação	Tipo de Locação	Operador do Contrato	Data de Interdição	Data de Desinterdição	Motivo
P-20	<i>Offshore</i>	Petrobras	03/01/2014	03/04/2014	Em razão dos graves danos materiais causados pelo incêndio, ocorrido em 26/12/2014.
Vitória 1000	Offshore	Petrobras	24/01/2014	20/06/2014	Unidade interditada pela Marinha do Brasil, em função da queda do BOP no fundo do mar. A Marinha condicionou a desinterdição da instalação à análise da ANP.
Oleoduto 6`` Estação Rio do Bu/ ETO Fazenda Balsamo	Duto	Petrobras	20/02/2014	23/05/2014	A taxa de corrosão durante 2013 variando de 0,2 a 2,08 mm/ano acima da admissível (0,125 mm/ano) e regiões com perdas de espessura de 50% a 80%; o tratamento anticorrosivo não atingiu seu objetivo pois as taxas encontram-se altas.
Oleoduto 6`` Estação Remanso/ Estação São Roque	Duto	Petrobras	20/02/2014	28/04/2014	A taxa de corrosão 7,2 mm/ano em dezembro de 2013, acima da admissível (0,125 mm/ano) e regiões com perdas de espessura de 45%.
Noble Paul Wolf (SS-53)	<i>Offshore</i>	Petrobras	28/02/2014	28/03/2014	Adernamento de 3,5 graus devido ao alagamento da sala de bombas e da sala de <i>thruster</i> causado por falha na válvula do sistema do lastro.
Ocean Star	<i>Offshore</i>	Petrobras	07/03/2014	17/03/2014	As atividades de perfuração do poço 7-ATL-03H-RJS foram iniciadas sem o prévio envio da DSO (Documentação de Segurança Operacional), documentação obrigatória e da Análise de Risco.

Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque - Lamarão	Duto	Petrobras	28/03/2014	Permanece interdito	(i) O Transportador não elaborou o manual de operação do Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque- Lamarão; (ii) O Transportador não identificou no SAP/R3 os equipamentos críticos do Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque- Lamarão; (iii) O Transportador não implementou processo de monitoramento de vazamentos do Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque- Lamarão; (iv) O Transportador não atendeu as recomendações técnicas de inspeção do Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque- Lamarão; (v) O Transportador não realizou análise de risco do Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque- Lamarão; (vi) O Transportador não elaborou Plano de Retorno Operacional do Gasoduto 6" Estação Comp. São Roque/ UPGN Candeias - trecho São Roque- Lamarão.
Oleoduto 12" Estação "A" Araçás/ Estação Recife	Duto	Petrobras	28/03/2014	04/04/2014	(i) O Transportador não identificou os procedimentos críticos relacionados como salvaguardas na planilha de Análise de Riscos; (ii) O Transportador não implementou programa de manutenção de faixa para execução dos serviços necessários para estabilização, contenção, drenagem e monitoramento do Oleoduto; (iii) O Transportador não atendeu as recomendações de inspeções para o Oleoduto.
P-55	Offshore	Petrobras	01/04/2014	04/04/2014	Ausência de implementação das ações corretivas recomendadas pelas análises de riscos da unidade dos relatórios "Análise Preliminar de Riscos (APR) - Mudanças Temporárias na Coleta e na Exportação de Petróleo" e "Análise de Risco da Operação de Importação de Gás para Gas-Lift no poço RO-114", de forma a garantir que os riscos advindos das operações estejam identificados e controlados para cenários identificados como não toleráveis.
Gasoduto 10" Estação "A" Araçás/ UPGN Catu	Duto	Petrobras	04/04/2014	02/06/2014	O Oleoduto 12" Estação A Araçás/Estação Recife porque estava aflorado na travessia do Rio Quiricó Grande, inclusive em contato com rochas.
Concessão de Morro do Barro	Onshore	Panergy	30/04/2014	03/11/2014	As instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural da concessão de Morro do Barro foram interditas porque o Concessionário operou o campo sem a submissão da DSO (Documentação de segurança Operacional), documentação obrigatória..
P-62	Offshore	Petrobras	26/05/2014	31/05/2014	O Operador da Instalação não implementou ações referentes às recomendações contidas em documentos de avaliação de riscos.

ODN II	<i>Offshore</i>	Petrobras	18/07/2014	23/07/2014	O Operador da Instalação não realizou adequadamente seu plano de manutenção.
West Taurus	<i>Offshore</i>	Petrobras	01/08/2014	01/08/2014	Unidade interdita devido a uma falha no BOP.
Módulo de perfuração da plataforma Polvo A	<i>Offshore</i>	HRT	13/08/2014	21/11/2014	Durante a ação de fiscalização, os fiscais não evidenciaram uma análise de riscos específica do módulo de perfuração, sendo essa uma não conformidade impeditiva da utilização desse equipamento.
Campo de Dom João Mar	<i>Onshore</i>	Petrobras	27/08/2014	15/01/2015	Em 19 de julho de 2014, durante perfuração do poço 7-DJM-885H-BAS, campo de Dom João Mar, Bacia do Recôncavo, foi constatado influxo de água, seguido de prisão da coluna de perfuração por diferencial de pressão, tentativa de liberação e realização de abandono do poço com cimentação pelo interior da coluna.
Concessão de Miranga	<i>Onshore</i>	Petrobras	06/11/2014	21/11/2014	(i) O Operador da Instalação não elaborou, para os 61 (sessenta e um) poços de gás, surgentes e considerados "isolados", relatório de identificação e análise de riscos abordando, no mínimo, a identificação dos participantes, objetivo e escopo do estudo, descrição da instalação, justificativa da metodologia de análise de risco utilizada, descrição da metodologia de análise de risco utilizada, identificação e análise de riscos, classificação dos riscos, recomendações e conclusões; (ii) O Operador da Instalação não evidenciou que os riscos foram sistematicamente avaliados durante as fases de operação para os 28 (vinte e oito) poços de óleo e de gás, surgentes e considerados "não isolados".
Concessão de Miranga	<i>Onshore</i>	Petrobras	07/11/2014	21/11/2014	O concessionário manteve em operação o tanque TQ-3122.03-09, Miranga C, em condições inseguras, visto que não foi executada a avaliação de integridade estrutural, inspeção interna do equipamento, programada para 01/06/2014, para garantia da adequação ao uso.
Gasoduto GN-12 Robalo/Carmópolis	<i>Duto</i>	Petrobras	21/11/2014	12/12/2014	Em razão dos graves danos materiais causados pelo incêndio maior no Gasoduto GN-12-Robalo/Carmópolis, gasoduto de 12 polegadas que interliga a Estação de Robalo à Unidade de Carmópolis em 16/11/2014, causados pelo rompimento do gasoduto que foi seguido de vazamento de gás e incêndio.
Ocean Worker	<i>Offshore</i>	Petrobras	02/12/2014	12/12/2014	O Operador da Instalação não realizou adequadamente seu plano de manutenção.

Concessão de Fazenda Alegre	<i>Onshore</i>	Petrobras	16/12/2014	19/01/2015	Manter em operação os poços de injeção de vapor FAL-26 e FAL-91, em condições inseguras, podendo ocasionar lesão grave por queimadura, visto que não foram executados os reparos emergenciais para eliminação do vazamento de vapor de elevada temperatura (300°C) e pressão (100 Kgf/cm ²), bem como para a garantia da integridade mecânica e sua adequação ao uso.
Concessão de Fazenda Alegre	<i>Onshore</i>	Petrobras	18/12/2014	24/12/2014 (parcial)	(i) Operador da Instalação não implementou as recomendações contidas nas análises de risco do relatório RL-3655.00-1221-983-AKR-001, Rev 0, de 20/06/2014 referentes a riscos considerados NÃO-TOLERÁVEL, não tendo, ainda, quanto às demais recomendações, apontado responsáveis, prazos ou registro em seu sistema eletrônico de gerenciamento de ações, o CPA. O Operador, ainda, não implementou a recomendação 56 do RL-3655.01-1221-983-CHZ-001, Rev. 0, de 24/03/2009; (ii) O Operador da Instalação não identificou as ações necessárias para prevenção e mitigação dos riscos, visto a protelação no tratamento dos 21 cenários de risco NÃO-TOLERÁVEL, identificados no estudo realizado no período de 18/02 a 20/03/2014, tendo somente iniciadas as ações contingenciais em 03/12/2014, convivendo com riscos críticos e inaceitáveis à Segurança Operacional sem adotar qualquer medida durante esse período.

10. PROCESSOS SANCIONATÓRIOS

ANP autua o operador da concessão e conduz processos sancionatórios, com vistas à aplicação de multas sempre que observado o descumprimento dos prazos regulamentares para saneamento de não conformidades, descumprimento de notificações, dentre outros tipos de desvios.

O resultado dos processos sancionatórios iniciados em 2014 resultaram em aplicação de Autos de Infração que estão relacionados na tabela 20.

TABELA 20 - Percentual de infrações por regulamento infringido ou tipo de infração (2014)

Regulamento Infringido	Número de Infrações	Percentual do número de infrações
DESCUMPRIMENTO DE NOTIFICAÇÃO	12	6,03%
INFORMAÇÃO INVERÍDICA	11	5,53%
Resolução ANP nº 02/2010 (RTSGI)	22	11,06%
Resolução ANP nº 06/2012 (RTDT)	43	21,61%
Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO)	60	30,15%
Resolução ANP nº 44/2009 (Comunicação de Incidentes)	51	25,63%

A Tabela 21 relaciona os valores das multas aplicadas por regulamento e os valores pagos pelos agentes fiscalizados.

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.

TABELA 21 - Valores de multas aplicadas e recebidas por regulamento infringido ou tipo de infração (2014)

Regulamento infringido ou tipo de infração	Valor da multa aplicado	Valor da multa recebido	Percentual da multa recebido
DESCUMPRIMENTO DE NOTIFICAÇÃO	R\$ 500.000,00	R\$ 401.500,00	80%
INFORMAÇÃO INVERÍDICA	R\$ 800.000,00	R\$ 680.000,00	85%
R02/2010 (RTSGI)	R\$ 22.030.000,00	R\$ 10.731.000,00	49%
R06/2012 (RTDT)	R\$ 35.700.000,00	R\$ 11.200.000,00	31%
R43/2007 (SGSO)	R\$ 56.725.000,00	R\$ 34.117.500,00	60%
R44/2009 (COM. INCIDENTES)	R\$ 2.150.000,00	R\$ 1.505.000,00	70%

11. AÇÕES ADOTADAS PELA ANP

Como pode ser constatado, são diversas as frentes de atuação da ANP para fomento da aplicação das melhores práticas de segurança operacional nas atividades reguladas. Neste sentido, busca-se realizar um sólido planejamento estratégico para a formação das equipes de fiscalização e para melhoria da infraestrutura das superintendências envolvidas, incluindo trocas de experiências e cooperação em âmbito nacional e internacional para a melhoria das técnicas de auditoria e das práticas regulatórias.

Destaca-se a seguir as principais medidas adotadas ao longo do ano de 2014 para o fortalecimento da regulação da segurança operacional nas atividades de exploração e produção.

11.1 Agenda regulatória

A ANP deu sequência aos projetos presentes na Agenda Regulatória aprovada pela Diretoria Colegiada visando o contínuo desenvolvimento de requisitos não previstos pelos regulamentos já editados pela ANP. Tal agenda, disponível no sítio da Agência na internet, indica as fases de desenvolvimento para os regulamentos de segurança operacional que serão publicados. Neste contexto, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM concluiu os trabalhos técnicos que resultaram na publicação da Resolução ANP nº 21/2014 que define os requisitos mínimos para execução de técnicas de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais.

Ainda em 2014 a SSM seguiu com os trabalhos técnicos para o desenvolvimento de três novos documentos regulatórios, a saber:

- Regulamento do Sistema de Gestão de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS). Este documento é necessário para cobrir a atual lacuna regulatória existente em relação aos aspectos de segurança operacional de sistemas submarinos.
- Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP). Este documento é necessário para cobrir a atual lacuna regulatória existente em relação aos aspectos de segurança operacional das etapas do ciclo de vida de um poço.
- Regulamento que define práticas já consagradas de auditorias que permitem a concessão de prazo para os Agentes Regulados ajustarem sua conduta ao disposto na legislação aplicável.

11.2 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. Durante o ano de 2014 foram formados 10 novos auditores líderes.

11.3 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 desenvolver as fiscalizações e o conhecimento técnico dos auditores, 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 entre a ANP e a Marinha do Brasil que incluem perícias técnicas 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.

11.4 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 torna mais ágil as ações da ANP frente a incidentes ocorridos e aprimora a categorização dos eventos, gerando melhores informações para a melhoria da fiscalização de segurança operacional.

Em paralelo ao desenvolvimento do SISO, foi iniciado o levantamento de indicadores preventivos, visando a identificação dos parâmetros a serem enviados anualmente pelas empresas para que seja feito o acompanhamento de desempenho de segurança operacional. Esta estratégia permite identificar com antecedência o desempenho insuficiente de plataformas e empresas no cumprimento dos requisitos estabelecidos pela ANP. Cabe observar que estes indicadores são essenciais 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, de 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.

12. CONCLUSÕES

Os Relatórios Anuais de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural elaborados pela ANP trazem importantes dados sobre a indústria, permitindo a identificações de importantes padrões, tendências e cenários que devem ser observados na elaboração das estratégias de gestão da segurança operacional pelas empresas que operam instalações com foco no E&P.

Durante o ano de 2014, considerando as horas totais de trabalho, observa-se um expressivo decréscimo do nível de atividades em sondas marítimas em comparação aos anos de 2013 e 2012. Esta redução de atividades chegou à 13%, motivada, sobretudo, pela saída de 14 unidades de perfuração do país, portanto, colocando a atividade de sondas marítimas num nível quase equivalente ao praticado em 2011.

Num cenário oposto, observa-se que durante o ano de 2014 houve um incremento bastante expressivo, superior à 17%, no nível de atividades de plataformas marítimas em relação à 2013 devido, sobretudo, à entrada em operação de novas unidades de produção (P-55, P-58, P-62, FPSO Cidade de Mangaratiba, FPSO Cidade de Ilha Bella, entre outras).

Somando-se o nível total de atividades marítimas em sondas e em unidades de produção, observa-se que o ano de 2014 foi bastante equivalente aos anos de 2012 e 2013, todos no patamar de 80 milhões de horas de trabalho.

Apesar da equivalência entre os níveis de atividades marítimas ocorrida nos últimos três anos, há que se ressaltar a elevação substancial do número total de incidentes comunicados à ANP durante 2014. Neste último ano, foram reportados 1792 incidentes, contra 939 em 2013 e 944 em 2012, portanto, constata-se uma elevação de cerca de 90% do quantitativo de incidentes comunicados à ANP em relação ao ano de 2013. Mesmo que, sabidamente, tenha havido um maior entendimento do mercado sobre a tipificação dos incidentes comunicáveis, a inclusão de novos tipos de quase acidentes no manual de comunicação e uma maior aderência regulatória sobre o tema e utilização do Sistema SISO-Incidentes, não há como deixar de se observar com muita atenção o elevado quantitativo de incidentes informados durante o ano de 2014.

Analisando-se os 1368 quase acidentes ocorridos em 2014, observa-se que 800 foram provenientes de atividades de produção marítima e 499 oriundos das atividades de sondas *offshore*., Estatisticamente há uma tendência de piora no cenário da segurança operacional para os próximos anos, sobretudo quando detalha-se o perfil dos quase acidentes comunicados à ANP em 2014 ocorridos em unidades de produção e em sondas marítimas. Percebe-se que a ampla maioria destes quase acidentes está relacionada à (i) Parada Emergencial, (ii) Falha no sistema de geração de energia e (iii) Falha no BOP.

Avaliando-se os dados sobre os acidentes, verifica-se que, dos 424 acidentes ocorridos em 2014, 202 referem-se às atividades de produção marítima e 135 referem-se às atividades de sondas. Detalhando-se o perfil destes incidentes informados à ANP em 2014, observa-se a elevada incidência de ferimentos graves e de incêndios ocorridos em atividades *offshore*. Mais especificamente sobre o quesito “ferimentos graves”, observa-se uma deterioração deste indicador quando se compara os anos de 2014 e 2013.

É importante também observar o perfil da conformidade da gestão da segurança operacional do mercado em relação às 17 Práticas do SGSO. O exercício de 2014 mostra que nas atividades *offshore*, as Práticas de Gestão do SGSO nº 12 (Identificação e análise de risco) e nº 13 (Integridade mecânica) foram as que tiveram maior índice de não conformidades graves. No caso das atividades de produção *offshore*, a incidência de não conformidades graves em 2014 foi muito superior à de 2013 e a taxa de não conformidades críticas em 2014 foi reduzida para ordem de 1%. Já nas atividades de sondas marítimas, houve uma redução de 10% na incidência de não conformidades graves comparando-se 2014 à 2013, porém o quantitativo destas não conformidades ainda é bastante elevado. Em termos de não conformidades críticas, as atividades de sonda obtiveram uma incidência inferior à 1%, porém houve uma piora deste indicador durante o ano de 2014 quando comparado ao ano anterior.

Por fim, conclui-se através dos dados obtidos por meio das 43 auditorias realizadas em 2014 pela ANP em instalações marítimas (19 de produção e 24 de perfuração) e pelos dados obtidos através do Sistema SISO-Incidentes, que o cenário nas atividades *offshore* relacionados à produção e sonda, permanecem com o viés negativo de degradação, identificado em 2013, fato que demanda a atenção reforçada das operadoras na gestão da segurança operacional dos seus ativos. Portanto, a ANP continuará ampliando suas ações fiscalizatórias em campo através do incremento das suas equipes de auditores, assim como intensificará a interlocução com a indústria de exploração e produção de petróleo, gás natural no país, com o objetivo de ampliar qualitativamente o debate sobre o desenvolvimento da Cultura de Segurança, das melhores práticas e dos avanços regulatórios.