

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

2010



COORDENADORIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL

ABRIL DE 2011

ELABORADO POR:	ALEX GARCIA DE ALMEIDA	agalmeida@anp.gov.br
	RAPHAEL HENRIQUES QUEIROZ	rqueiroz@anp.gov.br
	AROLDO ALMEIDA CARNEIRO	acarneiro@anp.gov.br
REVISADO POR:	LUDMILLA VALENTE VIANA SILVA	lvsilva.ps@anp.gov.br
APROVADO POR:	RAPHAEL NEVES MOURA	rmoura@anp.gov.br

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. MONITORAMENTO DA GESTÃO DA SEGURANÇA OPERACIONAL	1
1.2. MONITORAMENTO DOS INCIDENTES EM INSTALAÇÕES DO E&P	2
2. HISTÓRICO DE INCIDENTES	2
3. VÍTIMAS EM INCIDENTES OPERACIONAIS	4
3.1. DESEMPENHO DOS DIFERENTES SEGMENTOS REGULADOS	9
3.1.1. <i>Índice de vítimas por barril equivalente de petróleo</i>	9
3.1.2. <i>Distribuição de vítimas por Operador da Instalação e Concessionário das atividades de Perfuração Offshore</i>	11
4. DERRAMAMENTOS	13
5. INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTES	15
5.1. RESULTADO DE INCIDENTES INVESTIGADOS	15
5.1.1. <i>Sonda Sedco 707 (Transocean-Petrobras) – Incêndio, explosão, perda de posicionamento e derramamento de 170 m³ de fluido de perfuração</i>	15
5.1.2. <i>Campo de Canto do Amaro (Petrobras) – Queda de tubo estaleirado ocasionando um óbito</i>	16
5.1.3. <i>Sonda Ocean Alliance (Brasdril-Petrobras) – Intervenção em equipamento ligado ocasionando ferimento grave</i>	17
5.2. INCIDENTES COM INVESTIGAÇÃO INICIADA NO ANO DE 2010	17
5.2.1. <i>Sonda Ocean Ambassador (Brasdril-OGX) – Queda de baleeira que causou dois óbitos e dois feridos</i>	17
5.2.2. <i>Estação Coletora de Fazenda Imbé (Petrobras) – Explosão de vaso de pressão que ocasionou um óbito e três feridos</i>	17
6. AUDITORIAS DA RESOLUÇÃO ANP 43/2007	18
7. RESULTADO DAS AUDITORIAS NOS AGENTES DO MERCADO	22
7.1. MONITORAMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL	22
7.2. CONCESSIONÁRIOS	24
PETROBRAS	24
OGX	24
7.3. OPERADORES DE INSTALAÇÕES DE PERFURAÇÃO OFFSHORE	25
PRIDE	25
BRASDRIL	25
SEADRILL	25
7.4. OPERADORES DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OFFSHORE	26
PETROBRAS	26
7.5. ANÁLISE CRÍTICA DAS PRÁTICAS DE GESTÃO DO SGSO	26
7.6. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 6 – MONITORAMENTO E MELHORIA CONTÍNUA DO DESEMPENHO	26
7.6.1. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 7 – AUDITORIAS	26
7.6.2. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 12 – IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DE RISCOS	26
7.6.3. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 13 – INTEGRIDADE MECÂNICA	27
7.6.4. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 16 – GERENCIAMENTO DE MUDANÇAS	27
8. INTERRUPÇÃO DAS ATIVIDADES DAS INSTALAÇÕES	28

8.1.	OCEAN COURAGE (SS-75)	29
8.2.	PETROBRAS 33 (P-33)	29
8.3.	WEST ORION (SS-78)	30
8.4.	PETROBRAS 27 (P-27)	30
8.5.	PETROBRAS 35 (P-35)	31
8.6.	PRIDE SOUTH ATLANTIC (SS-48)	32
8.7.	OCEAN SCEPTER	32
9.	AÇÕES ADOTADAS PELA ANP	33
10.	CONCLUSÕES	34

1. INTRODUÇÃO

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.

Neste contexto, a Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO) atua de forma a fomentar práticas e requisitos para o crescimento seguro e sustentável da indústria, prevenindo 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.

Com base nas práticas de segurança previstas na Resolução ANP 43/2007, os Concessionários devem comprovar que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações de perfuração e de produção *offshore*.

A atuação da ANP é planejada através da conjunção da avaliação dos Agentes Regulados através das ações de fiscalização (foco preventivo) e da análise dos incidentes ocorridos nas áreas de concessão (foco corretivo).

O presente trabalho tem como objetivo apresentar o desempenho da segurança das operações ligadas às atividades de exploração e produção no ano de 2010, indicando medidas adotadas pela ANP para corrigir as tendências indesejadas, de maneira a fomentar a manutenção de uma indústria sólida, crescente e segura.

1.1. Monitoramento da Gestão da Segurança Operacional

A presença da ANP nas atividades de fiscalização nas plataformas em busca da melhoria da segurança operacional implica na rotineira verificação da conformidade dos procedimentos adotados pelos operadores das instalações frente aos requisitos exigidos pela ANP.

Quando o operador da instalação não cumpre o estabelecido no Regulamento Técnico de Segurança Operacional, são registradas não-conformidades.

Segundo os critérios estabelecidos pela ANP, as não-conformidades podem ser classificadas em críticas, graves, moderadas, leves e observações¹. De acordo com a classificação apontada, o concessionário é notificado a implementar as respectivas ações corretivas em prazos determinados pela ANP.

¹ O manual do SGSO (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional) contendo a explicação da classificação de cada tipo de não-conformidade pode ser encontrado no sítio da ANP (www.anp.gov.br).

1.2. Monitoramento dos Incidentes em instalações do E&P

A Resolução ANP nº 44/2009, que substituiu a Portaria ANP nº 3/2003, estabelece os procedimentos a serem adotados pelos Agentes Regulados para a comunicação de eventos incidentais em atividades conduzidas em áreas concedidas para a exploração e produção de petróleo e gás natural.

Esta Agência utiliza tais informações para o planejamento estratégico de ações de fiscalização e para a análise da necessidade de revisão ou elaboração de procedimentos ou resoluções para tema específico.

Ainda relacionado aos incidentes, a ANP conduz rotineiramente investigações dos eventos mais relevantes, para a verificação da aderência da legislação aplicável e, principalmente, para que seja evitada a recorrência no ambiente regulado pela ANP.

2. HISTÓRICO DE INCIDENTES

Abaixo, apresentamos os números de comunicados de incidentes recebidos pela ANP nos últimos cinco anos, relacionados às atividades de exploração e produção.

Classificação dos Incidentes Reportados à ANP	ANO				
	2006	2007	2008	2009	2010
Derrame ou vazamento de petróleo ou derivados	65	72	59	101	86
Derrame ou vazamento de água oleosa	0	0	2	7	24
Derrame ou vazamento de Outras Substâncias	5	6	0	7	18
Derrame ou vazamento de fluido de perfuração	0	0	5	15	27
Explosão e/ou incêndio	3	6	2	5	11
Parada não programada	12	10	6	32	43
<i>Blowout</i>	3	1	0	1	2
Abalroamento	0	0	4	3	3
Adernamento	0	1	0	0	2
Número de óbitos em incidentes operacionais	4	4	8	3	3
Número de feridos em incidentes operacionais	8	11	7	8	14
Total de incidentes comunicados	172	181	150	260	375

Tabela 1: Distribuição histórica dos incidentes comunicados à ANP.

Nos dados apresentados na Tabela 1, observa-se um aumento de cerca de 50% do número de incidentes comunicados no ano de 2010, quando comparado ao ano anterior. Observa-se também um aumento do número de eventos envolvendo vítimas e derramamentos. A análise destas tendências está explicitada ao longo deste relatório.

O Gráfico 01 apresenta os incidentes distribuídos de acordo com a classificação definida na Resolução ANP 44/2009.

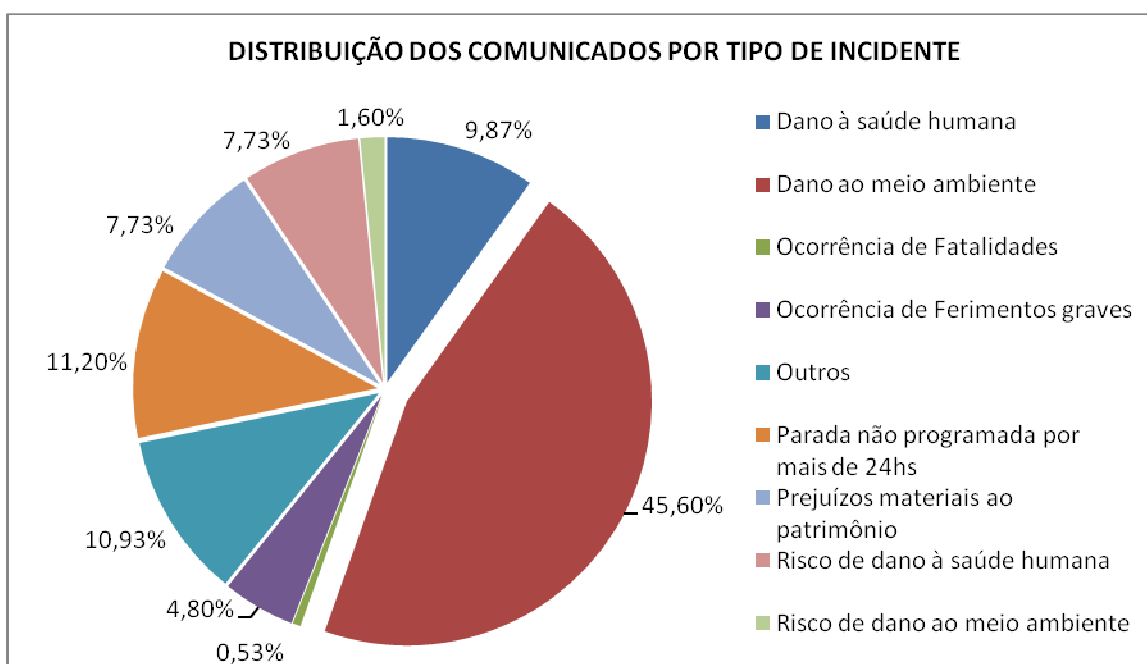


Gráfico 01: Distribuição dos incidentes de acordo com a classificação da Resolução ANP 44/2009

Observa-se que a maioria dos incidentes comunicados é relacionada à ocorrência de dano ao meio ambiente, principalmente derramamentos de fluidos e resíduos oleosos. Também se observa que os incidentes que ocasionam danos a saúde humana correspondem a cerca de 10% dos incidentes comunicados. Quando estes são adicionados aos incidentes que ocasionaram ferimentos graves ou óbito, este valor alcança cerca de 15%².

² Os dados deste relatório consideram os incidentes envolvendo dano a pessoas da seguinte forma:

- a) Os incidentes de dano à saúde humana são aqueles que ocasionaram ferimentos que não foram enquadrados na definição de ferimentos graves contida na Resolução ANP 44/2009. Em todos os casos são ferimentos de menor gravidade;
- b) Os incidentes de ferimento grave são aqueles que se enquadram nos requisitos da Resolução ANP 44/2009; e

3. VÍTIMAS³ EM INCIDENTES OPERACIONAIS

No Gráfico 02, estão representados os dados de incidentes envolvendo vítimas que ocorreram nos últimos cinco anos em instalações das atividades de E&P.

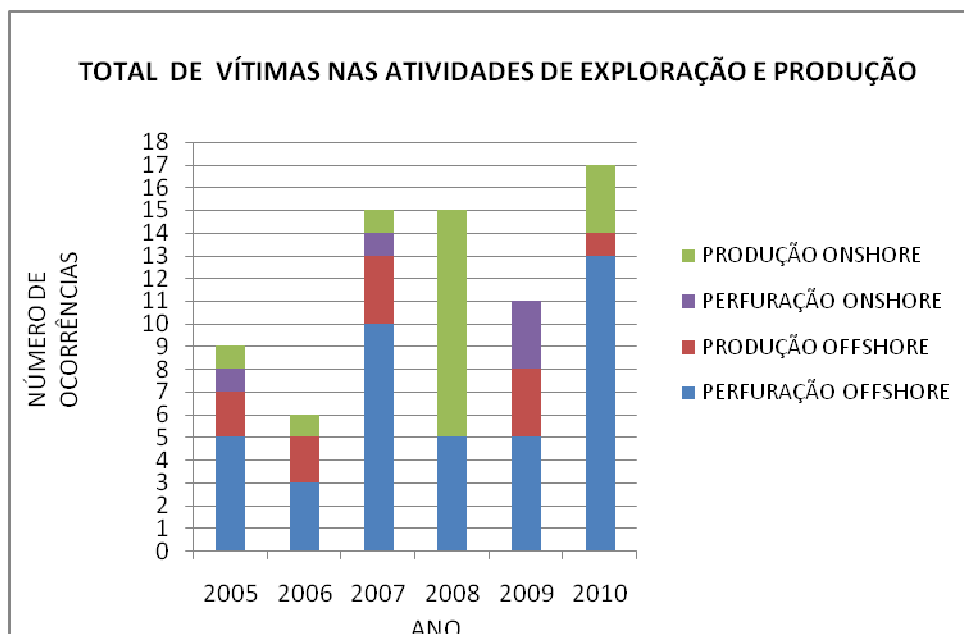


Gráfico 02: Distribuição de 2005 a 2010 do número de vítimas em incidentes operacionais ocorridos em instalações de E&P.

Nota-se também, a partir do Gráfico 02, a ausência de vítimas nas atividades de perfuração *onshore* no ano de 2010 e o aumento considerável deste número para a atividade de perfuração *offshore*. Observa-se também a redução em 2010 de vítimas nas atividades de produção em relação ao número observado no ano anterior.

-
- c) Os incidentes de ocorrência de fatalidade são aqueles que ocasionaram o óbito de pessoas por decorrência de incidente operacional.

³Para efeitos deste relatório, foram consideradas vítimas apenas as pessoas que em decorrência de incidente operacional tenham sofrido ferimentos graves ou tenham vindo a óbito.

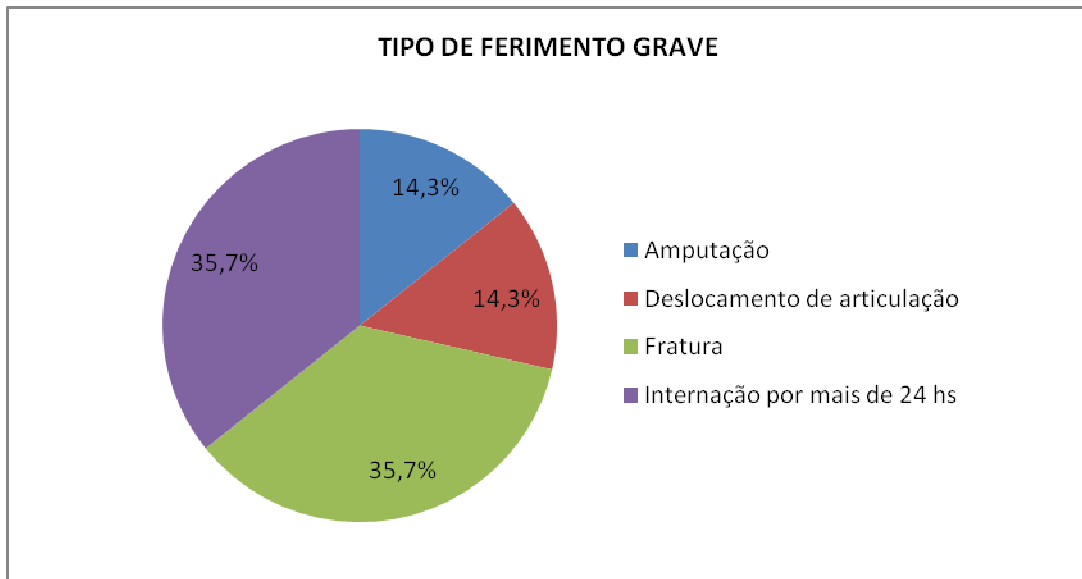


Gráfico 03: Distribuição do número e tipo de ferimento grave em 2010

No Gráfico 03, observa-se que os incidentes de ferimento grave em sua maioria causam fraturas e internações.

Diferentemente do ano de 2008 quando ocorreu uma explosão seguida de incêndio na Estação de Furado que vitimou 09 (nove) pessoas, nenhum dos acidentes registrados em 2010 vitimou mais que 4 (quatro) pessoas, o que demonstra que o acréscimo de vítimas não ocorreu por conta de um acidente específico, como no ano de 2008. Também se observa que, para o E&P como um todo, houve acréscimo no número de vítimas a partir do ano de 2006, tendo este tipo de dano aumentado no último ano.

Já nos Gráficos 04 e 05, observam-se os dados dos incidentes envolvendo vítimas nos setores de perfuração e produção *offshore*.

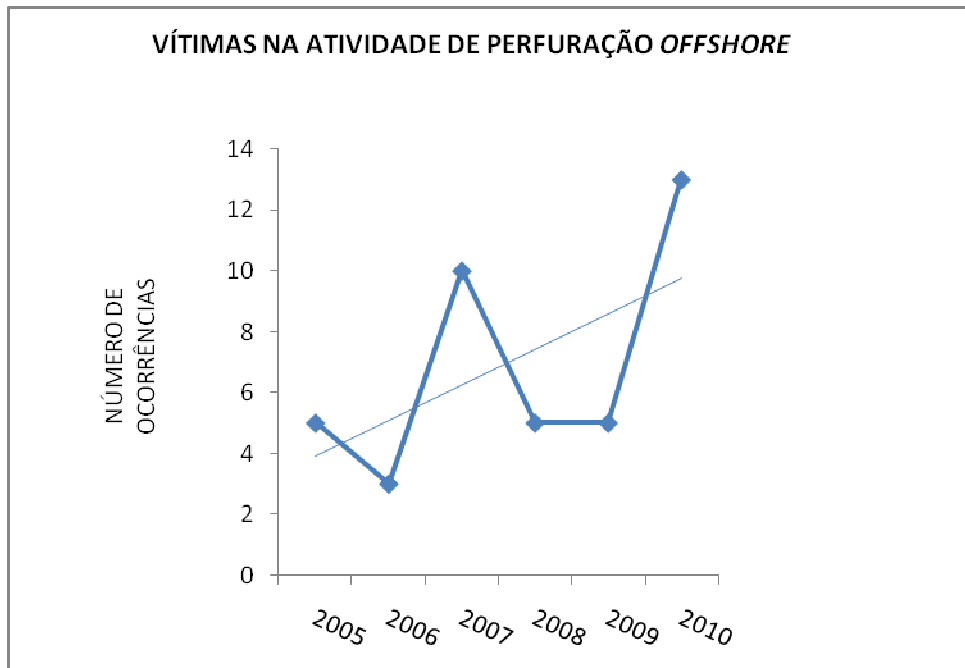


Gráfico 04: Vítimas nas operações de perfuração offshore.

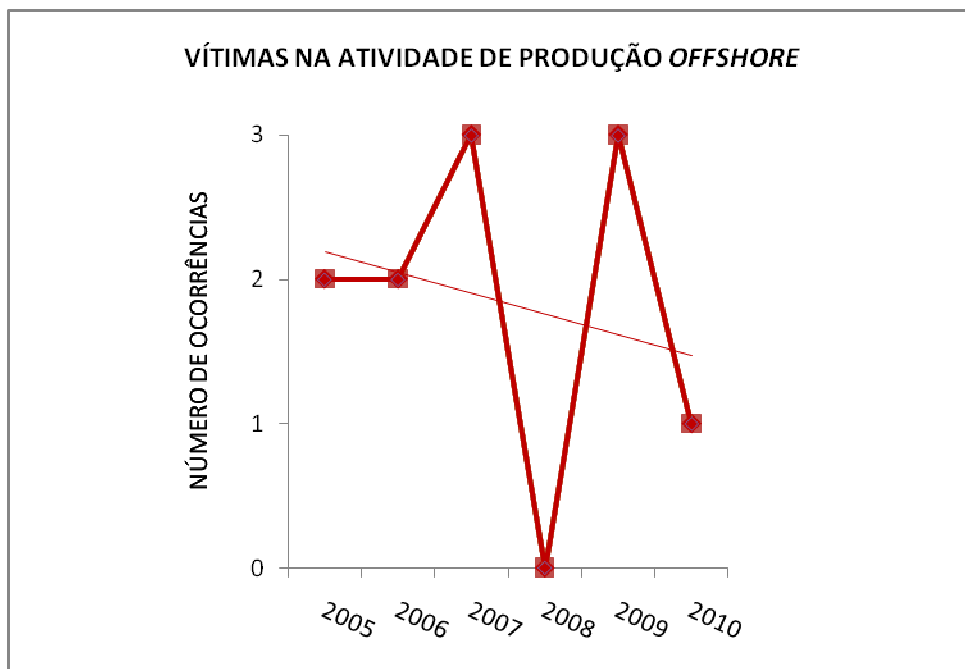


Gráfico 05: Vítimas nas operações de produção offshore.

Nas linhas de tendência apresentadas, observa-se a alta do número de vítimas na atividade de perfuração *offshore* e a tendência de diminuição deste tipo de incidentes na atividade de produção *offshore*. Adicionando-se os números das duas atividades, representa-se através do Gráfico 06 a tendência do setor *offshore* como um todo.

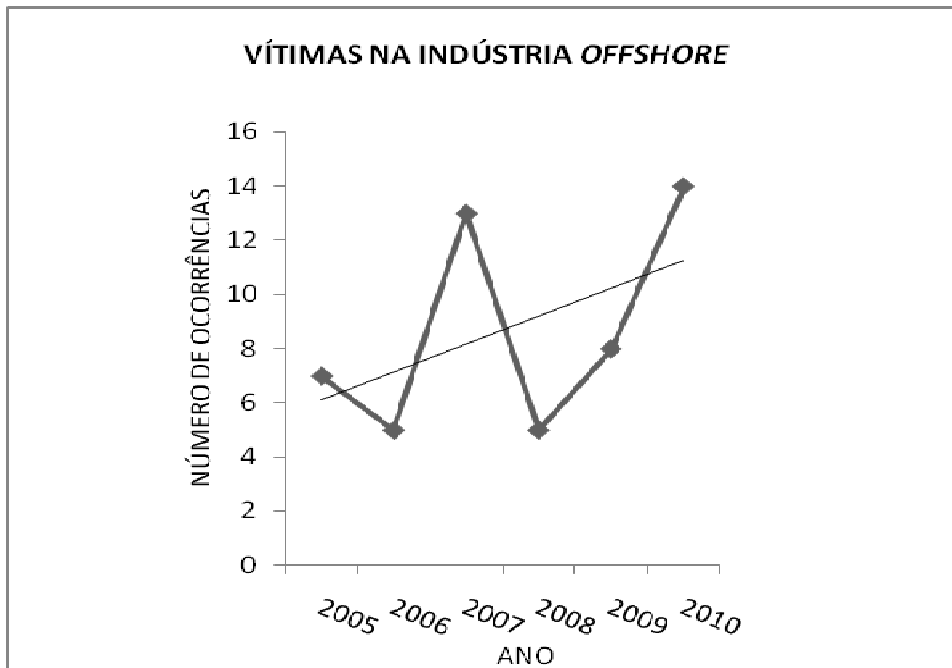


Gráfico 06: Vítimas nas atividades da indústria offshore.

Pelo Gráfico 06, observa-se uma tendência de aumento do número de vítimas em incidentes operacionais das atividades *offshore*, tendência esta influenciada principalmente pelos dados das unidades de perfuração.

Para as atividades de produção e perfuração *onshore*, os dados estão representados nos Gráficos 07 e 08.

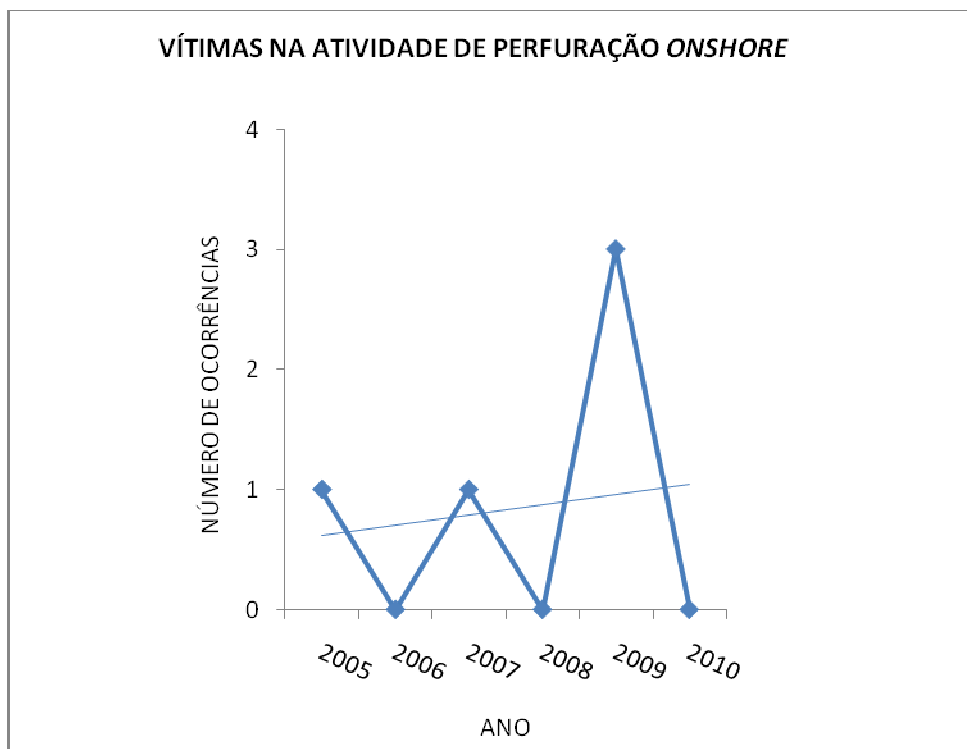


Gráfico 07: Vítimas nas operações de perfuração onshore.



Gráfico 08: Vítimas nas atividades de produção onshore.

Observando os dados da indústria *onshore*, verifica-se uma tendência de aumento no número de vítimas nas atividades de produção e perfuração. No Gráfico 09, observam-se todos os incidentes do setor, representado pela adição dos eventos envolvendo vítimas nas atividades de perfuração e produção dos campos e blocos terrestres.

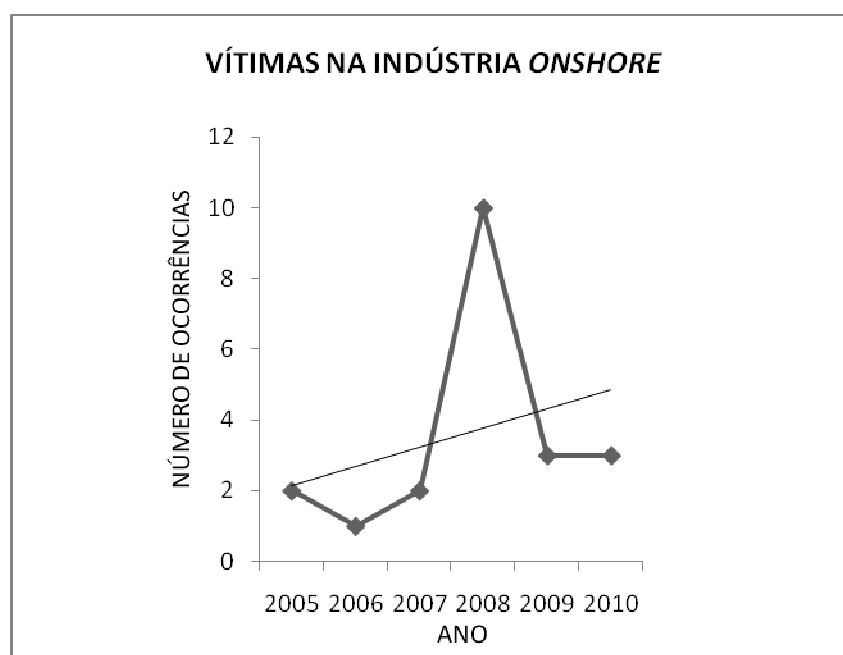


Gráfico 09: Vítimas nas atividades da indústria onshore.

Os dados do Gráfico 09 demonstram que há uma tendência de crescimento no número de feridos e óbitos nas atividades de perfuração e produção *onshore*.

3.1. Desempenho dos diferentes segmentos regulados

3.1.1. Índice de vítimas por barril equivalente de petróleo

O perfil de produção de petróleo no Brasil é muito dependente dos campos *offshore* que possuem como característica principal a complexidade das instalações e das operações envolvidas, já que a manutenção de uma operação segura depende de diversos parâmetros e custosas soluções de projeto.

Neste contexto, a limitação de espaço de convés a bordo das plataformas é fator relevante, e as unidades marítimas acabam por demandar medidas de controle adicionais, de forma a manter barreiras para evitar a ocorrência ou escalonamento de incidentes.

Tal dificuldade geralmente não ocorre nos campos *onshore* que, via de regra, possuem menor complexidade e influência de fatores ambientais, o que possibilita medidas de controle mais simplistas para a manutenção de um nível de risco aceitável.

De forma a estabelecer um parâmetro para viabilizar a comparação entre as performances das atividades de exploração e produção *offshore* e *onshore*, utilizou-se o índice de vítimas do Barril Equivalente de Petróleo (BEP). Este índice é calculado pela razão entre o número de vítimas nas atividades de exploração e produção e a quantidade produzida pelos campos *onshore* e *offshore* em milhões de BEP⁴. Os valores do índice para os últimos anos estão representados no gráfico 10, que também representa os valores médios deste parâmetro.

⁴ Os dados de produção foram obtidos através das informações estatísticas constantes no sítio da ANP.

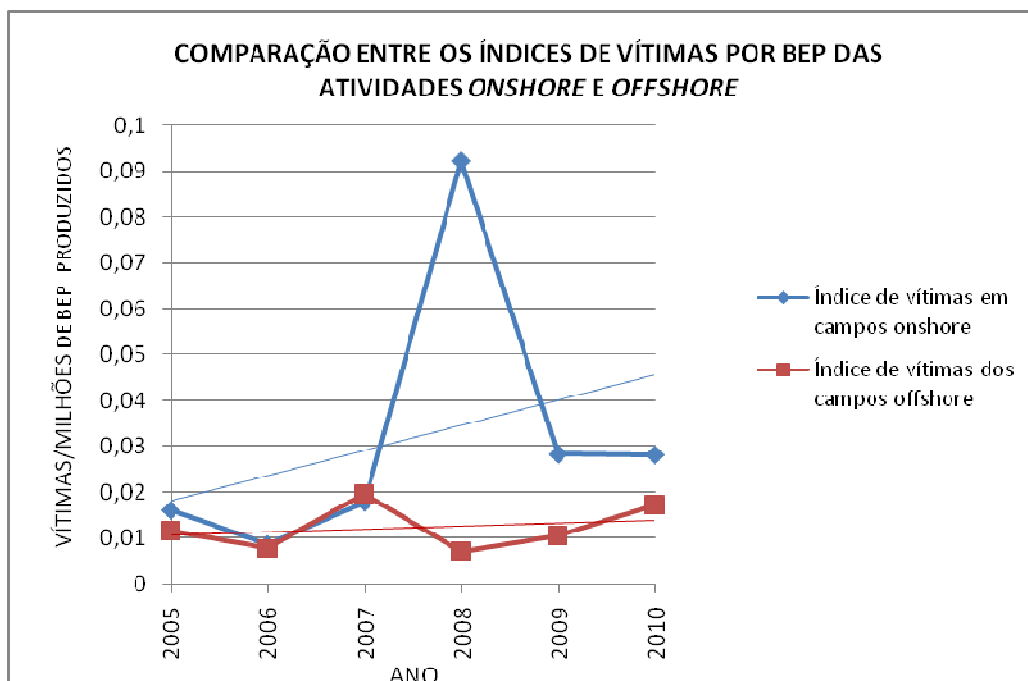


Gráfico 10: Comparação entre os índices de vítimas das indústria onshore e offshore.

A partir dos dados do Gráfico 10, observa-se que os valores do índice para as atividades *onshore* superaram, em 2008, os das atividades *offshore*, mantendo-se nesta posição e com valores constantes nos anos seguintes. Apesar de possuir valores menores que os dos campos *onshore*, verifica-se que no último ano houve um crescimento do índice para as atividades *offshore*. Isso demonstra que as atividades *offshore* tiveram um maior número de vítimas por barril produzido em 2010, quando comparado aos anos de 2008 e 2009. Apesar disso, os campos terrestres ainda apresentaram um valor superior aos campos em mar em cerca de 50%.

3.1.2. Distribuição de vítimas por Operador da Instalação e Concessionário das atividades de Perfuração Offshore

Observando o comportamento crescente do número de vítimas das atividades de perfuração *offshore*, representa-se, através do Gráfico 11, o somatório do número de vítimas, discriminando os Operadores das Instalações, bem como os Concessionários.

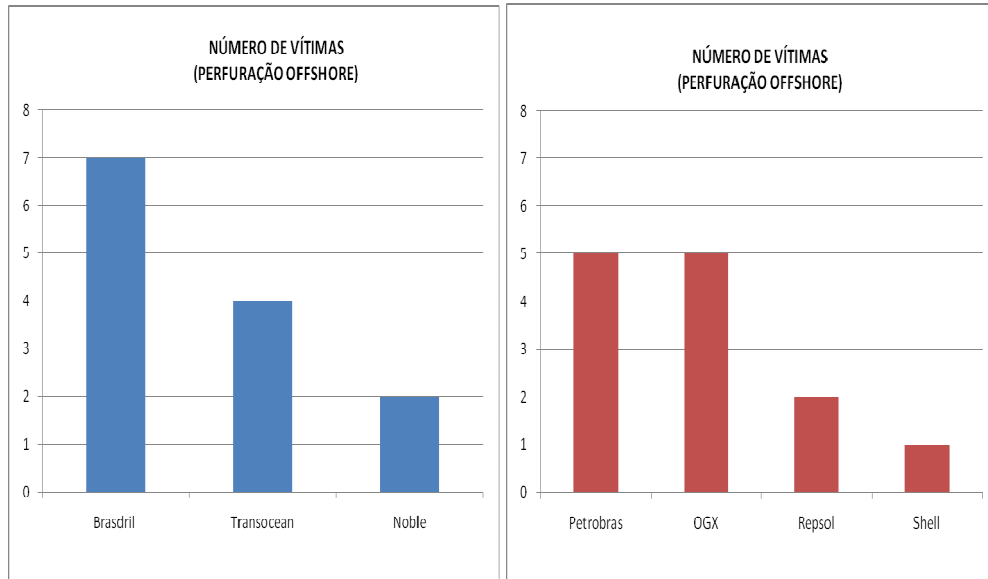


Gráfico 11: Distribuição de vítimas por concessionários e operadores de instalações de perfuração offshore: o gráfico da esquerda demonstra o número de vítimas por Operadores de Instalações e os da direita, por concessionário.

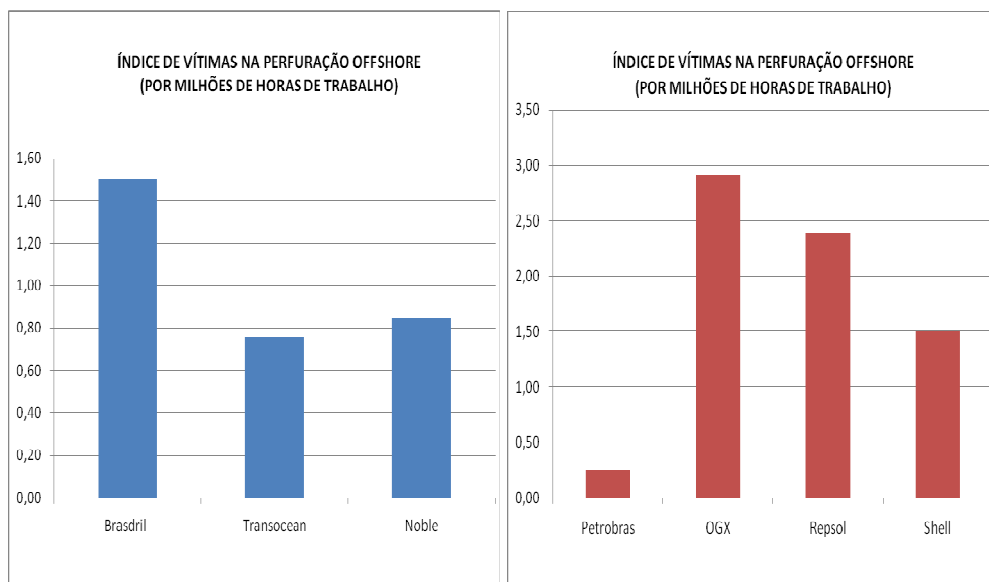


Gráfico 12: Distribuição de vítimas por concessionários e operadores de instalações de perfuração offshore: o gráfico da esquerda demonstra o número de vítimas por Operadores de Instalações e os da direita, por concessionário, ambos referenciados por milhões de hora de trabalho.

Observa-se nos gráficos 11 e 12 que apesar do número menor de atividades, a empresa OGX atingiu o mesmo número de vítimas quando comparado a empresa Petrobras. Tal valor se

deve em grande parte a um único acidente ocorrido na sonda Ocean Ambassador que vitimou quatro pessoas, sendo que duas destas vieram a falecer. Esta sonda é operada pela empresa Brasdril que apresenta o pior desempenho, tanto em números absolutos como em valores em base comparativa por horas de trabalho. Além disso, mesmo desconsiderando as vítimas do incidente supracitado, a Brasdril ainda acumula outras três vítimas ocasionadas por suas atividades.

4. DERRAMAMENTOS

Cerca de 90% dos comunicados envolvendo derramamentos ocorrem em campos *offshore* e, quando contabilizado o volume vazado, os dados dos campos *onshore* são menores.

No gráfico 13 é apresentada a distribuição destes comunicados no ano de 2010 no que se refere à substância derramada.

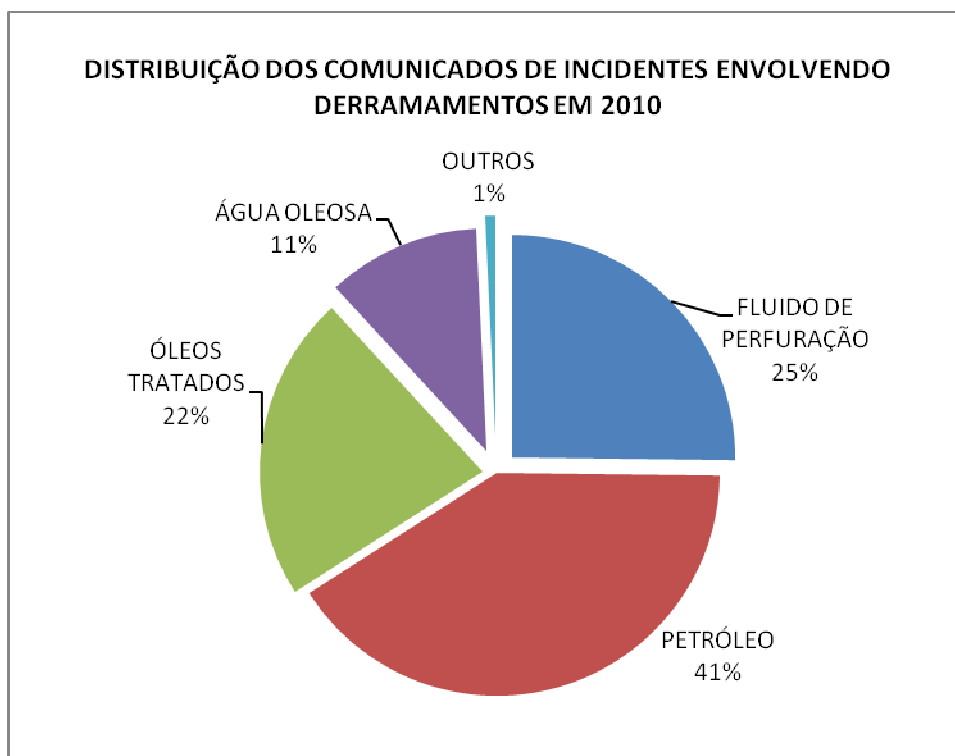


Gráfico 13: Distribuição dos comunicados envolvendo derramamentos no ano de 2010.

Observa-se que grande parte dos incidentes comunicados envolve o derrame de petróleo, seguido por derrames de fluidos de perfuração e por óleos tratados⁵. Entretanto, ao se contabilizar os volumes informados, observa-se que cerca de 70% do volume de substâncias descarregadas indevidamente no meio ambiente deve-se ao vazamento de fluido de perfuração. A distribuição da ordem de grandeza dos volumes vazados, bem como a indicação da gravidade dos diferentes vazamentos é demonstrada no gráfico 14 e na tabela 2.

⁵Foram consideradas como “óleo tratado” todas as substâncias oleosas e com especificação, como óleo diesel e óleo lubrificante.

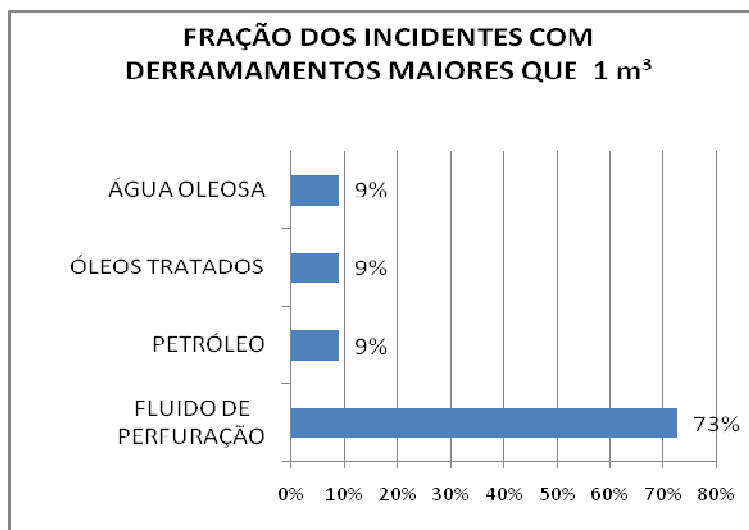


Gráfico 14: Distribuição dos comunicados envolvendo derramamentos no ano de 2010.

Tipo de Fluido Vazado	Volume (m³)
FLUIDO DE PERFURAÇÃO	330,41
PETRÓLEO	7,38
ÓLEOS TRATADOS	67,24
ÁGUA OLEOSA	21

Tabela 2: Distribuição dos volumes vazados em 2010.

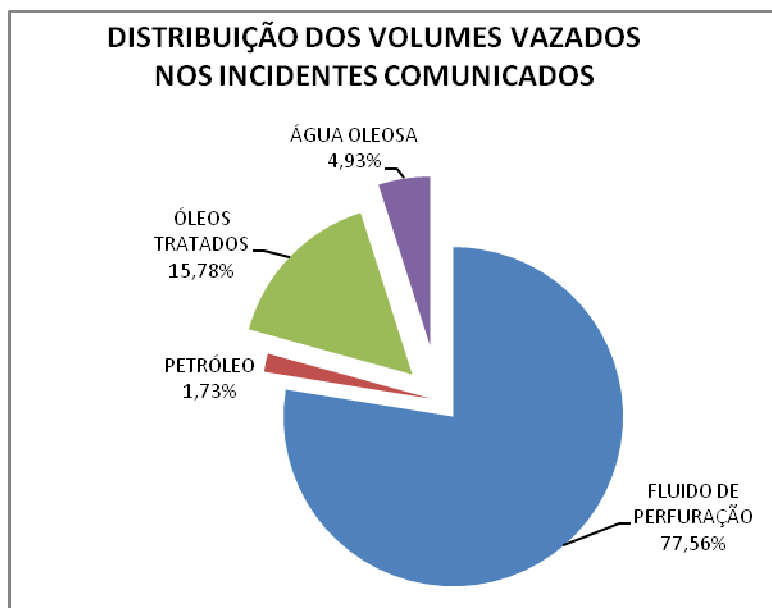


Gráfico 15: Distribuição de volume vazados em 2010.

Observa-se no gráfico 15 que apesar do menor número de vazamentos dos fluidos de perfuração (cerca de 3 vezes menores do que o número de derrames de petróleo), tais vazamentos são geralmente mais graves e envolvendo volumes bem maiores que os outros tipos de derramamentos.

5. INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTES

5.1. Resultado de Incidentes Investigados

O resultado das 06 (seis) atividades de campo para a investigação de acidentes ou acompanhamento da implementação das ações corretivas resultantes dos mesmos, realizados pela ANP, através da Coordenadoria de Segurança Operacional – CSO, serão apresentados a seguir.

5.1.1. Sonda Sedco 707 (Transocean-Petrobras) – Incêndio, explosão, perda de posicionamento e derramamento de 170 m³ de fluido de perfuração

Este incidente ocorreu durante a perfuração do poço 9-RO-88D-RJS, no dia 3/02/2009, quando a quebra de uma linha de óleo diesel no gerador 5 da sala de máquinas ocasionou um esguicho deste óleo em partes quentes do motor, iniciando incêndio que acabou por atingir outros dois geradores.

O incidente causou a perda de 6 dos 8 *thrusters* do sistema de posicionamento dinâmico, ocasionando a perda do posicionamento da unidade e o acionamento da desconexão de emergência por utilização do BOP, o que resultou no vazamento de 170 m³ de fluido BR MUL no mar e parada da sonda por 42 horas.

Tal incidente motivou uma auditoria do SGSO que resultou na identificação de 7 (sete) não-conformidades, sendo algumas destas relacionadas com o incidente. A implementação das ações resultantes da auditoria e do incidente estão em acompanhamento pela CSO/ANP.

5.1.2. Campo de Canto do Amaro (Petrobras) – Queda de tubo estaleirado ocasionando um óbito

O incidente ocorreu em 10/02/2009 na Sonda SC-115 quando durante uma movimentação de retirada da coluna de perfuração ocorreu a queda de um tubo estaleirado de forma incorreta (escorado em outros tubos), tendo este deslizado num espaço vazio existentes entre os *drill pipes* e *heavy weight*. Ao cair, o tubo ocasionou o óbito de empregado de empresa contratada que se encontrava próximo ao tanque de lama realizando serviço de pintura.

As atividades de operação da sonda SC-115 foram imediatamente interrompidas para a investigação do incidente por parte da Polícia Civil, ANP e Comissão Interna da Petrobras.



Figura 1: À esquerda, a sonda SC-115 com os tubos estaleirados de uma foto retirada da posição em que se encontrava a vítima. À direita, o detalhe do espaço entre os tubos estaleirados que permitiu a passagem do tubo que vitimou o empregado.

Durante a investigação da ANP, foi verificado que a falha ao seguir o procedimento e o planejamento da atividade ocasionaram o incidente. Além disso, a Petrobras demonstrou evidências da implementação das ações corretivas para evitar a recorrência do incidente. Ressalta-se que as circunstâncias deste incidente serão verificadas na ocasião das auditorias da Resolução ANP 02/2010.

5.1.3. Sonda Ocean Aliance (Brasdril-Petrobras) – Intervenção em equipamento ligado ocasionando ferimento grave

Este incidente ocorreu em 23/10/2009, quando, durante os trabalhos de limpeza do secador de cascalho, o acidentado introduziu sua mão esquerda no equipamento através de uma janela de visita, tendo sua mão presa pela rosca transportadora, ocasionando a amputação de parte do braço esquerdo e parada de 24 horas da unidade.

Foi realizada auditoria na sonda e foram identificadas 8 (oito) não-conformidades, e a implementação de ações para evitar a recorrência do acidente foram verificadas a bordo da instalação. A auditoria constatou problemas de gestão de mudanças na instalação do secador de cascalho e más condições de integridade do equipamento.

5.2. INCIDENTES COM INVESTIGAÇÃO INICIADA NO ANO DE 2010

5.2.1. Sonda Ocean Ambassador (Brasdril-OGX) – Queda de baleeira que causou dois óbitos e dois feridos

Este incidente ocorreu em 17/05/2010, quando, durante testes dos sistemas da baleeira número 2, houve sua queda ao mar de uma altura aproximada de 25 metros, ocasionando duas mortes e o ferimento de outros dois empregados.

Entre 21 e 25 de fevereiro de 2011, a ANP realizou uma auditoria do SGSO na unidade, com vistas a concluir o processo de investigação do incidente, que contou também com perícias nos equipamentos envolvidos, entrevistas com vítimas e reuniões com peritos navais da Marinha do Brasil. Nesta ocasião, foram identificadas 10 (dez) não-conformidades e demais desvios relacionados à implementação das ações corretivas oriundas da investigação do incidente.

A Investigação deste acidente pela ANP está em fase de conclusão, apesar das irregularidades constatadas (desvios em relação à Resolução ANP 43/2007) já terem dado origem a um Auto de Infração. Assim, o processo punitivo está em curso e as ações resultantes da investigação serão acompanhadas pela ANP.

5.2.2. Estação Coletora de Fazenda Imbé (Petrobras) – Explosão de vaso de pressão que ocasionou um óbito e três feridos

Este incidente ocorreu em 11/05/2010 quando, durante a execução de procedimento para a parada do compressor para uma inspeção, houve a explosão do vaso amortecedor, ferindo duas pessoas e ocasionando o óbito do operador que realizava a manobra.

O incidente está sendo investigado pela ANP e as ações corretivas resultantes serão verificadas na ocasião das auditorias da Resolução ANP 02/2010.

6. AUDITORIAS DA RESOLUÇÃO ANP 43/2007

As auditorias do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) foram iniciadas no final de 2009, após o final do prazo de adequação dado para as unidades já em operação na data de sua publicação. Como parte do caráter orientativo, a ANP disponibilizou um Manual de Auditorias em seu sítio eletrônico.

Em 2010, foram realizadas 65 auditorias do SGSO, sendo verificadas 26 unidades de perfuração⁶ e 43 unidades de produção⁷.

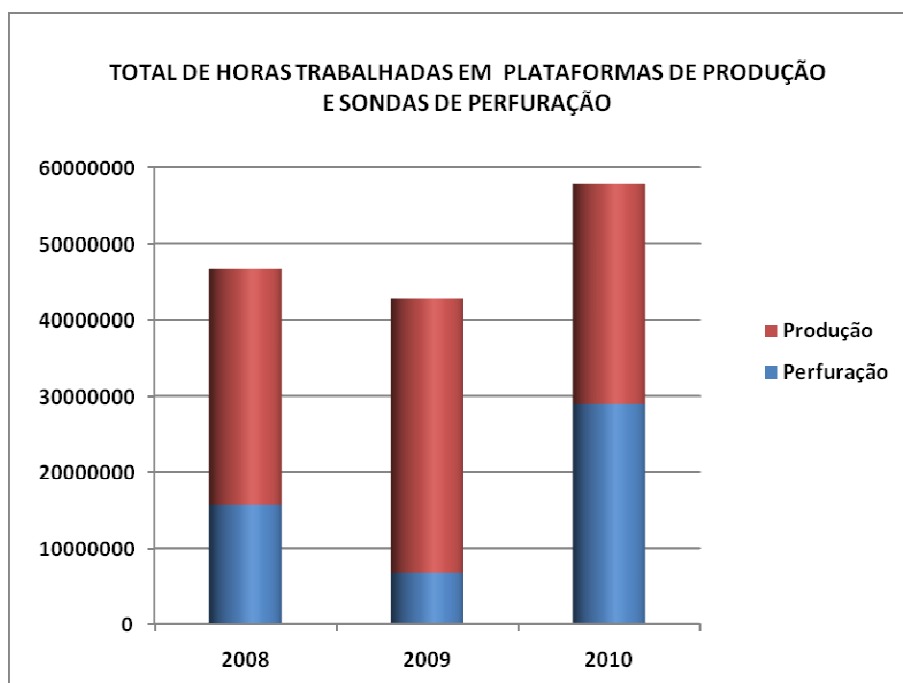


Gráfico 16: Distribuição das horas trabalhadas nas atividades de produção e perfuração offshore.

Observa-se no gráfico 16 que a atividade exploratória apresenta um importante incremento no ano de 2010 quando comparado aos anos anteriores, tendo estas atividade apresentado níveis semelhantes de atividade.

A tabela 3 apresenta o quantitativo de auditorias de segurança operacional, à luz da Resolução ANP nº 43/2007, dividida por concessionário. Os valores constantes da tabela contemplam unidades de perfuração e de produção.

⁶ A unidade marítima de perfuração Ocean Quest foi auditada duas vezes em 2010.

⁷ Devido a características operacionais do sistema de produção de alguns campos, algumas auditorias contemplaram mais de uma unidade.

Concessionário⁸	Qtdd Auditorias
Petrobras	55
OGX	3
Shell	2
Repsol	2
Devon	1
Anadarko	1
Maersk	1
Total	65

Tabela 3: Distribuição de Auditorias por Concessionário

A tabela 4 apresenta o quantitativo de auditorias de segurança operacional, à luz da Resolução ANP nº 43/2007, por operador de instalação. Os valores constantes da tabela contemplam unidades de perfuração e de produção.

⁸ Concessionário é a empresa operadora do consórcio nos termos do respectivo contrato que rege a concessão.

Operador da Instalação ⁹	Qtdd Unidades Auditadas (A)	Qtdd de Plataformas (B)	Percentual (A/B)
Petrobras	29	120	24,2%
Brasdril	5	15	33,3%
SBM	5	6	83,3%
Transocean	4	12	33,3%
Seadrill	4	4	100,0%
Pride	3	8	37,5%
Modec	3	6	50,0%
Sevan	2	2	100,0%
Prosafe	2	2	100,0%
Dolphin	2	2	100,0%
Ventura	1	2	50,0%
Stena	1	1	100,0%
Scorpion	1	2	50,0%
Schahin	1	2	50,0%
Saipem	1	1	100,0%
Queiroz Galvão	1	3	33,3%
Noble	1	6	16,7%
Devon	1	1	100,0%
BW Offshore	1	1	100,0%
Teekay Petrojarl	1	1	100,0%
Etesco	0	1	0,0%
Total geral	69	198	34,85%

Tabela 4: Distribuição de Auditorias por Operador de Instalação

Importante ressaltar que a definição dos concessionários e operadores que foram auditados, bem como o percentual de auditorias em cada um, variou conforme percepção da ANP do nível de segurança operacional em suas atividades em função das auditorias, dos incidentes ocorridos e das características das instalações.

Pode-se perceber também, a partir da tabela 4, que a ANP fiscalizou 30,41% das unidades em operação no ano de 2010. Além disso, a ANP concentrou esforços na melhor utilização dos recursos humanos de forma a abranger a maior parte dos operadores de perfuração *offshore*,

⁹ Operador da Instalação é a concessionária ou empresa designada pela concessionária para ser o responsável pelo gerenciamento e execução de todas as operações e atividades de uma instalação.

de forma a avaliar todas as empresas que iniciaram ou aumentaram as atividades exploratórias no Brasil, como pode ser observado no gráfico 17.

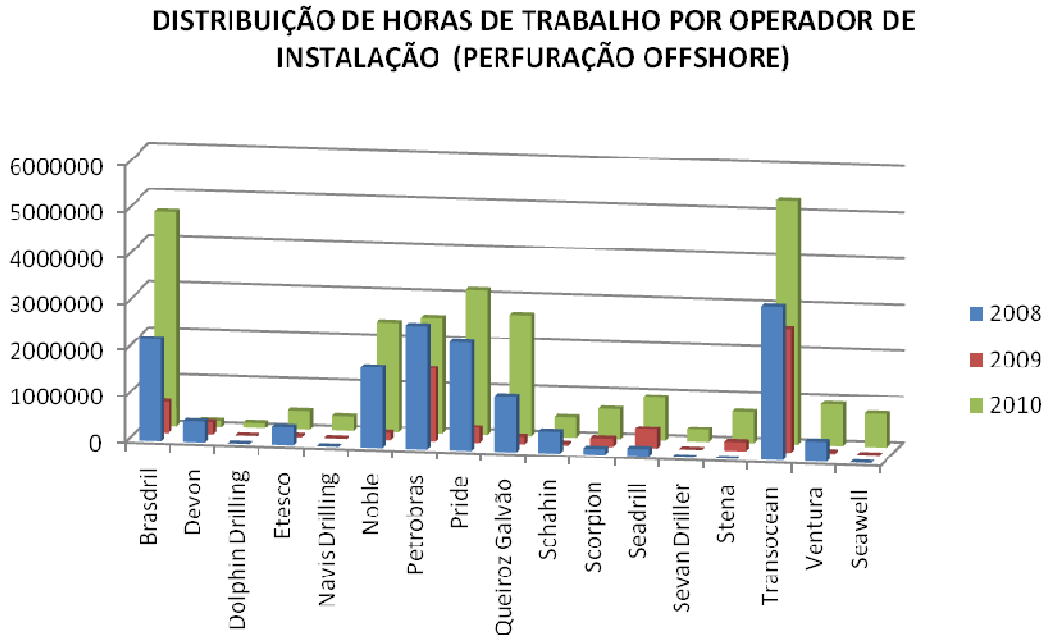


Gráfico 17: Distribuição das horas trabalhadas entre os operadores de instalação na atividade de perfuração offshore.

7. RESULTADO DAS AUDITORIAS NOS AGENTES DO MERCADO

Os resultados das auditorias de segurança operacional serão retratados a partir de uma perspectiva voltada para unidades que tiveram suas atividades interrompidas, impedidas de iniciar ou reiniciadas por questões de segurança operacional.

Podemos citar como exemplo a Petrobras e OGX como concessionárias, a Pride, Brasdril, Seadril como operadoras de instalação destinada à perfuração, e, novamente, a Petrobras como operadora de instalação destinada à produção.

Por fim, será feita uma análise crítica das práticas de gestão que mais apresentaram desvios em 2010 com fundamento no Regulamento Técnico de Segurança Operacional implementado pela Resolução ANP nº 43/2007.

7.1. Monitoramento da Segurança Operacional

A fiscalização realizada nas plataformas pela ANP tem como objetivo a melhoria da segurança operacional.

Quando o operador da instalação¹⁰ deixa de cumprir com o estabelecido no Regulamento Técnico de Segurança Operacional é identificada uma não-conformidade e a responsabilidade pelo saneamento da não-conformidade realizada recai sobre o concessionário, que é o responsável legal pela atividade perante a ANP.

Quanto ao Regulamento Técnico de Segurança Operacional, implementado pela Resolução ANP nº 43 de 06/12/2007, este, por sua vez, estabeleceu um prazo de 02 (dois) anos para adequação dos operadores ao Regulamento Técnico, tornando, assim, o disposto na Resolução supracitada mandatário a partir de dezembro de 2009.

Vale ressaltar que o grupo Bureau Veritas contribuiu para com esta atuação fornecendo apoio técnico a partir do início de vigor da Resolução ANP nº 43/2007.

Em termos de plataforma em Águas Jurisdicionais Brasileiras¹¹ (AJB), em 2010, estavam em operação 140 (cento e quarenta) plataformas de produção e 65 (sessenta e cinco) de

¹⁰ O operador da instalação pode ser o próprio concessionário ou empresa designada por este para ser o responsável pelo gerenciamento e execução de todas as operações e atividades de uma Instalação.

¹¹ ÁGUAS JURISDICIONAIS BRASILEIRAS (AJB) – São consideradas águas sob jurisdição nacional: I - as águas interiores: a) as compreendidas entre a costa e a linha de base reta, a partir de onde se mede o mar territorial; b) as dos portos; c) as das baías, d) as dos rios e de suas desembocaduras; e) as dos lagos, das lagoas e dos canais; f) as dos arquipélagos; g) as águas entre os baixios a descoberta e a costa;

perfuração, sendo que 20 (vinte) por companhias (Brasdril, BW Offshore, Modec, Navis Drilling, Noble, Petrobras, Prosafe, Pride, Devon, Queiroz Galvão, Saipem, SBM, Schahin, Scorpion, Seadrill, Sevan, Stena, Teekay Petrojarl, Transocean e Ventura), 07 (sete) concessionárias a serviço (Anadarko, Devon, Maersk, OGX, Petrobras, Repsol e Shell).

Em 2010, foi realizado um total de 65 (sessenta e cinco) auditorias de segurança operacional. Com o intuito de ilustrar o resultado dessas ações de fiscalização, o Gráfico 18 apresenta a média de não-conformidades encontradas ao longo do ano, mostrando que houve uma queda desta média.

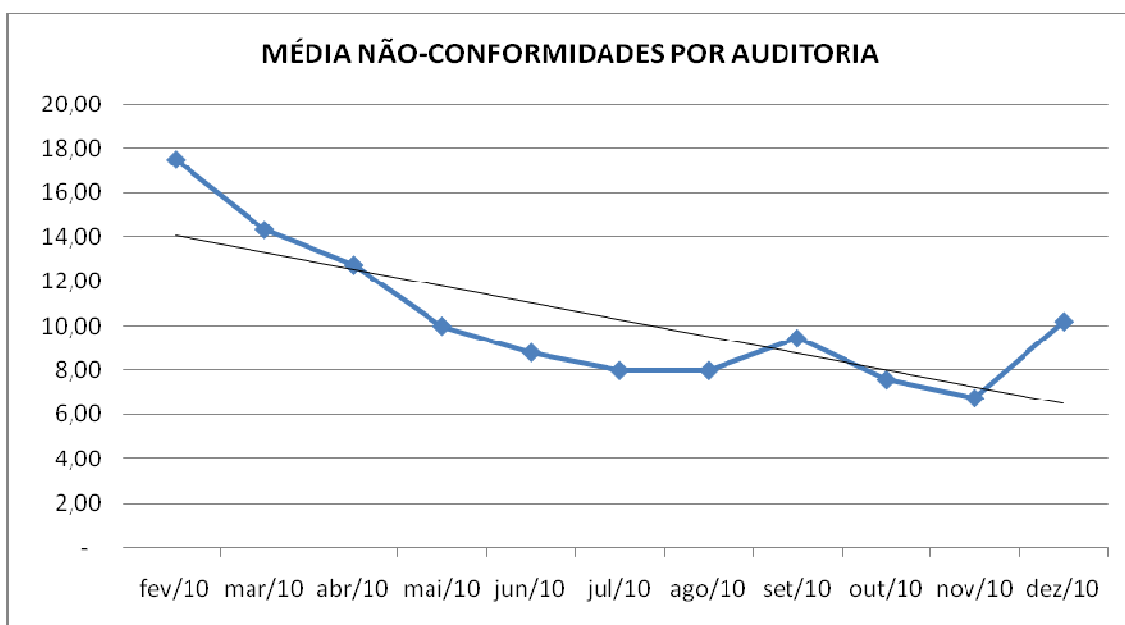


Gráfico 18: Média de não-conformidades por auditoria em 2010.

A queda da média das não-conformidades decorre de alguns fatores que serão agora descritos.

O primeiro deles emana do fato de que a ANP passou a atuar, em 2010, de forma intensiva no que tange a orientação e punição dos concessionários.

Outro fator que contribuiu é abrangências das auditorias uma vez que o Regulamento Técnico encontra-se abalizado no Sistema de Gestão do Operador da Instalação e este, por sua vez, deve ser utilizado em todas as instalações daquele operador.

II – águas marítimas, todas aquelas sob jurisdição nacional que não sejam interiores (fonte NORMAM 20/DPC).

No caso das não-conformidades de ordem corporativa, estas abrangem todas as unidades daquele operador, evitando assim sua reincidência. Desta forma, quando a não-conformidade é de aplicação local da plataforma auditada, a mesma não pode ser replicada para outras instalações. Entretanto, é boa prática do mercado fazer uma verificação da ocorrência daquela não-conformidade em outras plataformas.

Tendo em vista complexidade dos sistemas de gestão e a melhoria das auditorias, a ANP passou a focar nos seguintes critérios: (i) tipo de instalação; (ii) reincidência de não-conformidades; e (i) novos itens uma vez que o sistema de gestão é dinâmico e está sempre em busca da melhoria contínua do desempenho.

Apesar de que o protocolo das auditorias do SGSO tenha se iniciado no final de 2009 e a ANP tenha disponibilizado o Manual de Auditorias em seu sítio eletrônico, houve uma curva de aprendizado dos operadores na compreensão da abordagem e dos objetivos da ANP na aplicação dos requisitos do Regulamento Técnico.

7.2. Concessionários

PETROBRAS

Foram realizadas 55 (cinquenta e cinco) auditorias em instalações a serviço da concessionária, em 16 (dezesesseis) operadores de instalações diferentes, a saber: Brasdrill, BW Offshore, Dolphin, Moddec, Noble, Pride, Prosafe, Queiroz Galvão, Saipem, SBM, Schahin, Seadrill, Sevan, Transocean, Ventura, além da própria Petrobras como operadora da instalação.

Foram constatadas 513 (quinhentos e treze) não-conformidades ao longo do mesmo ano, sendo 11 (onze) críticas, 109 (cento e nove) graves, 219 (duzentas e dezenove) moderadas, 120 (cento e vinte) leves e 54 (cinquenta e quatro) observações, gerando 06 (seis) interrupções das operações, conforme detalhado no item 08.

OGX

Foram realizadas 03 (três) auditorias em 02 (duas) instalações a serviço da concessionária OGX em 2010, sendo todas operadoras pela Brasdrill.

Foram constatadas 26 (vinte e seis) não-conformidades, sendo 7 (sete) graves, 13 (treze) moderadas, 3 (três) leves e 3 (três) observações, gerando ainda 1 (uma) suspensão do início das atividades, conforme descrito no item 08.

7.3. Operadores de Instalações de Perfuração Offshore

PRIDE

Foram realizadas 03(três) auditorias na Pride, a saber: Pride Portland, Pride Mexico e Pride South Atlantic. Vale ressaltar que todas foram realizadas a serviço da concessionária Petrobras.

Foram constatadas 39 (trinta e nove) não-conformidades ao todo, sendo 01 (uma) crítica, 11 (onze) graves, 18 dezoito moderadas, 08 (oito) leves e 01 (uma) observação.

Merece menção a não-conformidade crítica encontrada na auditoria da plataforma Pride South Atlantic, que teve como consequência a interrupção das atividades.

BRASDRIL

Foram realizadas 06 (seis) auditorias na Brasdril, a saber: 02 (duas) na Ocean Quest e 01 (uma) na Ocean Scepter a serviço da OGX, além de 01 (uma) na Ocean Alliance, 01 (uma) na Ocean Courage e 01 (uma) na Ocean Yorktown, todas a serviço da Petrobras.

Operando para a OGX, foram constatadas 26 (vinte e seis) não-conformidades ao todo, sendo 07 (sete) graves, 13 (treze) moderadas, 03 (três) leves e 3 (três) observações. Já operando para a Petrobras, foram constatadas 26 (vinte e seis) não-conformidades ao todo, sendo 13 (treze) graves, 09 (nove) moderadas, 01 (uma) leve e 3 (três) observações.

Cabe mencionar que a Ocean Courage sofreu medida cautelar de interdição, enquanto a Ocean Scepter, a serviço da OGX, teve o início das suas atividades suspenso, o que será descrito no item 8.

SEADRILL

Foram realizadas 04 (quatro) auditorias na Seadril, a saber: West Polaris, West Orion, West Taurus e West Eminence. Todas foram realizadas a serviço da Petrobras.

Operando para a Petrobras, foram constatadas 55 (cinquenta e cinco) não-conformidades ao todo, sendo 09 (nove) críticas, 15 (quinze) graves, 19 (dezenove) moderadas, 09 (nove) leves e 03 (três) observações.

Merece menção as 09 (nove) não-conformidades críticas encontradas na auditoria da plataforma West Orion, que levaram à interrupção de suas atividades.

7.4. Operadores de Instalações de Produção Offshore

PETROBRAS

Foram realizadas 25 (vinte e cinco) auditorias em plataformas de produção operadas pela Petrobras, sendo no total auditadas 31 (trinta e uma) instalações.

As auditorias registraram 189 (cento e oitenta e nove) não-conformidades ao todo, sendo 01 (uma) crítica, 29 (vinte e nove) graves, 71 (setenta e uma) moderadas, 56 (cinquenta e seis) leves e 32 (trinta e duas) observações.

A Petrobras teve 03 (três) plataformas de produção com as atividades interrompidas, conforme descrito no item 8.

7.5. Análise Crítica das Práticas de Gestão do SGSO

Em função dos resultados das auditorias do SGSO, observou-se que as Práticas de Gestão Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho (PG 6), Auditorias (PG 7), Identificação e Análise de Riscos (PG 12), Integridade Mecânica (PG 13) e Gerenciamento de Mudanças (PG 16) foram as que apresentaram maior desvio por parte dos operadores.

A seguir, serão apresentados os principais desvios nas práticas de gestão supracitadas.

7.6. Prática de Gestão nº 6 – Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho

De forma recorrente, os operadores não vêm estabelecendo adequadamente indicadores de desempenho para avaliar seu sistema de gestão de segurança operacional. Da mesma forma, há dificuldades na identificação e cumprimento dos requisitos legais de segurança pertinentes às suas atividades.

7.6.1. Prática de Gestão nº 7 – Auditorias

Nesta prática de gestão, os operadores não têm avaliado de forma adequada o resultado das auditorias internas de segurança operacional, em especial no que se refere ao estabelecimento e acompanhamento dos planos de ação para saneamento das não-conformidades levantadas.

7.6.2. Prática de Gestão nº 12 – Identificação e Análise de Riscos

Os desvios mais recorrentes apresentados nesta prática de gestão demonstram que os operadores não têm avaliado os riscos de forma sistemática, principalmente na fase de

operação da unidade. Além disso, as medidas corretivas não estão sendo efetivamente implementadas para que os riscos sejam mantidos nos níveis determinados pelas análises.

Além disso, é recorrente a observação de desvios relevantes na metodologia de análise de riscos, que não tem considerado, por exemplo, análises de riscos anteriores da instalação e histórico de acidentes para evitar que os mesmos voltem a ocorrer.

7.6.3. Prática de Gestão nº 13 – Integridade Mecânica

Os desvios mais recorrentes apresentados nesta prática de gestão demonstram que os planos e procedimentos de execução e monitoramento dos operadores para inspeção, testes e manutenção não garantem a integridade mecânica de seus sistemas, estruturas, equipamentos e sistemas críticos de segurança operacional, principalmente nas unidades mais antigas.

7.6.4. Prática de Gestão nº 16 – Gerenciamento de Mudanças

Os operadores não têm avaliado os novos riscos trazidos pelas mudanças ocorridas nas instalações, como novos equipamentos introduzidos na planta de processo, sensores críticos fora de operação sem a devida análise ou implementação de medidas de contorno.

8. INTERRUPTÃO DAS ATIVIDADES DAS INSTALAÇÕES

Como foi dito anteriormente, as ações de fiscalização realizadas pela ANP podem ter como consequência a identificação de não-conformidades pelo não cumprimento do disposto no Regulamento Técnico de Segurança Operacional.

A não-conformidade classificada como crítica se caracteriza nos casos em que o agente fiscalizador se depara com uma situação que implica em risco iminente de acidente grave, ou seja, que possa comprometer, de forma imediata, a integridade física das instalações, das pessoas que nelas se encontram ou proporcionar poluição ao meio ambiente.

Sendo a não-conformidade classificada como crítica, o operador terá que saná-la **imediatamente**.

Assim, no intuito de minimizar os riscos à sociedade, a ANP interrompeu as atividades de 07 (sete) plataformas, a saber: Petrobras 27 (P-27), Petrobras 33 (P-33), Petrobras 35 (P-35), Ocean Courage (SS-75), West Orion (SS-78) e Pride South Atlantic (SS-48), a serviço da concessionária Petrobras (Petróleo Brasileiro S/A), e Ocean Scepter, a serviço da OGX Petróleo e Gás Ltda.

Essas ações foram tomadas em função de irregularidades, como (i) ausência de análise de riscos da instalação; (ii) elevado grau de degradação de equipamentos críticos à segurança operacional; (iii) precário sistema de gestão da segurança operacional; (iv) não atendimento a prazos previamente estabelecidos sem devida justificativa técnica; e (v) não realização de auditoria interna do Sistema de Gestão de forma a buscar a melhoria contínua do desempenho e identificar pontos de melhoria, conforme preconiza o Regulamento Técnico instituído pela Resolução ANP 43/2007, dentre outras.

Cabe ressaltar que, em decorrência das diversas não-conformidades críticas sistêmicas encontradas nas ações de fiscalização da Agência no segundo semestre de 2010, que levaram à interrupção das atividades de algumas instalações, a ANP firmou um Termo de Compromisso com a Concessionária Petrobras, no qual a mesma se comprometeu a envidar esforços e recursos complementares para aperfeiçoamento do seu sistema de gestão de segurança operacional e, conseqüentemente, da integridade estrutural de suas instalações.

A Tabela 05 apresenta as unidades que sofreram medidas cautelares de interrupção das atividades ou impedimento de início/retorno às atividades no ano de 2010, discriminando os operadores e concessionários responsáveis pelas áreas em que estavam operando as plataformas e o tempo que permaneceram paradas em função da interrupção das atividades.

Unidade	Concessionário	Operador de Instalação	Data de Interrupção	Autorização p/ Retorno	Tempo de Interrupção (dias)
Ocean Courage (SS-75)	Petrobras	Brasdril	29/7/2010	15/8/2010	17
P-33	Petrobras	Petrobras	13/8/2010	29/10/2010	77
West Orion (SS-78)	Petrobras	Seadril	15/9/2010	1/10/2010	16
P-35	Petrobras	Petrobras	24/9/2010	22/10/2010	28
P-27	Petrobras	Petrobras	8/10/2010	22/03/2011	165
Ocean Scepter	OGX	Brasdril	10/12/2010	22/03/2011	102
Pride South Atlantic	Petrobras	Pride	30/12/2010	25/01/2011	26

Tabela 05: Unidades com atividades interrompidas.

8.1. Ocean Courage (SS-75)

Trata-se de unidade de perfuração do tipo Semi-Submersível operada pela Brasdril, a serviço da concessionária Petrobras. Ao tempo da interrupção, estava operando no bloco BM-SEAL-11, na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em setembro de 2010, levantou 12 (doze) não-conformidades, sendo 03 (três) graves, 08 (oito) moderadas e 01 (uma) leve.

Foi identificada uma condição crítica à segurança operacional relacionada à operação do equipamento BOP (*Blowout Preventer*) que se encontrava fora da condição padrão de operação. Além disso, a análise do risco apresentada não estava adequada sob a ótica da gestão da mudança, pois o equipamento, que possui 10 (dez) acumuladores do sistema de acionamento das gavetas, iria operar com apenas 7(sete).

As atividades foram suspensas até o restabelecimento das condições de projeto do equipamento BOP. Após análise da documentação comprobatória encaminhada pelo concessionário, a ANP permitiu o retorno às atividades no dia 15/8/2010.

8.2. Petrobras 33 (P-33)

Esta unidade é de produção do tipo de FPSO¹² e está localizada no campo de Marlim, Bacia de Campos, e tem a Petrobras como concessionária e operadora.

Em 12/08/2010, após ação de fiscalização realizada nos dias 11 e 12/08/2010, foi emitido o Documento de Fiscalização que, de forma cautelar, autuava a Petrobras a interromper as operações na plataforma P-33 em função do levantamento de situações críticas à segurança

¹² As unidades do tipo FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading* são capazes de produzir, armazenar e transferir os hidrocarbonetos produzidos.

operacional relacionadas, principalmente, ao estudo de análise de risco não condizente com a realizada operacional da plataforma; avançado processo de deterioração de pisos, suportes, escadas e tubulações; e elementos críticos de segurança operacional (bomba de incêndio, detectores de gás e fogo, atuadores e transmissores, dentre outros) com manutenção vencida.

Após auditoria de verificação de conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional, nos termos da Resolução ANP 43/2007, realizada no período de 26/10 a 29/10, a ANP suspendeu o auto de interdição.

Foi aplicada uma multa no valor de R\$ 7.450.000,00 pelos desvios supracitados.

8.3. West Orion (SS-78)

Trata-se de unidade de perfuração do tipo Semi-Submersível operada pela Seadril, a serviço da Petrobras, e, ao tempo da interrupção, estava operando no bloco BM-S-9, Bacia de Santos.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em setembro de 2010, levantou 18 (dezoito) não-conformidades, sendo 09 (nove) críticas, 03 (três) graves, 03 (três) moderadas e 03 (três) leves, ficando a instalação impedida de operar até que fosse implementado um sistema de gestão de segurança operacional adequado aos seguintes requisitos da Resolução ANP nº 43/2007: (i) estrutura organizacional; (ii) definição adequada da responsabilidade gerencial e da força de trabalho; (iii) procedimento formal para verificação e atualização de treinamentos que fazem com que a força de trabalho possua preparo necessário para a realização das tarefas a bordo; (iv) critérios de seleção e avaliação de contratadas; (v) consideração dos aspectos de segurança operacional; (vi) plano de ação adequado para tratamento de não-conformidades apontadas em relatórios de auditoria; (vii) realização de auditorias nos elementos críticos de segurança operacional e auditorias relacionadas ao ambiente de trabalho e fatores humanos; (viii) efetiva gestão da informação e documentação; e (ix) aplicação de processo de gestão de mudança de pessoas de forma que seja mantida comprovadamente a avaliação e o controle deste processo.

Entretanto, após análise da documentação encaminhada pela concessionária posteriormente, foi revogada a suspensão das atividades em 01/10/2010, permitindo assim o retorno às atividades da plataforma.

8.4. Petrobras 27 (P-27)

Esta unidade é de produção do tipo Semi-Submersível e está localizada no campo de Voador, Bacia de Campos, da concessionária e operadora da instalação Petrobras.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em maio de 2010, levantou 07 (sete) não-conformidades, sendo 02 (duas) graves, 03 (três) moderadas e 02 (duas) leves, cujas evidências de saneamento foram enviadas pela concessionária para análise da Agência.

Após análise das evidências do tratamento dados às não-conformidades, encaminhadas pela concessionária, a ANP decidiu pela interdição cautelar das operações da plataforma, por entender que a Concessionária deixou de sanar não-conformidades relevantes.

Dessa forma, em 08/10/2010, a Concessionária foi notificada a: (i) manter toda e qualquer operação interrompida na unidade até que os sistemas, tubulações, estruturas, cabos elétricos e equipamentos deteriorados e com recomendações de inspeção expiradas fossem recuperados ou substituídos, de forma a minimizar a possibilidade de falha de elementos críticos para a segurança operacional; (ii) que fosse efetuada a análise de riscos da unidade, de forma a garantir que os riscos advindos das operações estejam identificados e que fossem implementadas as ações corretivas referentes às recomendações apontadas na análise de risco; e (iii) que a unidade fosse plenamente adequada aos requisitos da Resolução ANP nº 43/2007.

Técnicos da ANP retornaram à Plataforma P-27, em fevereiro de 2011, no intuito de averiguar o saneamento das não-conformidades constatadas na primeira auditoria, além de verificar o cumprimento das condicionantes para retorno às operações da unidade marítima. Nesta atividade de fiscalização foi evidenciado que havia pendências no saneamento da não-conformidade relacionada à integridade mecânica, mantendo-se a interrupção das atividades.

Posteriormente, as evidências relacionadas ao cumprimento das pendências foram encaminhadas posteriormente pela concessionária, sendo então autorizado pela ANP o retorno das operações em 22/03/2011.

Foi aplicada uma multa no valor de R\$ 1.950.000,00 pelos desvios supracitados.

8.5. Petrobras 35 (P-35)

Esta unidade de produção é do tipo FPSO e está localizada no campo de Marlim, Bacia de Campos, tendo a Petrobras como Concessionária e operadora da instalação.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em setembro de 2010, a unidade estava em parada programada para manutenção. Todavia, durante a auditoria, não foi apresentado o estudo de análise de risco da plataforma, dentre outros desvios em relação às exigências do Regulamento Técnico.

Dessa forma, foi determinado que a unidade somente voltasse a operar após saneamento das não-conformidades críticas e quando da comprovação à ANP de que a situação de risco estava devidamente controlada pela operadora.

Dessa forma, após a demonstração de saneamento das não-conformidades, em 22/10/2010, a unidade foi autorizada a retornar à operação.

8.6.Pride South Atlantic (SS-48)

Esta unidade de perfuração é do tipo Semi-Submersível operada pela Pride, a serviço da Petrobras, e estava operando no bloco BM-S-7, Bacia de Santos.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em dezembro de 2010, levantou 13 (treze) não-conformidades, sendo 01 (uma) crítica, 05 (cinco) graves, 05 (cinco) moderadas, 01 (uma) leve e 01 (uma) observação.

Em função da não-conformidade crítica, a ANP notificou a Petrobras a suspender de imediato as operações da sonda de perfuração até que fosse sanada a não-conformidade relativa ao avançado processo de deterioração de suportes, pisos, escadas, tubulações e equipamentos auxiliares, o que levou cerca de 30 dias, período em que a unidade permaneceu fora de operação.

8.7.Ocean Scepter

Esta unidade é de perfuração do tipo Auto-Elevatória operada pela Brasdril, à época sob contrato para operação a serviço da OGX nos blocos PAMA-M-591 e PAMA-M-624, na Bacia do Pará-Maranhão.

Tendo em vista que a unidade ainda não tinha iniciado suas operações e por se tratar ainda de bacia de nova fronteira, a auditoria teve como objetivo verificar a fidedignidade das informações prestadas pela concessionária na Documentação de Segurança Operacional (DSO), verificar os recursos para o gerenciamento de grandes emergências, e a interface entre os sistemas de gestão da OGX e Brasdril, de forma a permitir que a plataforma iniciasse suas operações em conformidade com o Regulamento Técnico.

Entretanto, quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em novembro de 2010, constatou 04 (quatro) não-conformidades, sendo 02 (duas) graves, 01 (uma) moderada e 01 (uma) observação.

A concessionária foi notificada a não iniciar suas operações de exploração nos blocos PAMA-M-591 e PAMA-M-624 até que fosse implementada estrutura de resposta à emergência e a Documentação de Segurança Operacional da unidade fosse revisada e aprovada pela ANP.

Foi aplicada uma multa no valor de R\$ 300.000,00 por desvios nas informações prestadas através da Documentação de Segurança Operacional da unidade.

9. AÇÕES ADOTADAS PELA ANP

A Resolução ANP nº 43/2007 estabeleceu, dentre outros requisitos, que os concessionários deveriam se adequar ao Regulamento Técnico instituído por este ato normativo no prazo de 02 (dois) anos a partir de sua vigência.

As concessionárias tinham a data limite de dezembro de 2009 para adequar todas as unidades aos requisitos de segurança operacional definidos na supracitada Resolução.

Dessa forma, as ações de fiscalização da ANP se intensificaram ao longo do ano de 2010, sendo observados desvios principalmente nas práticas de gestão de monitoramento e melhoria contínua do desempenho, auditorias, gestão da integridade mecânica, procedimentos de gerenciamento de mudanças e análise de risco.

Algumas unidades de perfuração e produção apresentaram desempenho muito inferior ao esperado e alguns desvios crônicos que implicaram na interrupção de suas atividades.

No caso específico da Petrobras, foi firmado, em outubro de 2010, um Termo de Compromisso de Segurança Operacional. Em síntese, o Termo de Compromisso em questão contém diversas ações de aprimoramento, as quais a Petrobras se compromete a executar até dezembro de 2011, envidando esforços e recursos complementares para aperfeiçoamento do seu sistema de gestão de segurança operacional e, conseqüentemente, da integridade estrutural de todas as unidades operadas ou contratadas por esta Concessionária. A ANP, por sua vez, monitorará o pleno cumprimento do instrumento, através de atividades regulares de fiscalização.

Em relação aos campos terrestres de produção, a ANP editou a Resolução ANP nº 02/2010, que estabelece os requisitos de segurança a serem implementados para as operações conduzidas em campos *onshore* no Brasil.

Tal Regulamento está em fase de adequação e tem como escopo a distinção dos diferentes perfis de produção em terra, de maneira a garantir a segurança das operações sem causar um impacto que leve a inviabilização das operações de campos de baixa produção, que acabam por participar significativamente da economia de diversas localidades ainda pouco desenvolvidas.

Além disso, encontra-se em curso o estudo para a elaboração de Regulamento Técnico específico para as atividades de perfuração *onshore*, que apresentam historicamente um número considerável de vítimas, apesar de não existirem registros de comunicação de acidentes para o último ano.

Cabe ressaltar que a atuação da ANP, através da Coordenadoria de Segurança Operacional - CSO, na busca da adequação dos agentes do setor aos requisitos normativos, gerou um montante de multas de R\$ 9.700.000,00 e ações corretivas que implicaram na melhoria das condições de segurança das atividades conduzidas nas áreas petrolíferas no Brasil.

10. CONCLUSÕES

O objetivo central das auditorias retratadas neste relatório é garantir a segurança operacional das atividades de exploração e produção em consonância com o pleno desenvolvimento da indústria do petróleo.

Ao longo do relatório foi constatada uma série de avanços no que tange a segurança das operações que serão descritas, em sucinto resumo, a seguir.

Nota-se, inicialmente, que houve um acréscimo considerável na comunicação de incidentes ocorridos na indústria assim como houve uma diminuição no número de não-conformidades identificadas pelos agentes reguladores.

Acredita-se, todavia, que a edição da Resolução ANP nº 44/2009, em substituição à Portaria ANP nº 3/2003, que trata sobre a comunicação de incidentes, somada a presença da ANP a bordo das unidades e a aplicação de sanções administrativas tenham aumentado a aderência aos procedimentos de comunicação de incidentes exigidos pela ANP e, conseqüentemente, teria influenciado no número de incidentes comunicados.

Cabe salientar que a aderência aos procedimentos de comunicação de incidentes é relevante para a atuação da ANP, visto que as informações sobre acidentes são consideradas no planejamento das atividades de fiscalização, de forma que a busca da correção de posturas inadequadas e a melhoria do desempenho do setor é otimizada quando há uma alocação eficiente dos recursos humanos utilizados na fiscalização, que visa, em suma, a diminuição de acidentes.

Evidenciou-se também que houve um aumento das vítimas com ferimentos graves e óbitos nas atividades de E&P, sendo que a única atividade que não apresentou individualmente tal comportamento foi a de produção *offshore*.

Entretanto, as atividades de produção apresentam uma quantidade de derramamentos que, apesar de serem de baixo volume, são numerosos. Da mesma forma encontram-se os vazamentos de fluido de perfuração das atividades *offshore* que, apesar de menos numerosos, envolvem grandes volumes. Desta forma, o dano ambiental é mais gravoso impedindo assim, dificultando o restabelecimento do *status quo* do meio ambiente.

Além disso, no ano de 2010, a atividade de perfuração *offshore* apresentou o maior número de vítimas dentre os segmentos avaliados.

Observou-se que a atividade de perfuração *offshore* possui uma menor aderência aos requisitos de segurança estabelecidos pela Resolução ANP nº 43/2007, já que quatro das sete unidades interditadas em 2010 pertenciam a este segmento da indústria.

Corroborar tal afirmativa o fato de que o maior número de interdições deste segmento foi superior apesar de terem sido auditadas um número 70% superior¹³ de unidades de produção *offshore*.

Observa-se uma relação entre as empresas que possuem os incidentes mais danosos e as empresas com as piores performances relativas à implementação dos requisitos da Resolução ANP 43/2007. Tal correlação é esperada, visto que o objetivo desta regulamentação é de proteger a vida humana e o meio ambiente nas atividades do E&P, de forma a evitar acidentes.

Neste sentido, observa-se que a operadora Brasdril apresentou o maior número de vítimas¹⁴ e teve 02 (duas) instalações interditas¹⁵ com baixo índice de desempenho relacionado à implementação do SGSO. Esta empresa também foi a única do setor de perfuração *offshore* a comunicar vítimas à ANP¹⁶.

Evidenciou-se que os sistemas de gestão das empresas que operam no Brasil possuem suas principais falhas relacionadas à realização de auditorias, gestão da integridade mecânica de seus ativos, procedimentos de gerenciamento de mudanças, análise de risco e treinamento da força de trabalho. Da mesma forma que citado anteriormente, observa-se que as causas dos incidentes investigados ou com investigação em curso têm relação direta com os problemas de implementação das práticas de gestão supracitadas.

Dessa forma, a ANP, com base nas atribuições legais estabelecidas na Lei 9.478/97, vem realizando diversas ações vinculadas à regulação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, priorizando o cumprimento das boas práticas de conservação e uso racional do petróleo e do gás natural e de preservação do meio ambiente, através da adoção de metodologias de acompanhamento das operações e da edição de regulamentações, com o fito de aprimorar a segurança das atividades da indústria petrolífera.

¹³ Foram auditadas 45 unidades de produção offshore e 26 unidades de perfuração offshore.

¹⁴ Sete vítimas, sendo dois óbitos e cinco ferimentos graves.

¹⁵ Ocean Courage e Ocean Scepter.

¹⁶ Em 2009 foram totalizadas 11 vítimas em toda a indústria, sendo 3 ocasionadas em acidentes ocorridos em sondas da empresa Brasdril. Das demais vítimas, 3 ocorreram em atividades de perfuração *onshore*, 4 na atividade de produção offshore e 1 na atividade de produção onshore.