

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

2011



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

COORDENADORIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL

due



PREFÁCIO

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

Com base nas práticas de segurança previstas na Resolução ANP nº 43/2007, os concessionários devem comprovar que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações de perfuração, intervenção em poços e de produção *offshore*.

Nesse contexto, a Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO) atua de forma a regular e assegurar a adoção de melhores 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.

Desde 2010, após o término do prazo de adequação da Resolução supracitada, a atuação da ANP tem sido 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).

A Agência utiliza tais informações para o planejamento estratégico de ações de fiscalização e para a análise da necessidade de revisão ou elaboração de procedimentos e resoluções para temas específicos.

Ainda em relação 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.

Dessa forma, o presente Relatório analisa os dados disponíveis de uma indústria em franco crescimento e fundamenta a correção ou manutenção de ações de forma a garantir a melhoria contínua das atividades regulatórias de segurança operacional, diminuindo os impactos sobre o meio ambiente e a vida humana nos mares do Brasil.

Sumário

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA	5
2. HISTÓRICO DE INCIDENTES.....	6
3. VÍTIMAS EM INCIDENTES OPERACIONAIS	8
4. DERRAMAMENTOS	12
5. INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTES	18
5.1. RESULTADO DE INCIDENTES INVESTIGADOS	18
5.1.1. <i>Ocean Ambassador</i> (OGX)	18
5.1.2. <i>Underground blowout</i> no Campo de Frade (Chevron).....	18
6. AUDITORIAS DA RESOLUÇÃO ANP Nº 43/2007.....	19
6.1. AUDITORIAS DO SGSO.....	19
6.2. ANÁLISE CRÍTICA DAS PRÁTICAS DE GESTÃO DO SGSO.....	21
6.2.1. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 6 – MONITORAMENTO E MELHORIA CONTÍNUA DO DESEMPENHO.....	22
6.2.2. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 12 – IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DE RISCOS.....	22
6.2.3. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 13 – INTEGRIDADE MECÂNICA	22
6.2.4. PRÁTICA DE GESTÃO Nº 16 – GERENCIAMENTO DE MUDANÇAS.....	23
7. INTERRUPÇÃO DAS ATIVIDADES DAS INSTALAÇÕES.....	24
7.1. PEREGRINE I (NS – 16).....	25
7.2. FPSO MAERSK PEREGRINO	25
7.3. TRANSOCEAN DRILLER (SS-50).....	26
7.4. PETROBRAS 37 (P-37)	26
7.5. FPSO OSX-1	27
7.6. FPSO FRADE.....	27
8. AÇÕES ADOTADAS PELA ANP	28
9. CONCLUSÕES.....	30

OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo apresentar o desempenho da segurança das operações ligadas às atividades de exploração e produção marítimas no ano de 2011, indicando medidas adotadas pela ANP para corrigir as tendências indesejadas, de maneira a fomentar a manutenção de uma indústria sólida, crescente e segura.

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA

Nos últimos anos foi observado um incremento das atividades da indústria *offshore*. Observando a Figura 1, verifica-se que o número de horas de trabalho praticamente dobrou entre 2009 e 2011, principalmente devido ao aumento das atividades das sondas¹, que, em 2011, superaram o nível da atividade de produção. Os dados de horas de trabalho foram utilizados para a normalização dos dados para as análises comparativas realizadas.

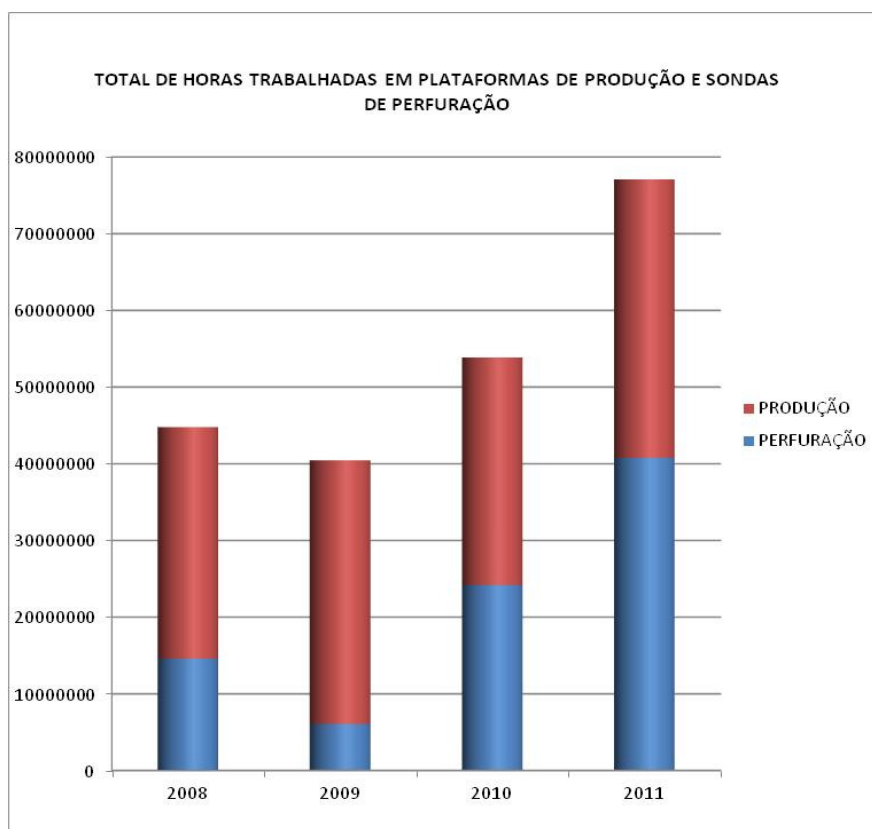


Figura 01: Distribuição das horas trabalhadas nas atividades de produção e perfuração *offshore*.

As horas de trabalho das unidades de produção aumentaram cerca de 22% de 2010 para 2011 e a atividade das sondas aumentou 68% no mesmo período.

O aumento nas atividades de produção deve-se tanto à entrada de novas unidades como ao aumento das campanhas de manutenção para a garantia da integridade estrutural das unidades mais antigas.

Tal incremento deve-se essencialmente ao aumento do esforço exploratório, pelo maior tempo necessário para a perfuração de poços de pré-sal, e das atividades relacionadas à manutenção da produção e desenvolvimento dos campos existentes.

¹ Foram consideradas como atividades de “sondas” ou “perfuração” as atividades conduzidas pelas unidades marítimas denominadas de sondas, incluindo, além da perfuração, a intervenção em poços.

2. HISTÓRICO DE INCIDENTES

Na tabela 1 apresentamos os números de comunicados de incidentes recebidos pela ANP nos últimos cinco anos, relacionados às atividades de exploração e produção tanto em mar como em terra.

Classificação dos Incidentes Reportados à ANP

	2007	2008	2009	2010	2011
Derrame ou vazamento de petróleo ou derivados	72	59	101	86	79
Derrame ou vazamento de água oleosa	0	2	7	24	95
Derrame ou vazamento de outras substâncias	6	0	7	18	39
Derrame ou vazamento de fluido de perfuração	0	5	15	27	42
Explosão e/ou incêndio	6	2	5	11	50
Parada não programada	10	6	32	43	56
<i>Blowout</i>	1	0	1	2	1
Abalroamento	0	4	3	3	6
Adernamento	1	0	0	2	1
Número de óbitos em incidentes operacionais	4	8	3	3	6
Número de feridos em incidentes operacionais	11	7	8	14	26
Total de incidentes comunicados	181	150	260	375	664

Tabela 1: Distribuição histórica dos incidentes comunicados à ANP.

Nos dados apresentados observa-se um aumento de cerca de 70% do número de incidentes **comunicados** no ano de 2011, quando comparado ao ano anterior. Observa-se também um aumento do número de eventos envolvendo vítimas e derramamentos, além do considerável aumento do número de incêndios².

A Figura 02 apresenta os incidentes distribuídos de acordo com a classificação definida na Resolução ANP 44/2009.

² Os eventos relatados como incêndio e princípio de incêndio foram relatados neste documento como incêndio.

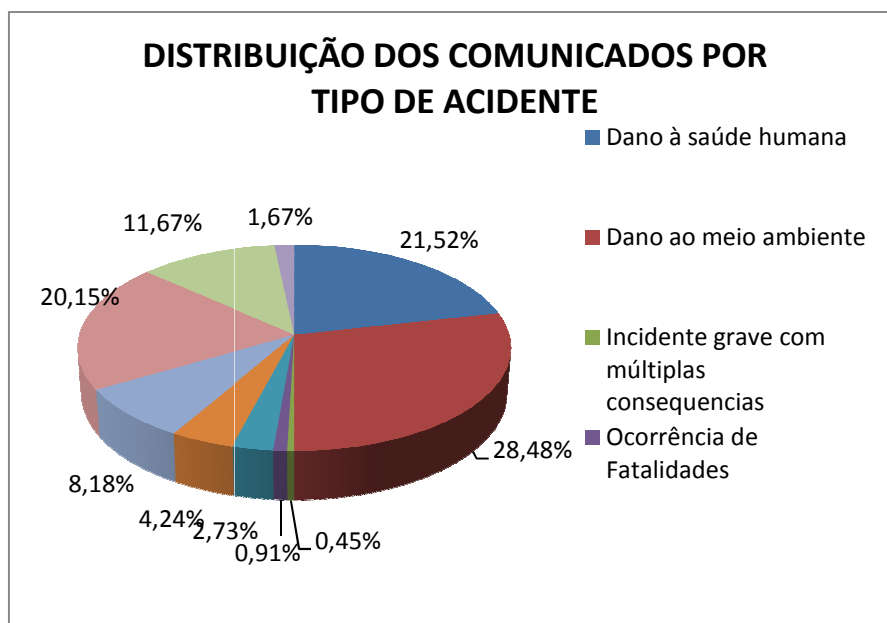


Figura 02: Distribuição dos incidentes comunicados em 2011, de acordo com a classificação da Resolução ANP 44/2009

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 à saúde humana correspondem a cerca de 20% dos incidentes comunicados. Quando adicionados aos incidentes que ocasionaram ferimentos graves ou óbito, o valor alcança cerca de 25%³.

³ 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
- c) Os incidentes de ocorrência de fatalidade são aqueles que ocasionaram o óbito de pessoas em decorrência de incidente operacional.

3. VÍTIMAS⁴ EM INCIDENTES OPERACIONAIS

Na Figura 03 estão representados os dados de incidentes envolvendo vítimas nos últimos anos, em instalações marítimas e terrestres.

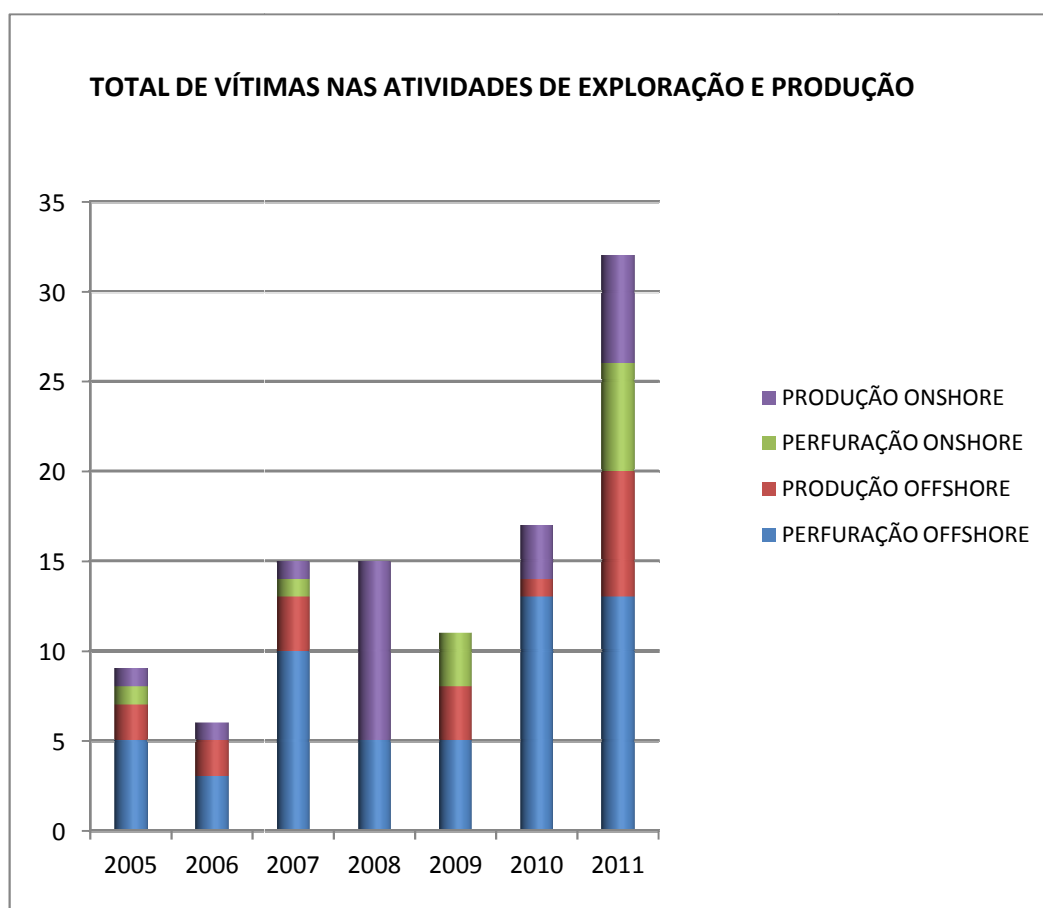


Figura 03: Distribuição de 2005 a 2011 do número de vítimas em incidentes operacionais ocorridos em instalações de E&P.

Nota-se também, na Figura 03, a ausência de vítimas nas atividades de produção *onshore* no ano de 2009 e o aumento considerável deste número para a atividade de produção *offshore*. Observa-se também a manutenção em 2011 do número de vítimas nas atividades de perfuração *offshore*, apesar do aumento das atividades.

⁴ Para efeitos deste relatório, foram consideradas vítimas apenas as pessoas que, em decorrência de incidente operacional, tenham sofrido ferimentos graves ou tenham vindo a óbito.

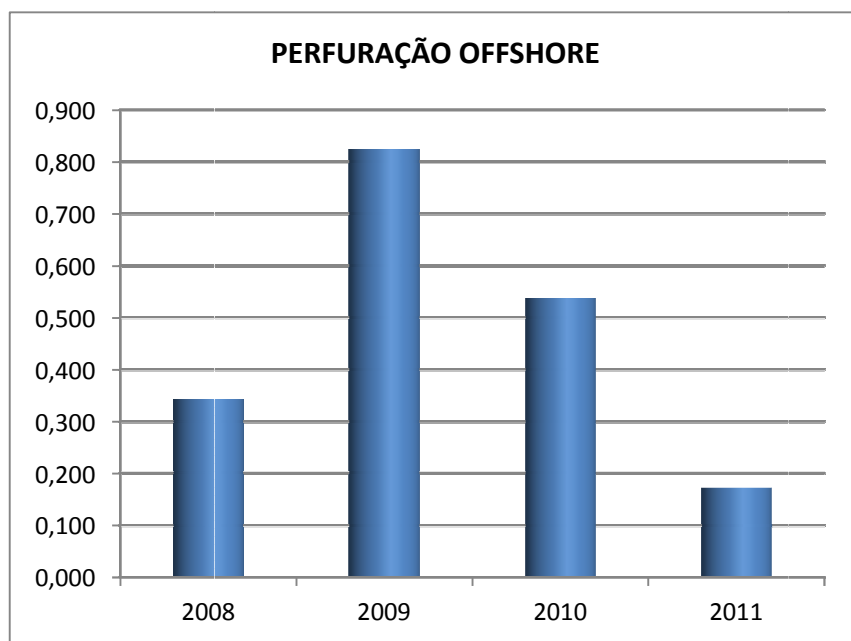


Figura 04: Performance das sondas *offshore* (número de vítimas por milhão de horas de trabalho)

Avaliando a performance, no que tange a vítimas, utilizando as horas de trabalho para a normalização dos dados e permitir a comparação, as sondas marítimas obtiveram uma melhora no desempenho, tendo reduzido o índice de vítimas em mais de 50% no último ano, como pode ser observado na Figura 04, visto que aumentaram suas atividades e o resultado em 2011 foi o mesmo número de vítimas que em 2010.

Já as plataformas de produção obtiveram uma piora no desempenho, tendo aumentado o índice de vítimas em mais de 50% no último ano, como observado na Figura 05.

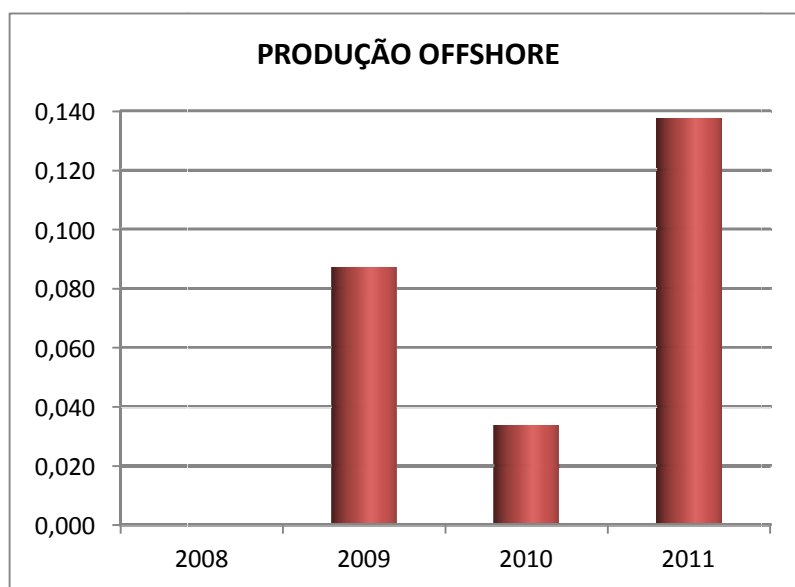


Figura 05: Performance das plataformas de produção *offshore* (número de vítimas por milhão de horas de trabalho)

Mesmo assim, comparando-se as duas atividades, observa-se que, apesar da redução observada na performance das sondas marítimas, suas atividades ainda causam mais vítimas quando comparadas às atividades das plataformas de produção, como pode ser observado na Figura 06.

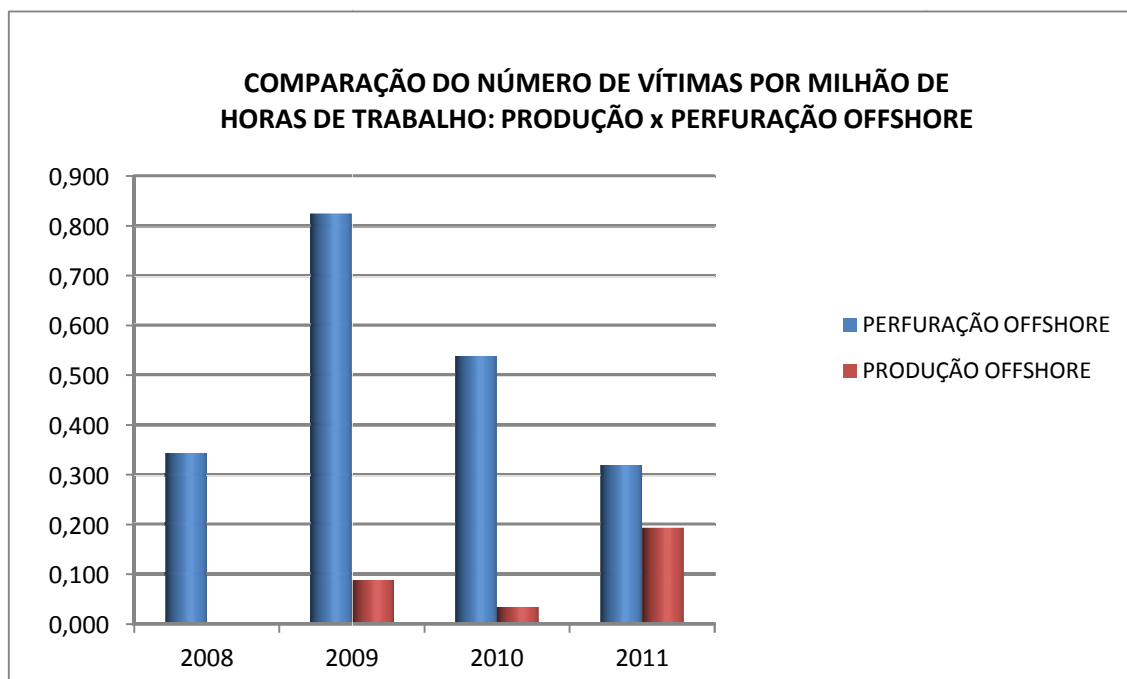


Figura 06: Comparação da performance das plataformas de produção e sondas *offshore* (número de vítimas por milhão de horas de trabalho)

Quando adicionadas as performances de perfuração e produção nos campos *offshore*, obtemos o perfil para a ocorrência de vítimas na indústria no Brasil. Comparando os índices com os demais países membros do *International Regulators' Forum* (IRF)⁵, observa-se que o Brasil apresenta índices em declínio desde 2009, com uma redução de aproximadamente 50% entre 2010 e 2011.

⁵O IRF é um fórum permanente de órgãos reguladores de saúde e segurança *offshore* de petróleo e gás, composto pelas instituições do Reino Unido, Austrália, Nova Zelândia, Holanda, Noruega, Canadá, Dinamarca, EUA e México. Os dados do Brasil foram comparados com os países que disponibilizam tais dados.

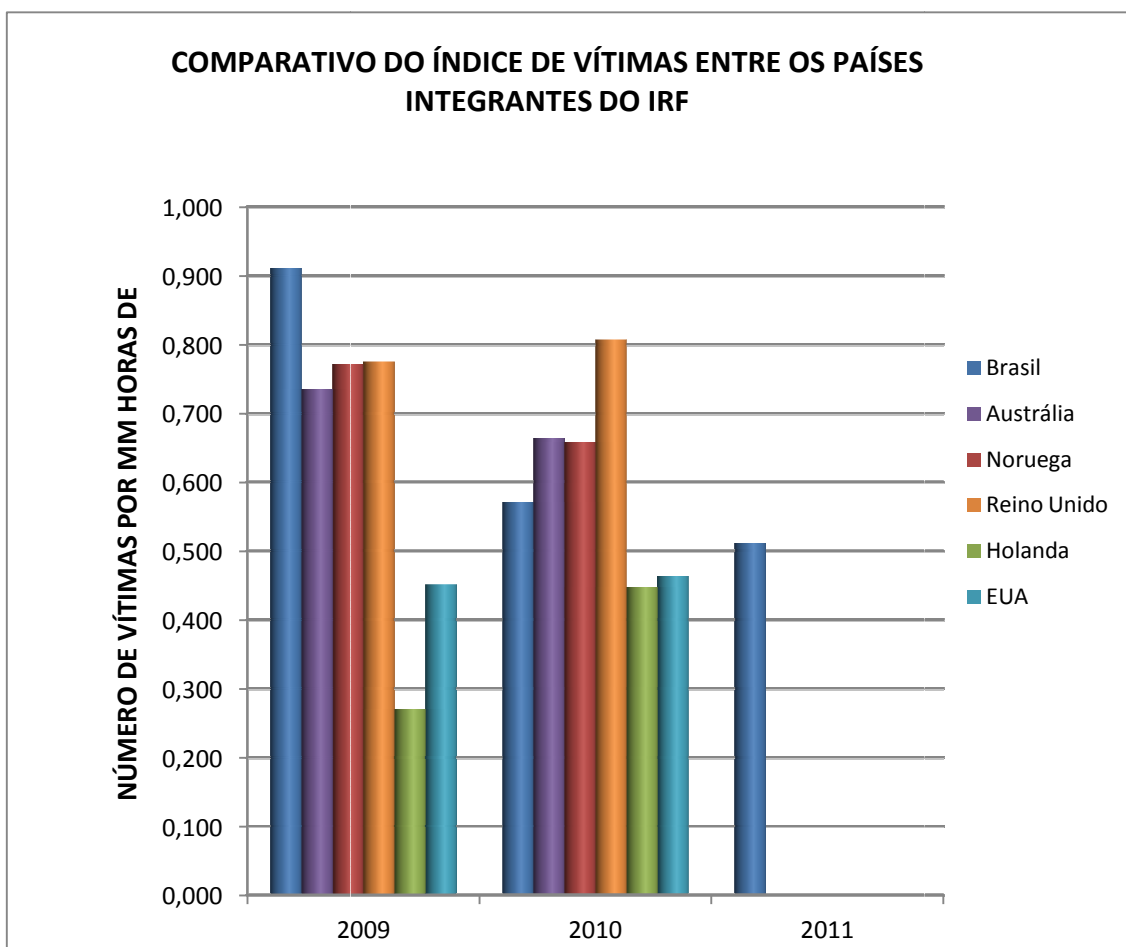


Figura 07: Comparação da performance da indústria *offshore* do Brasil com os países membros do IRF (número de vítimas por milhão de horas de trabalho)

4. DERRAMAMENTOS

Quando verificados os dados da Tabela 01 observa-se que grande parte dos incidentes comunicados envolve o derrame de fluidos e petróleo, seguido por água oleosa e óleos tratados⁶. Entretanto, ao se contabilizar os volumes informados, observa-se que cerca de 85% do volume de substâncias descarregadas indevidamente no meio ambiente deve-se ao derramamento de fluido de perfuração. A distribuição dos volumes vazados é demonstrada na Tabela 02.

Tipo de fluido	Volume Estimado (m ³)	
	2010	2011
Petróleo	10,92	607,90
Óleo e derivados	10,35	1,18
Fluido de perfuração	370,43	250,35
Água Oleosa	24,85	6,49

Tabela 1: Distribuição dos volumes derramados em 2011.

Segundo esses dados, houve um considerável incremento do volume de derramamento de petróleo e uma diminuição considerável nos demais valores.

Considerando os dados normalizados por horas de trabalho, observamos que houve uma diminuição do número de comunicados de derramamentos de petróleo nos últimos três anos. Por outro lado, o índice considerando os derramamentos de água oleosa indica que houve um considerável aumento desses eventos nos últimos anos. Tais informações estão apresentadas na Figura 08.

O derramamento ocorrido no Campo de Frade, com 581,1m³ derramados, representa 95,5% de todo volume de petróleo derramado em 2011. Como se trata de evento de maior monta e representa um grande acidente, destoa dos demais eventos de forma a não ser útil para a análise da performance de uma indústria. Tal evento está sendo objeto de investigação específica e será desconsiderado nas análises de desempenho do presente relatório.

⁶Foram consideradas como “óleo tratado” todas as substâncias oleosas e com especificação, como óleo diesel e óleo lubrificante.

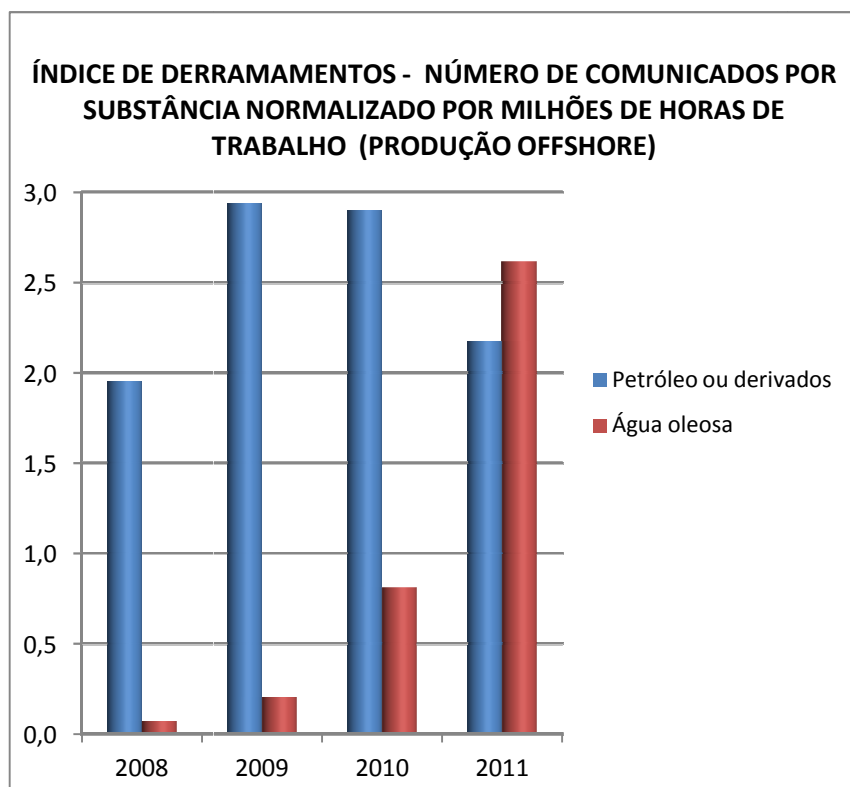


Figura 08: Índice de número de comunicados de derramamentos de petróleo e água oleosa (número de comunicados por milhões de horas de trabalho)

Já para a perfuração *offshore*, observa-se que houve uma considerável diminuição do índice para fluido de perfuração/completação em comparação a 2009, tendo sido basicamente mantida a performance para os últimos dois anos. Estas informações estão apresentadas na Figura 09.

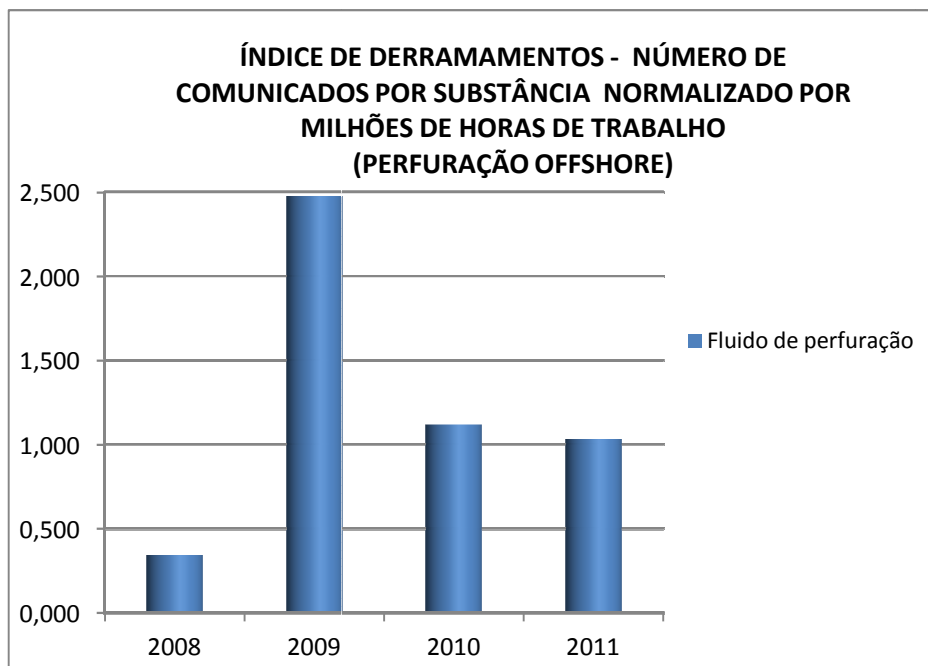


Figura 09: Índice de número de comunicados de fluido de perfuração (número de comunicados por milhões de horas de trabalho)

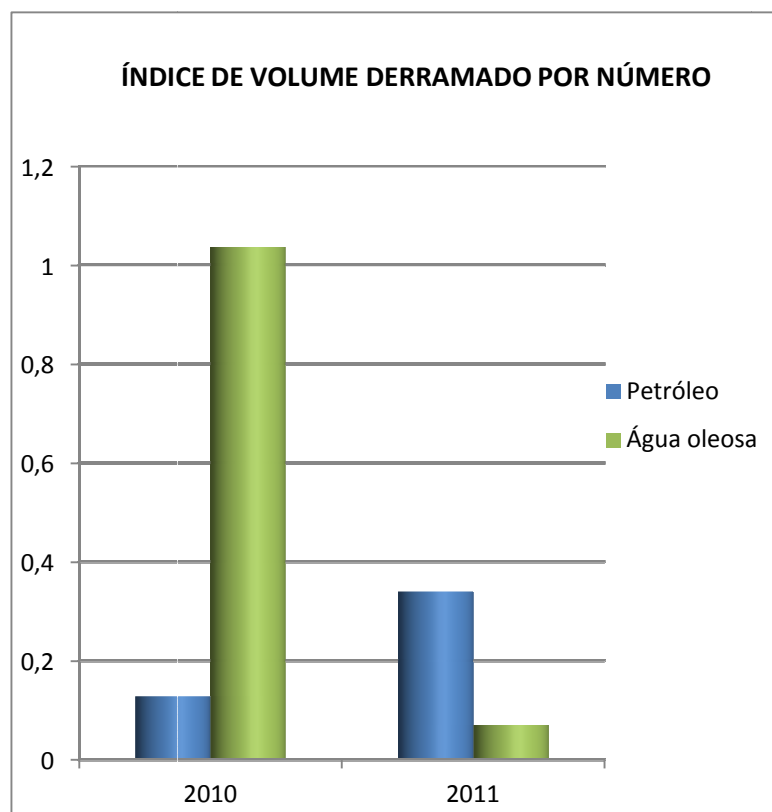


Figura 10: Índice de volume derramado por número de comunicados (Petróleo e Água Oleosa)

Quando os dados de volume derramado são contabilizados na forma normalizada, como demonstrado na Figura 10, observa-se que o volume derramado de água oleosa diminuiu, enquanto o de petróleo aumentou. Utilizando essas informações, conclui-se que os comunicados de derramamento de petróleo apresentaram um aumento de volume derramado por incidente comunicado, enquanto os incidentes envolvendo água oleosa apresentaram comportamento contrário, indicando que acidentes de menor monta de água oleosa e de maior monta de petróleo estão sendo comunicados.

A figura 11 indica que o volume derramado de fluido de perfuração/completação diminuiu comparativamente ao ano anterior. Identifica-se que os acidentes de derramamento de fluido de perfuração em 2011 apresentaram volumes médios menores que em 2010.

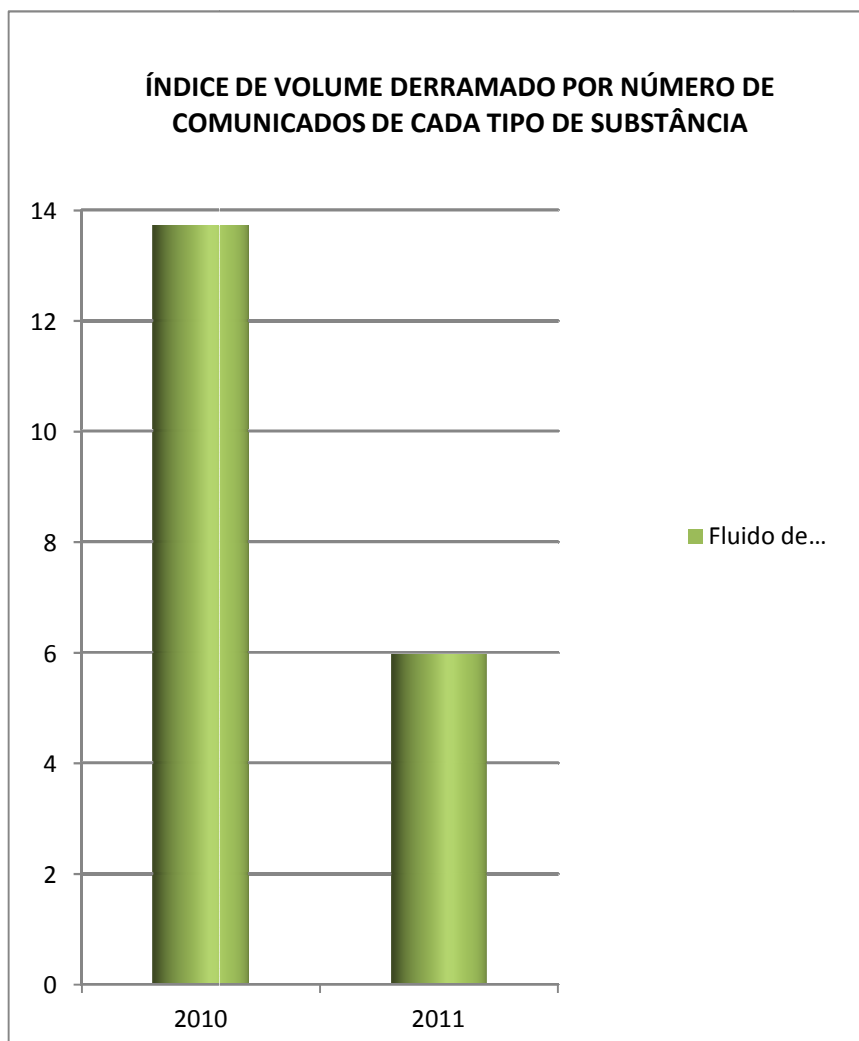


Figura 11: Índice de volume derramado por número de comunicados (Fluido de Perfuração)

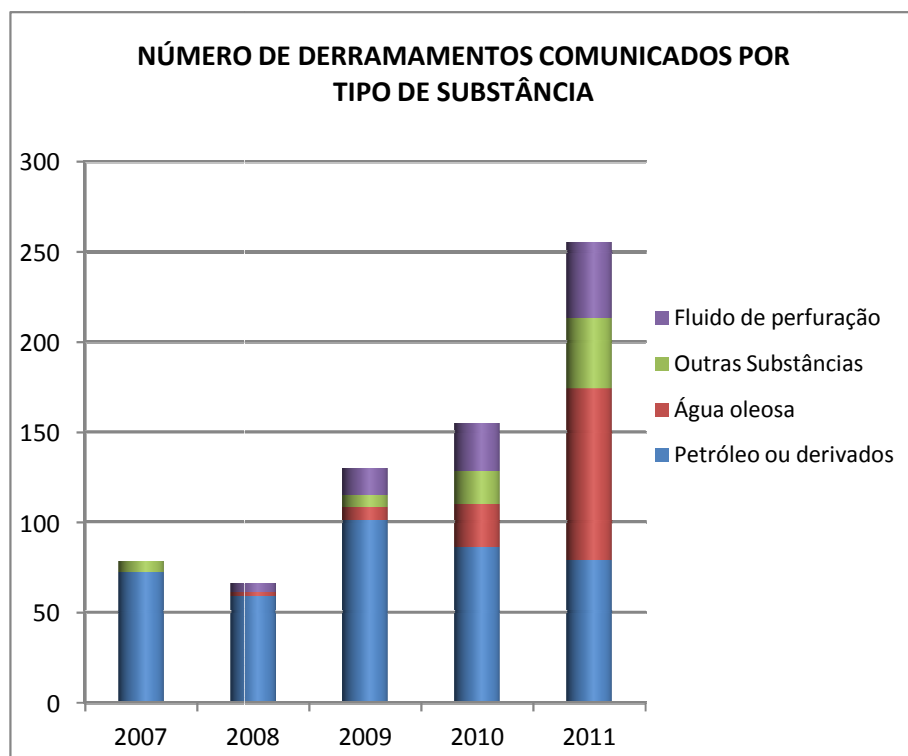


Figura 12: Número de comunicados de derramamentos por tipo de substância

DISTRIBUIÇÃO DOS VOLUMES DE SUBSTÂNCIAS DERRAMADAS (EM M³)

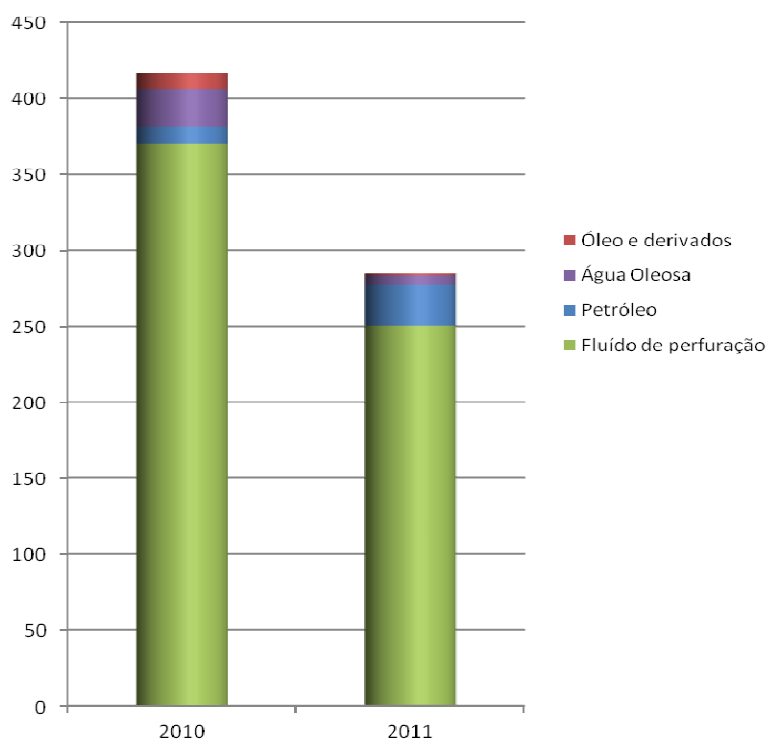


Figura 13: Volumes derramados por ano

De uma forma geral, apesar do aumento do número de comunicados relacionados a derramamentos em 2011, esses incidentes representam menor volume em média quando comparados ao ano anterior. Excetua-se os eventos relacionados a derramamento de petróleo que em sua totalidade ocorreram em campos de produção. Tais dados estão apresentados nas Figuras 12 e 13.

5. INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTES

5.1. Resultado de Incidentes Investigados

5.1.1. Ocean Ambassador (OGX)

Este incidente ocorreu em 17/05/2010 quando, durante um teste de baleeira, a parte de proa se soltou pelo gato de conexão/desconexão, vindo a baleeira a cair de uma altura aproximada de 25 metros, ocasionando dois óbitos e dois ferimentos graves.

A investigação da ANP, concluída em 2011, evidenciou que houve o descumprimento da Resolução ANP nº 43/2007 e que os desvios frente aos requisitos do SGSO estavam diretamente relacionados com as causas do acidente, tendo sido a OGX multada em R\$ 3.300.000,00.

Além disso, a ANP acompanhou as ações corretivas necessárias para a adequação ao SGSO de forma a assegurar a implementação dos requisitos para evitar a recorrência desse tipo de evento.

5.1.2. *Underground blowout* no Campo de Frade (Chevron)

O evento ocorreu quando durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, ao atingir o trecho superior do reservatório N560, que se encontrava sobrepressurizado devido à injeção de água realizada na área pelo próprio concessionário, perdeu-se a barreira primária de segurança (hidrostática), iniciando assim um kick (influxo indesejado de fluido do reservatório para o poço em perfuração).

Ao verificar a existência de kick, foi realizado o fechamento do *blowout preventer* - BOP (conjunto de válvulas que impedem que haja influxo pela cabeça de poço para a superfície). Nesse momento, as paredes do poço ficaram submetidas a pressões superiores ao limite que as mesmas suportariam. Uma região frágil, onde o projeto da Chevron não previa revestimento (trecho de poço aberto), logo abaixo da última sapata, não resistiu a pressurização e fraturou, levando ao *underground blowout* (quando ocorre fluxo de fluidos da formação de uma zona para outra). Nesse momento, o óleo passou a fluir do reservatório N560 e percorrer o poço até a profundidade de cerca de 700 metros do leito marinho, de onde saía pelas fraturas, atingindo o leito marinho e a superfície do mar.

A investigação desse evento ainda está em andamento e as ações para a garantia da segurança das operações no Campo de Frade estão sendo adotadas pela ANP.

6. AUDITORIAS DA RESOLUÇÃO ANP Nº 43/2007

6.1. Auditorias do SGSO

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. Assim, quando o operador da instalação não cumpre o estabelecido no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional, são registradas não-conformidades.

Quando o operador da instalação⁷ descumpre uma obrigação estabelecida no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional, é identificada uma não-conformidade, cuja responsabilidade pelo saneamento recai sobre o concessionário, que é o responsável legal pela atividade perante a ANP.

Segundo os critérios estabelecidos pela ANP, as não-conformidades podem ser classificadas em críticas, graves, moderadas, leves e observações⁸. De acordo com a classificação apontada, o concessionário é notificado a implementar as respectivas ações corretivas em prazos determinados pela ANP.

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 das 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 2011, foram realizadas 59 auditorias do SGSO, das quais 26 em unidades de perfuração e 33 unidades de produção⁹.

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

⁷ 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.

⁸ O manual do SGSO (Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional) contendo a explicação da classificação de cada tipo de não-conformidade pode ser encontrado no sítio da ANP (www.anp.gov.br).

⁹ Devido a características operacionais do sistema de produção de alguns campos, algumas auditorias contemplaram mais de uma unidade.

Concessionário	Qtd. de auditorias
BP Energy do Brasil Ltda.	1
Chevron	3
OGX	5
ONGC	2
Petrobras	46
Queiroz Galvão	1
Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda	1
Total	59

Tabela 3: Distribuição de Auditorias por Concessionário

A Tabela 4 apresenta o quantitativo de auditorias de segurança operacional por operador de instalação. Os valores constantes da tabela contemplam unidades de perfuração e de produção.

Brasdril	5
ENSCO	1
Etesco	1
Maersk	1
Modec	4
Noble	2
Odebrecht	1
OSX	1
Petrobras	25
Pride	5
SBM	3
Schahin	1
Scorpion	1
Sadrill	2
Sevan Piranema	1
Transocean	3
Ventura	2
Total geral	59

Tabela 4: Distribuição de auditorias por operador

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 ONGC como concessionárias, a ETESCO e Transocean como operadoras de instalações destinadas à perfuração, e a Petrobras, OSX e Maersk como operadoras de instalações destinadas à produção.

6.2. Análise Crítica das Práticas de Gestão do SGSO

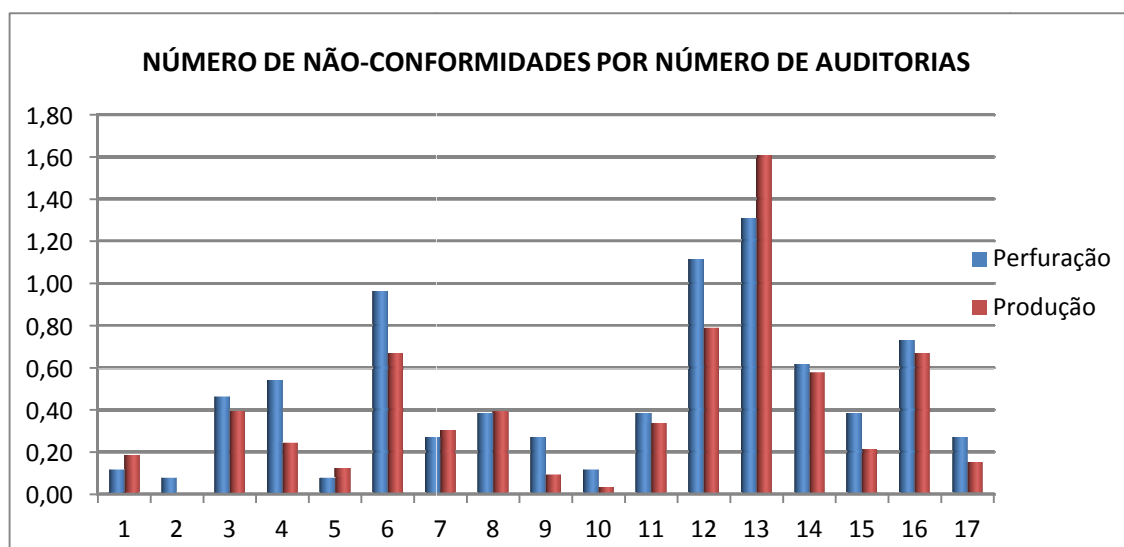


Figura 14: Não-conformidades por número de auditorias

Em função dos resultados das auditorias do SGSO, observou-se que as Práticas de Gestão Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho (PG 6), 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 tanto para a produção como para perfuração. De uma forma geral, as atividades das sondas resultaram em mais não-conformidades quando comparadas às atividades de produção, excetuando-se a prática de Integridade Mecânica que apresentou mais não-conformidades para as atividades de produção *offshore*.

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

6.2.1. 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.

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

Os desvios mais recorrentes apresentados nesta prática de gestão demonstram que os operadores, apesar de terem avaliado os riscos de forma sistemática, não mantêm o controle das recomendações dos estudos de riscos para que estes permaneçam controlados durante a operação da unidade.

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.

Outra observação das auditorias é que os operadores não utilizam uma variação de metodologias para a fundamentação da identificação de perigos e análise de riscos de forma a incorporar conceitos e melhores práticas de engenharia. Exemplifica-se pelo pequeno número de estudos de risco quantitativos e pela utilização restrita de metodologias como HAZOP, FMEA, dentre outros.

6.2.3. 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.

Além disso, quando os planos de inspeção e manutenção estão estabelecidos, estes não são seguidos, permitindo a degradação de sistemas e equipamentos pelo acúmulo de serviços de manutenção em atraso.

Outro fator que contribui para o grande número de não-conformidades nesta prática é o tempo de utilização de unidades antigas, como algumas que operam nos campos da Bacia de Campos e do Nordeste.

6.2.4. Prática de Gestão nº 16 – Gerenciamento de Mudanças

Foi identificado que os operadores não têm avaliado os novos riscos incorporados às operações pelas mudanças ocorridas nas instalações, como novos equipamentos instalados, mudanças de materiais, inibição de sistemas críticos de segurança operacional, mudanças em procedimentos, como planos de manutenção, dentre outros.

7. INTERRUPTÃO DAS ATIVIDADES DAS INSTALAÇÕES

Como citado 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 do Sistema de Gerenciamento da 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 tem suas operações interrompidas, tendo que saná-la para o retorno de suas atividades.

Assim, no intuito de minimizar os riscos à sociedade, a ANP interrompeu as atividades de 06 (seis) plataformas em 2011, a saber: Peregrine I (NS -16), FPSO Maersk Peregrino, Transocean Driller (SS-50), Petrobras 37 (P-37), FPSO OGX-1 e FPSO Frade.

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) iniciar operação sem aprovação da Documentação de Segurança Operacional - DSO; (v) não realização de auditoria interna do Sistema de Gestão, de forma a buscar a melhoria contínua do desempenho e identificar pontos de melhoria; e (vi) operação de poço com produção de H₂S sem estudo técnico, conforme preconiza o Regulamento Técnico instituído pela Resolução ANP nº 43/2007, dentre outras.

A Tabela 05 apresenta as unidades que sofreram medidas cautelares de interrupção das atividades ou impedimento de início/retorno às atividades no ano de 2011, 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	Operador da Concessão	Operador da Instalação	Data da Interrupção	Autorização p/ Retorno	Tempo da Interrupção (dias)
Peregrine I (NS -16)	Petrobras	ETESCO	03/02/2011	21/02/2011	18
FPSO Maersk Peregrino	Statoil	Maersk	14/03/2011	29/03/2011	15
Transocean Driller (SS-50)	ONGC	Transocean	16/06/2011	20/10/2011	126
P - 37	Petrobras	Petrobras	27/06/2011	11/07/2011	14
FPSO OSX-1	OGX	OGX	10/11/2011	27/01/2012	78
FPSO Frade	Chevron	SBM	29/11/2011		até a data atual

Tabela 05: Unidades com atividades interrompidas.

7.1. Peregrine I (NS – 16)

Trata-se de unidade de perfuração do tipo Navio-Sonda operada pela ETESCO, a serviço da concessionária Petrobras. Ao tempo da interrupção, estava operando no campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em janeiro de 2011, identificou 13 (treze) não-conformidades, sendo 01 (uma) crítica, 03 (três) graves, 04 (quatro) moderadas e 05 (cinco) leves.

O que levou os auditores a interditar a instalação foi a não apresentação da análise de risco, dentre outras irregularidades.

Foi aplicada uma multa no valor de R\$ 2.300.000,00 pelos desvios supracitados.

7.2. FPSO Maersk Peregrino

Esta unidade é de produção, armazenamento e transferência do tipo de FPSO¹⁰ e está localizada no campo de Peregrino, Bacia de Campos, e tem a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. como concessionária e a Maersk FPSOS do Brasil como operadora.

Após ação de fiscalização realizada nos dias 15 a 18/02/2011, foi emitido o Documento de Fiscalização que, de forma cautelar, autuou a Maersk FPSOS do Brasil a interromper as operações na plataforma FPSO Maersk Peregrino, em função do levantamento de situações críticas à segurança operacional relacionadas, principalmente, à ausência de planejamento de auditoria interna, de documentos de implementação das recomendações

¹⁰ As unidades do tipo FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading* são capazes de produzir, armazenar e transferir os hidrocarbonetos produzidos.

críticas da análise de risco e de planejamento para o atendimento ao procedimento da primeira partida da unidade.

7.3. Transocean Driller (SS-50)

Trata-se de unidade de perfuração do tipo Semi-Submersível operada pela Transocean do Brasil Ltda., a serviço da ONGC Campos Ltda., e, ao tempo da interrupção, estava operando no bloco S-M-1413, Contrato BM-S-73, Bacia de Santos.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em agosto de 2011, identificou 20 (vinte) não-conformidades, 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) definição adequada da responsabilidade gerencial e da força de trabalho; (ii) 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; (iii) critérios de seleção e avaliação de contratadas; (iv) plano de ação adequado para tratamento de não-conformidades apontadas em relatórios de auditoria; (v) realização de auditorias nos elementos críticos de segurança operacional e auditorias relacionadas ao ambiente de trabalho e fatores humanos; e (vi) 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 e uma nova auditoria na instalação, foi revogada a suspensão das atividades em 20/10/2011, permitindo assim o retorno às atividades da plataforma.

Foi aplicada uma multa no valor de R\$ 1.000.000,00 pelos desvios supracitados.

7.4. Petrobras 37 (P-37)

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

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em junho de 2011, registrou 04 (quatro) não-conformidades, sendo 02 (duas) críticas e 02 (duas) moderadas, cujas evidências de saneamento foram enviadas pela concessionária para análise da Agência.

Após análise das evidências do tratamento dado às não-conformidades, encaminhadas pela concessionária, a ANP decidiu pela interdição cautelar das operações da plataforma, por entender que as não-conformidades críticas não foram sanadas.

Entre os dias 14/06/2011 a 17/06/2011 a instalação foi auditada com o intuito de verificar se as não-conformidades encontradas em uma auditoria realizada em junho de 2010. Entretanto, foram identificadas mais 4 (quatro) não-conformidades, sendo 02 (duas) críticas.

Em função da condição de risco em que se encontrava a plataforma P-37, devido ao estado de degradação de estruturas e equipamentos e à ocorrência de inibição de sensores críticos à segurança sem autorização e análise complementar de risco, conforme exigido pelo Regulamento Técnico da ANP.

O concessionário propôs voluntariamente a antecipação da parada para manutenção sendo submetida à apreciação da ANP o plano de trabalho de manutenção contemplando a correção dos desvios críticos observados e a recuperação das estruturas e equipamentos críticos degradados.

O processo administrativo para a avaliação de medidas adicionais está em curso na ANP.

7.5. FPSO OSX-1

Esta unidade de produção é do tipo FPSO e está localizada no Campo de Waimea, Bacia de Campos, tendo a OGX Petróleo e Gás Ltda. como concessionária e a OSX Serviços Operacionais Ltda. como operadora da instalação.

Em auditoria da ANP realizada em outubro de 2011 foram evidenciadas 09 (nove) não-conformidades, sendo 04 (quatro) graves, 02 (duas) moderadas e 03 (três) leves.

Dessa forma, como medida preventiva, foi determinado que a Documentação de Segurança Operacional (DSO) da unidade (condição para o início de operação) só fosse aprovada após o saneamento das não-conformidades graves e quando da comprovação à ANP de que as situações de risco identificadas estavam devidamente controladas pelo operador da instalação.

Dessa forma, após a demonstração de correção das não-conformidades, em 27/01/2012, a unidade foi autorizada a iniciar suas operações.

7.6. FPSO Frade

Esta unidade de produção do tipo FPSO, operada pela SBM Frade Serviços Marítimos Ltda., a serviço da Chevron Brasil Upstream Frade Ltda., estava operando no Campo de Frade, Bacia de Campos.

Quando a equipe da ANP embarcou para a auditoria, em novembro de 2011, identificou 11 (onze) não-conformidades, sendo 03 (três) críticas, 07 (sete) graves e 01 (uma) observação.

A ANP notificou a Chevron para suspender de imediato as operações de produção em função das não-conformidades críticas, até que estas fossem sanadas. Até o término da confecção deste relatório a instalação ainda encontra-se interditada.

8. 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 esse ato normativo no prazo de 02 (dois) anos a partir do início de sua vigência. Assim, os concessionários tinham a data limite de dezembro de 2009 para adequar todas as unidades aos requisitos de segurança operacional definidos na supracitada Resolução.

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 prevê diversas ações de aprimoramento, as quais a Petrobras se comprometeu 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 este concessionário.

A ANP, por sua vez, monitorou o cumprimento do instrumento, através das atividades regulares de fiscalização que acompanharam as ações corretivas para a adequação do concessionário em 2011.

Para a garantia da segurança das atividades exploratórias nas auditorias realizadas durante 2011 em sondas de perfuração, exigiu-se a apresentação das análises de risco de poço, de forma a garantir que os principais riscos relacionados a cada fase da perfuração fossem considerados e mitigados. A lógica de avaliação desses documentos durante a auditoria é baseada na existência, robustez, teste e manutenção das barreiras de segurança de poço conforme as melhores práticas de engenharia.

As unidades de perfuração e produção que apresentaram desempenho insuficiente para uma operação segura ou desvios que implicaram em riscos não toleráveis e não mitigados acarretaram a interrupção de suas atividades por parte da ANP.

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 R\$ 42.850.000,00 e ações corretivas que implicaram na melhoria das condições de segurança das atividades conduzidas nas áreas petrolíferas sob Concessão no Brasil.

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 estava em fase de adequação em 2011, tendo 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 à 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.

Além das ações externas como contato direto com diversas autoridades e centros técnicos de excelência em segurança operacional ao redor do mundo, ações internas na ANP foram conduzidas de forma a melhorar e ampliar as fiscalizações, tais como a capacitação de seus servidores, estudos para a revisão ou elaboração de regulamentos técnicos, ampliação do escopo das atividades de fiscalização, melhoria da comunicação entre órgãos de estado, workshops, dentre outros.

Além disso, para a melhoria dos estudos de desempenho dos agentes de mercado, está em curso na ANP uma pesquisa para delinear indicadores preventivos e reativos associados aos principais riscos da indústria *offshore*, de forma a melhorar o nível de identificação de parâmetros precursores para o auxílio da manutenção da atuação pró-ativa da ANP no sentido de resguardar a segurança da vida humana e do meio ambiente.

9. CONCLUSÕES

Foi observado o aumento das atividades envolvidas na Exploração e Produção de petróleo no mar (E&P), sendo que tal incremento foi mais pronunciado nas atividades das sondas de perfuração que ultrapassaram as atividades das plataformas de produção.

Houve um considerável aumento nos incidentes comunicados à ANP, porém acredita-se que tal crescimento esteja correlacionado ao aumento das atividades no setor, aliado ao aumento da presença da ANP a bordo das unidades, que acarreta maior aderência aos procedimentos de comunicação de incidentes.

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 são otimizadas quando há alocação eficiente dos recursos humanos utilizados na fiscalização, que visa, em suma, à prevenção de incidentes.

Contrapondo-se ao aumento das atividades, o desempenho das sondas, no que tange à ocorrência de vítimas, foi melhor em 2011 quando comparado aos últimos três anos. Entretanto, tal índice ainda permanece acima do valor encontrado para a produção *offshore* no mesmo ano.

Apesar disso, o número de vítimas para as atividades de produção *offshore* apresentou piora e atingiu o valor máximo para o indicador avaliado em 2011, quando considerados os dados disponíveis desde 2008.

Quando considerada a performance da indústria *offshore* como um todo, em relação ao número de vítimas, observa-se que, apesar do crescimento das atividades, o Brasil apresenta tendência de queda nesse índice e com níveis atuais comparáveis ou inferiores aos de países como Noruega, Austrália, Reino Unido e Holanda no ano de 2010.

Ressalta-se que os dados relacionados a acidentes pessoais não são adequados para uma correlação acerca dos riscos relacionados à ocorrência de grandes acidentes nas instalações fiscalizadas. Além disso, como tais eventos são mais raros e possuem um número reduzido ou mesmo nenhum registro, os mecanismos de análise de dados ora estabelecidos impossibilitam conclusões sobre tendências ou predição de suas ocorrências.

Tal avaliação é atualmente conduzida individualmente por unidade (plataforma ou sonda) durante a fiscalização (análise da Documentação de Segurança Operacional e auditorias do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional), de acordo com a especificidade de cada projeto, de forma a avaliar os critérios relacionados à prevenção e mitigação destes eventos.

Com a análise do resultado das auditorias da Resolução ANP nº 43/2007, observou-se que um maior número de não-conformidades foi encontrado nas práticas como Melhoria Contínua, Análise de Riscos, Integridade Mecânica e Gestão de Mudanças.

De forma geral, as sondas apresentaram um número maior de não-conformidades quando comparadas às unidades de produção. Tal efeito não foi observado apenas para a prática de gestão de Integridade Estrutural, que apresentou valores maiores para as

unidades de produção. Este indicador ainda não incorporou o resultado de esforços por parte dos operadores das unidades mais antigas de forma a adequar-se aos requisitos da ANP no que tange a manutenção da integridade de seus sistemas.

Observou-se aumento dos comunicados envolvendo derramamentos, porém os volumes totais derramados foram consideravelmente menores para óleos e derivados, fluido de perfuração e água oleosa que também apresentaram volume menor por incidente comunicado. Já para derrames de petróleo foi observada piora na performance, a qual está relacionada principalmente à atividade de produção.

Os derramamentos, além de prejudiciais ao meio ambiente, podem representar riscos relacionados a incêndios e explosões, já que a liberação de hidrocarbonetos é precursora desses eventos.

No âmbito da regulação em Segurança Operacional, considerando as ações adotadas e em andamento, a manutenção do caráter orientativo-punitivo, as ações corretivas frente aos desempenhos indesejados e a manutenção da melhoria contínua das atividades de fiscalização já demonstram resultados positivos na performance do mercado, no intuito de permitir seu crescimento com estrita observância das normas e melhores práticas de engenharia.

Entretanto, a quantidade de vítimas, os derramamentos de petróleo e os princípios de incêndio das atividades de produção *offshore* devem ser objeto de análise posterior mais específica, tanto por parte dos concessionários e operadores como por parte da ANP, de forma a avaliar quais causas relacionadas e quais critérios permitem a ocorrência destes eventos.