

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2019



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional
e Meio Ambiente



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Diretor-geral interino

José Gutman

Diretores

Dirceu Cardoso Amorelli

Felipe Kury

José Cesário Cecchi

Marcelo Castilho (substituto)

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente-adjunta de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Mariana Rodrigues França

Elaboração

Alexandre M. Kosmalski Costa

Francisco José Marcelo Pereira

Lívia Cartolano da Silva

Luciene Ferreira Pedrosa

Ludmyla C. Mariano Barbosa

Lydia Huguenin Queiroz

Nayara Nunes Ferreira

Poliana Patrocínio Miranda

Rebeca Santos de Angelo

Rodrigo Alves Rangel

Thiago da Silva Ormonde

Tiago Machado de Souza Jacques

Revisão

Daniela Goñi Coelho

Laís Palazzo Almada

Mariana Rodrigues França

Nilce Olivier Costa

Thiago da Silva Pires

Aprovação

Raphael Neves Moura

Rev.	Descrição	Elaborado	Revisado	Aprovado	Páginas alteradas
01	Alteração das horas trabalhadas, nível de atividades e indicadores <i>onshore</i>	DGC	MRF	RNM	iii, 03, 36

RESUMO EXECUTIVO

A ANP publica seu relatório anual de segurança operacional desde 2009, em cumprimento à atribuição disposta na Resolução ANP nº 43/2007, Art. 1º, § 3º, inciso VI, especificamente de *efetuar a análise anual do desempenho de segurança dos operadores, a fim de estabelecer processo de melhoria contínua das atividades de exploração e produção de óleo e gás cobertas pelo Regime de Segurança Operacional*.

Dessa maneira, no presente relatório, são apresentados os resultados de segurança operacional das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, apuradas pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) da ANP.

São detalhados, portanto, os resultados das fiscalizações regulares, das investigações de acidentes, das análises técnicas, *workshops* e demais atividades desenvolvidas, no intuito de apresentar os indicadores de desempenho de segurança operacional e os resultados de ações de injeção relacionadas à indústria de Exploração e Produção no Brasil.

No que se refere aos aspectos ambientais, são apresentados os resultados das atividades realizadas em colaboração com os órgãos ambientais, com foco na realização das rodadas de licitação, na devolução de áreas e na busca de soluções para aprimorar o licenciamento e a conformidade ambiental das atividades de E&P no Brasil.

As atividades marítimas foram responsáveis por cerca de 96% da produção de petróleo e 81% da produção de gás no Brasil em 2019, com 82% das horas trabalhadas, apesar de representarem apenas 9% do total de poços produtores. Entretanto, foram perfurados mais de dois poços em terra, para cada poço perfurado em mar, em 2019.

Em 2019, **foram realizadas pela SSM 91 fiscalizações de segurança operacional de caráter preventivo**, maior quantidade desde 2010. Os resultados indicaram o aumento de desvios sistêmicos nos sistemas de gestão de segurança dos operadores marítimos, principalmente em unidades de produção e na infraestrutura de escoamento da produção. Diante dessa constatação, as atividades de fiscalização da ANP passaram a endereçar os esforços dos operadores para temas críticos, na busca de soluções definitivas para não conformidades evidenciadas em grupos de instalações, de forma recorrente. **Foram identificadas 625 não conformidades em sede de fiscalização, 51 delas críticas**, ou seja, com a constatação de risco grave e iminente. Com isso, a quantidade de interdições, medidas cautelares e a aplicação de penalidades também teve aumento expressivo, em relação ao ano de 2018. **As multas de segurança operacional, aplicadas a partir de 87 processos julgados em 1ª Instância, totalizaram R\$ 92.164.033,25**. As multas recolhidas

no período, por sua vez, totalizaram R\$ 52.151.548,89. Ressalta-se que os concessionários fazem jus a desconto de 30% no valor da multa, caso renunciem ao direito de recorrer à 2ª Instância, além do recolhimento escorregar para o ano-calendário posterior, em alguns casos.

Atenção especial deve ser dada ao processo de desinvestimento da Petrobras. Observa-se a necessidade de aprimoramento quanto à passagem e qualidade das informações de segurança das instalações, desde poços a instalações de produção e escoamento, para continuidade operacional segura sob o sistema de gestão do novo operador. **Os processos de *due diligence* das adquirentes deve levar em consideração o estado de integridade estrutural das instalações e da infraestrutura de escoamento**, pois a impossibilidade de operar os dutos nas pressões de projeto, ou mesmo a necessidade de substituição integral dos equipamentos, pode levar à frustração de objetivos de aumento de produção de entrantes.

Na análise dos incidentes, **merece destaque o fato de não ter havido fatalidades em instalações *offshore* de exploração e produção em 2019**, o que não ocorria no Brasil desde 2012. Em terra, ocorreu uma fatalidade no Campo de Estreito, envolvendo atividade de movimentação de cargas.

O ano de 2019 apresentou aumento significativo no volume de petróleo descarregado no mar: foram derramados mais de 410 m³ de óleo, dos quais cerca de 400 m³ se devem a apenas dois eventos, ocorridos nas unidades P-58 (252 m³ vazados em fevereiro) e P-53 (122 m³ vazados em março). Um destes eventos teve como resultado o toque de óleo na costa na Região dos Lagos, no Estado do Rio de Janeiro. Em consequência, a ANP realizou investigação, emitiu alertas de segurança, abordando as principais lições aprendidas, e endereçou ações específicas para o operador envolvido nesses incidentes, que contribuíram significativamente para a degradação desse indicador de desempenho da indústria do petróleo no Brasil. Espera-se que tais ações sejam suficientes para uma melhora efetiva dos índices em 2020, com sua redução a níveis toleráveis até o final do próximo período de análise.

Embora não se trate de acidente de exploração ou produção, não sendo egresso da infraestrutura de perfuração ou produção do Brasil, **o ano também foi marcado pela primeira ativação do Plano Nacional de Contingência, estabelecido pelo Decreto nº 8127/2013**, com atuação da ANP, IBAMA e coordenação da Marinha na resposta à emergência de derramamento de óleo de origem indeterminada em grande extensão da costa brasileira. Seu enfrentamento, portanto, encontra-se detalhado no presente relatório.

Em 2019, registrou-se **incidentes recorrentes de poços**, com a ocorrência de um *blowout* de poço de gás terrestre. A Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP) está alinhada com as melhores práticas internacionais de óleo e gás para prevenção de acidentes a pessoas e ao meio ambiente, e a conclusão de sua implementação, em 2020, é de suma importância para redução dos riscos associados ao gerenciamento da integridade de poços, desde seu projeto até o abandono.

No ano de 2019, a ANP trabalhou com a Administração Estadual de Meio Ambiente (Adema), órgão ambiental de Sergipe, com o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (IPAAM), órgão ambiental do Amazonas, com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), responsável pelo licenciamento ambiental de projetos localizados em bacias marítimas, e com o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), responsável pela gestão das unidades de conservação federais. **Tal interação permitiu a oferta de 198 áreas em nove bacias sedimentares, em 2019.**

Em relação aos contratos de áreas terrestres, **o ano de 2019 encerrou com 29 contratos suspensos, em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, 82% deles em virtude de restrições ao fraturamento hidráulico.** Em terra, a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual é geralmente motivada por (i) atrasos injustificados na análise por parte dos órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs) das respectivas unidades da federação onde as atividades são desenvolvidas; e (ii) dificuldades de obtenção de autorizações de órgãos intervenientes, como o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e de superficiários de terras. Destes, 24 estão associados às ações judiciais e restrições impostas ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. Os demais 5 blocos exploratórios com contratos suspensos se encontram na Bacia do Recôncavo.

As bacias sedimentares marítimas que concentram maiores dificuldades na obtenção de licenças ambientais, tanto para aquisição de dados sísmicos, quanto para a perfuração de poços exploratórios, estão situadas na margem equatorial, representadas pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. Há casos de atrasos na margem leste, especificamente nas bacias de Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Jequitinhonha e Camamu-Almada.

Além de serem áreas que representam novas fronteiras exploratórias, as dificuldades advêm da proximidade da costa e da tendência de possíveis derramamentos de óleo atingirem ambientes sensíveis, de acordo com os resultados de modelagens de dispersão de óleo. A falta de conhecimento de atributos socioambientais também motiva a concentração de

casos nestas regiões. A exceção é a bacia de Campos, cuja situação reportada possuía relação com a presença de algas calcárias (rodolitos). **Havia 27 contratos de blocos marítimos suspensos em dezembro de 2019, 52% deles na Bacia de Barreirinhas.**

O presente relatório indica a necessidade de melhorias do sistema de gestão dos operadores e reforça a missão de transparência da ANP e seu papel de divulgação das informações de segurança operacional e meio ambiente da indústria de exploração e produção no país.

Em 2019, destaca-se a intensificação da parceria da ANP com o órgão regulador norueguês *Petroleum Safety Authority* - PSA, com vistas à simplificação e melhoria contínua do arcabouço regulatório, na busca pela proteção da vida humana e do meio ambiente nas atividades de exploração e produção de óleo e gás no Brasil.

Há desafios a serem superados pela indústria para a melhoria da segurança das operações, os quais podem ser resumidos na necessidade de implementação de ações para:

- **Prevenir e mitigar vazamentos de óleo no mar;**
- **Aprimorar os estudos de identificação e análises dos riscos das atividades realizadas, desde o projeto até o descomissionamento das instalações;**
- **Aprimorar o gerenciamento dos elementos críticos de segurança operacional; e**
- **Aplicar as melhores práticas e a regulamentação vigente na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações, incluindo a infraestrutura de escoamento da produção.**

Espera-se que seja dada ampla divulgação ao presente relatório, cujas lições e conhecimento deve permear os agentes regulados e seus contratados, de forma a catalisar mudanças e promover melhorias nos índices de segurança operacional da indústria do petróleo e gás natural do Brasil.

ÍNDICE

RESUMO EXECUTIVO	III
ÍNDICE	VII
1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	1
1.1. O ARCABOUÇO REGULATÓRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL DE E&P	4
1.2. INÍCIO DE ATIVIDADES EM 2019	5
1.3. SEGURANÇA OPERACIONAL NA CESSÃO DE DIREITOS	6
1.4. DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES.....	8
2. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO	10
2.1. NÃO CONFORMIDADES CRÍTICAS E MEDIDAS CAUTELARES.....	17
2.2. AUDITORIAS ESPECÍFICAS – DESVIOS SISTÊMICOS EM UNIDADES MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO	21
2.3. GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE DE SISTEMAS SUBMARINOS	24
3. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS – RESULTADOS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS PRATICADOS PELOS AGENTES REGULADOS	26
3.1. INCIDENTES NAS ATIVIDADES MARÍTIMAS	26
3.3. FALHA ESTRUTURAL EM POÇOS MARÍTIMOS.....	34
3.4. INCIDENTES NAS ATIVIDADES TERRESTRES	35
3.5. <i>BLOWOUT</i> DE POÇO TERRESTRE	37
4. INVESTIGAÇÕES DE ACIDENTES RELEVANTES REALIZADAS PELA ANP.....	39
4.1. DESCARGA DE ÓLEO OCORRIDA EM P-53.....	40
4.2. DESCARGA DE ÓLEO NO FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO.....	42
5. PARTICIPAÇÃO DA ANP NO PLANO NACIONAL DE CONTINGÊNCIA ACIONADO PARA CONTER O INCIDENTE DE ORIGEM DESCONHECIDA QUE ATINGIU O LITORAL BRASILEIRO.....	43
6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÃO.....	47
7. LICENCIAMENTO AMBIENTAL E A DEVOLUÇÃO DE PRAZO OU SUSPENSÃO DE CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO COM A ANP.....	48
7.1. BACIAS SEDIMENTARES TERRESTRES.....	49
7.1. BACIAS SEDIMENTARES MARÍTIMAS.....	52
8. INFRAÇÕES.....	54
9. PARCERIAS	55
9.1. OURO NEGRO.....	56
9.2. PSA.....	58
10. CONCLUSÕES.....	59

1. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Os dados apresentados no Gráfico 1, Gráfico 2 e Gráfico 3 mostram a evolução do nível de atividades da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural desde 2009¹, divididos em: (i) atividades em sondas marítimas², (ii) atividades de produção marítimas e (iii) atividades de produção em campos terrestres³.

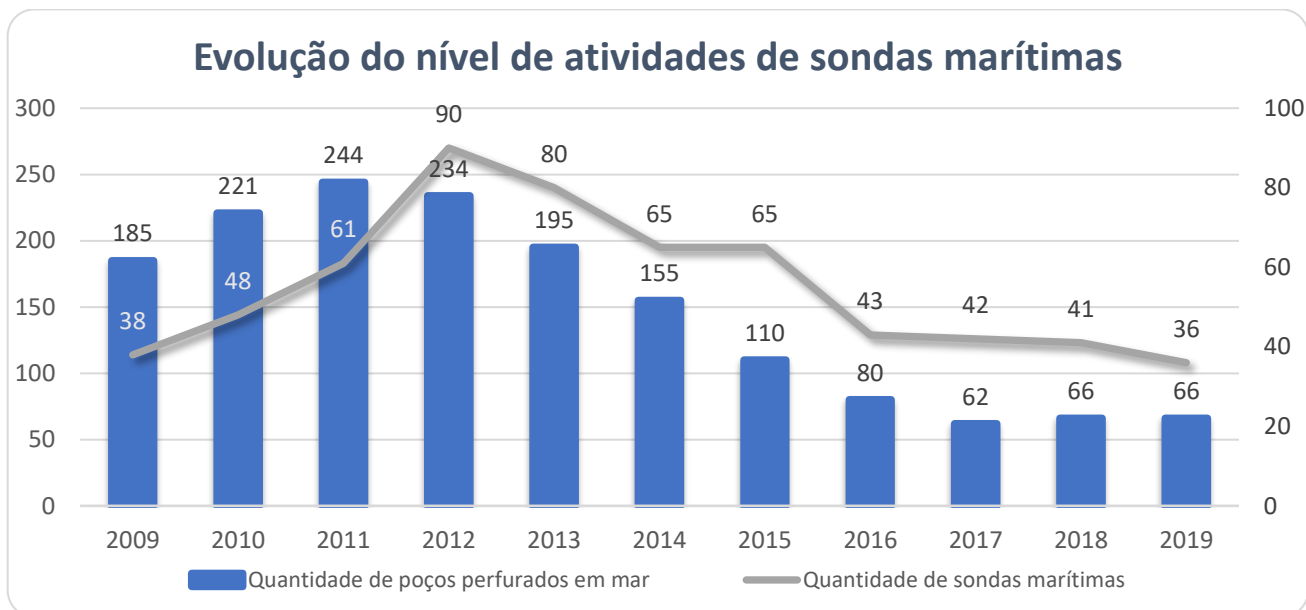


Gráfico 1 – Evolução do nível de atividades em sondas marítimas desde 2009

Como pode ser observado no Gráfico 1, as atividades em sondas marítimas apresentaram tendência de estabilização nos últimos três anos, após período de declínio.

¹ As atividades consideradas neste relatório incluem as sondas e plataformas marítimas, além dos campos terrestres.

² As atividades em sondas marítimas englobam as atividades de perfuração, completação, teste de formação e intervenção em poços.

³ A atividade em campos terrestres refere-se aos campos que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido na Resolução ANP nº 02/2010, ou seja, campos com produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural.

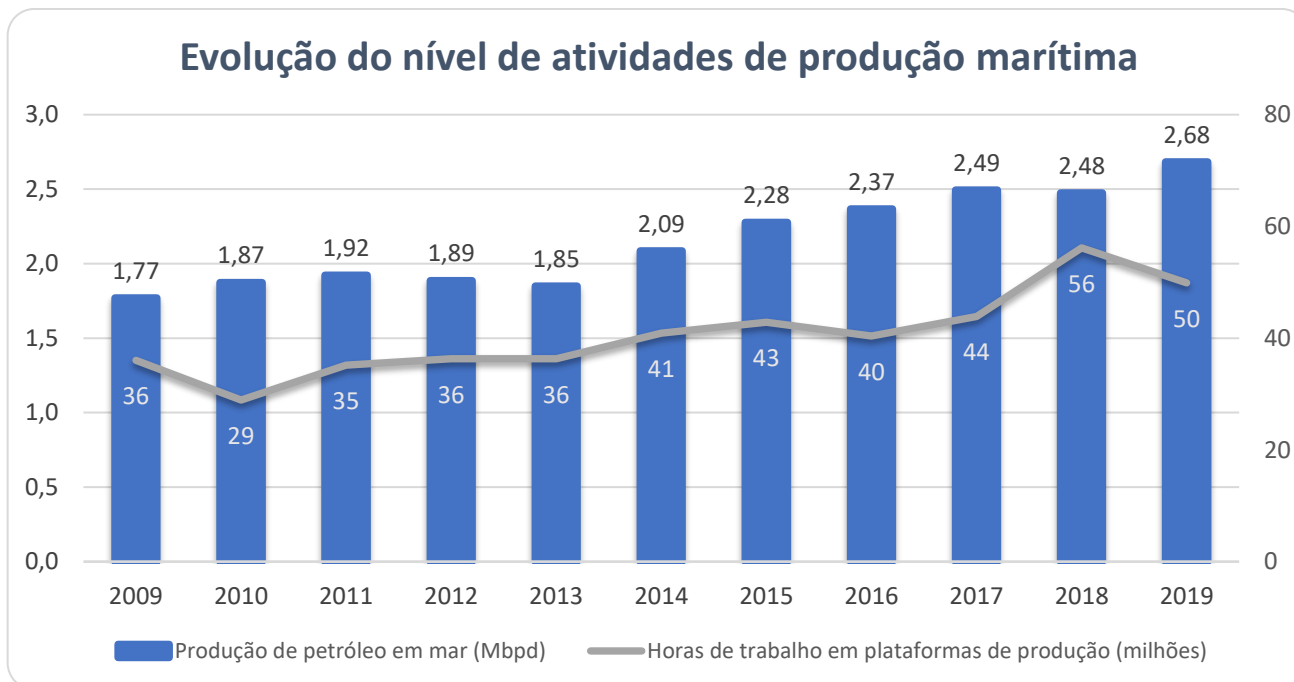


Gráfico 2 – Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

A produção de petróleo e gás natural em mar, em 2019, apresentou aumento de 8,42% em relação ao ano anterior, apesar da redução na quantidade de poços produtores, o que consolida o aumento da produtividade dos poços em mar, conforme o Gráfico 2.

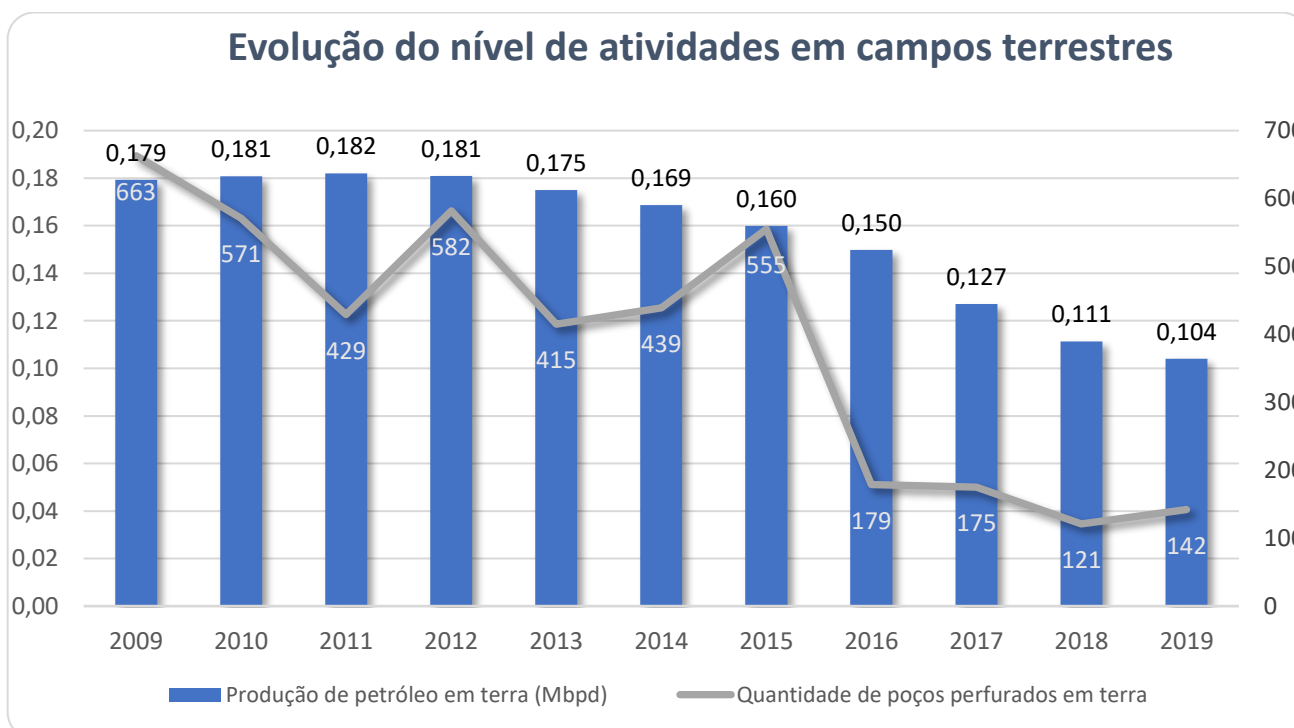


Gráfico 3 – Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

O Gráfico 3 mostra que a produção de petróleo em terra se encontra em consistente declínio desde 2012.

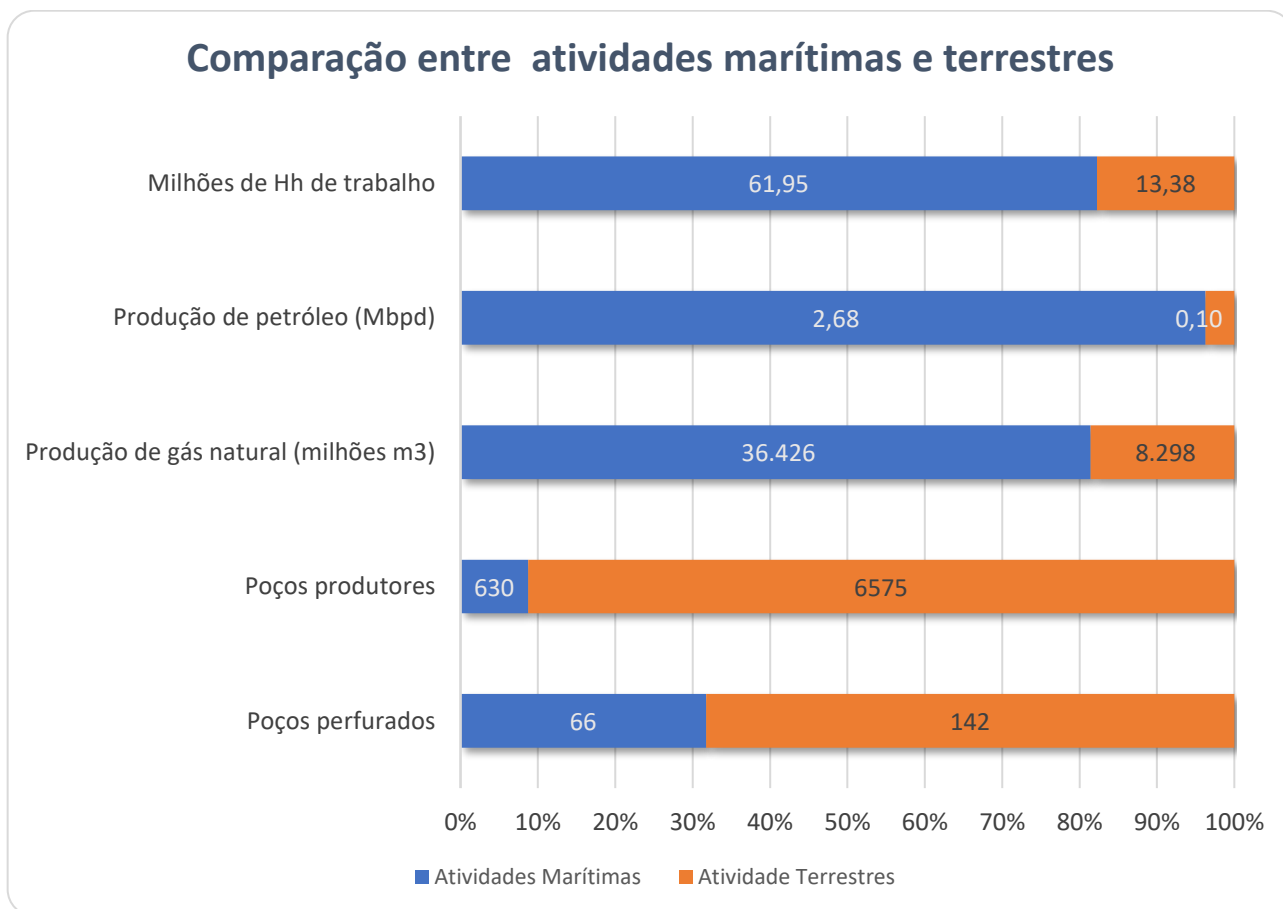


Gráfico 4 – Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres

O Gráfico 4 mostra o comparativo entre os resultados das atividades terrestres e marítimas em 2019.

As atividades marítimas foram responsáveis por cerca de 96% da produção de petróleo e 81% da produção de gás no Brasil em 2019, com 82% das horas trabalhadas, apesar de representarem apenas 9% do total de poços produtores. Entretanto, foram perfurados mais de dois poços em terra para cada poço perfurado em mar, em 2019⁴.

⁴ Os anuários estatísticos são dados do desempenho das indústrias do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis e do sistema de abastecimento disponíveis em <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico>.

1.1. O arcabouço regulatório de segurança operacional de E&P

As atividades de E&P são fiscalizadas, nos seus aspectos de segurança operacional, com base nos respectivos regulamentos técnicos afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem.



Figura 1 – Arcabouço regulatório vigente de segurança operacional para as atividades de exploração e produção realizadas em território nacional, seja em terra ou mar

Com a publicação do Decreto 10.139/2019, que dispõe sobre a revisão e a consolidação dos atos normativos inferiores a Decreto, todo o arcabouço regulatório de segurança passou a ser escopo de revisão. A revisão das resoluções ANP n° 27/2006, n° 28/2006 e n°25/2014, que definem os procedimentos a serem adotados para desativação de instalações, devolução de áreas, alienação e reversão de bens e o conteúdo do programa e do relatório final de desativação de instalações entrou em consulta pública em novembro de 2019, para dar espaço à nova Resolução de descomissionamento (n° 817/2020), com publicação em 2020. A quantidade de poços abandonados permanentemente, cujos requisitos são regulados pela Resolução ANP n° 46/2016, vêm decaindo ao longo dos anos, desde a publicação da Resolução e vigência do SGIP para etapa de abandono de poços terrestres e marítimos, conforme apresentado no Gráfico 5.

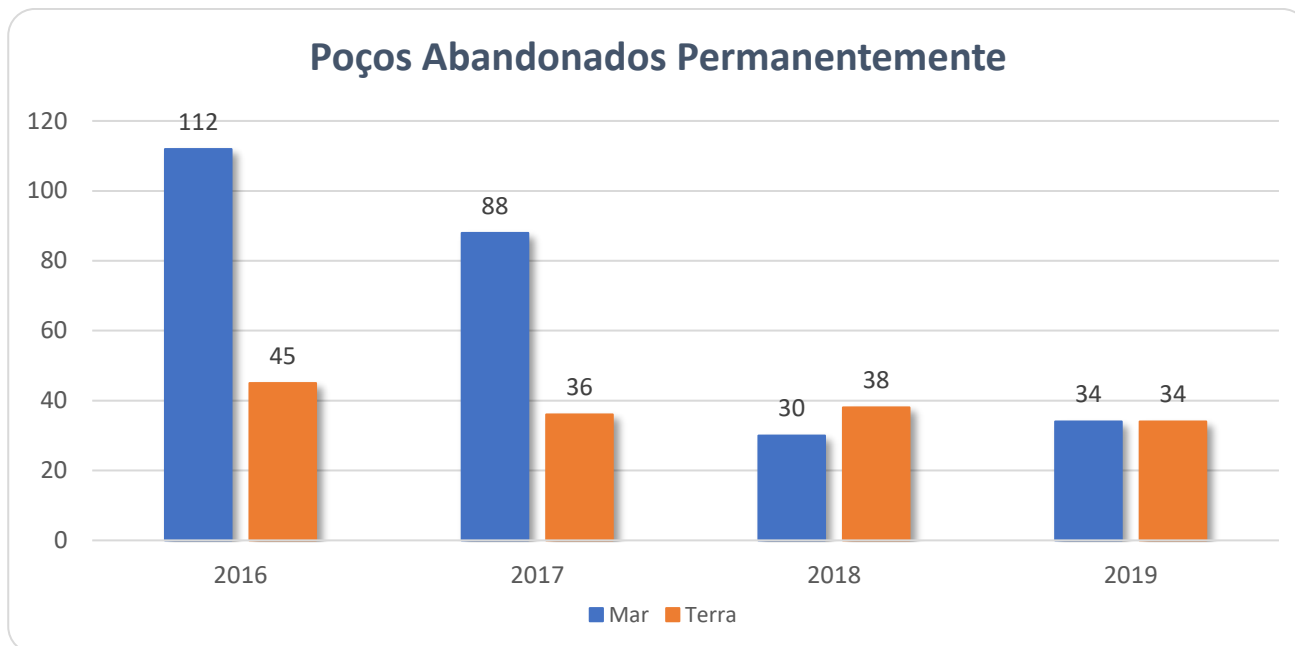


Gráfico 5 – Evolução dos abandonos permanentes realizados em poços de terra e mar desde a publicação do SGIP

1.2. Início de atividades em 2019

Com base nas resoluções ANP n° 43/2007 e 02/2010, em 2019, foram aprovadas 09 (nove) Documentações de Segurança Operacional (DSO), caracterizando a permissão da ANP para o início das operações ou início do contrato (no caso de sondas marítimas).

Tabela 1 – DSOs de novas unidades ou início de contrato aprovadas em 2019

Tipo de Instalação	Instalação	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Data da aprovação
Sonda marítima	Brava Star	Shell	Constellation	08/02/2019
Sonda marítima	Deepwater Corcovado	Petrobras	Transocean	05/09/2019
Sonda marítima	Deepwater Mykonos	Petrobras	Transocean	05/09/2019
Sonda marítima	ENSCO DS-9	Total	Ensco	08/01/2019
Sonda marítima	Gold Star	Petrobras	Constellation	27/12/2019
Sonda marítima	Laguna Star	Petrobras	Constellation	12/10/2019
Sonda marítima	Norbe VI	Petrobras	Ocyan	29/11/2019
Unidade de armazenamento e transferência	Navio Tanque Lindóia BR	Petrobras	Transpetro	02/07/2019
Plataforma de produção	Petrobras 70	Petrobras	Petrobras	18/10/2019

Os resultados das fiscalizações pré-operacionais se encontram detalhadas no item 2 deste relatório. Outras DSOs foram aprovadas, em decorrência de processos de cessão de direitos e obrigações de contratos de E&P, para as quais foi dedicado o capítulo a seguir.

1.3. Segurança Operacional na Cessão de Direitos

Os processos de cessão de direitos e obrigações protocolados pelos operadores na ANP são analisados pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM, quanto aos aspectos de segurança operacional. Em síntese, demandam uma análise mais apurada aqueles processos que implicam em mudança de operador, especialmente quando se trata de um novo entrante em um campo que esteja na etapa de produção, com instalações em operação. Nesses casos, o novo operador deve iniciar suas operações com um sistema de gestão de segurança operacional constituído, devendo ter recebido do cedente uma série de informações concernentes ao histórico operacional do campo e das instalações que estiver assumindo, para que possa dar prosseguimento à gestão do ativo com segurança.

No ano de 2019, foram aprovadas pela ANP e assinados os termos aditivos aos contratos para as seguintes cessões de direitos, com mudança de operador:

Tabela 2 – Processos de cessão de direitos que implicaram em mudança de operador de contratos na etapa de produção em 2019

Contratos	Ambiente (Mar/Terra)	Cedente	Cessionária
Polo Riacho da Forquilha BT-POT-4, POT-4, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, BT-POT-8, Jandui, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, POT-T-609_R10, Pajeú, BT-POT-10A, BT-POT-9, POT-T-610_R10, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Três Marias, BT-POT-35, Upanema e Varginha	Terra	Petrobras	Potiguar
Maromba	Mar	Petrobras	BW Offshore
Polo Pargo Pargo, Carapeba e Vermelho	Mar	Petrobras	Perenco

A Perenco iniciou as operações do Polo Pargo (Campos de Pargo, Carapeba e Vermelho), no dia 09/10/2019, sem que tivesse sido executada auditoria pré-operacional na unidade, vez que as unidades constavam do planejamento regular de fiscalizações da Agência.

Em 04/11/2019, foi iniciada ação de fiscalização da Operação Ouro Negro a bordo da plataforma Pargo, sem participação da ANP e com a presença da Anvisa, Marinha do Brasil, Ministério Público do Trabalho, IBAMA e Superintendência Regional do Trabalho (SRTE), durante a qual foi lavrado Termo de Interdição da unidade, devido à constatação, por parte dos técnicos da SRTE, de situações de risco grave e iminente à integridade física e saúde dos trabalhadores, relacionadas aos seguintes aspectos:

- Desconhecimento por parte do novo operador da criticidade das recomendações de segurança em aberto provenientes das inspeções de equipamentos realizadas pelo antigo operador;
- Deterioração do sistema de combate a incêndio;
- Ausência de relatório de inspeção de instalações elétricas em áreas classificadas;
- Ausência de plano de manutenção em equipamentos críticos de segurança.

A ANP realizou sua ação de fiscalização a bordo da plataforma de Pargo entre os dias 18 e 22 de novembro de 2019, quando a unidade já se encontrava em interdição cautelar determinada pela Secretaria do Trabalho. Na ocasião, a ANP identificou as não conformidades impeditivas ao retorno da produção a seguir.

- Falta de identificação, elaboração, controle e treinamento das equipes em procedimentos críticos;
- Falha no controle de disponibilidade e contingenciamento de elementos críticos, mais especificamente falhas no registro de testes em válvulas de *shutdown* (SDVs) e de *blowdown* (BDVs);
- Ausência de gestão do novo operador em relação às gestões de mudança criadas pelo antigo operador e que permaneciam em aberto;
- Falha em procedimento de inibição de instrumentos críticos;
- Ausência de relatório de inspeção de proteção passiva contra incêndio e evidência de diversos pontos nos quais a proteção passiva se encontrava degradada e sem contingência implementada;
- Evidências de degradação do sistema de combate a incêndio sem que medidas de controle tenham sido implementadas, tais como: hidrantes desativados e flanges com corrosão acentuada;
- Não foi apresentada medida de controle para válvulas de dilúvio (ADVs) degradadas;
- Foram evidenciados problemas no sistema de drenagem e não foi apresentado qualquer sistemática de teste dos demais pontos;
- Evidências de superaquecimento em bomba de combate a incêndio;
- Evidenciados diversos elementos estruturais com degradação visível, sem que houvesse qualquer relatório estrutural ou medidas contingenciais.

Foi emitida, portanto, medida cautelar impedindo o retorno às operações, até que a Perenco demonstrasse atendimento às condicionantes estabelecidas pela ANP. O retorno da produção foi autorizado em 10/01/2020.

Este caso evidenciou a necessidade de acompanhamento mais estreito e antecipado dos processos de cessão de direitos com mudança de operador. Dessa forma, os procedimentos e estratégia de fiscalização passaram a incluir, sempre que necessário, auditorias de segurança operacional durante a fase de transição. Esta medida propicia uma identificação antecipada de situações potencialmente impeditivas à continuidade segura das operações, após a passagem para novo operador.

Em paralelo, a SSM tem exigido a apresentação de evidências da efetiva transferência de informações de segurança operacional⁵, da cedente para o novo operador.

Em geral, os processos de cessão com mudança de operador ocorridos em 2019 revelaram necessidade de preparação da gestão de segurança operacional para garantir a continuidade das operações, pelas empresas adquirentes. Vale destacar que, para operação das instalações marítimas e terrestres de produção e marítimas de perfuração, a Documentação de Segurança Operacional – DSO deve ser encaminhada com a antecedência prevista nas respectivas regulamentações (por exemplo, 180 dias, para plataformas de produção), sempre que praticável. O encaminhamento em prazos inferiores a 30 dias da assinatura dos aditivos contratuais poderá ensejar na interrupção das operações, até que a DSO seja analisada e aprovada pela ANP.

1.4. Descomissionamento de Instalações

De forma geral, o Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) é encaminhado pelos contratados à Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), que avalia os aspectos relacionados ao gerenciamento dos reservatórios, para que o descomissionamento não ocorra de forma prematura e a extensão de vida do campo seja privilegiada. Não havendo óbice à realização do descomissionamento das instalações, o PDI segue para a análise da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), que avalia se a proposta do operador é a mais adequada tecnicamente, bem como se as atividades a serem realizadas ao longo da fase de descomissionamento estão em acordo com os regulamentos vigentes e com as melhores práticas da indústria, visando à minimização dos riscos às pessoas e ao meio ambiente. O PDI também é analisado e aprovado pelo órgão ambiental licenciador e pela Marinha do Brasil (no caso de PDI marítimo), que avaliam os aspectos do PDI relacionados às suas respectivas áreas de competência.

O tema de descomissionamento ganhou grande importância em 2019, sendo impulsionado pelo amadurecimento dos campos em produção no Brasil, pelo plano de desinvestimento da Petrobras e pela discussão do tema junto aos operadores, prestadores de serviço e demais órgãos reguladores, no processo de revisão regulatória dos dispositivos que tratam do descomissionamento das instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, em especial as Resoluções ANP nº 27/2006, nº 28/2006 e nº 25/2014.

⁵ Modelos de declarações de Sistema de gestão de segurança operacional e de passagem de informações de segurança operacional disponíveis em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/procedimento>

Em 2019, foram aprovados sete PDIs, sendo quatro em ambiente marítimo e três em ambiente terrestre, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – PDIs aprovados em 2019

PDI	Bacia	Ambiente	Operador	Situação da aprovação
FPSO Piranema Spirit	Sergipe-Alagoas	Marítimo	Petrobras	Aprovado integralmente
FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Campo	Marítimo	Petrobras	Aprovado parcialmente
P-12	Campos	Marítimo	Petrobras	Aprovado parcialmente
Guajá	Potiguar	Marítimo	Petrobras	Aprovado integralmente
Vale do Quiricó	Recôncavo	Terrestre	Petrobras	Aprovado integralmente
Albatroz	Espírito Santo	Terrestre	Petrosynergy	Aprovado integralmente
Colibri	Potiguar	Terrestre	Partex	Aprovado integralmente



Destaca-se que grande parte dos PDIs marítimos analisados, tais como os associados às unidades de produção FPSO Piranema Spirit, FPSO Cidade do Rio de Janeiro e Plataforma Semissubmersível P-12, foram programas que já continham maior volume e robustez de informações, devido ao entendimento junto aos operadores da necessidade de apresentação de um PDI único à ANP, IBAMA e Marinha, conceito que

foi incorporado à minuta de Resolução colocada em consulta pública pela ANP em 06/11/2019. Vários dos conceitos inseridos na minuta da nova Resolução de descomissionamento foram sendo incorporados aos PDIs aprovados em 2019.

A aprovação do PDI FPSO Cidade do Rio de Janeiro foi parcial, assim como a da P-12, já que a alternativa de descomissionamento para o sistema submarino ainda será apresentada pelo operador. Já o PDI de Guajá envolveu apenas o abandono de poços.



No que se refere aos PDIs de campos terrestres, observa-se que o descomissionamento vem ocorrendo em diversas bacias sedimentares e em áreas de diferentes operadores. Diferentemente dos PDIs marítimos, os campos terrestres apresentam menor complexidade para desativação. Por outro lado, torna-se necessário verificar a necessidade de execução de planos de recuperação de áreas, cujo acompanhamento é realizado pelos órgãos

estaduais de meio ambiente, responsáveis por sua fiscalização e aprovação, com o apoio da ANP.

2. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL – FISCALIZAÇÃO COM FOCO PREVENTIVO

A fiscalização de Segurança Operacional das atividades de Exploração e Produção no Brasil é feita pela SSM por meio de auditorias, que verificam a conformidade aos regulamentos a seguir.

- i) Resolução ANP nº 43/2007, que instituiu o regime de segurança operacional e o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), aplicável às instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural;
- ii) Resolução ANP nº 2/2010, que amplia a aplicação do SGSO em atividades terrestres para empresas que possuem atividades marítimas e estabelece o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (SGI) estrutural das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural;
- iii) Resolução ANP nº 06/2011, que estabelece o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) para a movimentação de petróleo, derivados e gás natural;
- iv) Resolução ANP nº 41/2015, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS); e
- v) Resolução ANP nº 46/2016, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional da integridade de poços (SGIP).

Em 2019, foram realizadas 91 auditorias de fiscalização de segurança operacional das atividades de Exploração e Produção. O gráfico a seguir mostra a quantidade de auditorias realizada pela SSM, por ano e por tipo de instalação.

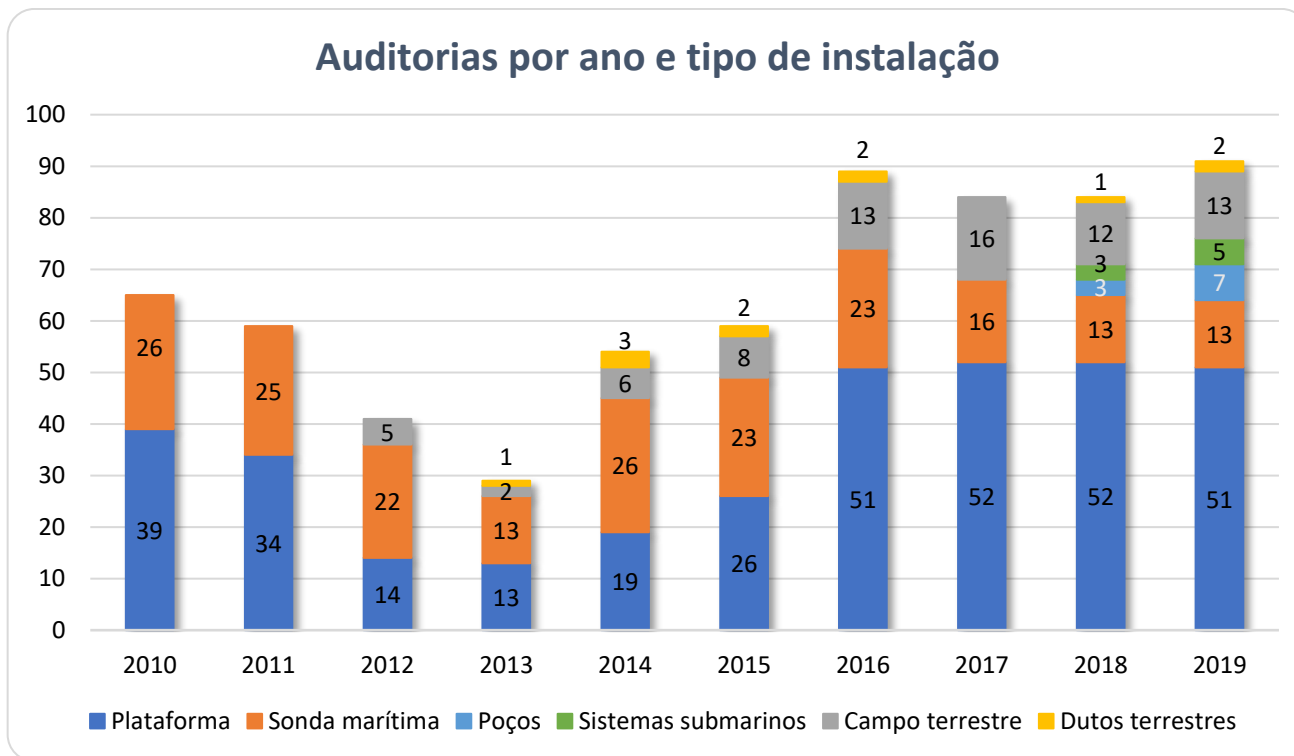


Gráfico 6 – Quantidade de auditorias por ano e por tipo de instalação

O quadro a seguir apresenta o resumo das principais informações relacionadas às auditorias realizadas em 2019, em plataformas, sondas e campos terrestres:

Tabela 4 – Resumo de auditorias 2019

91 auditorias de segurança operacional em 2019				
Auditorias offshore	Auditorias onshore			
74	17			
Auditorias em plataformas de produção marítimas				
Em 2019, foram realizadas 51 auditorias em plataformas de produção marítimas, englobando 66 instalações .				
Distribuição por operador do contrato				
	Operador do Contrato	Quantidade de instalações em 2019	Quantidade de instalações auditadas em 2019	Taxa de cobertura do operador
1	Enauta	1	1	100%
2	Equinor ⁶	4	4	100%
3	Dommo	2	0	0%
4	Perenco	4	1	25%
5	Petrobras ⁷	109	56	51%
6	Petrório	3	3	100%
7	Shell	2	1	50%
8	Total	1	0	0%
	Quantitativo total	126	66	52%
Distribuição por operador da instalação				
	Operador da Instalação	Quantidade de instalações em 2019	Quantidade de instalações auditadas em 2019	Taxa de cobertura do operador
1	BW	3	2	67%
2	Dommo	1	0	0%
3	Equinor ⁶	4	4	100%
4	Modec	10	9	90%
5	Teekay	4	3	75%
6	Perenco	4	1	25%
7	Petrobras ⁷	90	38	42%
8	PetroRio	2	2	100%
9	Saipem	1	1	100%
10	SBM	7	6	86%
	Quantitativo total	126	66	52%

⁶ Inclui Peregrino C (auditoria pré-operacional)⁷ Inclui P-68 e P-70 (auditoria pré-operacional)

Auditorias em sondas marítimas

Em 2019 foram realizadas **13 auditorias** em sondas marítimas, atingindo **16 instalações**.

Distribuição por operador do contrato

	Operador do Contrato	Quantidade de instalações em 2019	Quantidade de instalações auditadas em 2019	Taxa de cobertura do operador
1	Enauta	1	1	100%
2	Equinor ⁸	3	1	33%
3	Perenco ⁸	1	0	0%
4	Petrobras ⁸	27	11	41%
5	PetroRio ⁸	1	1	100%
6	Shell	1	1	100%
7	Total	2	1	50%
	Quantitativo total	36	16	44%

Distribuição por operador da instalação

	Operador da Instalação	Quantidade de instalações em 2019	Quantidade de instalações auditadas em 2019	Taxa de cobertura do operador
1	Bassdrill	1	0	0%
2	Brasdril	2	0	0%
3	Constellation	4	2	50%
4	Etesco	1	0	0%
5	Equinor ⁸	2	0	0%
6	Helix	2	2	100%
7	Ocyan	5	5	100%
8	Perenco ⁸	1	0	0%
9	Petrobras ⁸	10	0	0%
10	Petrório ⁸	1	1	100%
11	Seadrill	2	2	100%
12	Transocean	3	3	100%
13	Valaris (Ensco)	2	1	50%
	Quantitativo total	36	16	44%

⁸ Inclui sondas em unidades fixas de produção

Auditorias em campos terrestres

Em 2019, foram realizadas **13 auditorias** em campos terrestres, atingindo **73 instalações**.

Distribuição por operador do contrato

	Operador do Contrato	Quantidade de instalações em 2019	Quantidade de instalações auditadas em 2019	Taxa de cobertura do operador
1	Central Resources	2	0	0%
2	Eneva	5	5	100%
3	ERG	1	0	0%
4	Imetame	4	3	75%
5	Maha	1	0	0%
6	Nova Petróleo	3	3	100%
7	Partex	1	1	100%
8	Petroborn	1	0	0%
9	Petrobras	137	58	42%
10	Petrogal	1	0	0%
11	Petrosynergy	9	3	33%
12	Phoenix	2	0	0%
13	Potiguar	25	0	0%
14	Recôncavo	1	0	0%
15	Santana	1	0	0%
16	Sonangol	2	0	0%
17	UP Petroleo	1	0	0%
18	Vipetro	1	0	0%
	Quantitativo total	198	73	37%

Distribuição por operador da instalação

	Operador da Instalação	Quantidade de instalações em 2019	Quantidade de instalações auditadas em 2019	Taxa de cobertura do operador
1	Central Resources	2	0	0%
2	Eneva	5	5	100%
3	Imetame	4	3	75%
4	Maha	1	0	0%
5	Nova Petróleo	3	3	100%
6	Panergy	1	0	0%
7	Partex	1	1	100%
8	Petroborn	1	0	0%
9	Petrobras	128	58	45%
10	Petrogal	1	0	0%
11	PetroRecôncavo	8	0	0%
12	Petrosynergy	9	3	33%
13	Phoenix	2	0	0%
14	Potiguar	25	0	0%
15	Recôncavo	1	0	0%
16	Santana	1	0	0%
17	Sonangol	2	0	0%
18	UP Petroleo	1	0	0%
19	UTC	1	0	0%
20	Vipetro	1	0	0%
	Quantitativo total	198	73	37%

Em 2019, foi realizada a maior quantidade de auditorias por ano, desde 2010. Além disso, foram realizadas auditorias integradas de segurança operacional, com escopo de verificação de mais de um regulamento técnico, de forma a verificar a aderência do ativo aos requisitos de segurança operacional, de forma geral. Tais auditorias, que tiveram como escopo a verificação das práticas de gestão do SGIP e SGSO, estão listadas a seguir.

Tabela 5 – Auditorias integradas realizadas em 2019

Data de realização da Auditoria	Instalação	Operador do Contrato	Operador da Instalação
13 a 17/05/2019	FPSO Fluminense	Shell	Modec
08 a 12/07/2019	EnSCO DS-9	Total	EnSCO
29/07 a 02/08/2019	Brava Star	Shell	Constellation
11 a 15/11/2019	Polvo A	PetroRio	PetroRio

Considerando ainda as unidades que iniciaram operação em 2019, ou apresentaram DSO neste ano, a ANP executou auditorias de pré-operação, realizadas na fase de comissionamento das unidades, sendo algumas delas em estaleiros. No ano de 2019, foram realizadas 3 (três) auditorias pré-operacionais em estaleiro, nas unidades de produção P-68 (estaleiro Aracruz), P-70 (estaleiro COOEC – China) e Peregrino-C (estaleiro Kiewit – EUA). Além destas ações em estaleiro, o FPSO Cidade de São Vicente foi auditado antes de realizar uma operação de TLD (Teste de Longa Duração) no reservatório de Farfan, localizado na bacia de Sergipe-Alagoas.

Ainda foi realizada uma auditoria pré-operacional nas sondas Deepwater Mykonos e Corcovado, ambas da Transocean, que se encontravam em Las Palmas, na Espanha, mas que já haviam operado no país, com o sistema de gestão Ocean Rig.

Tabela 6 – Auditorias pré-operacionais realizadas em 2019

Tipo de instalações auditadas	Instalações	Operador do contrato	Operador da instalação	Data de realização da auditoria
Sonda marítima	Deepwater Corcovado e Deepwater Mykonos	Petrobras	Transocean	19 a 27/05/2019
Plataforma de produção	Peregrino-C	Equinor	Equinor	20 a 24/05/2019
Plataforma de produção	Petrobras 68	Petrobras	Petrobras	27 a 31/05/2019
Plataforma de produção	Petrobras 70	Petrobras	Petrobras	28/10/2019 a 01/11/2019
Sistema de Produção Antecipada (SPA)	FPSO Cidade de São Vicente	Petrobras	BW Offshore	02/12/2019 a 06/12/2019

Entre as condicionantes comumente impostas para o início das operações das unidades de produção, destacam-se: (i) comissionamento, teste e aprovação do sistema de detecção; (ii) implementações das recomendações contidas nas análises de riscos; (iii) instalação de

todas as proteções passivas contra incêndio; (iv) realização de auditoria de barreiras e (v) conclusão de procedimento de *start-up*.

Nestas ações, os principais desvios observados foram: (i) falha no entendimento e implementação do conceito ALARP - *as low as reasonably practicable* - nas análises de risco; (ii) posicionamento inadequado de detectores de fogo e gás, causando déficit de cobertura; (iii) gestão de risco inadequada de mudanças realizadas na fase de comissionamento; e (v) realização de testes de performance sem conclusão de etapas predecessoras.

Há de se ressaltar que as auditorias de pré-operação, realizadas na fase de comissionamento das unidades, têm encontrado desvios similares e imposto condicionantes recorrentes, demonstrando alguns problemas em implementar o processo de melhoria contínua e de abrangência dos desvios e condicionantes já encontrados em auditorias anteriores. Em especial, observam-se falhas relevantes na implementação de recomendações das análises de riscos e nos conceitos de tolerabilidade de riscos, iniciando as operações com contingências *in place*, casos que deveriam ser excepcionais e de caráter temporário, e não a regra, como evidenciado no ano de 2019.

Em especial, no momento da fiscalização, as unidades P-70 e FPSO Cidade de São Vicente não se encontravam aptas a entrarem em operação, do ponto de vista de segurança operacional, sendo necessária a imposição de condicionantes e a exigência de implementação de ações em prazo exíguo (bem próximo à data do primeiro óleo). Caracteriza-se, assim, a necessidade de aprimoramento no gerenciamento da segurança operacional, em especial no período pré-operacional, sob pena da ocorrência de atrasos relevantes no início das operações de instalações marítimas.

O Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional dos operadores deve ser capaz de absorver as lições aprendidas e dar tratamento abrangente a desvios recorrentes, não sendo esperado, em fase pré-operacional, que sejam evidenciados desvios recorrentes em sistemas críticos de segurança operacional e a não implementação de recomendações de análise de risco relacionadas a cenários de alta severidade.

Já nas auditorias pré-operacionais realizadas nas unidades de perfuração que passavam por processo de transição de sistema de gestão, foram identificadas condicionantes impeditivas para a aprovação da Documentação de Segurança Operacional (DSO) e, conseqüentemente, para o início seguro das atividades: (i) treinamento da força de trabalho nas atividades críticas identificadas pelo estudo de risco de cada unidade; e (ii) análise de compatibilidade entre os planos de manutenção de equipamentos e sistemas críticos com os padrões/requisitos do novo sistema de gestão.

2.1. Não conformidades críticas e medidas cautelares

Ao identificar, durante uma auditoria, desvios que possam gerar risco grave e iminente às pessoas ou ao meio ambiente, os agentes de fiscalização lavram não conformidades críticas, que podem ensejar em medidas cautelares de interdição da unidade auditada (total ou parcial), caso o Operador não consiga evidenciar a realização de ações de correção da não conformidade crítica durante a auditoria, que afastem o risco grave e iminente constatado.

Nesse caso, somente após a correção das não conformidades que ensejaram a interdição da unidade é que os agentes regulados são autorizados a retornar com as atividades da unidade, sem prejuízo da lavratura de auto de infração e instauração de processo administrativo para a aplicação de multas.

No ano de 2019, foi evidenciado o maior número de não conformidades críticas já registrado pela ANP, tanto em valores absolutos quanto em proporção ao total de não conformidades emitidas, conforme evidenciado a seguir.

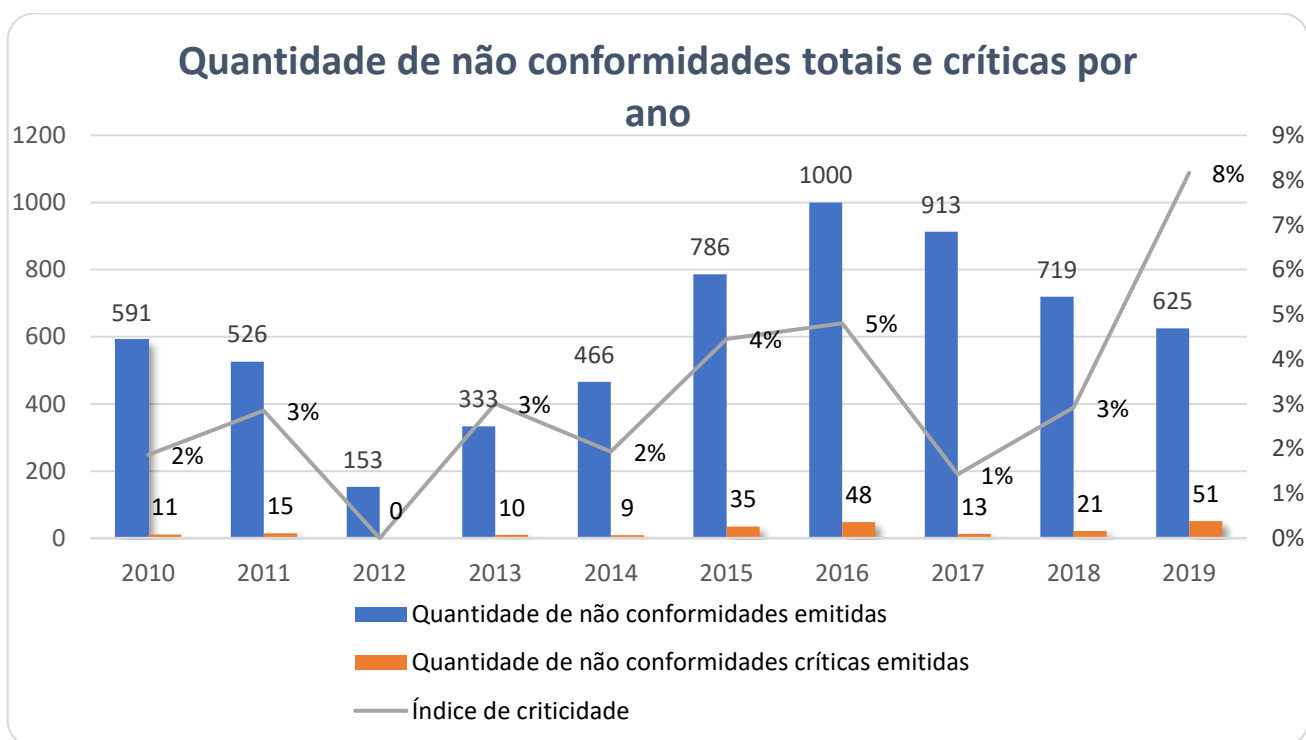


Gráfico 7 – Quantidade de não conformidades críticas emitidas por ano

A emissão de não conformidades críticas em 2019 se distribuiu ao longo dos meses de acordo com o seguinte gráfico:

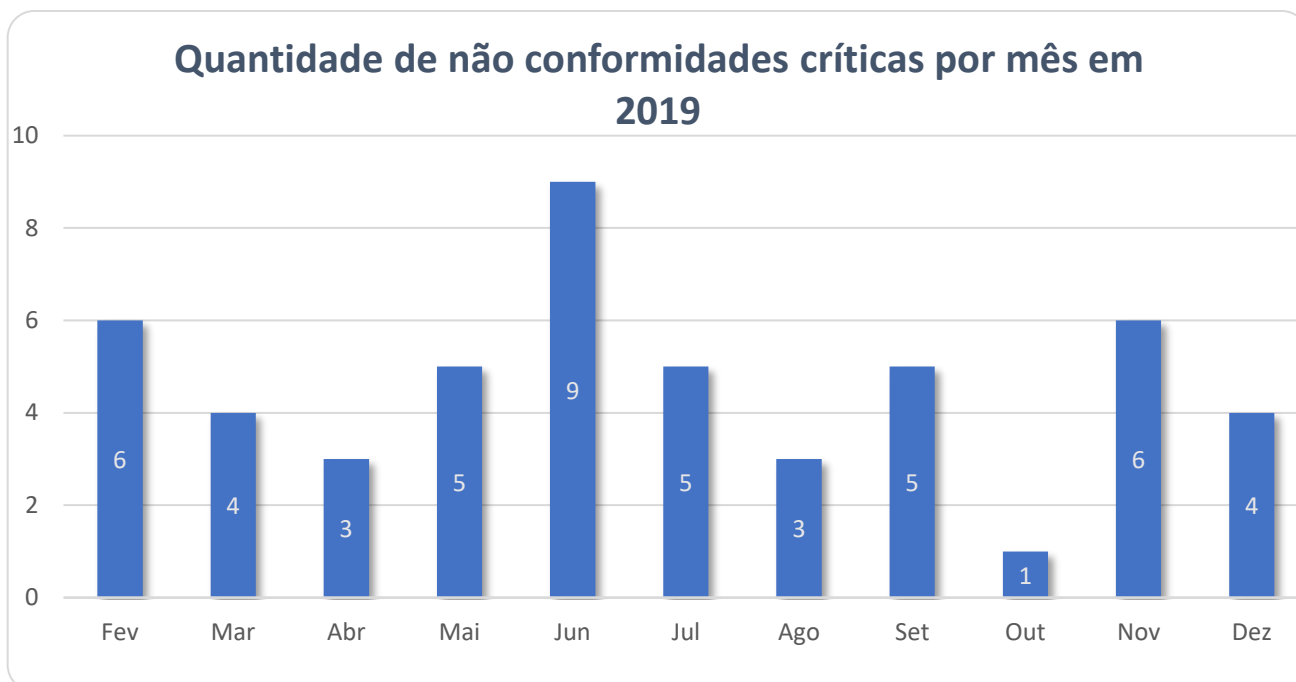


Gráfico 8 – Quantidade de não conformidades críticas emitidas em auditorias ANP realizadas em 2019

Das 51 não conformidades críticas emitidas em 2019, 44 foram em unidades de produção, representando um aumento significativo em relação ao ano anterior.

Para efeitos de comparação, em 2018, foram emitidas 15 não conformidades críticas em 10 instalações, resultando em uma interdição total. No ano seguinte, apesar de mantido o patamar de quantidade de auditorias neste tipo de instalação, foram lavradas 44 não conformidades críticas em 23 instalações. Destas, seis resultaram em interdição total da unidade e três em interdição parcial. A tabela abaixo sumariza estas informações:

Tabela 7 – Quantidade de não conformidades críticas e interdições em unidades de produção em 2018 e 2019

Ano	NC Críticas	Quantidade de unidades de produção com NC críticas	Interdições (parciais ou totais)
2018	15	10	1
2019	44	23	9
Aumento	193%	130%	800%

Abaixo estão listadas as instalações de produção marítimas para as quais foram emitidas não conformidades críticas em auditorias realizadas em 2019:

Tabela 8 – Unidades de produção nas quais foi constatada não conformidade crítica em 2019

Unidade	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Quantidade de NC críticas	Interdição (parcial ou total)	Data de interdição	Data de desinterdição
Peregrino A ⁹	Equinor	Equinor	1	-	-	-
Petrobras 43	Petrobras	Petrobras	3	Total	07/02/2019	28/02/2019
FPSO Fluminense ¹⁰	Shell	Modec	4	Total	17/05/2019	04/06/2019
Petrobras 53 ⁹	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FSO Cidade de Macaé ⁹	Petrobras	Modec	2	-	-	-
Petrobras 50 ¹¹	Petrobras	Petrobras	4	-	-	-
Petrobras 54 ⁹	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 58	Petrobras	Petrobras	3	Total	15/07/2019	26/07/2019
Plataforma de Namorado-1 ⁹	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 52	Petrobras	Petrobras	2	Total	07/06/2019	17/06/2019
FPSO Cidade de Vitória	Petrobras	Saipem	1	Parcial	26/06/2019	28/06/2019
Petrobras 55 ⁹	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Petrobras 66 ⁹	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Plataforma de Camorim-01	Petrobras	Petrobras	2	Parcial	03/10/2019	27/01/2020
FPSO Cidade de Santos	Petrobras	Modec	3	Total	20/09/2019	27/11/2019
FPSO Frade	PetroRio	PetroRio	1	Parcial	25/11/2019	06/12/2019
Plataforma de Pargo-1A	Perenco	Perenco	4	Total	05/11/2019	10/01/2019
Petrobras 19 ¹²	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Plataforma de Xaréu 1 / Plataforma de Atum-3 ¹²	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 35 ¹²	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Plataforma de Cherne-2 ⁹	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FPSO Cidade de São Vicente ¹³	Petrobras	BW Offshore	3	-	-	-
FPSO Capixaba ⁹	Petrobras	SBM	1	-	-	-

Alguns dos desvios em equipamentos e sistemas críticos em unidades de produção marítima, em função de sua recorrência, motivaram a estruturação de auditoria específica em sistemas e equipamentos críticos que são salvaguardas de cenários de grandes acidentes, tais como dilúvio, drenagem e SDVs (*shutdown valves*). Essas atividades estão detalhadas no item 2.2 deste relatório.

⁹ O operador implementou durante a auditoria medida(s) mitigadora(s) capaz(es) de afastar o risco grave e iminente, razão pela qual não houve ação cautelar de interdição da plataforma

¹⁰ Unidade foi parada durante a auditoria pelo próprio operador

¹¹ O Operador paralisou um trem de produção como medida de contingência, tendo sido emitida condicionante para o retorno à operação

¹² Unidades que tiveram medida cautelar para redução imediata de POB

¹³ Auditoria resultou em condicionante para o início das operações programadas (realização de TLD)

Além destes desvios críticos comuns, os seguintes desvios foram motivadores de interdições em unidades marítimas de produção no ano de 2019:

- Desvio crítico na gestão dos riscos envolvendo a perda de contenção de gás sulfídrico (H₂S) na instalação;
- Falha na locação de sensores de CH₄;
- Falha na gestão de mudanças para aumento do quantitativo de pessoal a bordo devido a utilização de flotel;
- Recomendações Técnicas de Inspeção vencidas e sem possibilidade técnica de concessão de prazo por parte do profissional habilitado;
- Proteção passiva contra incêndio não instalada e com contingência insuficiente.;
- Inadequação do projeto de combate a incêndio por CO₂ na casa de bombas e falha na integridade de conexões de tubulações de hidrocarbonetos na casa de bombas da instalação;
- Não implementação de recomendações do estudo de dispersão de gases/alocação de detectores/propagação de incêndio;
- Aproximadamente 1900 recomendações de inspeção vencidas, sendo aproximadamente 900 destas relacionadas a tubulações de hidrocarbonetos;
- Operação de guindaste em pressão 58% acima da pressão de projeto, sem gestão de mudança;
- Interdição da operação do guindaste da unidade devido à constatação de que havia recomendação técnica de inspeção em aberto para o guindaste;
- Processo de gestão de mudança associado a reparos temporários com utilização de belzona, sem certificação, no filtro da bomba de carga da sala de bombas.

Para os demais tipos de instalação, a tabela abaixo sintetiza as não conformidades críticas e interdições ocorridas em 2019:

Tabela 9 – Demais tipos de instalação nas quais foi constatada não conformidade crítica em 2018/2019

Tipo de Instalação	Instalação	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Quantidade e de NC críticas	Interdição (parcial ou total)	Data de interdição	Data de desinterdição
Sonda marítima	Polvo A (sonda)	PetroRio	PetroRio	1	Total	15/11/2019	19/11/2019
Campo terrestre	Concessões de Arara Azul, Aracanga, Carapanáuba, Cupiúba, Leste do Urucu, Rio Urucu e Sudoeste Urucu ¹⁴	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-

¹⁴ O operador implementou durante a auditoria medida(s) mitigadora(s) capaz(es) de afastar o risco grave e iminente, razão pela qual não houve ação cautelar de interdição da plataforma.

Campo terrestre	Concessões de Recôncavo ⁶	Imetame	Imetame	1	-	-	-
Sistema submarino	Petrobras – ativo UO-RIO/MRL ¹⁵	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Sistema submarino	Petrobras – ativo UO-RNCE/ATP-ARG ¹⁶	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-

Em virtude da falta de disponibilidade e efetiva implementação das ações mitigadoras apontadas em análise de risco para o cenário catastrófico de liberação de gás sulfídrico (H₂S), a unidade Polvo A foi interditada para operação de perfuração de poço.

Para as não conformidades críticas em campos terrestres, o operador apresentou estudos e medidas contingenciais que eliminaram o risco grave e iminente, durante a auditoria. Nas concessões de Urucu, o operador não realizou estudos de risco para avaliar as consequências de incêndios, dispersão de gases e explosões nos cenários de riscos acidentais identificados e classificados como não toleráveis. Ademais, muitos equipamentos listados como salvaguardas nos estudos de riscos foram, sem a devida fundamentação técnica, excluídos da lista de elementos críticos. De forma análoga, na atividade realizada nas concessões da Imetame no Recôncavo, não foi evidenciado gerenciamento dos riscos atrelados ao cenário de retrocesso da chama do *flare*, considerado não tolerável no estudo de HAZOP. Nestes casos, o operador foi notificado a implementar solução definitiva para garantir a integridade dos elementos críticos, com a efetiva implementação das contingências apresentadas para controle dos riscos.

As situações constatadas em auditorias de sistemas submarinos também ensejaram em não conformidades críticas recorrentes, as quais são detalhadas no item 2.3 deste relatório.

2.2. Auditorias Específicas – desvios sistêmicos em unidades marítimas de produção

Nos últimos anos, foram observados desvios sistêmicos na implementação do sistema de gerenciamento de segurança operacional de diferentes operadores, na produção

¹⁵ A auditoria resultou em condicionante para o retorno à operação do oleoduto P-18/P-32-Norte, que foi paralisado por decisão do Operador durante a realização da auditoria.

¹⁶ O Operador demonstrou durante a auditoria a adoção de medidas que afastavam o risco grave e iminente constatado e, portanto, foi emitida condicionante para a continuidade da operação do oleoduto PUB-3/ETO.

marítima. No ano de 2019 as não conformidades críticas, ou seja, que expõem a unidade a um risco grave e iminente, aumentaram significativamente em relação a 2018, bem como o número de interdições (totais e parciais), indicando uma significativa elevação dos riscos nas operações marítimas de produção, conforme relatado no item 2.1 deste relatório.

Dentre os desvios sistêmicos, destacam-se: (i) falta de contingenciamento adequado quando da degradação de um elemento crítico; (ii) instalações que nunca planejaram ou executaram testes de desempenho para uma barreira; (iii) subdimensionamento de sistemas críticos.

Ressalta-se que estas não conformidades críticas, na maioria dos casos, estiveram relacionadas com as seguintes barreiras de segurança: (i) sistema de combate a incêndio (bombas e sistema de dilúvio); (ii) válvulas de segurança (SDVs); (iii) sistema de drenagem.

Com base nas recorrências e com a compreensão de que a questão suplantava sistema de gestão ou empresa específica, no ano de 2019, a ANP realizou auditorias com foco especial, em diversos operadores de instalações marítimas de produção, para diagnosticar três elementos críticos: válvulas de *shutdown* (SDV), sistema de dilúvio e sistema de drenagem.

Este conjunto de fiscalizações abordou os critérios de projeto dos referidos sistemas, a gestão de integridade, inspeção e testes e o contingenciamento de elementos degradados. Foram avaliadas 29 instalações, englobando os seguintes operadores: (i) Equinor; (ii) Enauta; (iii) Modéc (iv) Petrobras; (v) PetroRio; (vi) Saipem; e (vii) SBM.

O gráfico abaixo mostra a quantidade de instalações auditadas nas quais foram evidenciados desvios (em laranja) ou não (em azul) em cada um dos principais quesitos avaliados.

Quantidade de instalações auditadas que apresentaram desvios nas auditorias temáticas

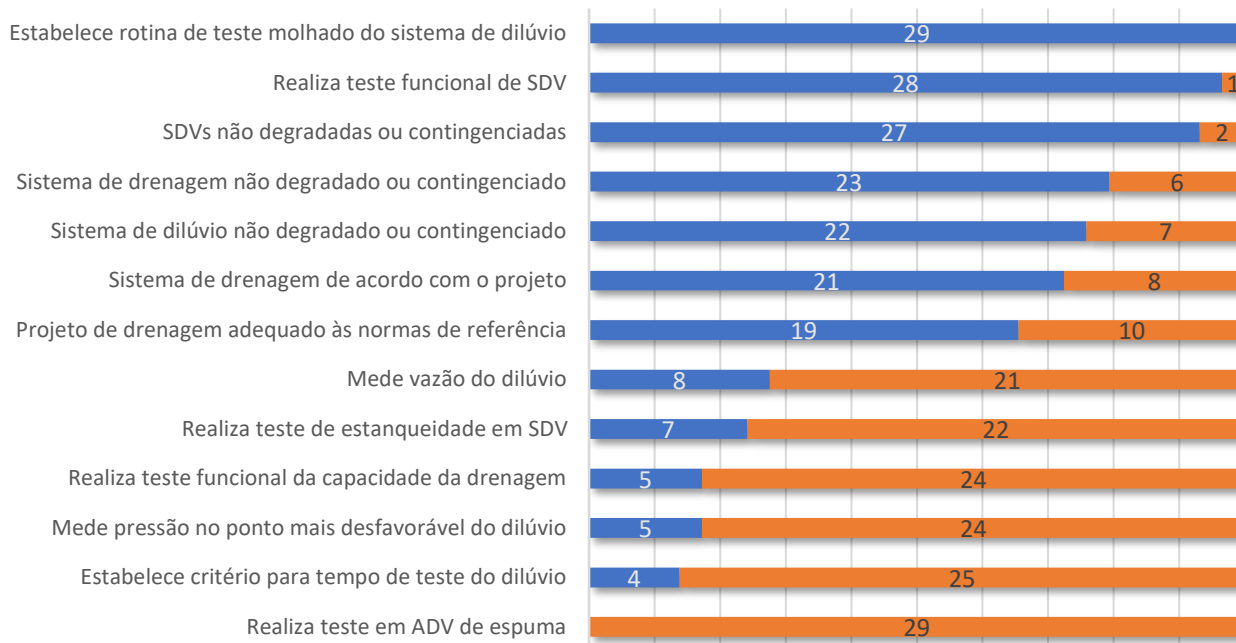


Gráfico 9 – Quantidade de instalações auditadas que apresentaram desvios nas auditorias temáticas

Os principais desvios encontrados foram:

- Ausência de realização de teste em ADV de espuma;
- Ausência de teste de estanqueidade para SDV de fronteira;
- Falha no contingenciamento de todos estes elementos críticos (SDV, dilúvio e drenagem);
- Não atendimento a normas e boas práticas no projeto do sistema de drenagem;
- Ausência de medição de vazão e medição de pressão no ponto mais desfavorável para o sistema de dilúvio;
- Não realização de testes no sistema de drenagem ou testes incompletos (sem medição de vazão ou sem critério de tempo mínimo).

As auditorias geraram notificações por parte da ANP para a adoção de medidas corretivas e preventivas, demonstrando a importância dos elementos críticos abordados no gerenciamento dos riscos em unidades de produção.

No ano de 2019, foi constatada elevação do número de desvios graves e críticos relacionados aos sistemas de detecção. Das nove interdições de 2019, quatro estiveram diretamente associadas a desvios constatados no sistema de detecção. Ademais, foram identificadas falhas relacionadas aos sistemas de detecção em unidades na fase de comissionamento, sendo impostas condicionantes ao início das operações.

Nesta senda, considerando que o sistema de detecção é um sistema crítico e uma das barreiras preventivas mais importantes para os cenários de incêndio e explosão, aliado ao

fato de haver indícios de problema sistêmico, se faz necessário que as empresas adotem medidas corretivas e preventivas para garantir o seu pleno funcionamento, sob pena da interdição das unidades marítimas quando da realização das fiscalizações da ANP, que considera o tema prioritário.

2.3. Gerenciamento de Integridade de Sistemas Submarinos

No ano de 2019, foram realizadas 5 (cinco) auditorias para avaliação da implementação do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – RT SGSS (Resolução 41/2015), com cobertura de 20% da infraestrutura submarina de escoamento da produção, tendo sido identificado um total de 100 não conformidades. O gerenciamento adequado dos sistemas submarinos também foi avaliado durante algumas auditorias regulares realizadas em *topsides* das instalações de produção (Resolução ANP nº 43/2007).

Considerando os desvios identificados, percebe-se concentração de não conformidades relacionadas a desvios na gestão de integridade e análise de riscos, dentre os quais pode-se destacar: (i) ausência de inspeções estabelecidas em procedimentos, (ii) falta de qualidade nas inspeções, (iii) pareceres técnicos incompletos, (iv) falha no cumprimento de recomendações de inspeções, (v) falha na identificação de salvaguardas e (vi) ausência ou atrasos de implementação de recomendações apontadas em estudos de risco.

Com relação aos demais tópicos, pode-se elencar como principais desvios: (i) falha no registro e implementação de ações advindas de investigações de incidentes, (ii) ausência de gestão de mudanças quando alterações no projeto são implementadas, (iii) não implementação de recomendações de análises de risco associadas a mudanças, (iv) ausência de procedimento de gerenciamento de alarmes, (v) falha no monitoramento e análise de tendência de variáveis operacionais e (vi) falha na definição de envelope de segurança.

Além dos desvios citados acima, que demonstram falhas recorrentes na implementação do RT SGSS, foram identificadas situações de riscos graves e iminentes, ou indesejadas do ponto de vista de segurança operacional, que ensejaram medidas adicionais por parte dos fiscais da SSM/ANP.

Nesse contexto, das 5 (cinco) auditorias de SGSS realizadas, em 3 (três) foram necessárias notificações contínuas durante o ano de 2019 para que o Operador tomasse ações. Essas situações e as notificações decorrentes tiveram, resumidamente, o seguinte escopo:

1. Identificou-se risco grave e iminente em auditoria realizada na Petrobras UO Bacia de Campos, na qual o oleoduto ATP-MRL operava com base em um estudo de extensão da vida útil (EVU). Esse fato ensejou na paralisação do duto ainda durante a auditoria e notificações no sentido de garantir que o Operador cumprisse integralmente as

recomendações oriundas da avaliação de riscos de EVU e o atendimento às premissas do estudo. Após o retorno à operação do duto, este foi monitorado pela ANP durante todo o ano de 2019. Nessa mesma auditoria na UO-BC/ATP-MRL, outro oleoduto em extensão de vida também foi objeto de notificação e passou a ser monitorado pela ANP de modo a garantir que o Operador realizasse o acompanhamento da sua condição de integridade.

2. Identificou-se que oleodutos da UO-RNCE/ATP-ARG da Petrobras, responsáveis pelo escoamento de toda produção de um determinado campo, com diversas instalações, estavam em extensão de vida útil condicionada ao atendimento de uma série de avaliações de integridade. Assim, as notificações tiveram como objetivo garantir que todas as condicionantes impostas pelos estudos de EVU fossem atendidas para sua continuidade operacional e que fossem respeitados os limites impostos pelos estudos em termos de data final para sua paralisação.
3. Identificou-se na PetroRio, tanto para o campo de Frade quanto para o de Polvo, o não cumprimento de planos de manutenção e inspeção de válvulas definidas como elementos de barreira de segurança da linha de importação e exportação de gás e de chegada à instalação. Nesse sentido, a notificação teve como intuito a comprovação pelo Operador da estanqueidade e funcionalidade das válvulas, conforme estabelecido em seu próprio procedimento.

Adicionalmente, durante uma atividade regular de SGSO na unidade P-52, foi verificado cenário descrito como "*ruptura total do riser flexível no trecho submerso com a possibilidade de dano em estruturas e risers de produção adjacentes com consequente rompimento e liberação de óleo para o mar*", cuja severidade era definida como crítica pela análise de risco e cujas recomendações não estavam plenamente implementadas. Essa situação também ensejou em notificações para que a solução definitiva do problema fosse implementada, considerando o problema havia sido originalmente identificado em 2016 e permanecia sem solução definitiva, resultando em acidentes.

Outra questão que merece destaque consiste na implementação do Capítulo 24 do RT SGSS, em particular o item 24.2, que trata especificamente sobre reutilização. Nesse item, fica claro que, no processo de reutilização, deve ser realizado um novo projeto para o duto, nos termos do Capítulo 20 do Regulamento.

Nesse aspecto, as fragilidades nos sistemas de gestão de segurança incluem: (i) reutilização de dutos com danos conhecidos, sem uma análise de risco detalhada sobre o problema, (ii) reutilização de dutos que geram restrições operacionais e, portanto, impactos em termos de aumento da complexidade na operação; e (iii) ausência de estudos, tais como: compatibilidade de fluidos, análise de tensões e cargas e análise de integridade para aplicação diferente da especificação de projeto.

Dessa forma, o Capítulo 24 do SGSS constará da estratégia das futuras auditorias da SSM/ANP.

Por último, cabe ressaltar que falhas sistêmicas observadas na implementação do SGSS têm causado não somente o comprometimento da segurança operacional e restrições da produção dos ativos, mas também dificultado e/ou causado impacto negativo em processos de cessão de direitos. Isso porque algumas das cessões já realizadas têm sua continuidade operacional colocada em risco, dado o comprometimento da integridade da estrutura de escoamento. Ademais, futuros processos de cessões de direito podem não se concretizar devido a auditorias de *due diligence*, que demonstrem inviabilidade da utilização do sistema submarino, sendo a manutenção da integridade da infraestrutura submarina de fundamental importância.

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

As informações sobre os incidentes comunicados pelos operadores nos termos da Resolução ANP nº 44/2009 são analisadas pela equipe da SSM de forma a identificar tendências e oportunidades de melhoria, tanto por parte da indústria, quanto no escopo regulatório da ANP. Em 2019, foram recebidas 2319 comunicações de incidentes em atividades de Exploração e Produção, das quais cerca de 90% se referem a atividades *offshore*, cujos principais destaques estão na seção a seguir.

3.1. Incidentes nas atividades marítimas

Nesta seção, são exibidos os principais dados referentes aos incidentes ocorridos em instalações marítimas de exploração e produção.

Os dados são exibidos na forma de taxas, conforme detalhadamente descrito no sítio da ANP¹⁷. Os *benchmarkings* utilizados nesta seção foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum*) em seu Projeto de Acompanhamento de Desempenho, calculando os índices com base na média dos indicadores entre o Reino Unido, Estados Unidos e Noruega, para os anos de 2012 a 2018¹⁸.

O quadro abaixo apresenta os incidentes *offshore* em 2019:

¹⁷ <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/dados-de-desempenho/indicadores-de-desempenho>

¹⁸ O IRF, do qual o Brasil é participante, consiste em um fórum internacional de órgãos reguladores das atividades de petróleo *offshore*. Os dados dos países de referência relativos a 2019 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

Tabela 10 – Resumo de incidentes *offshore* 2019

<h1 style="margin: 0;">2083</h1> incidentes <i>offshore</i> em 2019																															
<p>Plataformas de produção</p> <p style="font-size: 24px; font-weight: bold; margin: 10px 0;">1707</p> <p>comunicados</p> <p>Acidentes mais comunicados</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="padding: 5px;">1</td><td style="padding: 5px;">Princípio de incêndio</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">71</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">2</td><td style="padding: 5px;">Descarga menor de óleo</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">55</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">3</td><td style="padding: 5px;">Descarte fora de especificação de água produzida</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">47</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">4</td><td style="padding: 5px;">Interrupção não programada superior a 24 horas decorrente de incidente operacional</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">32</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">5</td><td style="padding: 5px;">Descarga menor de material com alto potencial de dano</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">30</td></tr> </table>	1	Princípio de incêndio	71	2	Descarga menor de óleo	55	3	Descarte fora de especificação de água produzida	47	4	Interrupção não programada superior a 24 horas decorrente de incidente operacional	32	5	Descarga menor de material com alto potencial de dano	30	<p>Sondas marítimas</p> <p style="font-size: 24px; font-weight: bold; margin: 10px 0;">232</p> <p>comunicados</p> <p>Acidentes mais comunicados</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="padding: 5px;">1</td><td style="padding: 5px;">Descarga menor de material com alto potencial de dano</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">23</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">2</td><td style="padding: 5px;">Perda de contenção de H₂S</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">11</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">3</td><td style="padding: 5px;">Afundamento de equipamento ou material</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">9</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">4</td><td style="padding: 5px;">Descarga menor de óleo</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">8</td></tr> <tr><td style="padding: 5px;">5</td><td style="padding: 5px;">Ferimento grave</td><td style="padding: 5px; text-align: right;">6</td></tr> </table>	1	Descarga menor de material com alto potencial de dano	23	2	Perda de contenção de H ₂ S	11	3	Afundamento de equipamento ou material	9	4	Descarga menor de óleo	8	5	Ferimento grave	6
1	Princípio de incêndio	71																													
2	Descarga menor de óleo	55																													
3	Descarte fora de especificação de água produzida	47																													
4	Interrupção não programada superior a 24 horas decorrente de incidente operacional	32																													
5	Descarga menor de material com alto potencial de dano	30																													
1	Descarga menor de material com alto potencial de dano	23																													
2	Perda de contenção de H ₂ S	11																													
3	Afundamento de equipamento ou material	9																													
4	Descarga menor de óleo	8																													
5	Ferimento grave	6																													

O Gráfico 10 apresenta a taxa de fatalidades (FAR) das atividades *offshore* no Brasil de 2012 a 2019:

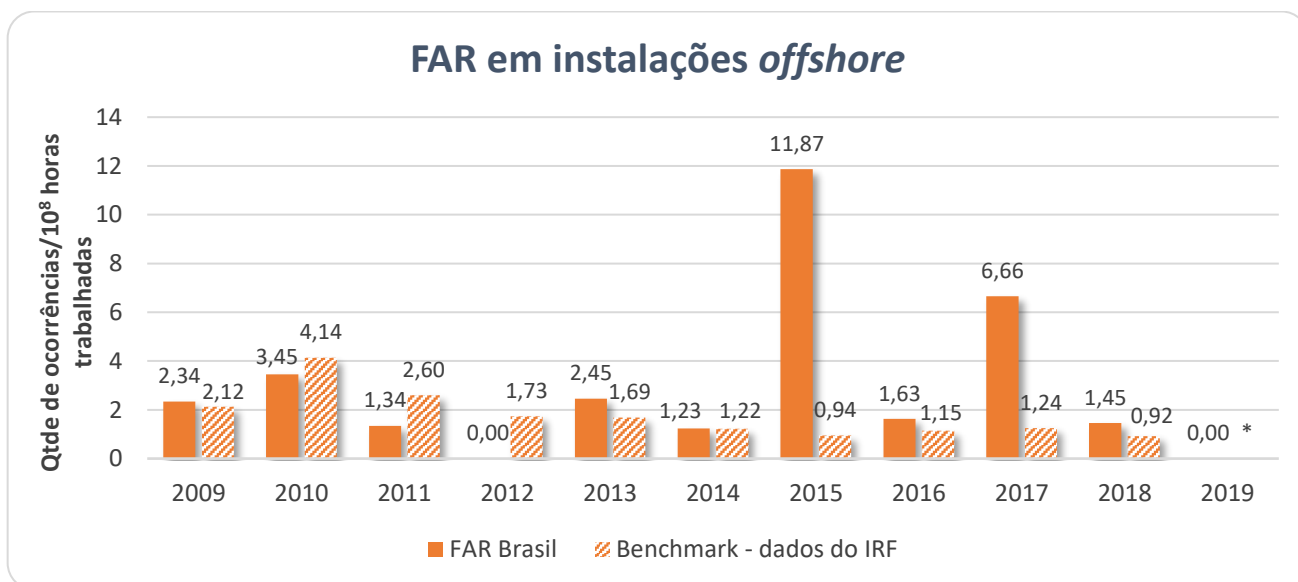


Gráfico 10 – FAR em instalações de exploração e produção *offshore* de 2009 a 2019

Em 2019, não ocorreram fatalidades associadas às operações de perfuração e produção em instalações *offshore* reguladas pela ANP, fato que não era observado desde 2012.

Analogamente ao conceito de FAR, o Gráfico 11 mostra a taxa de ferimentos graves, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*:

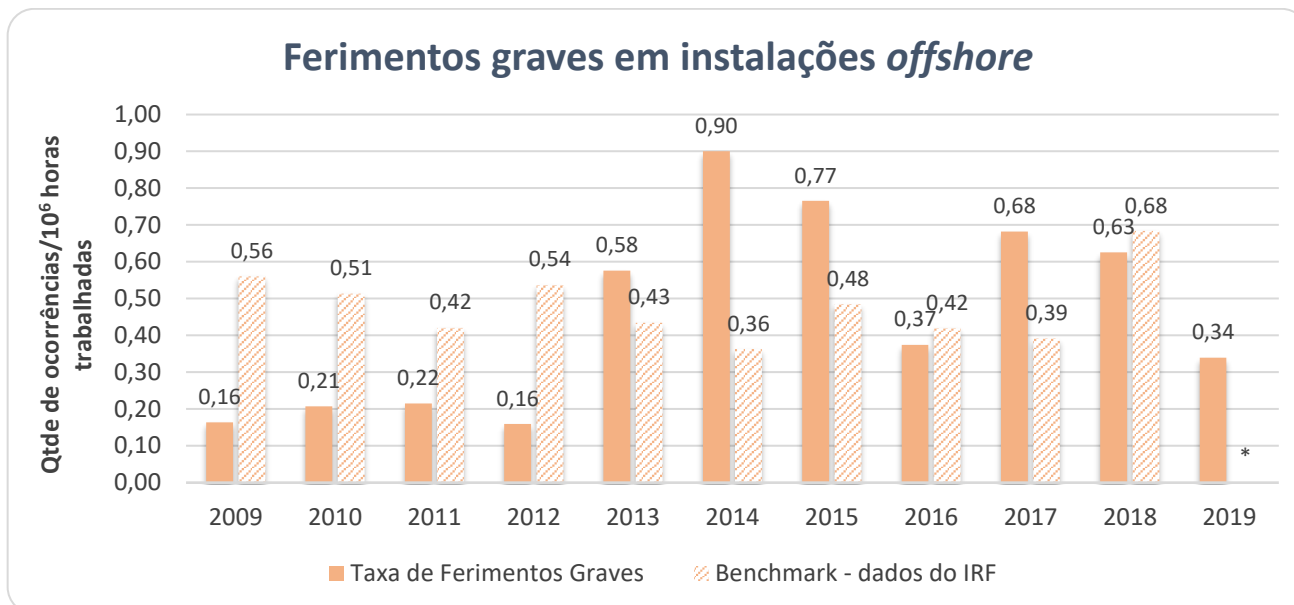


Gráfico 11 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção offshore de 2009 a 2019

O Gráfico 12 ilustra as taxas de perda de contenção significativa de gás inflamável¹⁹ nas instalações analisadas.

¹⁹ **Perda de contenção significativa de gás inflamável** é qualquer liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições:

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

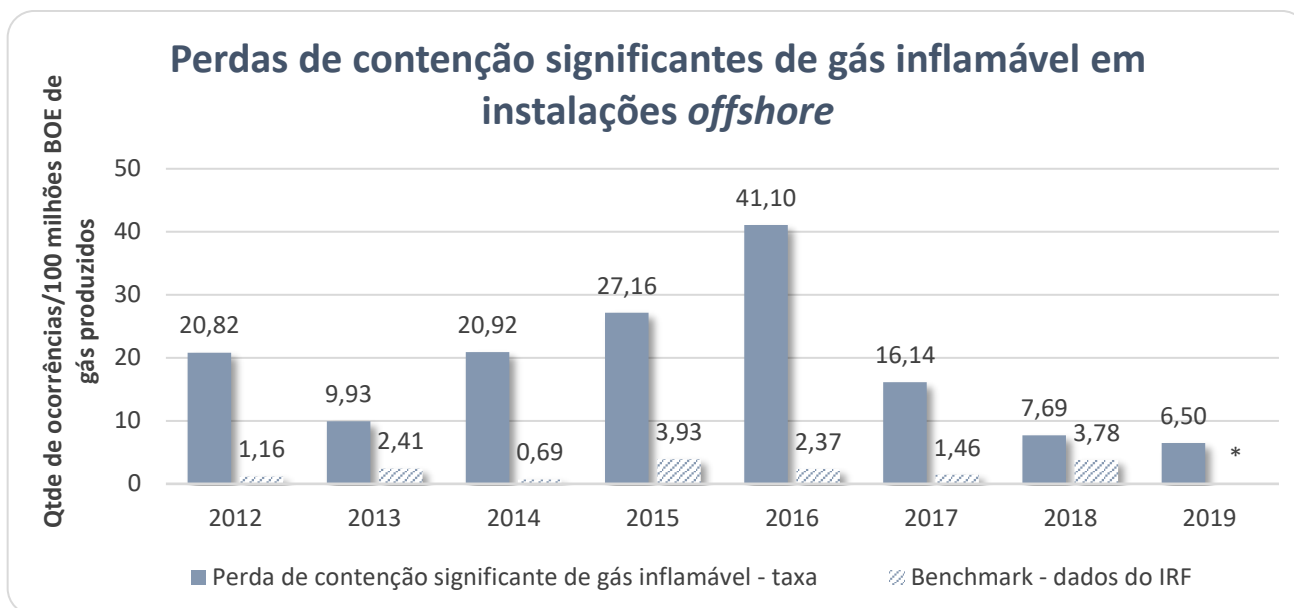


Gráfico 12 – Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2019

As taxas de perdas de contenção maiores²⁰ de gás inflamável são mostradas no Gráfico 13 a seguir.

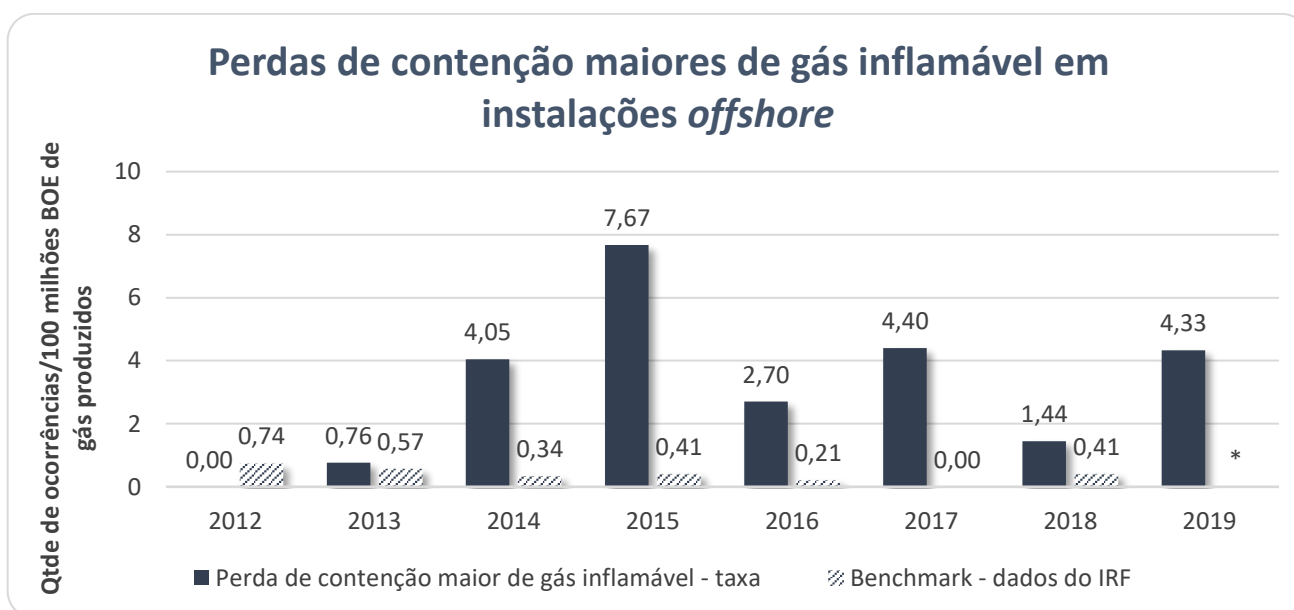


Gráfico 13 – Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2019

²⁰ **Perda de contenção maior de gás inflamável** é qualquer liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições:

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

Até o ano de 2019, foram registrados apenas eventos de abalroamento significativo²¹, não havendo registros de abalroamentos maiores em instalações de exploração e produção atuando no Brasil. O Gráfico 14 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção.

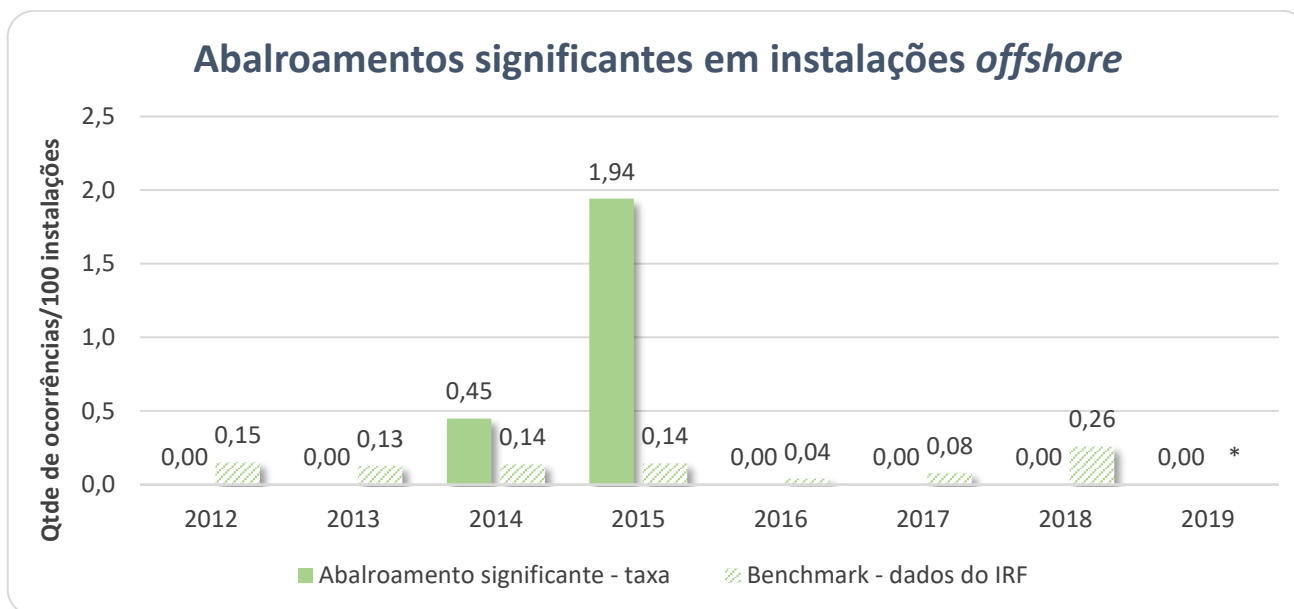


Gráfico 14 – Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2019

A seguir, serão avaliados os eventos de incêndio. Além dos eventos de incêndio significativo e incêndio maior, os quais são monitorados pelo IRF, também serão apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio²², tipo de incidente não monitorado pelo IRF.

²¹ **Abalroamento Significante** é qualquer abalroamento entre instalações *offshore*, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

Abalroamento Maior é qualquer abalroamento entre instalações, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma instalação offshore que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

²² **Princípio de Incêndio** é qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como Incêndio Maior ou Significante.

Incêndio Significante é qualquer incêndio que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

O Gráfico 15 apresenta a variação nas taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção.

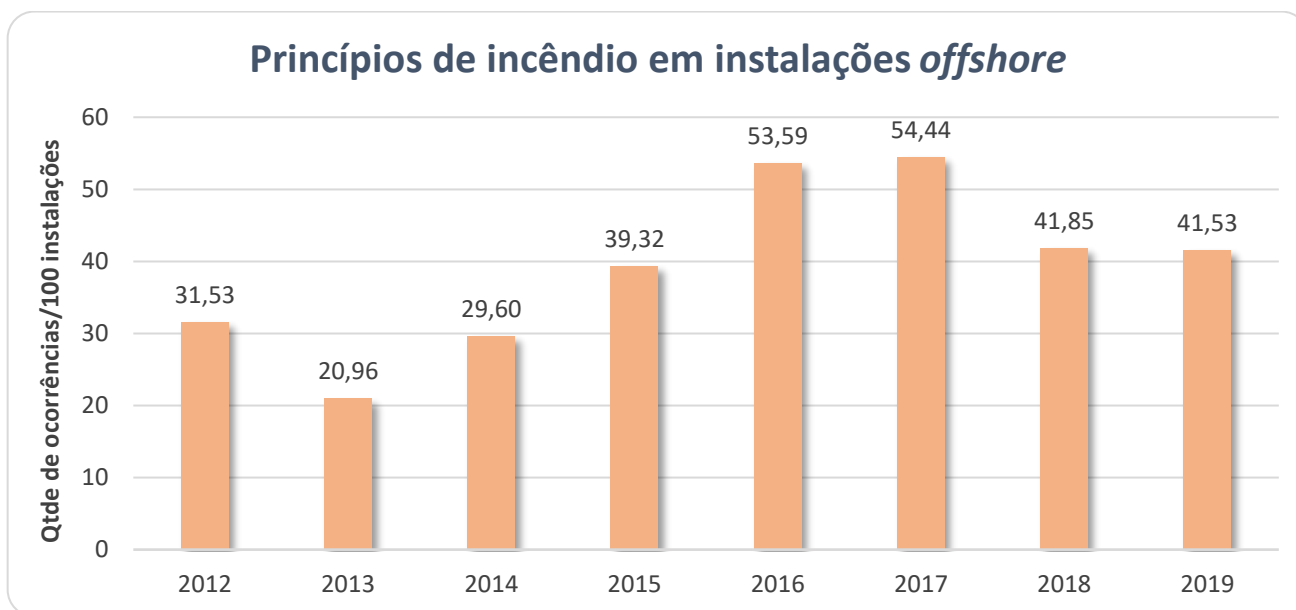


Gráfico 15 – Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2019

As taxas de incêndios significantes são apresentadas no Gráfico 16.

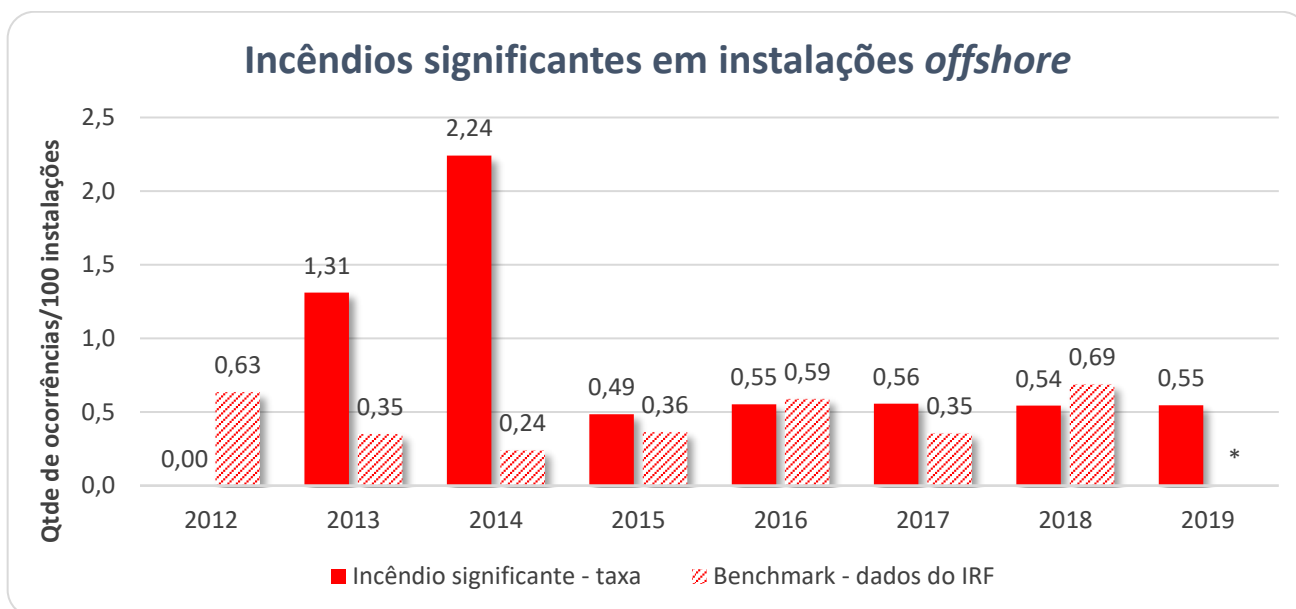


Gráfico 16 – Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2019

Incêndio Maior é qualquer incêndio que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma Instalação que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

O Gráfico 17 a seguir mostra as taxas de incêndios maiores.

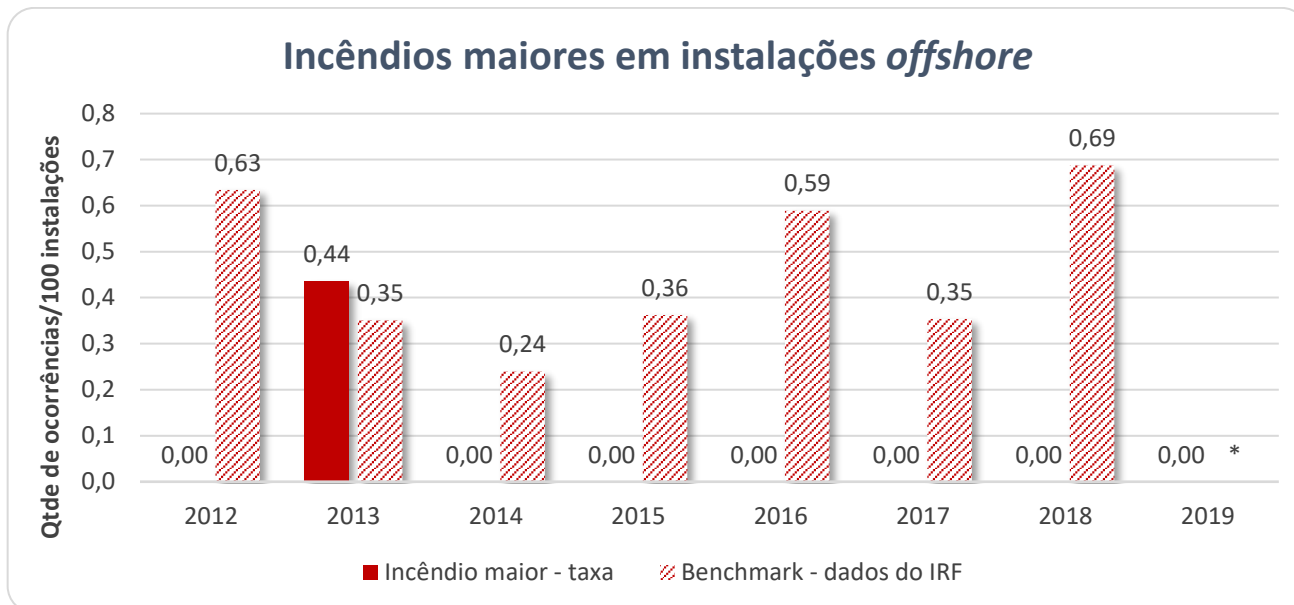


Gráfico 17 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2018

O gráfico 18 a seguir apresenta a quantidade de eventos e volume de óleo descarregado no mar em 2019.

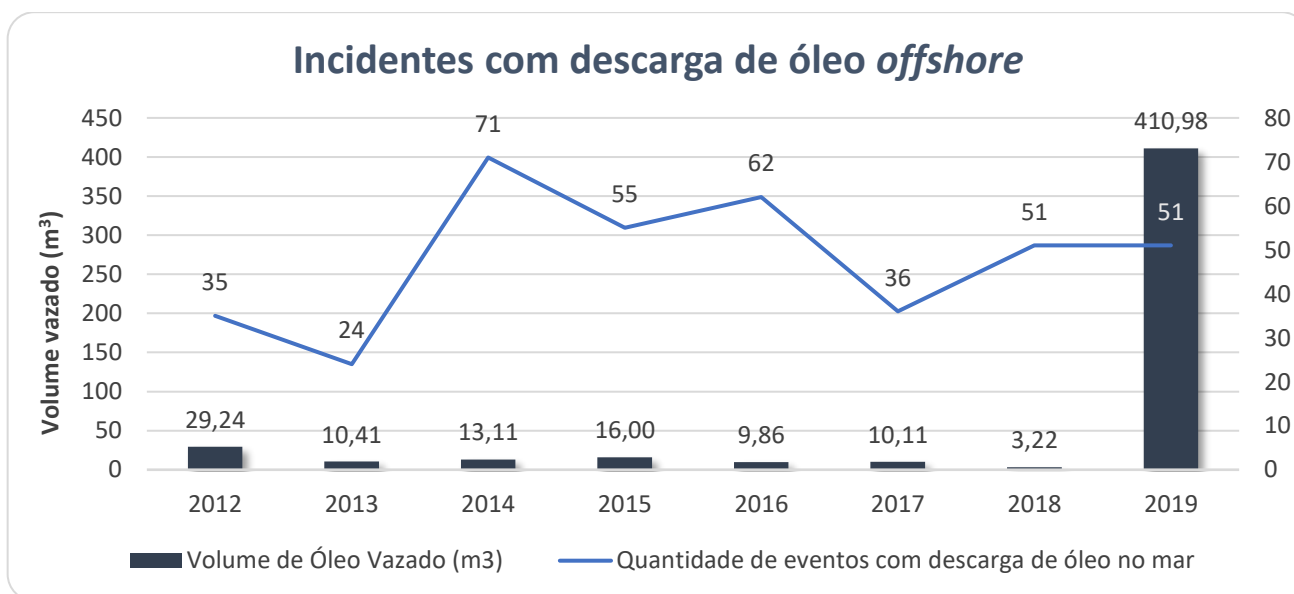


Gráfico 18 – Incidentes com descarga de óleo offshore entre 2012 e 2019

O ano de 2019 foi recordista em volume de óleo descarregado no mar oriundo de atividades de Exploração e Produção, desde o início do registro pela ANP. O aumento não se deve a uma maior quantidade de eventos com descarga de óleo, e sim à ocorrência de eventos que resultaram em volumes significativos de óleo no mar, uma vez que, dos mais

de 410 m³ de óleo vazado ao mar em 2019, quase 400 m³ se devem a incidentes em quatro instalações, listadas na Tabela 11 abaixo.

Tabela 11 – Incidentes com maior volume de óleo no mar em 2019

Data do incidente	Instalação	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Volume de óleo vazado (m ³)
23/02/2019	Petrobras 58	Petrobras	Petrobras	251,80
26/03/2019	Petrobras 53	Petrobras	Petrobras	122
02/01/2019	FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Petrobras	Modec	15,36
23/08/2019	FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Petrobras	Modec	10,26

O acidente com descarga de óleo em P-58 se tratou de um evento ocorrido durante operação de *offloading* da unidade, no qual houve o rompimento de parafusos existentes no carretel de *offloading*, resultando em perda de contenção de óleo, que foi derramado no mar. Este incidente foi acompanhado pela ANP, que avaliou a investigação realizada pelo Operador, e posteriormente publicou um alerta de segurança no site da ANP²³, com os principais achados decorrentes desta investigação.

Os incidentes em P-53 e no FPSO Cidade do Rio de Janeiro foram investigados pela ANP e seus resultados são detalhados no item 4 deste relatório

Tendo em vista o fato de que a Petrobras é a operadora de contrato responsável pelas instalações nas quais ocorreram estes acidentes e a natureza diversa das falhas que deram causa aos mesmos (falha em sistema de *offloading*, descontrole na planta de processo e falhas em tanques estruturais), a ANP determinou a implementação de medidas que pudessem não só prevenir a recorrência de eventos semelhantes, quanto também fossem capazes de identificar outras fragilidades que potencialmente pudessem resultar em derrames de óleo no mar. Foram identificadas vulnerabilidades relativas a poços, sistemas submarinos, sistemas navais e *topsides*, as quais foram mapeadas, com a posterior classificação de risco. Os planos de mitigação vêm sendo objeto de fiscalização da ANP, o que será intensificado em 2020. Espera-se, já para 2020, melhoria significativa dos índices de vazamento, com a regularização definitiva em 2021, sob pena da adoção de medidas regulatórias mais restritivas, visando ao aprimoramento dos controles de riscos e à reversão do desempenho insatisfatório observado em 2019.

²³ <http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/sgom/alerta/alerta-007-ssm.pdf>

3.3. Falha estrutural em poços marítimos

Em 2019, foram publicados dois alertas de segurança de integridade de poços marítimos na página da Agência²⁴.

O Alerta de Segurança 005 – ANP/SSM refere-se a colapso em cascata de revestimentos e coluna de produção devido a uma falha operacional que expôs o anular a pressões abaixo da tolerável, durante operação de limpeza da linha de produção para prevenção de hidrato. O abandono deste poço precisou ser realizado por meio de um poço de interceptação.

O Alerta 006 – ANP/SSM, por sua vez, trouxe incidente ocorrido em poço de produção no campo de Lapa, no qual foi observada inclinação anormal da cabeça do poço durante inspeção de dutos por ROV. As causas identificadas advêm do projeto do poço. Da mesma forma, o abandono do poço severamente inclinado foi de complexa solução. Os dois alertas emitidos tratam de falhas de poços marítimos em etapa de produção e que somente foram observados por inspeção por ROV ou por reentrada para abandono. Nesse caso, há grande potencial de impacto catastrófico na hipótese de o poço ser surgente.

Embora os dois alertas já tivessem sido emitidos, em 2019 observou-se ainda quatro casos de poços marítimos com colapso em cascata dos revestimentos durante a etapa de produção. Observa-se, pelo acompanhamento de implementação do regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP, falhas na implementação das práticas de gestão em poços já na etapa de produção.

O incidente ocorrido no poço do campo de Golfinho, operado pela Petrobras, analogamente ao caso apresentado no alerta 005 – ANP/SSM, demonstra a importância de se determinar o envelope operacional dos poços em produção (itens 10.3.2.2 e 10.3.2.3 do SGIP) e a consequência deste conhecimento nas inspeções das árvores de natal molhadas (ANM) e operações conduzidas na linha de produção. Não obstante, o monitoramento do anular dos poços é importante para evidenciar a integridade durante etapa de produção. A partir deste monitoramento, podem ser diagnosticados desvios advindos da etapa de projeto e construção dos poços, conforme evidenciado nas causas identificadas no Alerta 006-ANP/SSM. São exemplos de desvios das etapas de projeto e construção que podem levar ao colapso do poço na etapa de produção: erros nas premissas do dimensionamento de revestimento de poços em trechos de formações salinas e quando estimulados por acidificação, falhas no planejamento e execução da cimentação.

Mais uma vez, não foram observados danos ambientais além da perda material, mas o potencial de grandes vazamentos a depender da falha segue existindo. Portanto, a

²⁴Alertas de segurança publicados pela ANP em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/resolucoes-notificacoes-procedimentos-e-orientacoes/alertas-de-seguranca>

importância de implementação do SGIP em todas as etapas do ciclo de vida, com o monitoramento e inspeção dos poços, além da aplicação da abrangência e das lições aprendidas tanto nos futuros poços, quanto nos já existentes. Este fato evidencia ainda a importância do *well handover* (ou documentação de entrega de poço disposto no item 8.4.1 do SGIP) entre etapas do ciclo de vida do poço e entre operadores, em processos de cessão de direitos.

3.4. Incidentes nas atividades terrestres

Neste item serão expostos os principais indicadores gerados para acompanhamento dos incidentes ocorridos em atividades de exploração e produção terrestres, em campos de produção, dutos e sondas terrestres.

Em 2019, foram recebidos pela ANP 218 comunicados de incidentes em exploração e produção terrestre, dos quais 206 se devem a incidentes ocorridos em campos de produção terrestres. O quadro abaixo apresenta as principais informações relativas aos incidentes em instalações *onshore* comunicados à ANP em 2019:

Tabela 12 – Resumo de incidentes *onshore* 2019

218 incidentes *onshore* em 2019

Campos terrestres: 206 comunicados

Acidentes mais comunicados

1	Descarga significativa de água de injeção	26
2	Princípio de incêndio	24
3	Descarga significativa de óleo	20
4	Falha da barreira primária na perfuração ou intervenção em poços (<i>kick</i>)	7
5	Ferimento com afastamento por mais de 3 (três) dias	6
	Perda de circulação	6
	Perda de contenção de H ₂ S	6

O Gráfico 19 abaixo apresenta o FAR das atividades *onshore* no Brasil de 2014 a 2019, comparado com o índice apurado com os dados do *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP)²⁵ para instalações terrestres exclusivamente.

²⁵ Os índices referentes a 2019 ainda não se encontram disponíveis.

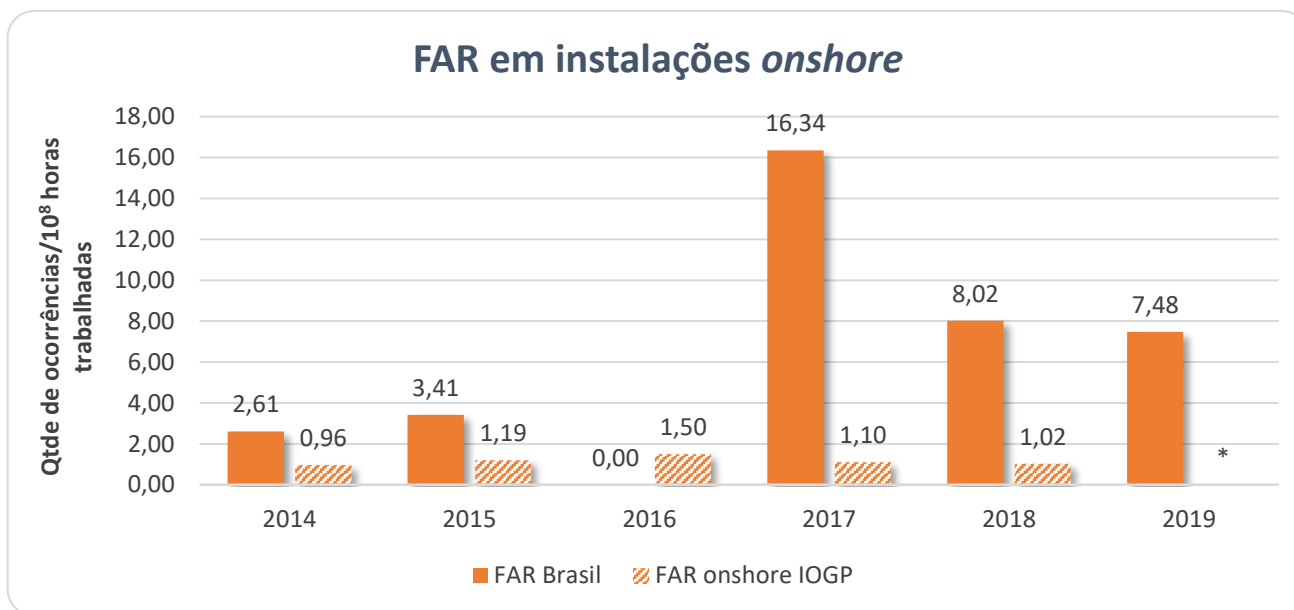


Gráfico 19 – FAR em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2019

Em 2019, ocorreu uma fatalidade em instalações *onshore* reguladas pela ANP: tratou-se de um acidente de movimentação de cargas ocorrido no campo de Estreito, durante o qual um trabalhador ficou prensado e foi atingido na região abdominal por uma das caixas.

O Gráfico 20 mostra a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*:

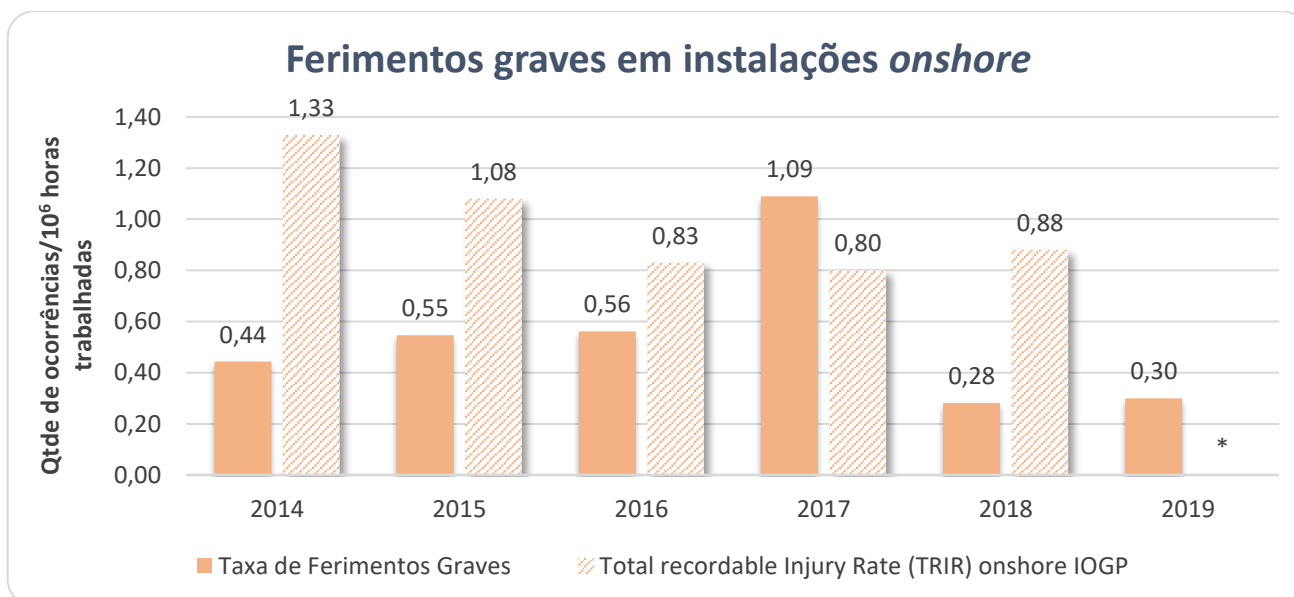
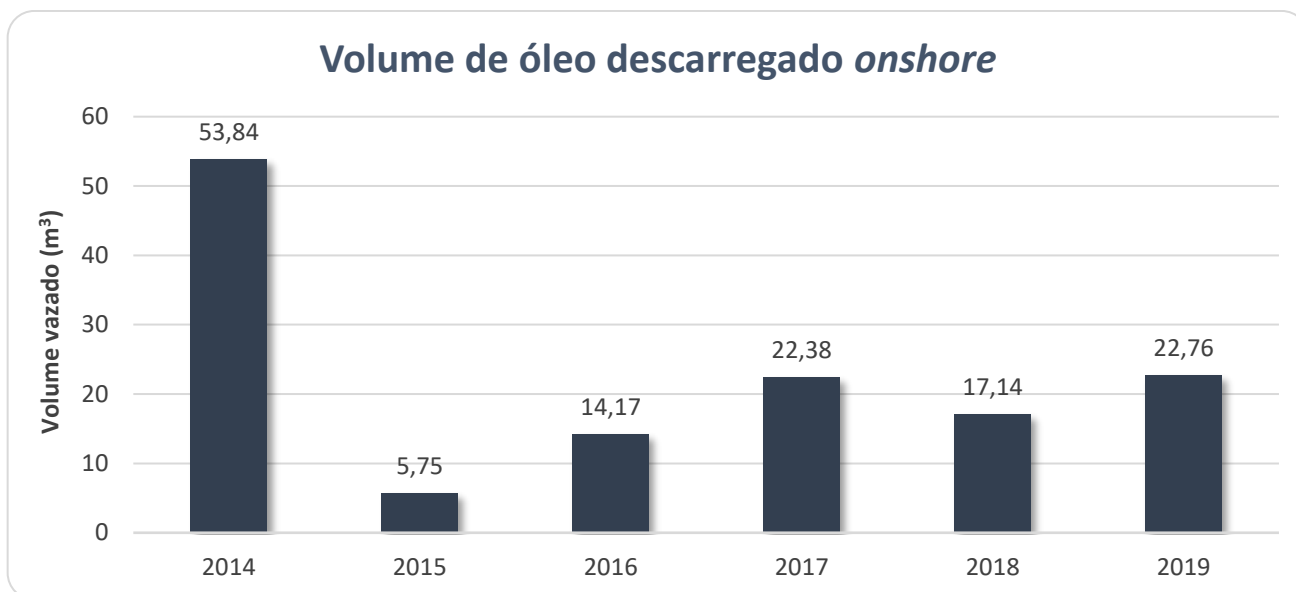


Gráfico 20 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *onshore* de 2012 a 2019

O indicador de volume de óleo descarregado em terra dividido pelo volume da produção é exibido no gráfico abaixo.

Gráfico 21 – Volume de óleo descarregado em atividades *onshore* entre 2014 e 2019

3.5. *Blowout* de poço terrestre

No ano de 2019 ocorreu acidente pouco frequente e catastrófico, o *blowout* do poço 7-ANB-16D-AL do campo de Anambé, bacia de Sergipe-Alagoas, operado pela Petrobras.

No momento do acidente, realizava-se intervenção para recompletação em zona de óleo com a sonda SPT-112. Durante teste de produção, após desconexão do lubrificador (equipamento necessário para a operação com unidade de arame) da árvore de pistoneio, foi identificado vazamento de gás pela válvula de *swab* ou pistoneio (válvula superior), apesar desta estar fechada. O evento resultou em volume estimado de 104.000 m³ de gás liberado para a atmosfera e vazamento de 257 litros de condensado, sendo necessária a interdição da BR-101 pela Polícia Rodoviária Federal como medida mitigadora do escalonamento do incidente. Não houve feridos nesta ocorrência.



Figura 2 – Foto da localização do poço 7-ANB-16D-AL, que teve *blowout* próximo à rodovia

A investigação identificou que, após a finalização da etapa de fluxo do teste de identificação do fluido, houve falha no fechamento das válvulas mestra e *swab* da árvore de pistoneio. Esta falha de fechamento provocou a pressurização do corpo da válvula *swab*, que já se encontrava previamente danificada, expondo o anel de vedação de suas calotas à pressão do poço, provocando a extrusão e consequente perda de contenção da válvula *swab*. Esta operação envolvia, além do Operador, duas contratadas: da sonda e prestador de serviço.

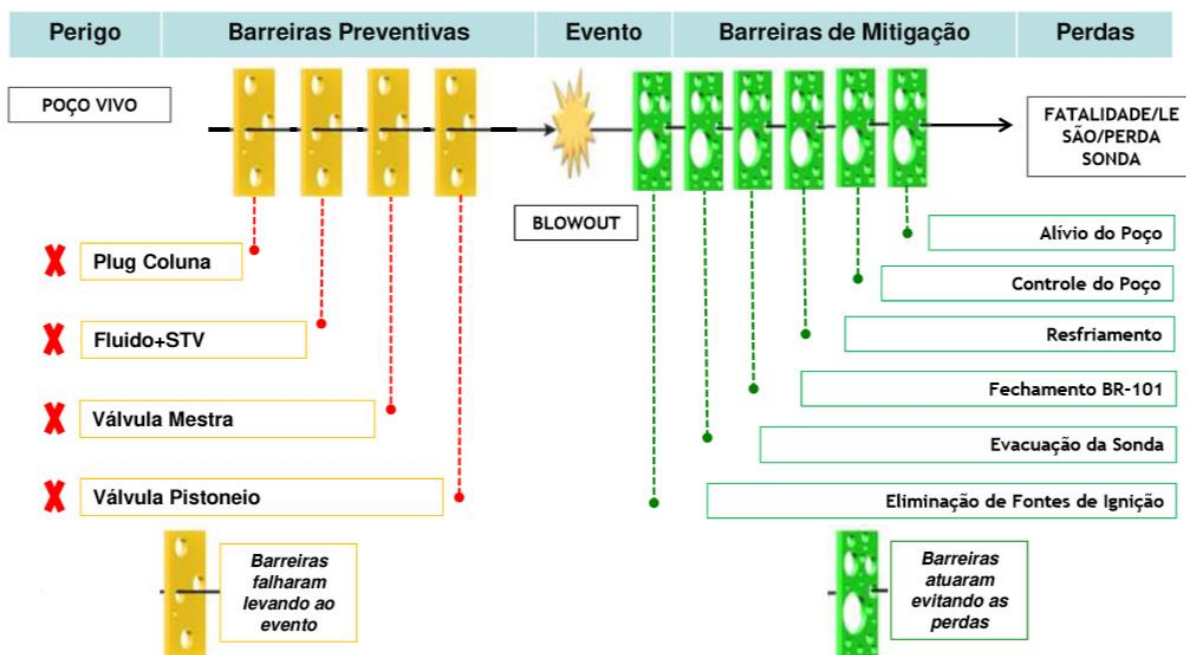


Figura 3 – *Bowtie* do poço

A partir da análise do *bowtie* são demonstradas as barreiras preventivas que não atuaram ou falharam e as barreiras mitigadoras adotadas na resposta à emergência.

A árvore de pistoneio foi utilizada como elemento comum aos dois Conjuntos Solidários de Barreira (CSB) durante a atividade que se realizava, e as etapas de execução e projeto não elaboraram avaliação de risco para operar com elementos de CSBs primário e secundário compartilhados, ou seja, dependentes. E este elemento ainda era considerado passivo, pois precisava de operações prévias para atuar como elemento de CSB. Ocorre que em investigação, o Operador alegou ainda estar em prazo de adequação ao SGIP. Ressalta-se que a utilização de dois conjuntos solidários de barreira independentes a todo momento, conforme exigido pelo item 11.3.1 do SGIP, ou análise de risco com medidas preventivas e mitigadoras para manter em nível ALARP exigido no item 11.3.1.4, poderia ter evitado a falha na árvore de pistoneio.

As causas básicas identificadas foram:

- Falha na gestão da contratada na manutenção da árvore de pistoneio: falta de plano de manutenção e manual de fabricante, manutenção inadequada da válvula mestra e da válvula *swab*, com a alteração do projeto original da *swab* e falta de rastreabilidade das inspeções e certificações realizadas na árvore;
- Falha no procedimento operacional das contratadas que operam equipamentos pelos quais não sejam responsáveis, logo, não são treinados nos procedimentos ou supervisionados;
- Falha no procedimento operacional, com uso da válvula mestra como operacional, e falha de leitura da posição de fechamento desta;
- Falhas em capacitação em integridade de poços e diretrizes e conceitos de SGIP em intervenção de poços de terra e águas rasas.

A Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP) está alinhada com as melhores práticas internacionais de óleo e gás para prevenção de acidentes a pessoas e ao meio ambiente, e a conclusão de sua implementação, em 2020, é de suma importância para redução dos riscos associados ao gerenciamento da integridade de poços, desde seu projeto até o abandono.

4. INVESTIGAÇÕES DE ACIDENTES RELEVANTES REALIZADAS PELA ANP

A Instrução Normativa nº 001/2009 instituiu o procedimento de investigação de incidentes a ser conduzido pelos servidores da ANP em instalações e atividades reguladas das indústrias do petróleo, gás natural, e biocombustíveis. Esta norma determina os tipos de incidentes que devem ser investigados pela ANP, cabendo às suas unidades organizacionais responsáveis estabelecerem os critérios desta investigação.

O procedimento de investigação de incidentes a ser conduzido pelos servidores da ANP tem o intuito de: (i) esclarecer os fatores causais e causas raiz do incidente; (ii) avaliar as medidas mitigadoras adotadas pelo agente regulado e apresentar recomendações quando necessário; (iii) apresentar ações complementares a serem tomadas, tanto pelo agente regulado quanto pela ANP, para se evitar a recorrência do incidente e/ou aprimorar a segurança operacional; (iv) verificar a aderência das operações à regulamentação aplicável e (v) tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação realizada pela Agência, quando esta julgar que tal informação possa contribuir para o incremento da segurança operacional de outros agentes regulados, ressalvadas as informações classificadas como reservadas de acordo com a legislação aplicável.

Além de realizar investigações de incidentes próprias, a ANP possui diversas formas de atuação sobre os incidentes ocorridos na indústria, a depender do potencial e gravidade do evento, que vão desde a realização de contatos ou reuniões com o Operador, para esclarecimento das circunstâncias do evento, até a avaliação da investigação realizada pelo Operador.

Neste contexto, quando é identificada uma oportunidade de aprendizado para a indústria, é publicado um alerta de segurança para disseminação da informação. Em 2019, foram publicados dois alertas de segurança, disponíveis para consulta no sítio da ANP²⁶.

Os processos de investigação realizados pela ANP de incidentes ocorridos em 2019 em instalações e exploração e produção encontram-se detalhados a seguir.

4.1. Descarga de óleo ocorrida em P-53

A ANP estabeleceu comissão de investigação, com participação do IBAMA, para identificar as causas da descarga de óleo na unidade P-53, localizada no campo de Marlim Leste da Bacia de Campos, a 120 km da costa, e que chegou a atingir as praias de Arraial do Cabo, Búzios e Cabo Frio.

A Petrobras identificou em 25/03/2019 feição oleosa suspeita nas proximidades das plataformas P-53 e P-40 e compartilhou imagens de satélite com o IBAMA, conforme previsto em Termo de Compromisso celebrado entre as partes. As imagens da mancha de 11,5 x 1,5 km foram registradas nas datas de 25/03 e 26/03/2019 e enviadas pela Petrobras ao IBAMA. Inicialmente, foi estimado um volume de 1,7 m³ de óleo vazado ao mar, com base na visualização por sobrevoo e no método do Acordo de Bonn. Posteriormente, o balanço de massa de óleo da instalação resultou no volume vazado de 122 m³.

²⁶ <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/resolucoes-notificacoes-procedimentos-e-orientacoes/alertas-de-seguranca>

No dia 27/03/2019, a Petrobras registrou no Sistema Integrado de Segurança Operacional – SISO da ANP mancha de origem indeterminada na Bacia de Campos. Somente em 28/03/2019, após análise laboratorial do CENPES, o óleo foi identificado como originário de Marlim Leste, tendo sido assumido como de instalação da Petrobras. No dia 29/03/2019, a equipe da Petrobras com representante da Marinha do Brasil faz sobrevoo, a mancha não é avistada e a Petrobras encerra as ações de resposta no mar.

Contudo, em 03/04/2019, o IBAMA informou a Petrobras do aparecimento de pelotas de óleo em praias de Arraial do Cabo e solicitou providências. No dia seguinte, a ANP foi comunicada por este operador da ocorrência de toque de óleo de origem indeterminada na costa, nas praias supracitadas. A ANP, por sua vez, solicitou investigação quanto à relação deste incidente com aquele registrado em 27/03/2019 e com procedência de óleo da unidade P-53. Não obstante, a operação Ouro Negro, composta pelo MPT, IBAMA, ANVISA, Marinha do Brasil, Inspeção do Trabalho e ANP realizou ação de fiscalização de 08 a 12/04/2019 na plataforma P-53. Foi então que o operador retificou o comunicado inicial de 04/04, de “constatação de mancha indeterminada” para “descarga significativa de óleo”, com volume inicial estimado em 1,7 m³. Por fim, após atendimento de notificações desta Agência, em 17/04/2019, a Petrobras confirmou a partir de laudo que o óleo que atingiu as praias de Arraial do Cabo, Búzios e Cabo Frio era de origem da unidade P-53.

A investigação da Petrobras sobre o acidente concluiu que houve um descontrole de processo na plataforma P-53, relacionado à integridade do medidor de interface água/óleo do separador, ao procedimento de monitoramento da qualidade da água descartada, à gestão da mudança do controle operacional de interface e à identificação de riscos. A comissão de investigação liderada pela ANP e com participação do IBAMA realizou ações de fiscalização na unidade P-53, bem como em escritório da Operadora (UN-Rio) e laboratório (CENPES). Por fim, identificou fator causal e causas raiz não apontadas pela Petrobras na investigação própria, referentes às ações de resposta a emergência que poderiam ter evitado o toque de óleo na costa. Adicionalmente, foram identificadas causas raiz relativas à responsabilidade gerencial e gestão de integridade dos equipamentos de separação do óleo em P-53, especificamente o medidor de nível do separador trifásico e o medidor *online* de teor de óleo e graxas (TOG). Estas causas raiz podem ser relacionadas às práticas de gestão estabelecidas no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional, estabelecido pela Resolução ANP nº 43/2007.

As principais conclusões desta investigação são:

- Em plataforma tipo FPU (*Floating Production Unit*) ou semissubmersível, em evento de desvio de processo na linha de tratamento de óleo, há potencial de elevação da concentração de óleo na água produzida descartada com potencial consequência ambiental. Considere-se

- que estas instalações não contam com elevada capacidade de armazenamento temporário de água produzida fora dos padrões ambientais (*offspec*);
- Os problemas em analisadores *online* de TOG, última salvaguarda ao descarte de água *offspec* ou vazamento de óleo, são recorrentes em diferentes instalações de produção;
 - Os medidores de interface do tipo empuxo, presentes em separadores e tratadores eletrostáticos, são reconhecidos pela Operadora desde 2011 com alta tendência à descalibração, erros de medição, retardo da resposta e alta frequência de manutenção, contudo ainda não haviam sido substituídos por outra tecnologia;
 - O monitoramento por satélite com imagens de períodos de no mínimo uma passagem ao dia sobre a mesma área geográfica é essencial para supervisão da atividade petrolífera no país;
 - A implementação pelo Operador de ações de prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar é fundamental para reversão do quadro de descarga proveniente das instalações de E&P, que no ano de 2019 registrou mais de 400 m³ de óleo.

4.2. Descarga de óleo no FPSO Cidade do Rio de Janeiro

Em 02/01/2019, a Petrobras comunicou a ocorrência de incidente com descarga significativa de óleo (1,4 m³) proveniente do FPSO Cidade do Rio de Janeiro, localizado no Campo de Espadarte, Bacia de Campos e operada Modec.

Posteriormente, a Petrobras relatou que a descarga de óleo era proveniente de um furo no tanque 5C e que o volume descarregado era de 4,9 m³. O concessionário realizou manobras na instalação com o objetivo de criar um equilíbrio hidrostático entre o óleo contido nos tanques e a água do mar, aumentando o calado da embarcação e cessando assim a descarga. Também foi realizada a transferência de parte do óleo do tanque 5C para o tanque 3C.

A instalação se encontrava em descomissionamento, sendo que a parada de produção ocorreu em junho de 2018. No entanto, permanecia nos tanques um volume de 90 mil m³ de óleo, o que corresponde a cerca de metade de sua capacidade de carga.

Com o intuito de verificar a situação do incidente, foi realizado sobrevoo no dia 05/01/2019 com representantes da ANP, Ibama e INEA.

Este incidente resultou em 15,36 m³ de óleo no mar, conforme mencionado no item 4.2 deste relatório, e foi acompanhado pela ANP, tendo sido realizada apresentação da investigação realizada pelo Operador em maio de 2019.

Posteriormente, no dia 23/08/2019 foram observadas novas trincas no casco do FPSO Cidade do Rio de Janeiro com descarga de óleo para o mar.

Em função da recorrência do evento e do potencial de obter lições aprendidas para aplicação nos processos de descomissionamento, foi aberto processo de investigação pela ANP, cujas principais constatações são expostas a seguir.

A unidade possuía, no momento do incidente, um inventário de 80.827 m³ de água oleosa; 5,13 m³ de óleo; 450 m³ de diesel; 356 tambores de borra oleosa (71 m³) e cerca de 169,19 m³ de borra oleosa em tanques.

O acidente evoluiu por meio da interligação de trincas formadas no casco, resultando em queda de placas do chapeamento ao longo de todo o costado do tanque 5P localizado na popa bombordo. O acidente resultou na descarga de 6,6 m³ de óleo no mar.

O Grupo de Acompanhamento e Avaliação – GAA, composto pela Marinha do Brasil, IBAMA e ANP, acompanhou a resposta a emergência liderada pela Petrobras que consistiu no monitoramento das trincas e estabilidade da unidade, enquanto se realizava a remoção de inventário até a retirada total da unidade da locação. Esta resposta findou em 22/11/2019, quando o FPSO chegou ao estaleiro Jurong, em Aracruz, para reforço do casco.

O tanque no qual ocorreram as avarias era designado por projeto para atender à função de armazenamento de água fora de especificação (*offspec*). Entretanto, seu sistema de proteção contra corrosão foi projetado para atender a finalidade de tanque para óleo convencional fora de especificação.

Como conclusão da investigação, foram identificados seis fatores causais, relacionados (i) à degradação das paredes do tanque 5P que levaram à trinca e posterior desprendimento, e (ii) à permanência do FPSO na locação com inventário e tanque preenchidos de contaminantes mesmo após o fim da vida útil.

As causas raiz identificadas foram: (i) falhas no planejamento, plano de ação e avaliação da qualidade dos relatórios de inspeções realizadas nos tanques; (ii) inconsistência nos critérios de projeto do sistema de proteção contra corrosão; (iii) problema na gestão de contratadas; (iv) falha na inspeção e manutenção de equipamentos; (v) baixa percepção de risco do Operador da Instalação; (vi) equipe de supervisão insuficiente e, por fim, (vii) falha no planejamento do descomissionamento do FPSO Cidade do Rio de Janeiro.

5. PARTICIPAÇÃO DA ANP NO PLANO NACIONAL DE CONTINGÊNCIA ACIONADO PARA CONTER O INCIDENTE DE ORIGEM DESCONHECIDA QUE ATINGIU O LITORAL BRASILEIRO

A ANP, em conjunto com a Marinha do Brasil e com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), compõe o Grupo de Acompanhamento e Avaliação (GAA) do Plano Nacional de Contingência (PNC) para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional, conforme o Decreto nº 8.137/2013.

No ano de 2019, alguns incidentes demandaram a articulação prévia entre os representantes do GAA. Tal articulação ocorre quando um dos representantes, diante das informações recebidas a partir de um comunicado inicial de incidente ou por outro meio,

julga necessário o estabelecimento de comunicação com os demais representantes para acompanhar e avaliar as ações de resposta do incidente em curso. A ANP dispõe de sistema informatizado de recebimento e distribuição de eventos incidentais para as instituições parceiras. Tais instituições, sempre que necessário, realizam ações conjuntas visando ampliar o conhecimento sobre o incidente, tais como, reuniões presenciais com o poluidor e vistorias no local do incidente. Articulações com essas características foram realizadas no âmbito dos incidentes com o FPSO Cidade do Rio de Janeiro, P-53 e P-58.

No entanto, um dos incidentes ocorridos em 2019 motivou também a convocação e ativação do GAA e o posterior acionamento do PNC. Trata-se de incidente de derrame de óleo de origem e poluidor desconhecidos, que atingiu 11 estados e 130 municípios do litoral brasileiro, conforme mostrado na Figura 4. O acidente foi inédito em extensão, comportamento e duração. O deslocamento das manchas abaixo da superfície do mar, apresentando difícil detecção aérea e por imageamento de satélite, tornou as ações de resposta ainda mais difíceis. Embora não se trate de acidente de exploração ou produção, não sendo egresso da infraestrutura de produção do Brasil, considera-se o evento um marco histórico, já que foi a primeira vez que o PNC foi acionado e, portanto, seu enfrentamento encontra-se detalhado no presente relatório.

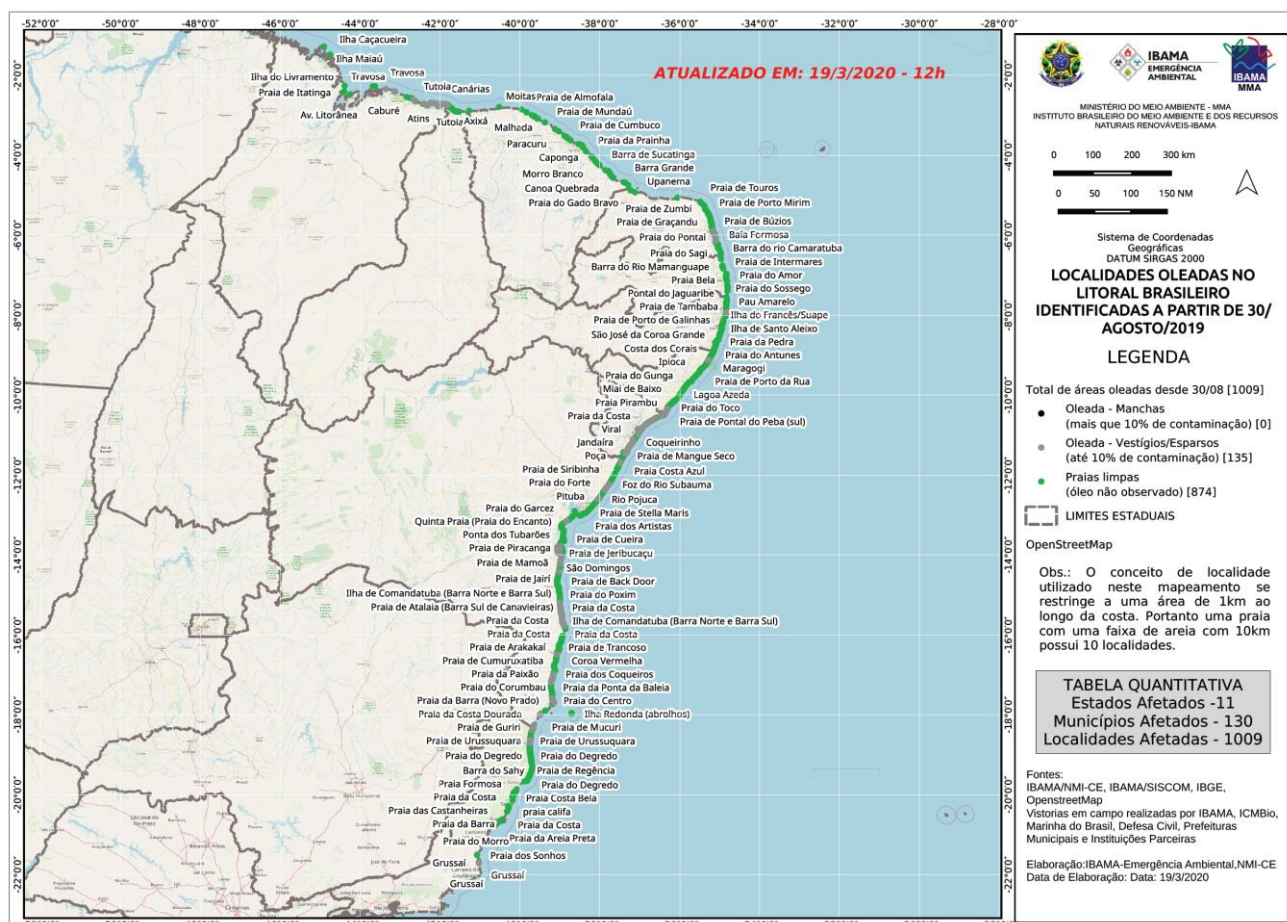


Figura 4 – Localidades oleadas no litoral brasileiro a partir de 30 de agosto de 2019



Em 02 setembro de 2019, Marinha, IBAMA e ANP iniciaram a articulação prévia para tratar da incidência de fragmentos de óleo que chegavam de maneira recorrente em praias do litoral nordestino. Inicialmente, as pequenas quantidades de óleo que alcançavam as praias não sinalizavam que o derramamento poderia corresponder a grandes volumes ou mesmo atingir grandes extensões de praias. Ao longo do mês de setembro, as praias foram limpas e

monitoradas e havia indícios de que a situação estava se normalizando. Com a redução das ocorrências de poluição, estimava-se que o incidente estivesse em fase de encerramento.

Todavia, em razão do ressurgimento de manchas no início de outubro, foi constatado que o volume de óleo aumentava, que o acidente possuía origem e poluidor desconhecido e que se tratava de um episódio incomum, devido ao caráter intermitente e errático do óleo. Assim, foi instalada, em 04 de outubro de 2019, sala de crise no 2º Distrito Naval da Marinha, em Salvador. Após o GAA ter cumprido as etapas preliminares de



acompanhamento e avaliação, foi constatado que o incidente possuía significância nacional e, com isso, em 11 de outubro de 2019, o Ministério do Meio Ambiente (MMA) acionou o PNC e, em razão da tipologia e das características do incidente, atribuiu à Marinha do Brasil a função de coordenadora operacional.



Os recursos utilizados para o acompanhamento e resposta foram provenientes das próprias instituições que compõem o GAA, que trabalharam de forma articulada com um Comitê de Suporte formado pelo Exército Brasileiro, Força Aérea Brasileira, Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), Defesa Civil, Ministério da Saúde, assim como com diversas instituições e agências federais,

estaduais e municipais, além de empresas e universidades, tal como a Petrobras e a *International Tanker Owners Pollution Federation* (ITOPF).

A Agência participou do GAA como fornecedora de subsídios humanos, técnicos, logísticos e laboratoriais. Servidores integraram o GAA no 2º Distrito Naval da Marinha e, posteriormente, no Ministério da Defesa e no 1º Distrito Naval da Marinha, quando da transferência da sala de crise para estes locais, ocorrida, respectivamente, em 26 de outubro de 2019 e 29 de novembro de 2019. Destaca-se a responsabilidade da ANP na elaboração do formulário diário ICS-209, que consolidava as principais ações realizadas pelas instituições em um único documento, encaminhado para as autoridades máximas das instituições envolvidas todos os dias, bem como para os órgãos de controle. A Agência também auxiliou na interlocução com órgãos ambientais, empresas e associações com a intenção de prover soluções definitivas para a destinação dos resíduos gerados. Além disso, houve articulação com empresas do setor de óleo e gás para a doação de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs), para envio de amostras a laboratórios no exterior e para a realização de monitoramento de praias e de vídeo educativo para os voluntários que efetivavam o trabalho de limpeza de praias. Nesse sentido, o início das atividades do Núcleo de Segurança Operacional de E&P da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente em Salvador (SSM/SSA), no segundo semestre de 2019, foi de fundamental importância.



O Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) da ANP, situado em Brasília, realizou análise de biomarcadores, a partir de amostras coletadas nas praias impactadas, com o intuito de revelar características do óleo que pudessem indicar sua origem. Também foram emitidas autorizações para o envio de amostras para o exterior, visando a análise do material oleoso recolhido no litoral brasileiro em instituições estrangeiras. O resultado destas análises, além de informações e pareceres técnicos adicionais, foi encaminhado para subsidiar a investigação em curso, que também contou com o apoio de servidores da ANP, no Centro Integrado de Segurança Marítima (CISMAR) da Marinha do Brasil, no Rio de Janeiro.

No final do ano de 2019, as ações de resposta, que antes demandavam esforços coordenados de diversas organizações, passaram a representar procedimentos rotineiros de monitoramento e atuações pontuais de limpeza de vestígios remanescentes, dentro da capacidade dos órgãos regionais. Assim, havia uma expectativa de desmobilização do PNC, já que não se fazia mais necessária a coordenação do acidente em nível federal, caracterizando a perda de significância nacional.

A linha do tempo com os principais marcos da atuação da ANP no GAA encontra-se na figura a seguir.



Figura 5 – Principais marcos temporais da atuação do GAA no incidente de manchas de origem desconhecida

As lições aprendidas devem ser incorporadas aos processos internos das instituições responsáveis segundo o Plano Nacional de Contingência – PNC (Decreto no 8.127 de 2013), de modo a buscar a melhoria contínua na coordenação dos processos de ações de respostas. Deste modo, a ANP pretende formalizar seus critérios de resposta, a partir de Instrução Normativa que visa definir critérios e procedimentos para o estabelecimento de um Sistema de Comando de Incidentes, o desenvolvimento de uma Sala de Comando de Incidentes na Agência e o treinamento periódico de seus servidores.

6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÃO

De acordo com a Resolução CNPE nº 17/2017, o planejamento para a oferta de áreas deverá considerar as conclusões das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). Alternativamente, para as áreas que ainda não tenham sido submetidas ao processo de AAAS, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia e do Ministério do Meio Ambiente, complementadas, no que se refere a bacias sedimentares terrestres, por pareceres dos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente, com competência para o licenciamento ambiental na área em questão.

Assim, todas as áreas ofertadas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP são previamente analisadas quanto à viabilidade ambiental pelos órgãos ambientais competentes. O objetivo desse trabalho conjunto é eventualmente excluir áreas sobrepostas a regiões onde não é possível ou recomendável a ocorrência de atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. Além disso, os pareceres

elaborados pelos órgãos ambientais podem apresentar diretrizes para o licenciamento ambiental, permitindo ao futuro operador do contrato a inclusão da variável ambiental em seus estudos de viabilidade técnica e econômica.

No ano de 2019, foram elaboradas três manifestações conjuntas: (i) Oferta Permanente de Áreas, (ii) 16ª Rodada de Licitações e (iii) 6ª Rodada de Partilha. Para tanto, a ANP trabalhou com a Administração Estadual de Meio Ambiente (Adema), órgão ambiental de Sergipe, com o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (IPAAM), órgão ambiental do Amazonas, com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), responsável pelo licenciamento ambiental de projetos localizados em bacias marítimas, e com o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), responsável pela gestão das unidades de conservação federais. Tal interação permitiu a oferta de 198 áreas em nove bacias sedimentares: Camamu-Almada (12), Campos (18), Espírito Santo (5), Jacuípe (5), Pelotas (56), Pernambuco-Paraíba (5), Santos (95), Sergipe-Alagoas Terra (1) e Solimões (1). Nesta última bacia, a análise se refere ao campo de Juruá (Gráfico 22).

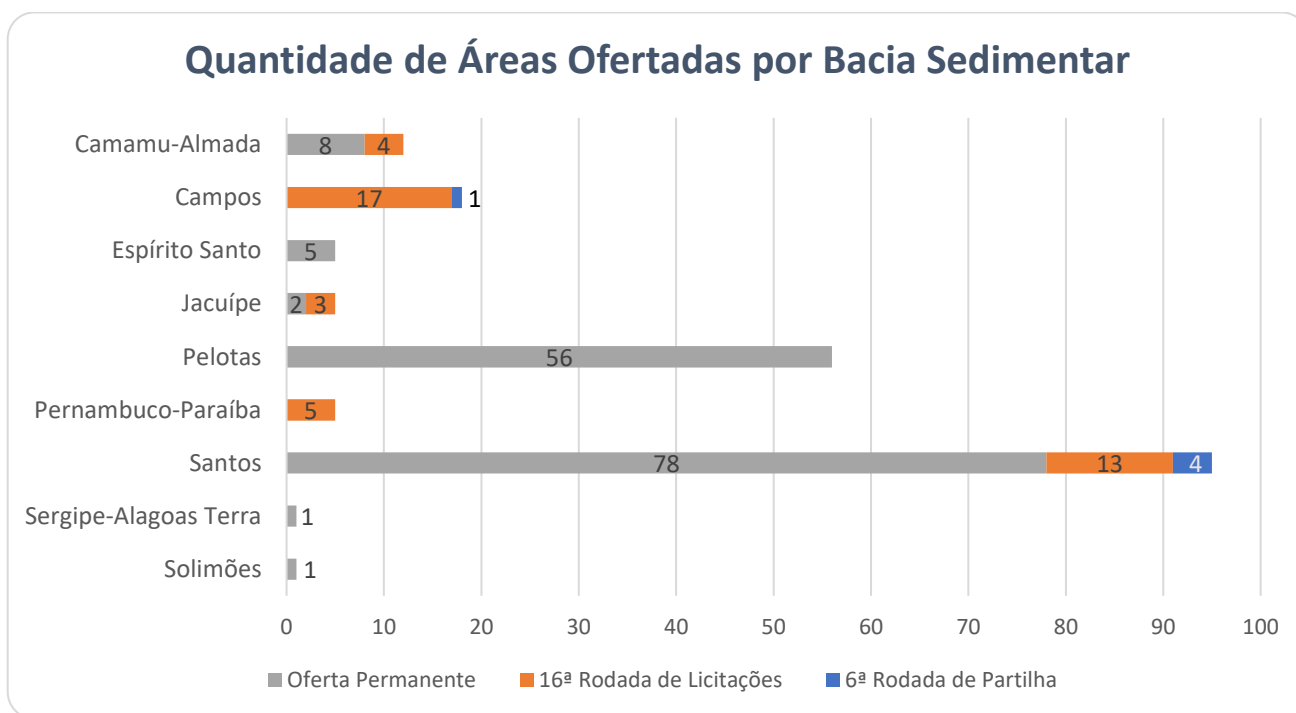


Gráfico 22 – Áreas ofertadas em 2019 a partir da avaliação ambiental prévia

7. LICENCIAMENTO AMBIENTAL E A DEVOLUÇÃO DE PRAZO OU SUSPENSÃO DE CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO COM A ANP

Os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural preveem a execução de um programa exploratório a ser cumprido pelo concessionário no

decorrer da fase de exploração. Após essa fase, caso ocorra declaração de comercialidade, o concessionário precisa instalar meios para viabilizar a produção e o escoamento do fluido a ser produzido. Ambas as fases devem ser realizadas nos prazos acordados com a ANP.

Considerando que a ausência de licenças ambientais inviabiliza a execução de diversos compromissos assumidos com a ANP, os concessionários podem requerer aplicação de cláusula do contrato de concessão que permite a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual, em casos de dificuldades para obtenção dessas autorizações. Nesses casos, precisam ficar comprovados atrasos no processo de licenciamento ambiental por culpa exclusiva do órgão responsável pelo licenciamento.

As dificuldades que os concessionários encontram na obtenção das licenças ambientais podem ser avaliadas por meio do esforço administrativo demandado para analisar as solicitações de devolução de prazo ou suspensão dos contratos. Uma outra maneira é verificar o número de contratos que estão suspensos devido à ausência de licenças ambientais.

7.1. Bacias Sedimentares Terrestres

O Gráfico 23 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano)²⁷ de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual encaminhadas pelos concessionários nos últimos três anos em bacias terrestres.

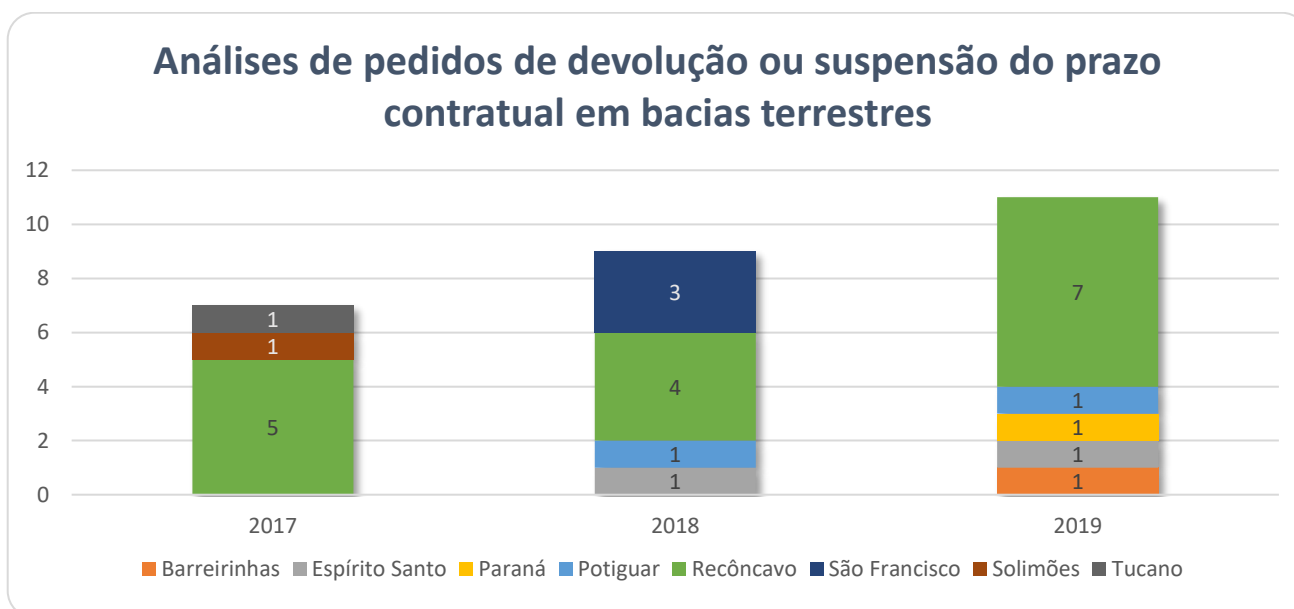


Gráfico 23 – Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados em bacias sedimentares terrestres

²⁷ Um contrato pode ter demandado mais de uma vez a avaliação da equipe, tanto em função da fase exploratória quanto devido a pedidos de reconsideração por parte do concessionário.

Os principais aspectos relatados pelos concessionários que motivaram a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foram: (i) atrasos injustificados na análise por parte dos órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs) das respectivas unidades da federação onde as atividades são desenvolvidas; (ii) dificuldades de obtenção de autorizações de órgãos intervenientes, como o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e de superficiários de terras. Algumas análises concluíram ainda que o concessionário não fazia jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido.

Como pode ser observado, houve um aumento no número de análises no ano de 2019, quando comparado aos anos de 2017 e 2018. O acréscimo pode ser justificado pelos pleitos de concessionários que arremataram campos na 3ª e 4ª rodadas de áreas com acumulações marginais e que relataram dificuldades no processo de licenciamento ambiental, relacionadas principalmente ao item (ii) indicado acima. Verifica-se também que as dificuldades têm se mantido concentradas ao longo dos anos na bacia do Recôncavo, uma das bacias terrestres com o maior número de atividades que, conseqüentemente, gera um grande esforço de emissão de licenças ambientais.

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 24 demonstra que 29 contratos de concessão se encontravam nesta situação em 2019. Esses contratos estão distribuídos nas bacias do Recôncavo (15), São Francisco (5), Paraná (4), Sergipe-Alagoas (4) e Acre (1). Destes, 24 estão associados a restrições ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, tendo três deles menção a necessidade de elaboração de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS): dois na bacia do Paraná e um na bacia do Acre.

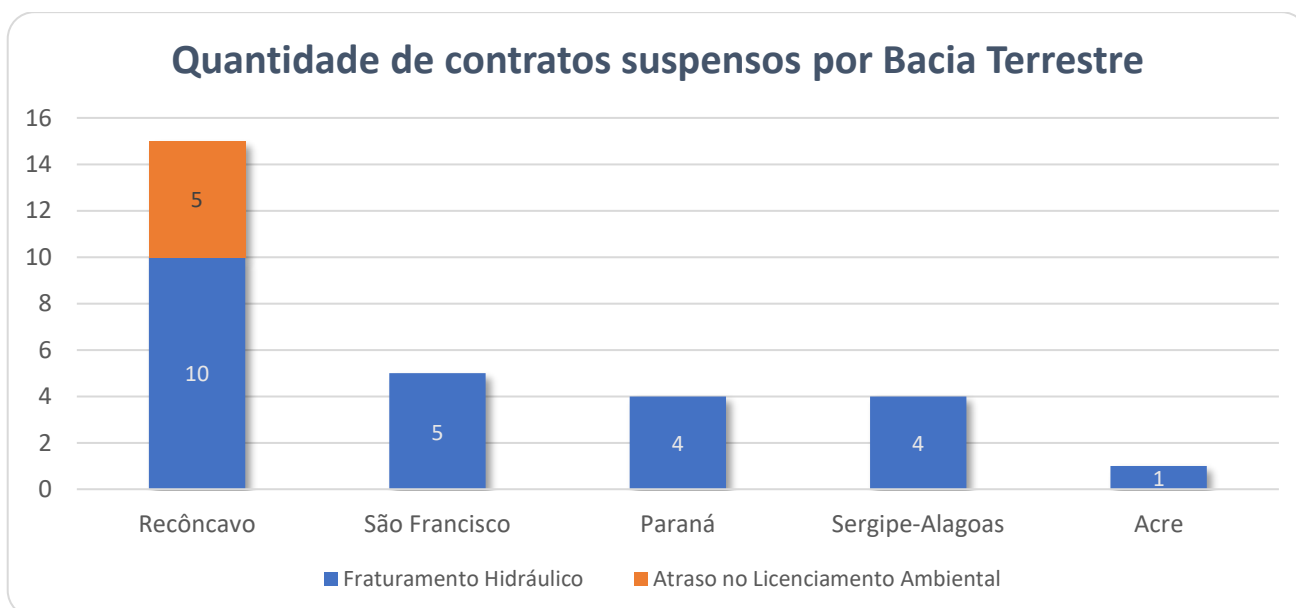


Gráfico 24 – Total de contratos suspensos até 2019 em bacias sedimentares terrestres, com destaque para a motivação da suspensão

A restrição ao emprego do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional decorre tanto de ações civis públicas que vedaram o uso da técnica, quanto de decisões dos próprios órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Decisões liminares que suspenderam os efeitos de contratos em áreas terrestres cujo principal objetivo geológico seriam recursos não convencionais, como os provenientes da 12ª Rodada de Licitações, em geral, condicionam a execução das atividades à realização prévia de AAAS e ao estabelecimento de alguma regulamentação para a técnica.

Para os cinco contratos de concessão restantes mostrados na Figura 6, todos localizados na bacia do Recôncavo, a suspensão se deu em razão de atrasos no processo de licenciamento ambiental para perfuração de poços exploratórios pelas razões (i) e (ii) já relatadas.

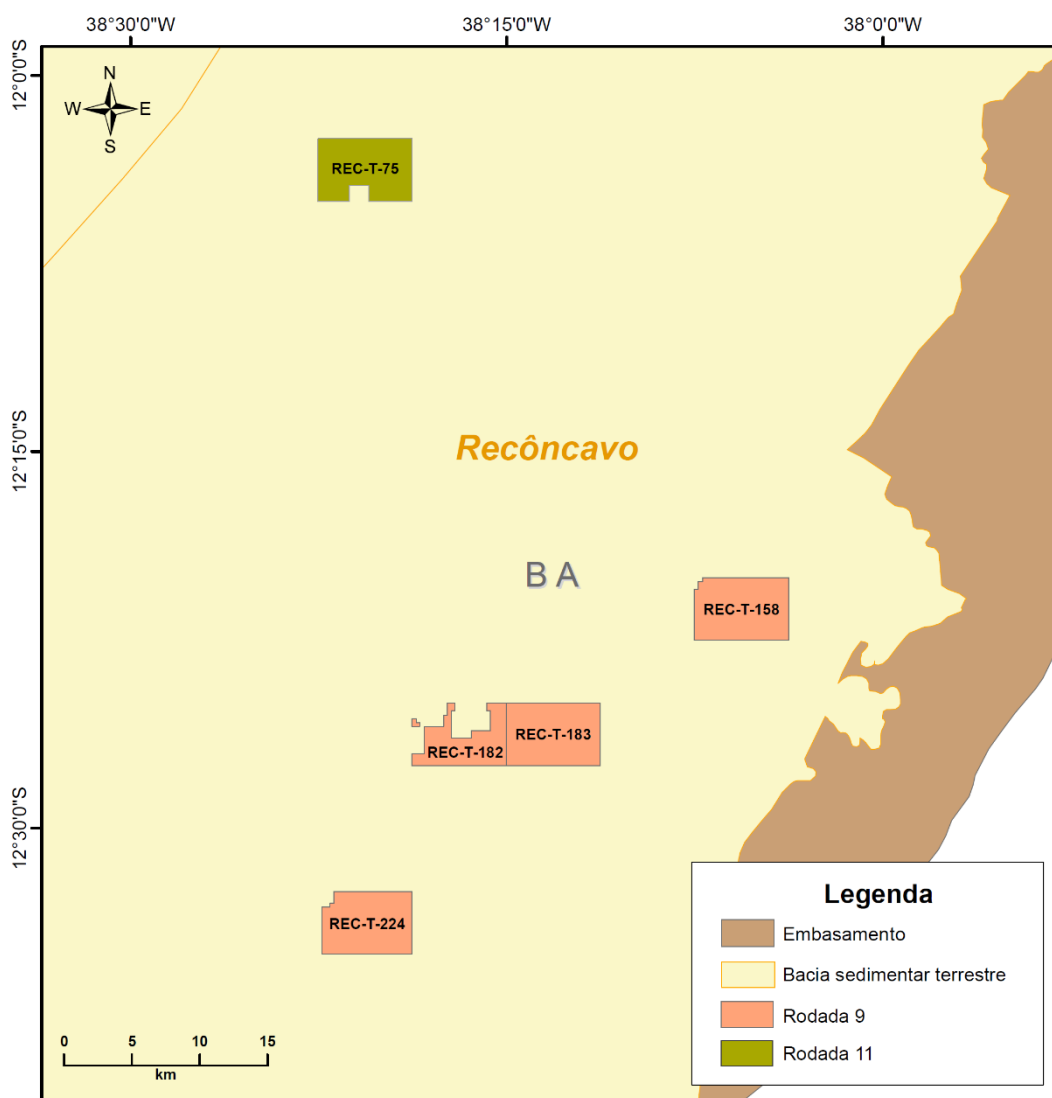


Figura 6 – Contratos suspensos devido a atrasos no processo de licenciamento ambiental

Observa-se que há contratos suspensos tanto em bacias sedimentares de nova fronteira, como em bacias maduras, indicando que a motivação para a suspensão dos contratos não parece ter relação direta com o conhecimento que se tem da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural.

7.1. Bacias Sedimentares Marítimas

O Gráfico 25 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano) de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual encaminhadas pelos concessionários nos últimos três anos em bacias marítimas.

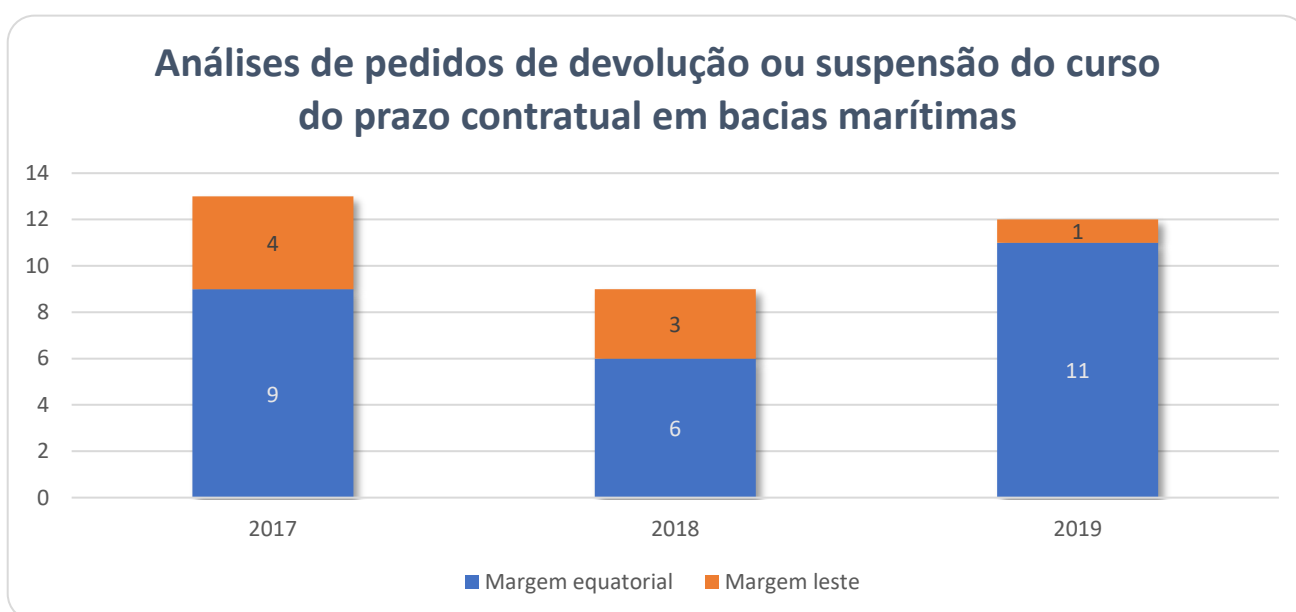


Gráfico 25 – Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados nas bacias sedimentares marítimas

Os principais aspectos relatados pelos concessionários que motivaram a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foram os atrasos injustificados por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Algumas análises concluíram ainda que o concessionário não fazia jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido.

Como pode ser observado, o número de análises se manteve estável ao longo dos anos, alcançando 12 apreciações em 2019. As bacias sedimentares que concentram maiores dificuldades na obtenção de licenças ambientais, tanto para aquisição de dados sísmicos, quanto para a perfuração de poços exploratórios, estão situadas na margem equatorial, representadas pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. Especificamente para o ano de 2019, verifica-se uma predominância de análises nesta região, sendo a maioria dos contratos provenientes da 11ª Rodada de Licitações. Em

seguida, observa-se casos na margem leste, especificamente nas bacias de Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Jequitinhonha, Camamu-Almada e Campos.

Além de serem áreas que representam novas fronteiras exploratórias, as dificuldades advêm da proximidade da costa e da tendência de possíveis derramamentos de óleo atingirem ambientes sensíveis, de acordo com os resultados de modelagens de dispersão de óleo. A falta de conhecimento de atributos socioambientais também motiva a concentração de casos nestas regiões. A exceção é a bacia de Campos, cuja situação reportada possuía relação com a presença de algas calcárias (rodolitos).

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 26 demonstra que 27 contratos de concessão se encontravam nesta situação em 2019.



Gráfico 26 – Total de contratos suspensos até 2019 em bacias sedimentares marítimas

A bacia de Barreirinhas é aquela com o maior número de contratos suspensos, totalizando 52% do total. Um caso emblemático é o do contrato BM-BAR-4, oriundo da 6ª Rodada de Licitações, cujo processo de licenciamento ultrapassou 10 anos de duração. Seguindo as atuais diretrizes ambientais para oferta de blocos exploratórios, ele sequer teria sido disponibilizado, devido à proximidade da costa e profundidade da lâmina d'água onde está inserido.

Observa-se que há contratos suspensos ao longo de todo o litoral brasileiro, desde a bacia da Foz do Amazonas até a bacia de Pelotas. A exceção são as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, cuja atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural já se

encontra consolidada e onde há disponível uma maior quantidade de informações socioambientais.

8. INFRAÇÕES

As atividades de fiscalização realizadas pela ANP, de caráter pedagógico, visam instruir os Sistemas de Gerenciamento de Segurança Operacional dos agentes econômicos do setor, em alinhamento ao Regime de Segurança Operacional, buscando incentivar o uso das melhores práticas de engenharia e de segurança operacional para reduzir acidentes operacionais, promovendo a proteção da vida humana, do meio ambiente e dos ativos. Quando as não conformidades deixam de ser saneadas no prazo determinado pela fiscalização, ou nas hipóteses de não conformidade crítica ou descumprimento de notificação, por exemplo, instaura-se um processo administrativo sancionador.

A partir do Gráfico 27 são identificados os cenários processuais regulados pela SSM a cada ano, desde 2009. Estes dados compreendem processos com infrações atreladas a desvios de diferentes práticas de gestão contempladas nos regulamentos técnicos vigentes, sejam estes o SGSO (2007), SGI (2010), RTDT (2011), SGSS (2015) e SGIP (2016), bem como desvios apurados através de investigação de denúncias e de incidentes, descumprimento de notificação e de demais estabelecimentos previstos no artigo 3º da Lei 9.847/99.

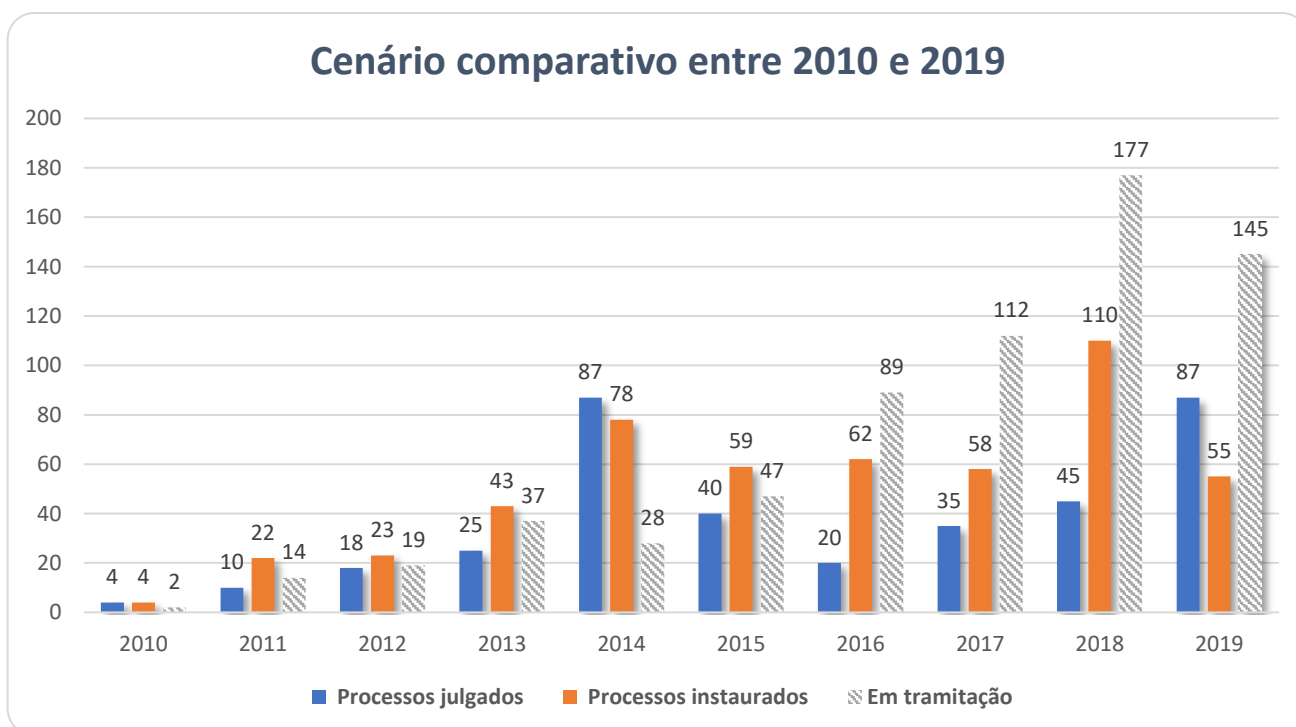


Gráfico 27 – Quantidade de processos instaurados, julgados e tramitados em 1ª instância

Durante o ano de 2019, as multas aplicadas a partir de 87 processos julgados totalizaram um valor de R\$ 92.164.033,25. As multas recolhidas neste ano, por sua vez, totalizaram um valor equivalente a R\$ 52.151.548,89. Através do Gráfico 28 é possível analisar comparativamente os valores recolhidos e aplicados anualmente desde 2010.

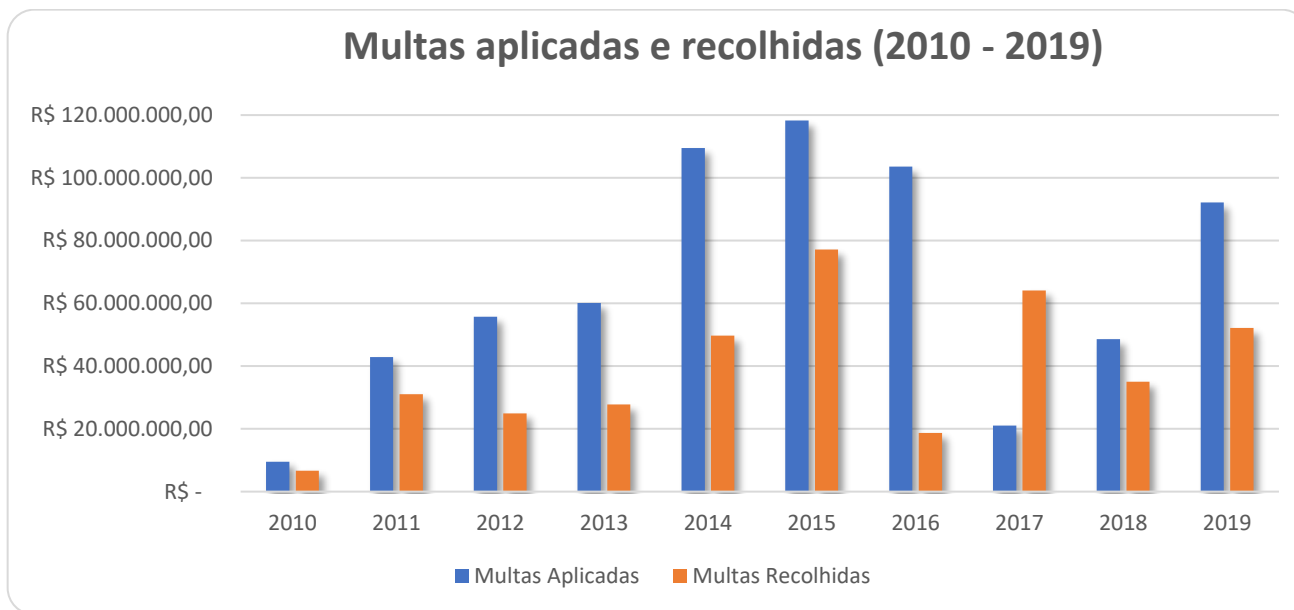


Gráfico 28 – Valores de multas aplicadas e recolhidas anualmente pela SSM desde 2010

9. PARCERIAS

As parcerias da ANP com escopo em segurança operacional são fundamentais para abranger todos os aspectos relevantes para a proteção da vida humana e do meio ambiente nas atividades de exploração e produção conduzidas no país. Os termos de execução descentralizada²⁸ com a Marinha para realização de perícias e monitoramento auxiliam na cobertura necessária para controle e fiscalização das atividades da indústria de óleo e gás em toda costa. Os trabalhos conjuntos com IBAMA e órgãos ambientais estaduais são contínuos para garantia da proteção do meio ambiente desde a definição das áreas a serem ofertadas e no licenciamento para realização das operações, até seu descomissionamento e recuperação das áreas.

Não obstante, a ANP é membro do IRF – *International Regulators Forum*²⁹ que reúne órgãos reguladores em saúde e segurança das atividades de Exploração e Produção (E&P) marítima de óleo e gás de onze países. Neste fórum, além do compartilhamento de dados, como os de incidentes apresentados neste relatório, são realizadas trocas de experiências e

²⁸ Resultados das ações dos termos de execução descentralizada disponíveis em <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/parcerias/termos-de-cooperacao>

²⁹ Site do IRF com mais informações disponíveis em: <https://irfoffshoresafety.com/>

das melhores práticas da indústria conforme exigido para os operadores nos contratos de concessão e partilha. Inclusive, em 2019, a ANP compartilhou conhecimentos e experiências com toda indústria internacional através do site¹⁸ deste fórum, a saber: Projeto IRF de indicadores de desempenho e identificação e análise de riscos - o exercício de verificação em modelos regulatórios baseados em desempenho. Em complemento, a ANP elaborou e compartilhou com as demais agências a necessidade de melhoria dos processos de investigações de incidentes, com apontamentos para melhoria da profundidade, das metodologias utilizadas e dos resultados internos e externos de tais ações, em um processo amplo de aprendizado sobre incidentes.

Em 2019, foi intensificada a parceria com os órgãos integrantes da operação Ouro Negro, iniciada em 2011, e iniciado um conjunto de *workshops* específicos com o órgão regulador norueguês *Petroleum Safety Authority* - PSA, com temas mutuamente relevantes e desafiadores, na busca pela redução dos riscos para segurança operacional nas atividades de E&P.

9.1. Ouro Negro

Em primeiro de fevereiro de 2019 foi publicada no Diário Oficial da União pelo Ministério Público do Trabalho – MPT a extensão, por cinco anos, prorrogáveis, do acordo de cooperação técnica denominado Operação Ouro Negro. Esta parceria entre ANP, Marinha do Brasil, Inspeção do Trabalho do Ministério da Economia (anteriormente assinado pelo Ministério do Trabalho), IBAMA e MPT, teve início em 2011 e contou com a adesão da ANVISA em 2013. O objeto da Operação Ouro Negro é de fomentar o trabalho conjunto de auditoria e fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás nas águas jurisdicionais brasileiras, buscando aprimorar a garantia de um ambiente de trabalho seguro e saudável e de relações de trabalho protegidas. A partir das experiências desenvolvidas, a atuação conjunta passou a representar a presença organizada do Estado Brasileiro a bordo das plataformas, inspecionadas em conjunto pelos órgãos fiscalizadores da atividade.

A parceria consiste na realização de embarques conjuntos, por representantes das instituições, precedida de reunião prévia com representante da companhia operadora da unidade, com a produção de relatório conjunto posterior e a abertura de procedimentos administrativos no âmbito das instituições. Também são abertos Procedimentos Promocionais para tratamento de temas específicos, como o controle à exposição a TENORMs, material radioativo em plataformas e acompanhamento do processo de descomissionamento de unidades. Outra atividade decorrente da parceria é a participação em eventos realizados pelos parceiros ou outros atores envolvidos, com a participação dos

profissionais da Ouro Negro para difusão de conhecimento, incremento da parceria e troca constante de informações.

Do ano de 2011 a 2019 foram realizados os seguintes embarques conjuntos:

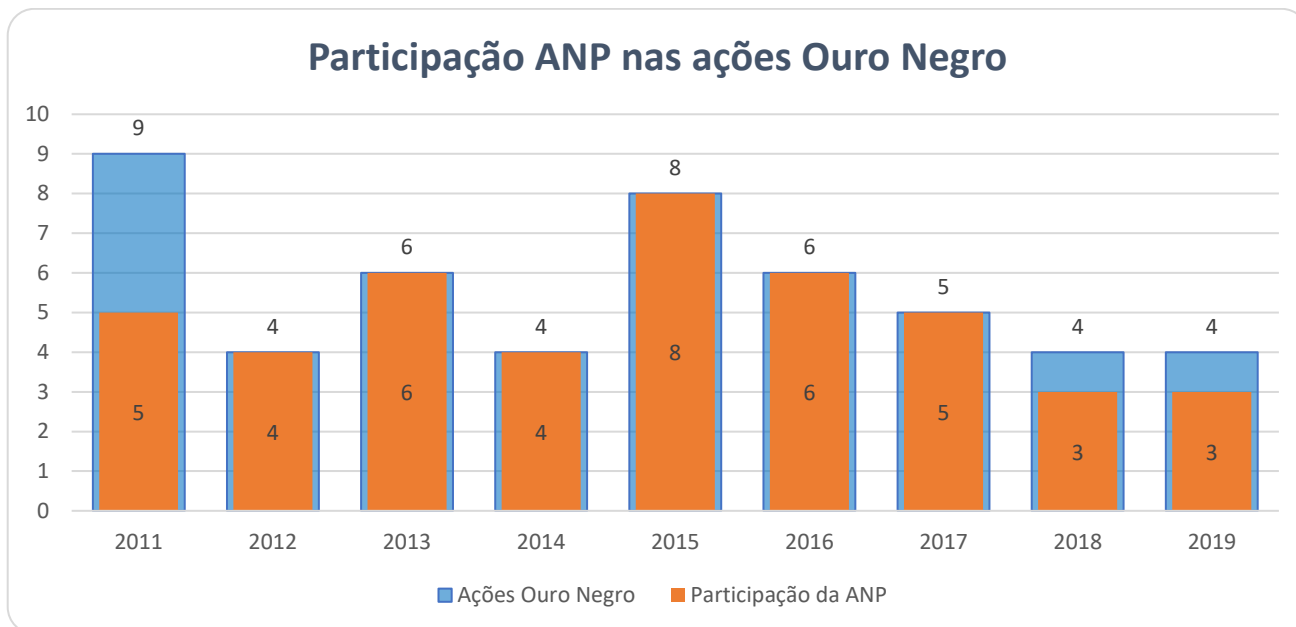


Gráfico 29 – Quantidade de ações Ouro Negro realizadas por ano total e com participação da ANP

Conforme gráfico acima, foram realizadas quatro atividades da Ouro Negro em 2019 (P-53, FPSO Cidade Campos dos Goytacazes, FPSO Cidade de Santos e Polo Pargo), sendo que em três deles a ANP também participou conjuntamente da fiscalização de bordo (a exceção foi a atividade no Polo Pargo).

Os principais temas debatidos na Ouro Negro em 2019, que resultaram em reuniões e ações conjuntas específicas foram:

- Gestão de segurança das plataformas operadas pela Modec;
- Descomissionamento/desinvestimento das plataformas Petrobras – acompanhamento do processo de descomissionamento/desinvestimento pela Petrobras das plataformas e seus desdobramentos na segurança, quer pela falta de investimento, quer pela atuação direta nos processos de limpeza e desmonte;
- TENORMs em plataformas, com vistas a criar com a participação da CNEN um protocolo de atuação para o cuidado no armazenamento de transporte do material radioativo produzido a bordo e proteção da saúde dos trabalhadores das empresas especializadas na limpeza de dutos e vasos com material radioativo.

A comunicação e interação entre os órgãos parceiros e a agilidade e articulação na tomada de decisões para os mais diversos problemas identificados ainda tende a ser aprimorada, com o projeto de banco de dados que integrará as plataformas de informações dos parceiros para cruzamento de dados.

9.2. PSA

A agência reguladora norueguesa *Petroleum Safety Authority* – PSA, assim como a ANP, faz parte do *International Regulators Forum* – IRF³⁰. Em 2018, durante o evento *Offshore Northern Seas Conferece* – ONS, a ANP manifestou interesse em estabelecer agenda de reuniões mais frequentes em temas específicos de interesse mútuo com o PSA. Dentre os tópicos propostos, foram listados: extensão de vida útil de campos e ativos, descomissionamento, abandono de poços e outros do interesse da ANP.



A troca de experiências tem como objetivo subsidiar ambos os órgãos com práticas regulatórias eficazes para o desenvolvimento contínuo da segurança operacional nas atividades reguladas, seja por meio de resoluções, fiscalização ou outras ações de supervisão e divulgação de lições aprendidas. Embora as características dos ambientes econômico, geopolítico e ambiental sejam distintas, há forte convergência no modelo regulatório aplicado, o qual se baseia na adoção de um sistema de gestão de segurança pelos operadores (baseado em práticas de gestão) para o gerenciamento dos riscos advindos das atividades de E&P. A colaboração visa o aprimoramento de um regime que contribua para a segurança da indústria, alcançando-se um modelo regulatório moderno, baseado nas melhores práticas da indústria de petróleo e gás e internacionais. A Resolução ANP nº 43/2007 foi largamente baseada no sistema regulatório norueguês.

A ANP/SSM está promovendo significativa revisão de suas normas, em especial, das Resoluções nº 43/2007, 44/2009, 2/2010 e 37/2015, sendo a primeira delas o regulamento mais fundamental – base da regulação de segurança operacional para indústria do petróleo no país.

No segundo semestre de 2019, reconhecendo a importância de se buscar *benchmarkings* de regulação para o aprimoramento de sua atuação, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente organizou e realizou *workshop*, no Rio de Janeiro, entre os dias 4 a 7 de novembro de 2019, com a alta administração, incluindo sua Diretora Geral, e técnicos do PSA.

³⁰ Site do IRF com mais informações disponíveis em: <https://irfoffshoresafety.com/>

Os resultados das discussões, que continuam por meio de videoconferências periódicas, resultaram em uma agenda de esforço mútuo. O PSA impressiona pelo nível de maturidade e total transparência em que se relaciona com o mercado regulado. Dessa forma, em 2020, ambas as agências têm



o intuito permanecer em cooperação técnica, incluindo o compartilhamento de informações e a realização de *workshops* e visitas mútuas, como realizado em novembro de 2019, no Rio de Janeiro. As principais metas a serem atingidas por meio desta cooperação são:

- Compartilhamento de resultados de planejamento e execução de auditoria em tema específico (por exemplo, descomissionamento);
- Compartilhamento de informações sobre lições aprendidas com acidentes relevantes e não conformidades críticas de auditorias;
- Compartilhamento de entendimentos sobre indicadores de desempenho de segurança para acompanhamento da evolução da indústria;
- Compartilhamento de entendimentos de fluxos de trabalho que envolvam:
 - Transferência segura de operações;
 - Gerenciamento de envelhecimento e extensão de vida dos ativos;
 - Avaliação do impacto da segurança cibernética nas operações;
 - Órgãos ambientais e autoridade marítima;

10.CONCLUSÕES

Entre outras competências definidas em lei, cabe à ANP fazer cumprir as regulamentações vigentes, bem como cabe aos operadores atender à legislação vigente e adotar as melhores práticas da indústria, que podem ser definidas como *"aquelas práticas e procedimentos empregados na indústria do petróleo em todo o mundo por operadores prudentes e diligentes sob condições e circunstâncias, tendo em conta fatores como a conservação dos recursos petrolíferos, segurança e proteção ambiental"*³¹.

³¹ *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects 2nd ed* - Claude Duval, Honore Le Leuch, Andre Pertuzio, Jacqueline Lang Weaver.

Anualmente a ANP, além do presente relatório, apresenta o desempenho da indústria em segurança operacional no *Workshop* de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SOMA e, mais recentemente, em fórum específico para o ambiente terrestre, no *Workshop* de Segurança Operacional e Meio Ambiente para Instalações Terrestres - SOMAT. O vídeo da última edição do VII SOMA³² está disponível na página da ANP, assim como todas as apresentações realizadas no IV SOMAT³³ para visualização de todos.

Com os resultados das fiscalizações realizadas, bem como por meio da análise dos acidentes ocorridos em 2019, a ANP percebe a oportunidade e a necessidade de melhorias nos processos de gerenciamento da segurança, especialmente de unidades marítimas de produção e escoamento, inclusive em situações de menor duração das operações, como os TLDs – Testes de Longa Duração e SPAs – Sistemas de Produção Antecipada. Um aspecto importante a ser levado em consideração é que o desenvolvimento dos projetos e a elaboração de seus Estudos de Risco e Segurança sejam rigorosos na comprovação da adoção das melhores práticas. As decisões e análises devem buscar a demonstração da condição ALARP e mais importante, deve segui-las. A demonstração da condição ALARP, portanto, deve ser um processo cuidadosamente compreendido pelas lideranças das companhias submetidas ao Regime do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional, desde a concepção dos projetos, durante a execução das operações, até seu descomissionamento ou transferência para operação por outro operador.

Os momentos em que a ANP verifica o cumprimento da adoção das melhores práticas ocorrem tanto em ações de fiscalização pré-operacionais, quanto por ocasião da análise da Documentação de Segurança Operacional (DSO) das instalações e em cargas de dados de poços e dutos. Assim, uma vez que a DSO seja submetida à aprovação desta Agência, nos termos da Resolução ANP nº 43/2007 e nº 02/2010, a ANP pode não aprovar que a unidade inicie sua operação no Brasil, caso esteja em desacordo com as melhores práticas da indústria. Assim se pautam todos os regulamentos técnicos do arcabouço de segurança operacional. A comprovação da adoção das melhores práticas internacionais é fundamental para que o operador demonstre a condição ALARP para os riscos das instalações, assim como para casos particulares encontrados em seus estudos de risco e segurança.

Para 2020, a ANP busca a simplificação regulatória e a maior efetividade das ações realizadas, de forma a ser mais assertiva em sua atuação e na aplicação de seus recursos, visando o protagonismo dos operadores na gestão da segurança operacional de suas instalações.

³² Vídeo VII SOMA disponível em <http://www.anp.gov.br/agenda-de-eventos/vii-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-vii-soma>.

³³ Apresentações do IV SOMAT disponíveis em <http://www.anp.gov.br/agenda-de-eventos/vii-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-vii-soma>.

Considerando as fases do ciclo de vida das instalações e a necessidade da adoção efetiva das melhores práticas da indústria e manutenção dos riscos no nível ALARP, em 2019, observou-se como principais pontos de atenção:

- Projeto, comissionamento e pré-operação: implementação de recomendações contidas nas análises de risco com respeito ao conceito de tolerabilidade ao risco, inclusive advindas de gestões de mudança; correta alocação, instalação e teste de sistemas de detecção e combate a incêndio; auditoria de barreiras e aplicação de procedimento de *start up*; início das operações com contingências deve ocorrer apenas em caráter excepcional e temporário.

- Operação: contingenciamento adequado quando da degradação de um elemento crítico; conhecimento e controle dos envelopes operacionais de elementos de barreira de poços e sistemas submarinos; planejamento e execução de testes de desempenho para barreiras; estudos de risco para avaliar as consequências de incêndios, dispersão de gases e explosões nos cenários de riscos acidentais identificados e classificados como não-toleráveis; atendimento a normas e boas práticas; controle e atendimento a inspeções estabelecidas em procedimentos, bem como cumprimento de suas recomendações de inspeções, identificação de salvaguardas com implementação prévia de recomendações apontadas em estudos de risco; capacitação e adequação ao SGIP; monitoramento da qualidade da água descartada.

- Cessão de direitos e obrigações: necessidade de submissão antecipada da Documentação de Segurança Operacional – DSO, que deve ser aprovada antes do início das operações; sistema de gestão constituído sob posse dos dados de segurança de suas instalações e em conformidade com regulamentações vigentes e com o correto gerenciamento de equipamentos e sistemas críticos; capacitação da equipe em procedimentos críticos; correto contingenciamento de elementos críticos indisponíveis, controle da integridade e dos resultados de inspeções e manutenção da instalação; implementação de recomendações de estudos de risco.

- Extensão de Vida: gerenciamento da extensão de vida das instalações; implementação de recomendações oriundas da avaliação de riscos do estudo de extensão de vida útil (EVU); atendimento às premissas deste estudo; condicionantes impostas pelos estudos de EVU atendidas para continuidade operacional, com foco especial à sistemas submarinos.

- Descomissionamento: Gerenciamento do inventário de hidrocarboneto e demais contaminantes a bordo, com a imediata limpeza, inertização e manutenção da unidade livre de hidrocarbonetos, de maneira a prevenir e mitigar riscos advindos da perda de contenção; planejamento do descomissionamento e gerenciamento da integridade da instalação; monitoramento de poços em abandono temporário e controle do passivo de poços a serem abandonados permanentemente.

Com base nas necessidades por fase das instalações de E&P, é possível depreender como desafios dos operadores para melhoria do desempenho em segurança operacional em relação ao observado em 2019:

Desafio #1 – Aumento da robustez das ações de **prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar**, através de auditorias de barreira, implementação de ações de abrangência e lições aprendidas.

Desafio #2 – Melhoria significativa na **identificação e análises de riscos**, com metodologias reconhecidas pelas melhores práticas, critérios claros de tolerabilidade ao risco e medidas e recomendações dos estudos implementados previamente à atividade, considerando todas as etapas do ciclo de vida das instalações (seja poço, sistema submarino, unidade marítima ou terrestre de produção e perfuração).

Desafio #3 – Garantia da disponibilidade e integridade de **sistemas e equipamentos críticos**, com implementação de contingência na falha, capacitação em **procedimentos críticos** e controle de inspeções e manutenção.

Desafio #4 – Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com **avaliação técnica rigorosa** da indústria na **transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações** (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção).

Já na interface com órgãos ambientais, buscando evitar o resultado indesejável da suspensão de contratos, o processo de decisão sobre os blocos a serem ofertados vem passando por aprimoramento. De acordo com o art. 6º da Resolução nº 17/2017 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o planejamento de outorga de áreas deve levar em consideração as conclusões de estudos multidisciplinares de avaliações ambientais de bacias sedimentares, com abrangência regional, que subsidiarão o planejamento estratégico de políticas públicas, de modo a dar maior segurança e previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos, segundo as melhores práticas internacionais.

No entanto, para as áreas nas quais ainda não tenham sido concluídos tais estudos, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA). Para as bacias sedimentares terrestres, a manifestação conjunta deve ser complementada por pareceres emanados dos OEMAs – Órgãos Estaduais de Meio Ambiente. Para as bacias sedimentares marítimas, as manifestações conjuntas apresentam como restrição a oferta de áreas localizadas em distância inferior a 50 km da costa e em lâmina d'água inferior a 50 m, além de outras diretrizes estabelecidas de acordo com as características locais.

Os estudos multidisciplinares de avaliações ambientais de bacias sedimentares previstos pela Resolução CNPE nº 17/2017 serão concretizados por meio de Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS). Os dois primeiros EAAS desenvolvidos no país, um para a bacia sedimentar terrestre do Solimões e outro para as bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe serão concluídos em 2020. Espera-se que seus resultados estimulem a elaboração de novos estudos para as demais bacias sedimentares brasileiras, bem como orientem tanto a outorga de novas áreas, quanto o licenciamento ambiental das atividades que venham a ser necessárias para a exploração dessas áreas.

Ainda como esforço de aperfeiçoamento do processo de licenciamento ambiental, especificamente para as bacias terrestres, destaca-se a Resolução CNPE nº 27/2019 que instituiu o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020), cujo objetivo, entre outros, é a promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental, simplificação regulatória e desenvolvimento do projeto de Poço Transparente como forma de estudo do fraturamento hidráulico não convencional para exploração e produção terrestre.

Do ponto de vista institucional, a ANP busca um diálogo cada vez mais amplo com os Operadores e com os órgãos ambientais, visando compreender as dificuldades que ocorrem ao longo do processo de licenciamento ambiental, mediando conflitos e buscando a realização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural de maneira segura e com a proteção do meio ambiente.

Além disso, acredita-se que com as parcerias e *benchmarkings* com órgãos nacionais e internacionais, constante capacitação do corpo técnico, modernização do arcabouço regulatório, práticas de fiscalização eficazes e melhoria da infraestrutura para monitoramento e resposta às emergências, a ANP atingirá sua missão de elevar a percepção de riscos das empresas de exploração e produção de óleo e gás no Brasil, de forma a inspirar um desempenho exemplar em segurança, prevenir acidentes e proteger os trabalhadores, as comunidades vizinhas e o meio ambiente.