RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2024

Superintendência de Segurança Operacional

anp
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

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

Superintendência de Segurança Operacional

anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Bruno Conde Caselli – Diretor Substituto

Diretores

Symone Christine de Santana Araújo (Diretoria I)

Daniel Maia Vieira (Diretoria II)

Fernando Moura (Diretoria III)

Mariana Cavadinha Costa da Silva – Diretora Substituta (Diretoria IV)

Superintendente de Segurança Operacional

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Superintendente Adjunto de Segurança Operacional

Thiago da Silva Ormonde

Elaboração

Alberto Rodamilans Freire de Carvalho
Ana Paula Meneghetti Coelho
André Luiz de Oliveira Cânfora
Andreia Dalapicula Bravim
Carlos Alexandre Silva Pedroto
Caroline Pinheiro Maurieli de Morais
Elson Meneses Correia
Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira
Leonardo Michels Rojas Christo
Moisés Vieira Pinto
Myrian Adenila Sodré da Silva
Muriel Cortez Guerrero
Nayara Nunes Ferreira
Rafael Martins Moreno
Rodrigo Ribeiro de Lucena
Ronaldo Vinicius Benetti
Thiago da Silva Ormonde

Revisão

Muriel Cortez Guerrero
Thiago da Silva Ormonde

Aprovação

Luiz Henrique de Oliveira Bispo

Revisão: 00

Emissão: julho de 2025

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO **3**

SEÇÃO 1 – ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DE E&P **6**

1.1 EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE ATIVIDADES DE E&P 7

1.2 DOCUMENTAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL 9

1.3 MUDANÇA DE OPERADOR 12

1.4 DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES 14

SEÇÃO 2 – REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL **15**

2.1 AGENDA REGULATÓRIA 16

2.2 SÚMULAS ANP 17

2.3 ABORDAGENS PARA FOMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL 18

2.3.1 Cooperações e parcerias *18*

2.3.2 Projetos integrados com a indústria *23*

2.3.3 Promoção de Eventos *24*

2.3.4 Participação em Eventos *32*

SEÇÃO 3 – AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL **38**

3.1 ASPECTOS GERAIS 39

3.2 NÃO CONFORMIDADES CRÍTICAS E MEDIDAS CAUTELARES 42

3.3 INTERDIÇÕES DE INSTALAÇÕES E DUTOS *OFFSHORE* E *ONSHORE* 48

3.4 AUDITORIAS EM SONDAS E POÇOS 67

3.5 AUDITORIAS PARA VERIFICAÇÃO DE ATENDIMENTO ÀS RECOMENDAÇÕES DE INCIDENTES 67

3.6 AUDITORIAS PRÉ-OPERACIONAIS 68

SEÇÃO 4 – INFRAÇÕES DE SEGURANÇA OPERACIONAL **71**

4.1 PROCESSOS SANCIONADORES 72

4.2 MULTAS 73

4.3 POÇOS ÓRFÃOS 74

SEÇÃO 5 – INCIDENTES OPERACIONAIS **78**

5.1 ASPECTOS GERAIS 79

5.2 INCIDENTES NAS ATIVIDADES MARÍTIMAS 79

5.3 INCIDENTES NAS ATIVIDADES TERRESTRES 86

5.4 SUPERVISÃO REGULATÓRIA DOS COMUNICADOS DE INCIDENTES 89

5.5 PUBLICAÇÃO DE RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE: FATALIDADE DE TORRISTA DA SONDA DA NOVA PETRÓLEO 91

SEÇÃO 6 – CONCLUSÕES **92**

SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório apresenta os resultados de segurança operacional das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural para o ano de 2024, apurados pela Superintendência de Segurança Operacional (SSO), em atendimento à atribuição disposta na Portaria ANP nº 180/2023, que alterou a Portaria ANP nº 265/2020, que estabelece o regimento interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O objetivo é fomentar práticas para o crescimento seguro e sustentável da indústria, prevenindo incidentes que possam ocasionar danos a vida e ao meio ambiente.

O Relatório Anual de Segurança Operacional de 2024 é o 15º publicado com esse objetivo. Se originalmente o foco residia na exposição de quantidade de não conformidades e de instalações auditadas, atualmente, o cerne é a divulgação de problemas frequentes, sistêmicos e críticos. Isso permite que operadores de contrato e de instalação possam internalizar as lições aprendidas com as ações de fiscalização e com os incidentes. A sintetização de diretrizes em forma de desafios, prática iniciada no relatório de 2019, visa encorajar a indústria a atuar de modo colaborativo para a melhoria da segurança operacional.

Assim, o documento está dividido em seis seções que detalham o nível de atividade do setor de E&P, as ações regulatórias de segurança operacional, os resultados das fiscalizações regulares e da verificação de incidentes, as infrações de segurança operacional, e, por fim, as conclusões. Visando aumentar a transparência das informações – um dos valores do Mapa Estratégico da ANP para o período de 2021 a 2024 – foram incluídos *links* para acessar documentos e processos classificados como públicos. Além disso, considerando o amplo e diverso alcance do Relatório Anual de Segurança Operacional, são apresentadas, sempre que possível, explicações de conceitos ou esclarecidas dúvidas rotineiramente recebidas pela Agência.

Em relação ao nível de atividade em 2024, as operações marítimas foram responsáveis por cerca de 97,45% da produção de petróleo e 84,76% da produção de gás no Brasil, representando 64,83% das horas trabalhadas. Já as atividades terrestres, com 35,17% das horas trabalhadas, contribuíram com aproximadamente 2,55% da produção de petróleo e 15,24% da produção de gás. Evidencia-se, portanto, a intensidade das atividades terrestres em termos de mão-de-obra, ressaltando sua importância e potencial de impacto econômico e social, ao mesmo tempo em que a exposição humana a riscos industriais requer atenção e adequada gestão.

Em 2024, foram aprovadas 43 Documentações de Segurança Operacional (DSO) permitindo, do ponto de vista da segurança operacional, o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres. Dentre elas, destacam-se a aprovação das novas unidades estacionárias de produção FPSO Atlanta, FPSO Marechal Duque de Caxias e FPSO Maria Quitéria, as quais contribuíram com significante adição de produção de hidrocarbonetos para o Brasil. Além disso, foram realizadas 12 análises técnicas e foram concluídos 8 processos de cessão de direitos e obrigações envolvendo mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção.

Considerando o final do ciclo de vida, foram aprovados 16 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI). O aumento quando comparado a 2023 (aprovação de 9 (nove) PDIs) deve-se a proximidade da finalização dos contratos da Rodada 0, previstos para Ago/25 e ao cumprimento do cronograma, por parte da Petrobras, de envio de PDIs preconizado pelo Art. 64 da Resolução ANP nº 817/2020.

No âmbito da regulação, e seguindo a Agenda Regulatória 2022-2023 estendida até 2024, foi dada continuidade na revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional. Em 2024, a SSO/ANP analisou as minutas de resolução e regulamento propostas com base nas 933 contribuições recebidas em consulta e audiência pública. Ao longo de 2023/2024 o esforço interno se refletiu na realização de mais de 80 reuniões internas (120h) e 355 horas de análises técnicas, contabilizando total de 475 horas dedicadas ao trabalho da revisão da RANP 43/07.

A Portaria ANP nº 159/2023 estabeleceu o procedimento para aprovação de Enunciados que uniformizam interpretações regulatórias no âmbito da ANP, após reiteradas decisões acerca de determinada matéria. Em 2024, a SSO contribuiu para a publicação da Súmula ANP nº 1/2024, que consolida como Risco Grave e Iminente a ausência de baleeiras com capacidade para evacuar todas as pessoas a bordo de instalações marítimas de petróleo e gás. A medida visa garantir a segurança dos trabalhadores, proteger as instalações e o meio ambiente. A Súmula reforça a segurança jurídica e operacional no setor *offshore*.

As abordagens para fomento da segurança operacional, baseadas em novas estratégias de desenvolvimento e aprimoramento dos aspectos de segurança das operações, dissociadas do ambiente de fiscalização, tiveram como foco a continuidade de execução de projetos colaborativos, realizados em conjunto com os agentes regulados e outras partes interessadas.

Cooperações nacionais e internacionais tiveram continuidade em 2024 com foco na manutenção de *benchmarkings*, necessários para o aprimoramento das atividades desenvolvidas pela SSO/ANP.

Quanto às fiscalizações, em 2024, foram realizadas pela SSO/ANP 35 ações de fiscalizações de segurança operacional de caráter preventivo. Foram emitidas 236 não conformidades em ações de fiscalização, sendo 37 delas críticas, atingindo um nível de criticidade[1] de 15,7%.

Esse resultado das ações de fiscalização, em conjunto com uma supervisão regulatória mais contundente dos comunicados de incidentes recebidos, refletiu no aumento expressivo do número de medidas cautelares emitidas no ano pela SSO, resultando em 33 interdições totais ou parciais das instalações.

No ano de 2024, o número de processos instaurados atingiu o maior número da série histórica, com um total de 150 processos sancionadores. O tempo médio de julgamento apresentou um aumento (de 345 dias em 2023 para 427 dias em 2024), porém a SSO/ANP mantém esforços para a redução do passivo de processos sancionadores pendentes de julgamento de primeira instância. As multas de segurança operacional, aplicadas a partir de 79 processos julgados em 1ª instância, totalizaram em torno de R$ 137 milhões.

A ANP consolidou seu entendimento sobre a responsabilidade em relação aos chamados "poços órfãos", por meio de decisões da Diretoria Colegiada. A questão, considerada um dos maiores desafios jurídicos da Agência, refere-se a poços legados existentes dentro e fora da área de contrato, especialmente os perfurados durante o regime de monopólio da União, cuja responsabilidade de abandono, segundo a ANP, recai sobre a Petrobras. Em 2024, a SSO aprofundou a análise do tema e elaborou a Nota Técnica nº 1/2024/SSO/ANP-RJ, submetida à Procuradoria Federal junto à ANP, que emitiu três pareceres referenciais concluindo que a Petrobras tem obrigação legal de abandonar os poços e recuperar o meio ambiente degradado, com base na responsabilidade ambiental objetiva. Esses pareceres serviram de base para decisões posteriores da Diretoria Colegiada, que acatou as recomendações técnicas da SSO e determinou o abandono de 95 poços em 11 processos administrativos.

Quanto às análises dos incidentes ocorridos em 2024, é importante ressaltar que devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes e a compatibilização das premissas com dados utilizados pelo *benchmark* IRF (*Internacional Regulators Forum*), foram observadas variações em taxas dos gráficos e tabelas dos relatórios dos anos anteriores.

Merece destaque o fato de, pela primeira vez da série histórica, não ter havido fatalidade em instalações *offshore* e *onshore* de E&P.

[1] Nível de criticidade é a relação entre o nº de não conformidades críticas e o nº total de não conformidades emitidas.

No ambiente *onshore* foi observado que quase 30% dos comunicados de incidentes em 2024 são relativos à descarga significante de substâncias. Os comunicados de quase acidentes mais recebidos em 2024 foram de perda de contenção primária significante, quase empatado com falha de elemento de conjunto solidário de barreira (CSB). Ainda acerca do ambiente *onshore*, foi publicado o relatório de investigação do acidente com fatalidade ocorrido em outubro de 2023 na sonda de produção terrestre NP-01.

Quanto ao ambiente offshore, observou-se também um aumento da taxa relativa a vazamentos significantes de gás inflamável com crescimento de 40% e nos incidentes de vazamentos maiores de gás inflamável (crescimento de 9%). Mais uma vez, esses dados ressaltam o desafio do mercado em gerenciar adequadamente a integridade de suas instalações. Quanto aos princípios de incêndio, existe ainda dificuldade da indústria em estabelecer práticas que minimizem a taxa de ocorrências para abaixo de 40 ocorrências por ano para cada 100 instalações.

Por fim, com o intuito de aprimorar a segurança das operações de E&P, e a partir das constatações apresentadas no presente relatório, conclui-se que há desafios identificados nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023 que não foram inteiramente tratados pela indústria e que ainda precisam ser superados. **Portanto, eles serão mantidos e farão parte da estratégia de fiscalização de segurança nos próximos anos, além de insumo para ações específicas de fomento de soluções quanto aos temas.**

DESAFIOS PROPOSTOS REFERENTES AO PANORAMA DE 2024:

#2024.1 **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 (2019/2020/2021/2022/2023).**

#2024.2 **Monitoramento e adequado gerenciamento de integridade de poços em operação ou abandono temporário, e provisionamento de recursos para abandono permanente e arrasamento de poços para os quais não haja interesse no retorno à operação. (2023).**

#2024.3 **Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios. (2020/2021/2022/2023).**

Espera-se que seja dada ampla divulgação ao presente relatório, cujas lições e conhecimentos devem 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.

SEÇÃO 1

ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DE E&P

1.1 Evolução do nível de atividade de E&P

1.2 Documentação de Segurança Operacional

1.3 Mudança de Operador

1.4 Descomissionamento de instalações

A 1ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta a evolução das atividades da indústria de E&P no Brasil.

São apresentadas informações sobre a evolução das atividades em sondas marítimas, plataformas marítimas e campos terrestres. Também são apresentados os principais destaques de 2024 relacionados à aprovação da documentação de segurança operacional (DSO), à mudança de operador de contrato e ao descomissionamento de instalações.

1.1 Evolução do nível de atividades de E&P

Os dados apresentados nos Gráficos 1.1 a 1.4 mostram o nível de atividades da indústria de E&P de petróleo e gás natural desde 2014, divididos em:

- Atividades em sondas marítimas[2];
- Atividades de produção em campos marítimos; e
- Atividades de produção em campos terrestres.

Como pode ser observado no Gráfico 1.1, as atividades em **sondas marítimas** se encontravam em declínio até o ano de 2019. Contudo, os dados a partir do ano de 2020 mostram a clara tendência de elevação do nível de atividade, havendo, entretanto, uma pequena redução de 2,5% na quantidade de poços perfurados em mar no ano de 2024 em comparação com o ano anterior.

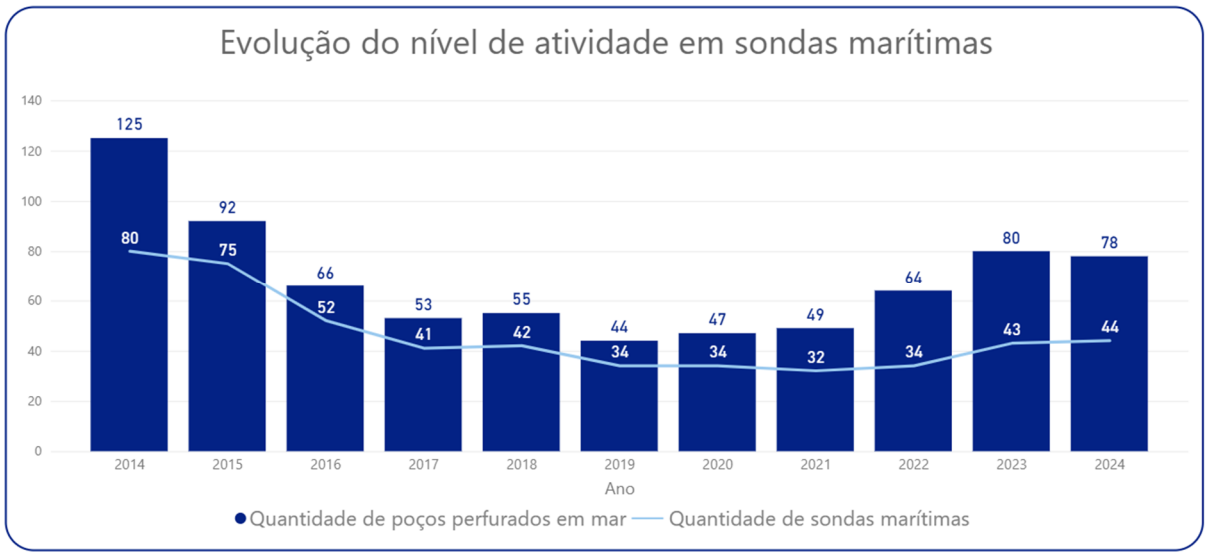


Gráfico 1.1 - Evolução do nível de atividades em sondas marítimas, de 2014 a 2024.

A produção de petróleo ***offshore*** em 2024 apresentou um suave decréscimo de 1,2% em relação ao volume produzido no ano de 2023, onde se teve recorde da produção nacional. Este decréscimo, entretanto, não foi acompanhado pelas horas de trabalho em plataformas de produção (Gráfico 1.2), que aumentaram em 19% comparado ao ano anterior, registrando o maior valor da série histórica. Esse aumento de horas trabalhadas, acredita-se ser decorrente das diversas manutenções com o uso de unidades de acomodação marítimas, para tratamento e manutenção da integridade das instalações e ainda pela entrada em produção de três novos sistemas de produção em 2024.

[2] O nível de atividades em sondas marítimas engloba as atividades de perfuração, completação, teste de formação e intervenção em poços.

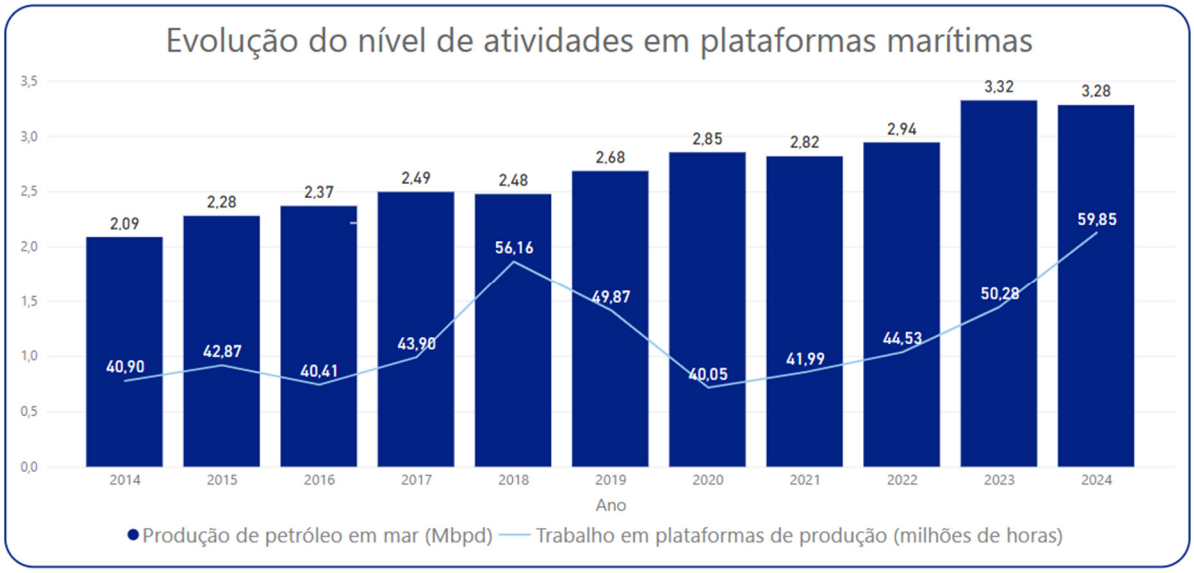


Gráfico 1.2 - Evolução do nível de atividades em plataformas de produção marítimas, de 2014 a 2024.

A produção de petróleo ***onshore*** teve um acréscimo de 8,9% de 2023 a 2024 (Gráfico 1.3), e um aumento de 44% na quantidade de poços perfurados em terra, ultrapassando o patamar do ano de 2017.

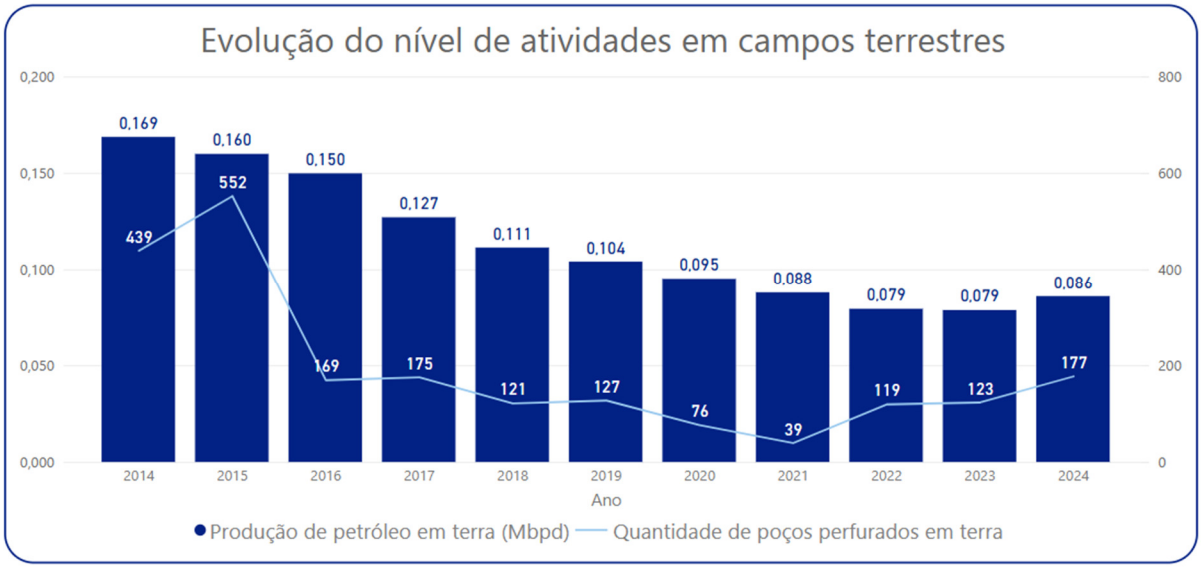


Gráfico 1.3 - Evolução do nível de atividades em campos terrestres, de 2014 a 2024.

Esse aumento no número de poços perfurados demonstra novo aquecimento das atividades de exploração e produção de petróleo em ambiente terrestre, que havia diminuído durante os anos de 2020 e 2021 em virtude da pandemia de Covid 19. Os dados de 2023 e 2024 voltam a refletir os impactos positivos do desinvestimento da Petrobras no ambiente terrestre, permitindo melhor aproveitamento das reservas petrolíferas brasileiras com investimentos e um mercado mais diversificado.

O Gráfico 1.4 apresenta o comparativo entre as atividades marítimas e terrestres realizadas em 2024. As atividades marítimas foram responsáveis por 97,45% da produção de petróleo, com média de 3,28 Mbpd, e 84,76% da produção de gás natural, com 47.526 milhões de m^3.

As horas trabalhadas em atividades marítimas representaram 64,83% do total. Os 637 poços produtores em ambiente marítimo correspondem a 8,13% dos poços em produção no Brasil. Por outro lado, 69,41% dos poços perfurados no ano de 2024 foram em terra. Apesar de as atividades terrestres contribuírem com apenas 2,55% da produção do petróleo nacional, verifica-se que se trata de atividade intensiva em mão-de-obra (35,17% do total de horas de trabalho), o que evidencia a importância econômica e social da atividade, que aumentou 7% comparado ao ano anterior.

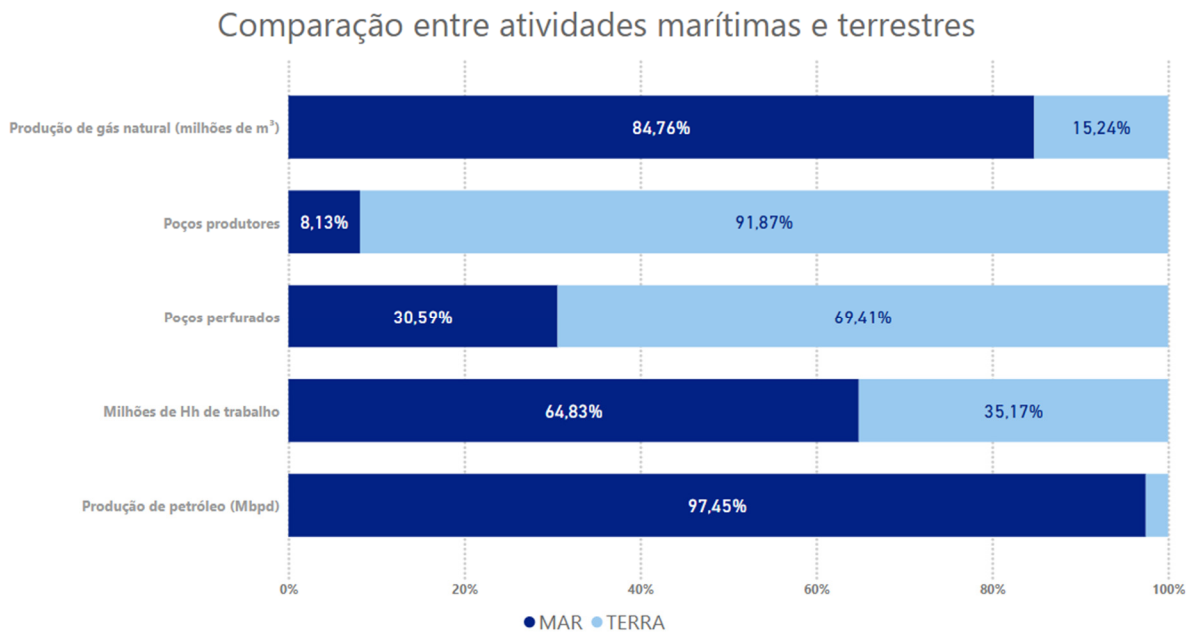


Gráfico 1.4 - Comparação entre atividades marítimas e terrestres em 2024.

1.2 Documentação de segurança operacional

Em 2024, foram aprovadas 43 Documentações de Segurança Operacional (DSO), conforme Tabela 1.1. A publicação da aprovação da DSO no Diário Oficial da União é o ato administrativo que indica, com relação à segurança operacional, a permissão para o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres, conforme o art. 3º, §5º da Resolução ANP nº 43/2007 e o art. 3º, §4º da Resolução ANP nº 2/2010.

Dessas aprovações, 26 (60%) foram em decorrência de processos de cessões de direitos e obrigações de contratos de E&P, principalmente relacionadas a incorporações de empresas dentro de um mesmo grupo econômico. Destaca-se também a aprovação da DSO das novas unidades estacionárias de produção (UEP) FPSO Atlanta, FPSO Marechal Duque de Caxias e FPSO Maria Quitéria.

680 processos com DSO aprovada		
Em **2024**	**37** submetidas	**11** novas
		26 cessão de direitos
	43 aprovadas	**12** sondas
		03 UEP
		28 campos terrestre

Tabela 1.1 - DSOs aprovadas em 2024.

#	Tipo de instalação	Instalação/Campo	Operador do Contrato	Operador da Instalação
1	Campo terrestre	ÁGUA GRANDE	3R BAHIA S.A.	3R BAHIA S.A.
2	Campo terrestre	BOA ESPERANÇA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
3	Campo terrestre	BONSUCESSO	3R BAHIA S.A.	3R BAHIA S.A.
4	Campo terrestre	CACHOEIRINHA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
5	Campo terrestre	CAMAÇARI	CREATIVE ENERGY SERVIÇOS E EXPLORAÇÃO LTDA.	CREATIVE ENERGY SERVIÇOS E EXPLORAÇÃO LTDA.
6	Campo terrestre	CARDEAL AMARELO	RECÔNCAVO ENERGIA SPE LTDA.	RECÔNCAVO ENERGIA SPE LTDA.
7	Campo terrestre	CARDEAL DO NORDESTE	RECÔNCAVO ENERGIA SPE LTDA.	RECÔNCAVO ENERGIA SPE LTDA.
8	Campo terrestre	DO-RÉ-MI	GRUPO UBUNTU LTDA.	GRUPO UBUNTU LTDA.
9	Campo terrestre	DO-RÉ-MI	MANDACARU ENERGIA LTDA	MANDACARU ENERGIA LTDA
10	Campo terrestre	FAZENDA BELÉM CE	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
11	Campo terrestre	JAÇANÃ	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
12	Campo terrestre	JANDUÍ	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
13	Campo terrestre	LAGOA AROEIRA	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
14	Campo terrestre	MAÇARICO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
15	Campo terrestre	MACAU	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
16	Campo terrestre	PARDAL	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
17	Campo terrestre	PATATIVA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
18	Campo terrestre	PATURI	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
19	Campo terrestre	PONTA DO MEL	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
20	Campo terrestre	PORTO CARÃO	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
21	Campo terrestre	REDONDA	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
22	Campo terrestre	SABIÁ BICO DE OSSO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
23	Campo terrestre	SABIÁ DA MATA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
24	Campo terrestre	SALINA CRISTAL	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
25	Campo terrestre	SANHAÇU	3R POTIGUAR S.A.	3R POTIGUAR S.A.
26	Campo terrestre	TAPIRANGA NORTE	3R BAHIA S.A.	3R BAHIA S.A.
27	Campo terrestre	TRINCA FERRO	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
28	Campo terrestre	VARGINHA	PETRORECÔNCAVO S.A.	PETRORECÔNCAVO S.A.
29	Sonda marítima	ALPHA STAR	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	QUEIROZ GALVÃO ÓLEO E GÁS LTDA.
30	Sonda marítima	ALPHA STAR	SHELL BRASIL PETRÓLEO LTDA.	QUEIROZ GALVÃO ÓLEO E GÁS LTDA.
31	Sonda marítima	DEEPWATER AQUILA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	TRANSOCEAN BRASIL LTDA.
32	Sonda marítima	HUNTER QUEEN	PRIO BRAVO LTDA.	OCYAN DRILLING S.A.
33	Sonda marítima	NORBE VIII	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	ODEBRECHT ÓLEO E GÁS S.A.
34	Sonda marítima	NOBLE FAYE KOZACK	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	NOBLE DRILLING HOLDING LLC
35	Sonda marítima	SIEM HELIX -1	KAROON PETRÓLEO E GÁS LTDA.	HELIX DO BRASIL SERVIÇOS DE PETRÓLEO
36	Sonda marítima	VALARIS DS-4	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA

37	Sonda marítima	VALARIS RENAISSANCE	SHELL BRASIL PETRÓLEO LTDA.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA
38	Sonda marítima	VALARIS RENAISSANCE	TOTAL ENERGIES EP BRASIL LTDA.	ENSCO DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA
39	Sonda marítima	WEST AURIGA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	SEADRILL SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTDA
40	Sonda marítima	WEST POLARIS	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	SEADRILL SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTDA
41	Plataforma de produção	FPSO ATLANTA	ENAUTA ENERGIA S.A.	YINSON BOUVARDIA SERVIÇOS DE OPERAÇÃO LTDA
42	Plataforma de produção	FPSO MARECHAL DUQUE DE CAXIAS	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	MISC SERVIÇOS DE PETRÓLEO DO BRASIL LTDA.
43	Plataforma de produção	FPSO MARIA QUITÉRIA	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	YINSON BERGENIA SERVICOS DE OPERACAO LTDA.

Você sabia?

Caso de dispensa de aprovação de DSO para operar campo terrestre

Só é necessária a aprovação de DSO para a operação de **campo terrestre** se a sua produção superar os limites estabelecidos no § 2º do art. 4º da Resolução ANP nº 2/2010, a saber: **15 m³/dia de óleo e/ou 2.000 m³/dia de gás**. Caso a produção não atinja estes limites, não é necessária a submissão de DSO.

Caso o operador de contrato de E&P **deseje superar tais limites, este deverá submeter a DSO** do campo para obter a aprovação da ANP e sua consequente permissão para operação nesta condição.

Independentemente da necessidade ou não de aprovação de DSO, **as características funcionais da instalação terrestre deverão ser atualizadas em seu cadastro no sistema DPP**, de acordo com os manuais disponíveis no módulo "i-Engine" do próprio sistema.

DSO para manutenção ou descomissionamento de instalação marítima

Para as instalações em fase de descomissionamento, a DSO deverá permanecer aprovada enquanto a unidade estiver na locação.

As operações que fazem parte da rotina operacional, ainda que necessárias para a execução do descomissionamento, como as atividades de despressurização, limpeza e inertização, poderão ser realizadas independentemente da aprovação do Programa de Descomissionamento da Instalação (PDI). A execução do descomissionamento só poderá ocorrer após a aprovação do PDI.

Os requisitos de segurança operacional estabelecidos nos regulamentos técnicos da ANP e pactuados no contrato de E&P sempre devem ser observados, inclusive o emprego das melhores práticas da indústria.

Atualização de DSO

Uma vez aprovada a DSO de um campo, não são requeridas pela ANP novas manifestações de aprovação a cada atualização dessa DSO.

O operador deve manter **as características funcionais da instalação atualizadas em seu cadastro no sistema DPP**, em alinhamento com as informações da DSO.

A ANP realiza uma análise interna das informações enviadas e **solicita esclarecimentos ou medidas adicionais somente se necessário.**

Informações detalhadas sobre a situação da Documentação de Segurança Operacional das instalações de E&P no Brasil podem ser obtidas no Painel Dinâmico de Documentação de Segurança Operacional.

1.3 Mudança de Operador

CESSÃO DE DIREITOS

Com o objetivo de avaliar aspectos de segurança operacional no âmbito da cessão de direitos e obrigações de Exploração & Produção de petróleo e gás natural, foram elaboradas 14 análises técnicas no âmbito da participação da SSO no Comitê de Avaliação das Propostas de Parcerias (CAPP) da ANP. Em 2024 foram concluídos 5 processos de cessão de direitos envolvendo mudança de operador de contrato de E&P na fase de produção.

Análises técnicas de segurança operacional na cessão de direitos		
Em **2024**	**14** análises	**17** ativos marítimos
		5 ativos terrestres

A Tabela 1.2 a seguir elenca os contratos para os quais a SSO elaborou análise técnica no âmbito do CAPP em 2024.

Tabela 1.2 - Processos de cessão de direito analisados pela SSO em 2024.

Contrato	Processo SEI	Composição original	Composição após cessão	Mudança de Operador
48610.009198/2005-58A (BT-SEAL-13A – Campo de Dó-Ré-Mi).	48610.233320/2023-97	(*) Grupo Ubuntu Ltda - 50% Centro Oeste Óleo e Gás Ltda - 50%	(*) Mandacaru Energia Ltda - 50% Centro Oeste Óleo e Gás Ltda - 50%	Sim
48610.002000/2016-68 (Bela Vista).	(**) 48610.204915/2024-16	(*) Imetame Energia S.A. - 100%	(*) Imetame Energia S.A. - 100%	Sim
48610.005487/2013-98 (FZA-M-254_R11) e 48610.005489/2013-87 (FZA-M-539_R11).	48610.218743/2024-68	(*) PRIO Coral Exploração Petrolífera LTDA. - 100%	(*) PRIO Comercializadora Ltda. - 100%	Sim
48000.003912/97-84 (Pescada), nº 48000.003913/97-47 (Arabaiana) e nº 48000.003907/97-44 (Dentão).	(**) 48610.216096/2020-26	(*) Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras 65% OP Pescada Óleo e Gás Ltda. 35%	(*) OP Pescada Óleo e Gás Ltda. 100%	Sim
48610.005475/2013-63 (ES-M-598) e 48610.005474/2013-19 (ES-M-673).	48610.238453/2023-50	(*) Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - 80% Enauta Energia S.A. - 20%	(*) Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras -100%	Não
48000.003577/97-41 (BS-500).	(***) 48610.239810/2023-05	(*) Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - 100%	BS-500 (Tambuatá) (*) Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - 100% BS-500A (Tambaú e Uruguá) (*) Enauta Energia S.A. - 100%	Sim
48610.224690/2021-71 (S-M-1707_R17), nº 48610.224692/2021-61 (S-M-1715_R17), nº 48610.224693/2021-13 (S-M-1717_R17) e nº 48610.224694/2021-50 (S-M-1719_R17).	48610.201889/2024-74	(*) Shell Brasil Petróleo Ltda. - 100%	(*) Shell Brasil Petróleo Ltda. - 70% Ecopetrol Óleo e Gás Brasil Ltda. - 30%	Não

48000.003573/1997-91 (BS-4).	48610.209736/2024-75	(*) Enauta Energia S.A. - 100%	(*) Enauta Energia S.A. - 80% Westlawn Energia Brasil Ltda. - 20%	Não
48610.005425/2013-86 (REC-T-107_R11) e nº 48610.010812/2015-04 (REC-T-108_R13).	(***) 48610.217217/2024-81	(*) GREAT ENERGY S.A. - 51% GREAT 108 S.A. - 49%	(*) VULTUR OIL LTDA. - 100%	Sim
48000.003556/1997-71A (BC-20A_Campo de Maromba).	48610.220230/2024-17	(*) BW Energy Maromba do Brasil Ltda. - 100	(*) BW Energy Peixe Ltda. - 100%	Sim
48000.003852/1997-54 (Fazenda Pau Brasil).	(**) 48610.220331/2024-98	(*) Petrosynergy Ltda. - 100%	(*) Pericia Engenharia e Construção Ltda. - 100%	Sim
48000.003552/1997-11 (BC-10).	48610.224969/2024-06	(*) Shell Brasil Petróleo Ltda. - 50% ONGC Campos Ltda. - 27% QatarEnergy Brasil Ltda. - 23%	(*) Shell Brasil Petróleo Ltda. - 50% ONGC Campos Ltda. - 27% Enauta Petróleo e Gás Ltda. - 23%	Não

* Operador do contrato
** Processo em andamento
*** Processo extinto.

TRANSFERÊNCIA DE SONDAS MARÍTIMAS ENTRE OPERADORES

Além do incremento na quantidade de aprovações de DSO de sondas marítimas em relação ao ano anterior, 2024 manteve a tendência de movimentação de sondas marítimas entre diferentes operadores, a exemplo das unidades Valaris Renaissence (DS-15), Valaris DS-17 e Hunter Queen, reduzindo o tempo ocioso das sondas entre campanhas de perfuração e intervenção.

!

Conforme o artigo 12 da Resolução ANP nº 851/2021, caso a instalação seja transferida, cedida ou passe a prestar serviço a outro agente regulado após a ação de fiscalização, este será responsável perante a ANP pelas não conformidades já identificadas nas ações de fiscalização.

Você sabia?

Mudança de operador de contrato de E&P

Em casos de mudança do operador de contrato de E&P de instalações de produção - por meio de cessão de direitos – ou de instalações marítimas de perfuração – em razão do término da operação para uma empresa contratante e início de uma nova campanha para outra empresa – **é necessária nova aprovação de DSO para o início da operação sob o novo operador de contrato**.

Em ambos os casos, **os cadastros no DPP das instalações envolvidas nessa operação são automaticamente transferidos para a cessionária ou nova contratante**, cabendo a esta empresa a obrigação de revisar os dados cadastrados e mantê-los atualizados.

Na cessão de direitos, caso não sejam previstas alterações significativas dos ativos, **é possível o endosso da DSO já enviada pelo cedente**. Mesmo com o endosso, a cessionária deverá submeter a documentação obrigatória (conforme regulamento do SGSO ou SGI) em um **novo processo administrativo** e indicar na carta de apresentação da documentação sua opção pelo endosso da DSO. A documentação deverá ser revisada para substituição dos dados do operador de contrato. O **endosso acelera a análise** de DSO. Se for necessária a alteração ou a atualização dos dados contidos nos documentos submetidos, recomenda-se incluir na carta de apresentação uma justificativa dessas mudanças, para facilitar o processo de aprovação.

1.4 Descomissionamento de instalações

Durante o ano de 2024, foram aprovados 16 (dezesseis) Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs), 7 (sete) instalações a mais quando comparado à 2023. Também foram aprovados 2 (dois) Relatórios de Descomissionamento de Instalações (RDIs).

O aumento quando comparado a 2023 (aprovação de 9 (nove) PDIs) deve-se a proximidade da finalização dos contratos da Rodada 0, previstos para Ago/25 e ao cumprimento do cronograma, por parte da Petrobras, de envio de PDIs preconizado pelo Art. 64 da Resolução ANP nº 817/2020.

Descomissionamento de instalações		
Em **2024**	**16** PDIs aprovados	**9** marítimos
		7 terrestres
	2 RDIs aprovados	**2** marítimos

Em 2024, destacam-se as aprovações dos PDIs Executivos das Plataformas P-19, no contexto do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador e FPSO Capixaba, do campo de Jubarte, por parte da Petrobras. E destaca-se também o PDI da unidade Petrojarl-I, utilizada pela Enauta para o Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta, unidade esta que agora é substituída pela UEP aprovada em 2024, FPSO Atlanta.

Os dois RDIs aprovados em 2024, foram de campos marítimos da Petrobras, Camarão Norte e Salema Branca, localizados nas bacias de Camamu Almada e Potiguar, respectivamente.

Investimentos em descomissionamento

O Plano Estratégico da Petrobras para o período 2025-2029 prevê o descomissionamento de **10 plataformas**, a remoção de aproximadamente **2.000 km de linhas flexíveis** e o abandono de mais de **420 poços**.

De acordo com as informações enviadas pelos Operadores no âmbito do Plano Anual de Trabalho (PAT), o investimento total em descomissionamento para o período entre **2025-2029** poderá ultrapassar **R$ 70 bilhões**. Aproximadamente 70% desse valor está relacionado a atividades de abandono e arrasamento de poços. Neste período, há um potencial para abandono de aproximadamente **3.780 poços**, sendo quase 80% localizados em bacias terrestres. A segunda atividade que demandará maiores recursos financeiros será a remoção de linhas, seguido da desmobilização de plataformas.

As bacias em que haverá maiores investimentos são as de Campos, Sergipe (terra e mar) e Santos, e os estados são Rio de Janeiro, Sergipe e Espírito Santo, nesta ordem.

Informações detalhadas sobre descomissionamento de instalações de E&P podem ser obtidas no Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção. A partir dos dados, é possível que as partes interessadas criem condições para o mercado de descomissionamento e proponham alternativas de desenvolvimento da atividade. O painel dinâmico encontra-se em constante desenvolvimento. Um tutorial completo pode ser acessado na página de Descomissionamento da ANP.

Observa-se a importância dos Relatórios Parciais de Descomissionamento (RDIs Parciais) de instalações *offshore*, entregues pelo operador a cada 180 dias após o início da execução do descomissionamento. A partir desses relatórios é possível realizar o acompanhamento dos cronogramas de execução das atividades previstas no PDI, permitindo verificar possíveis dilações de prazos, reduzindo os riscos de incidentes causados pela demora na execução de atividades críticas.

SEÇÃO 2

REGULAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

2.1 Agenda regulatória

2.2 Súmulas ANP

2.3 Abordagens para fomento da segurança operacional

2.3.1 Cooperações e parcerias

2.3.2 Projetos integrados com a indústria

2.3.3 Promoção de eventos

2.3.4 Participação em eventos

A 2ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta as ações regulatórias desenvolvidas pela SSO/ANP para o aprimoramento da segurança operacional do setor de E&P no Brasil.

São apresentados os avanços na agenda regulatória de segurança operacional e as abordagens para fomento da segurança operacional, como estabelecimento de parcerias, execução de projetos integrados com a indústria e realização de eventos para, principalmente, divulgar o desempenho do setor.

2.1 Agenda Regulatória

SISTEMA DE GESTÃO DA SEGURANÇA OPERACIONAL

A Superintendência de Segurança Operacional SSO/ANP manteve a continuidade ao processo de revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional das instalações do E&P conforme a Agenda Regulatória 2022-2023 estendida até 2024. A minuta de resolução e de regulamento bem como a nota "Fundamentos para resolução e regulamento técnico de segurança operacional", juntamente com os demais documentos de referências passaram por período de Consulta Pública, entre 21 de dezembro de 2022 a 24 de abril de 2023, seguido da realização da Audiência Pública em 16 de maio de 2023, no âmbito da Consulta e Audiência Públicas nº 28/2022.

A ação regulatória proposta pela Agência prevista no item 1.25 da Agenda Regulatória 2022-2023 estendida até 2024, **busca consolidar os cinco regulamentos técnicos de segurança operacional do setor de E&P (SGSO, SGI, RTDT, SGIP, SGSS) em um único instrumento e atualizar as suas resoluções**. Esta alternativa regulatória de segurança operacional do *upstream*, visa aplicar um único sistema de gestão independente da instalação, de forma abrangente e alinhado com as lições aprendidas dos anos de vigência do SGSO e melhores práticas atuais da indústria.

Em 2024, a SSO/ANP analisou as minutas de resolução e regulamento propostas com base nas 933 contribuições recebidas em consulta e audiência pública. Ao longo de 2023/2024 o esforço interno se refletiu na realização de mais de 80 reuniões internas (120h) e 355 horas de análises técnicas, contabilizando total de 475 horas dedicadas ao trabalho da revisão da RANP 43/07.

O relatório final com a análise dos comentários recebidos na Consulta e Audiência Públicas nº 28/2022 e a consolidação das minutas da resolução e do regulamento técnico serão submetidos em 2025 à Diretoria da ANP para a continuidade da ação regulatória e tomada de decisão quanto à necessidade de nova rodada de participação social.

Novo Arcabouço Regulatório

- A revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional pretende adequá-lo à atual realidade da indústria e da ANP, tornando-o mais abrangente e alinhado às melhores práticas da indústria vigentes e às lições aprendidas com auditorias e incidentes.

- As disposições gerais do novo regulamento técnico reforçarão que o novo instrumento tem como fundamento os pilares de gestão da segurança de processos industriais.

- Os pilares de gestão da segurança têm reconhecimento internacional e é capaz de reduzir risco, prevenir e mitigar cenários acidentais associados a grandes emergências e melhorar o desempenho operacional da indústria.

- A regulação que exige a aplicação de um sistema de gestão de segurança alinhado às diretrizes de segurança de processo, além de atender ao interesse público de preservação da vida humana e do meio ambiente, promove a melhoria contínua do desempenho operacional, a preservação do patrimônio, a continuidade operacional e a inovação sem necessidade de uma revisão regulatória contínua.

2.2 Súmulas ANP

A Portaria ANP nº 159/2023, estabeleceu o rito administrativo para a aprovação de Enunciados na ANP.

Os Enunciados têm o objetivo de uniformizar entendimentos regulatórios e a interpretação do ordenamento setorial da ANP, conforme decisões anteriores que, reiteradamente, tenham sido adotadas pela Agência sobre determinada matéria sujeita à sua regulação.

A SSO em 2024 atuou para a publicação da Súmula ANP nº 1/2024, que definiu uma situação que a Agência considera que configura Risco Grave e Iminente, nos termos do art. 5º, da Resolução ANP nº 851/2021.

A Súmula ANP nº 1/2024 estabelece que todas as instalações marítimas de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil devem dispor de baleeiras com capacidade suficiente para evacuar a totalidade das pessoas a bordo em emergências. Essa medida visa garantir a segurança dos trabalhadores, proteger as instalações e minimizar riscos ao meio ambiente.

A determinação surgiu após a constatação de que algumas plataformas operavam com número insuficiente de baleeiras, colocando em risco a evacuação completa em caso de necessidade.

A Súmula classifica a ausência do número mínimo de vagas em baleeiras como "Risco Grave e Iminente", sujeitando as instalações a medidas como interdição e desembarque dos trabalhadores, além de sanções administrativas.

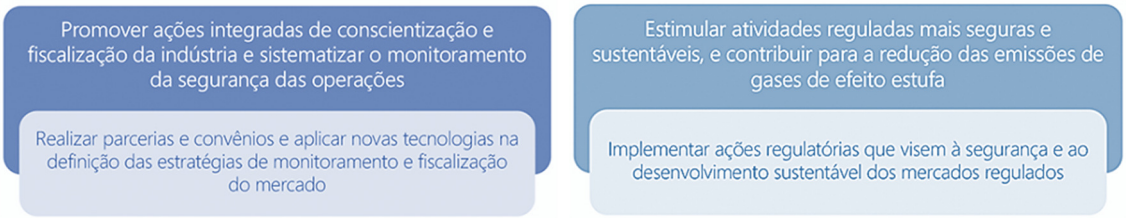
Ao consolidar esse entendimento, a ANP reforça a segurança jurídica e operacional no setor *offshore*, assegurando que todos os operadores cumpram padrões uniformes de segurança, protegendo vidas humanas e o meio ambiente.

Deve ser esclarecido que situações de utilização de unidades de acomodações marítimas não ferem a Súmula ANP nº 1/2024, uma vez que a unidade de acomodação marítima possui a

disponibilidade de vagas de baleeiras para as pessoas que executarão os serviços na unidade que será atendida por ela. Os casos de manutenção temporária de curta duração deverão ser submetidos para análise da ANP do caso concreto.

2.3 Abordagens para fomento da segurança operacional

As abordagens para fomento da segurança operacional estão orientadas ao atendimento dos dois objetivos estratégicos estabelecidos no Mapa Estratégico para o período de 2021 a 2024 da ANP que estão diretamente relacionados à segurança das operações.



2.3.1 Cooperações e parcerias

***International Regulators Forum* (IRF)**

O que é?

Fórum composto por órgãos reguladores de saúde e segurança das atividades de E&P marítima de petróleo e gás natural de 11 países.

Qual o objetivo?

Compartilhar entre os participantes as experiências de suas atividades reguladoras e fiscalizatórias, além das eventuais preocupações com a segurança operacional e saúde dos trabalhadores a bordo de unidades marítimas de E&P.

A Reunião Geral Anual do IRF ocorreu entre os dias 30 de outubro e 1º de novembro de 2024, e foi organizada pela CRU[3] (Irlanda) em Dublin, Irlanda e presidida pela NOPSEMA[4] (Austrália). Os participantes, tanto presenciais quanto virtuais, consistiam em líderes reguladores de saúde e segurança de petróleo *offshore* dos 11 países membros – Austrália, Brasil, Canadá, Dinamarca, Irlanda, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Reino Unido e Estados Unidos.

No dia anterior ao início do evento anual, 29 de outubro, foi realizada a **reunião do Subcomitê de Energias Renováveis (Renewable Energy Sub-committee - IRFORES)**. Nessa reunião, o Brasil atua somente como observador das discussões do grupo – podendo mudar este status quando lhe convier.

[3] CRU: The Commission for Regulation of Utilities – órgão regulador irlandês.

[4] NOPSEMA: The National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority – órgão regulador australiano.

O Brasil em 2024 participou remotamente do IRF com os seguintes representantes da SSO: Luiz Henrique de Oliveira Bispo, Thiago da Silva Ormonde, Nayara Nunes Ferreira e Caroline Pinheiro Maurieli de Morais que se revezaram durante os quatro dias de reunião.

A SSO/ANP lidera, desde 2021, o projeto do IRF entitulado *Opportunity Statement - Investigation Quality / Sharing and Application of Learnings*, com o objetivo de aprimorar a qualidade das investigações de incidentes, fortalecer o compartilhamento de aprendizados e garantir a aplicação eficaz das lições aprendidas na indústria. O andamento pode ser verificado através do site https://irfoffshoresafety.com/risk-focus-areas/. A abordagem para este tipo de projeto é o do grupo IRF mostrar os problemas enfrentados pelos órgãos reguladores às principais associações da indústria offshore: IOGP[5], IADC[6] e Energy Institute. Essas associações demonstram quais guias, bancos de dados e projetos possuem para melhorar junto aos seus membros a análise de incidentes e identificação de fatores contribuintes até o planejamento e implementação de ações corretivas, comunicação eficaz dos resultados e avaliação contínua da efetividade das medidas adotadas.

Ao longo do projeto, identificou-se a necessidade de mudanças estruturais para fortalecer a cultura de aprendizado na indústria. Entre os principais avanços esperados, destacam-se:

- **investigações mais rigorosas para identificar causas-raiz e fatores contribuintes dos incidentes;**
- **superação de barreiras à implementação de diretrizes estabelecidas para condução de investigações;**
- **priorização clara de quais incidentes, incluindo quase-acidentes, merecem investigação detalhada;**
- **inclusão estrutural de fatores humanos no processo investigativo;**
- **compartilhamento mais amplo dos aprendizados e disseminação eficaz das informações dentro da indústria;**
- **análises temáticas mais aprofundadas sobre os resultados das investigações;**
- **aplicação sistemática dos aprendizados, com definição de ações prioritárias e monitoramento de sua implementação; e**
- **fortalecimento de uma mentalidade de aprendizado, em oposição à cultura de culpabilização.**

[5] IOGP: The International Association of Oil & Gas Producers (Associação internacional de produtores de óleo e gás).

[6] IADC: International Association of Drilling Contractors (Associação Internacional de empresas contratadas de perfuração).

Em 2024, como parte das ações para o encerramento do projeto, foi solicitado às associações acima mencionadas que explicassem como seus bancos de dados, guias e alertas de segurança atendem a cada uma das mudanças esperadas. Com base nessas respostas, reuniões subsequentes serão realizadas para aprofundar a análise e identificar possíveis lacunas que possam comprometer a efetividade dos processos investigativos.

Problem statements

1 Prevenção de incidentes de controle de poço

Objetivo: Fortalecimento de medidas preventivas de controle de poço, particularmente, na predição e monitoramento do gradiente de pressão e fratura (PP/FG).
Contato no IRF: NOPSEMA (Austrália).

2 Qualidade da investigação de incidentes e aprendizado com incidentes

Objetivo: Aperfeiçoamento das investigações e melhoria na incorporação das lições aprendidas.
Contato no IRF: ANP (Brasil).

3 Digitalização

Objetivo: Redução dos riscos de sistemas automatizados com uma abordagem de design centrada no ser humano.
Contato no IRF: Havtil (Noruega).

Memorando de cooperação com o Havtil[7]

O que é?

Cooperação formal firmada entre a ANP e a *Norwegian Ocean Industry Authority (Havtil – Norway*).

Qual o objetivo?

Discutir e trocar informações e experiências sobre temas de segurança operacional mutuamente relevantes e desafiadores, na busca pela redução dos riscos nas atividades de E&P.

A cooperação formal com o órgão norueguês iniciada em outubro de 2020, é uma fonte importante de subsídios para a SSO/ANP. Os temas de trabalho podem ter caráter técnico e regulatório, como aspectos e conceitos relevantes afetos a determinado tema, e caráter gerencial, como fluxos de trabalho ou estratégias utilizadas para solucionar determinado problema.

No âmbito do acordo, foi realizado entre os dias 13 e 15 de dezembro de 2023 no Brasil o *workshop "Improved work processes for reporting, follow-up and learning from hazards and incidentes".* A partir do evento foi reafirmado o interesse em cooperar sobre diversos temas como: Desenho regulatório, abordagens de fiscalização da segurança operacional e Investigação de incidentes.

[7] O Petroleum Safety Authority (PSA) foi renomeado, passando a se chamar *Norwegian Ocean Industry Authority* (HAVTIL) a partir do dia 1º de janeiro de 2024. (https://www.havtil.no/en/explore-technical-subjects2/technical-competence/news/2024/we-are-havtil/)

O novo plano de trabalho que seria proposto formalmente no ano de 2024 e abarcaria o acompanhamento de auditorias *in loco*, uma em cada país, proporcionando uma melhor percepção das técnicas e métodos empregados por cada um dos reguladores, não pode ser formalizado em virtude das restrições orçamentárias impostas à ANP.

O novo plano de trabalho, mais adequado às realidades recentes da Agência, será elaborado e formalizado em 2025 a fim de dar continuidade a essa importante parceria entre os órgãos.

ACT com a COPPE/UFRJ para o descomissionamento

O que é?

Acordo de Cooperação Técnica entre ANP e a UFRJ para a execução de um programa de cooperação para mapear as necessidades do descomissionamento e da transição energética.

Qual o objetivo?

Racionalizar recursos públicos, promover debates e aprimorar as práticas de descomissionamento.

Em março de 2023 foi formalizado o ACT - Acordo de Cooperação Técnica entre ANP e COPPE para a execução de um programa de cooperação entre a ANP e a UFRJ, em favor do desenvolvimento técnico-científico de soluções práticas, alinhadas aos propósitos de desenvolvimento sustentável, às necessidades do descomissionamento de estruturas e equipamentos da produção *offshore* de óleo e gás no Brasil, e, às questões relacionadas à transição energética.

O ACT pretende promover esferas de debate que envolvam não somente os técnicos da ANP e pesquisadores UFRJ, mas também os outros *stakeholders* relevantes para as operações de descomissionamento e transição energética, tais como: as universidades, agentes estatais (IBAMA, Marinha, TCU, MPT, CNEN), reguladores internacionais, as associações da indústria e organizações da sociedade civil organizada.

Ao longo do ano de 2024, o ACT promoveu diversas reuniões para acompanhamento do Acordo e para a discussão de temas como melhores práticas, redução de custos, reuso de equipamentos/reciclagem, recifes artificiais, avaliação de alternativas de descomissionamento, entre outros.

Entre 04 de junho e 27 de agosto, também foi realizado o curso Introdução ao Descomissionamento de Instalações de Produção Offshore de O&G, promovido pela COPPE.

Em 31 de julho também ocorreu o Seminário COPPE/UFRJ: Aspectos jurídicos e regulatórios do descomissionamento de instalações de produção offshore de O&G no Brasil.

Termo de Execução Descentralizada com a Marinha do Brasil

O que é?

Termo de execução descentralizada com a Marinha do Brasil para realização de patrulhas navais para monitoramento marítimo nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural, empregando navios da Marinha.

Qual o objetivo?

Racionalizar recursos públicos e aprimorar as práticas de segurança operacional.

Em 2024, a execução de 14 patrulhas navais nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural resultou em números expressivos: 103 plataformas e 187 embarcações foram interrogadas, uma embarcação inspecionada e duas apreendidas. Tais dados refletem a intensa atividade de navegação e a necessidade de monitoramento marítimo, crucial para a segurança e regularidade do setor. A amplitude das ações demonstra o esforço em abranger um vasto território, enquanto as apreensões sinalizam o compromisso de manter o ambiente marítimo seguro dentro das normativas legais de navegação.

Operação Ouro Negro

O que é?

Acordo de Cooperação Técnica firmado pela ANP, Ministério Público do Trabalho (MPT), Marinha do Brasil, Ministério do Trabalho e Previdência, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa).

Qual o objetivo?

Fomentar o trabalho conjunto em ações de fiscalização das atividades de E&P de petróleo e gás natural nas águas jurisdicionais brasileiras.

Em 2024 a ANP manteve a sua participação na Operação Ouro Negro, tendo sido renovado o Acordo de Cooperação em 27/12/2023, conforme RD nº 742/2023 (SEI 3659610).

A ANP não participou de ações de fiscalização conjuntas no âmbito da Ouro Negro, mas compartilhou documentos como os relatórios de suas ações, dados de painéis dinâmicos internos e comunicados de incidentes recebidos para subsidiar a atuação das demais instituições.

Destacam-se as não conformidades identificadas pela SSO como desvios de itens de práticas de gestão relacionadas à integridade mecânica das instalações, revalidação de Recomendações Técnicas de Inspeção (RTIs), detecção de gases, entre outras, que serviram como subsídio para o MPT atuar em fiscalização no âmbito do Acordo PAJ com a Petrobras, que havia se comprometido a endereçar e resolver situações em suas instalações ligadas às não conformidades citadas.

Além disso, em novembro de 2024, a ANP fez uma reunião, por intermédio dos parceiros da Ouro Negro no escritório do MPT no Rio de Janeiro, com as Entidades Classificadoras com intuito de (i) buscar um melhor alinhamento em termos de percepção de riscos com relação a problemas identificados a bordo das instalações de produção *offshore* e (ii) identificar possíveis ações de melhorias de requisitos e/ou de formas de atuação dessas empresas.

Nesse sentido, foram apresentados os principais desvios relativos a elementos verificados e inspecionados pelas Entidades Classificadoras e constatados pela ANP durante suas auditorias de segurança operacional. Como desdobramentos, todo o material apresentado foi compartilhado pela ANP às Entidades Classificadoras e foram agendadas reuniões periódicas no intuito de estreitar a interação entre a ANP e essas empresas buscando a melhoria da segurança operacional das unidades auditadas pela ANP.

Acordo de participação "Sureflex JIP – Joint Industry Project"

O que é?

Projeto de pesquisa industrial desenvolvido pela *Wood Group UK Limited* com foco no gerenciamento de integridade de dutos flexíveis em sistemas submarinos, com a participação de diferentes setores da indústria, tais como operadores, fabricantes de equipamentos, certificadoras e agências reguladoras.

Qual o objetivo?

Reunir e compartilhar dados da indústria para apoiar as operações seguras e o gerenciamento de integridade de sistemas de dutos flexíveis.

O projeto visa coletar e analisar novos dados de incidentes, identificando seus modos de falha associados, assim como conhecer quais seriam as novas tecnologias de inspeção e manutenção aplicáveis aos dutos flexíveis em ambientes submarinos. Neste projeto, participam como reguladores da atividade marítima de O&G não só a ANP, mas a NOPSEMA (Australia), o Havtil (ex-PSA, Noruega) e o HSE[8] (Reino Unido).

Em novembro de 2023 foi publicado o *JIP Report - Flexible Pipe Integrity Management Guidance & Good Practice* que atualiza o relatório *Sureflex Guidance* publicado no ano de 2017 de forma abrangente. Assim, o relatório detalha as estatísticas mais recentes de uso de dutos flexíveis, a experiência de mecanismos de danos/falhas e taxas de incidentes ocorridos, bem como revisa e faz avaliação comparativa de todas as tecnologias e métodos conhecidos de inspeção, monitoramento e reparo.

A publicação do relatório marca a finalização do JIP que entra então em uma fase de compartilhamento de informações e colaboração entre seus membros sem a existência de um plano de trabalho a ser cumprido. Essa fase é chamada de *Networking Phase*.

Assim, em 2024, seguiu-se a agenda com realização de reuniões periódicas com o intuito de manter os participantes atualizados em relação a, por exemplo, novas tecnologias desenvolvidas pela indústria e experiência adquirida pelos operadores ao longo do ano.

2.3.2 Projetos integrados com a indústria

Grupo de Trabalho sobre o Gerenciamento de Riscos em Dutos

A Subcomissão de Riscos em Dutos do IBP (a qual, por sua vez, é subordinada à Comissão de Dutos), instituiu grupos de trabalhos para o desenvolvimento de fóruns de discussão e construção de entendimentos sobre temas relacionados ao gerenciamento de riscos em dutos que conta com a participação de representantes de diversos setores associados à atividade dutoviária, tais como ANP, CTDUT, CETESB, IBAMA, INEA e vários operadores e proprietários de dutos.

No âmbito deste grupo foi publicado em dezembro de 2023, na Biblioteca Digital do IBP 2023, o primeiro trabalho, o caderno Banco de Dados Brasileiro de Falhas em Dutos (BFD), e em seguida, em 2024, na edição da ROG.e 2024 (Rio Oil & Gas), foi lançado o Caderno de boas práticas ALARP[9] de dutos.

[8] HSE: Health and Safety Executive – órgão regulador britânico.

[9] ALARP: *as low as reasonably practicable* -

Este guia tem como objetivo principal o nivelamento do conhecimento referente ao princípio ALARP e a proposição de um arcabouço metodológico para sua demonstração em estudos quantitativos de risco referentes a dutos de transporte, podendo ser aplicado a outros segmentos da indústria.

2.3.3 Promoção de Eventos

Seminários de Segurança Operacional

XII SOMA

O XII Seminário de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SOMA) ocorreu em 25 e 26/09/2024 durante a ROG.e, com gravação ao vivo. As apresentações feitas no evento estão disponíveis pelo canal do YouTube da ANP.

A abertura do seminário foi realizada pelo antigo Diretor-Geral da ANP, Rodolfo Saboia, que destacou a importância do SOMA e da atuação da ANP para a segurança operacional, e enfatizou o papel da regulação na prevenção de acidentes e resposta às emergências na indústria do E&P.

"Em comparação com o ano da descoberta do pré-sal, em 2029 a produção brasileira de petróleo terá triplicado. Dessa forma, sem dúvida, o desafio da ANP em regular a segurança da atividade de exploração e produção exigirá esforços redobrados e permanentes."

Também pontuou a grande abrangência do trabalho realizado pela equipe de segurança operacional e os desafios do futuro para o tema.

"O nosso capital humano lida muitas vezes com temas que orbitam as fronteiras do conhecimento técnico dessa indústria, [...] verificando as práticas, que executadas lá na ponta são cruciais para as operações seguras."

O Diretor Daniel Maia da ANP, que atuou como moderador do **primeiro painel** do evento, compartilhou o palco com representantes de destaque do mercado regulado. Este painel teve como objetivo ouvir a visão do mercado sobre os desafios de segurança operacional para o setor de óleo e gás.

Em sua fala inicial, Daniel Maia trouxe alguns tópicos de destaque que, na visão da ANP, ainda carecem de avanços por parte da indústria:

- **gestão de integridade de poços, tubulações e estruturas;**
- **uso de ferramentas de engenharia que comprovem a segurança;**
- **após a ocorrência de incidentes, a necessidade de avaliações prévias à segurança das instalações antes da continuidade das operações;**
- **aderência às filosofias de segurança das instalações.**

A presidente da Petrobras Magda Chambriard nos brindou com a história de criação da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP, feito realizado quando esteve como Diretora Geral da Agência, e a ocorrência da primeira medida cautelar emitida pela Superintendência no ano de 2010, com a interdição de uma unidade da Petrobras. Em seguida, em sua apresentação, falou sobre os valores e indicadores de segurança da Petrobras, além de dados operacionais e de emissões e investimentos em sustentabilidade e novas fronteiras de exploração.

O diretor do IBP Claúdio Nunes expôs um pouco do trabalho do IBP para o mercado e pontuou os desafios envidados para trazer para a indústria a cultura do SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde) e a implementação de procedimentos de segurança. Pontuou a relação da sustentabilidade com a excelência operacional e mostrou os dados das contribuições realizadas no fórum do IBP para a revisão do SGSO, e sugestões de pontos de melhorias.

Telmo Ghiorzi, presidente da ABESPETRO[10], explicitou o papel da ABESPETRO dentro da cadeia produtiva do mercado de óleo e gás, o incentivo à política de conteúdo local para o Brasil, e os desafios em termos de recursos humanos para o setor. Também pontuou a importância de haver recursos para a ANP, a fim de manter a força do órgão regulador e o nível de segurança do setor, fatores muito importantes para a sociedade.

Mardonildo Filho, presidente da IADC Brasil, além de trazer um pouco sobre o papel da IADC e sua expertise, falou também sobre o contexto mundial de investimentos para o setor de óleo e gás, e em especial, para o mercado de sondas. Sobre os desafios e pontos de atenção que elencou, destacam-se aspectos técnicos e regulatórios que precisam ser atendidos para entrada de uma nova sonda no país; desafios em recursos e fatores humanos; aspectos políticos e legislativos; esforços em captação de profissionais, diálogo aberto e transparente para atendimento de requisitos de segurança e a importância da licença social para operar no Brasil.

O **segundo painel** do evento, contou com três apresentações sobre o tema Fiscalização, tendo como moderador o Superintendente da SSO, Luiz Bispo.

A Assessora da SSO, Muriel Guerrero, iniciou as apresentações com os principais resultados do ano de 2023 em termos de atualização do mercado, as parcerias que a ANP mantém com entidades brasileiras e estrangeiras, os números de não conformidades críticas e auditorias realizadas, processos sancionadores e multas aplicadas e os principais dados em termos de incidentes.

Ainda relembrou os desafios do relatório anual de 2023, e pontuou que alguns já foram trazidos em versões anteriores do documento e ainda não endereçados de forma eficaz pelos

[10] ABESPETRO – Associação Brasileira das Empresas de Bens e Serviços de Petróleo.

operadores. Concluiu a apresentação reforçando a disponibilidade da SSO para ouvir e dialogar com o mercado de forma franca e aberta.

O Superintendente Adjunto da SSO, Thiago Ormonde, trouxe uma apresentação focada nos temas interdição e integridade de instalações. Iniciou trazendo os números das não conformidades críticas de 2023 e como que o aumento desse valor nos últimos anos mostra para o órgão regulador uma falha do mercado em gestão de riscos. Também elencou as unidades interditadas em 2023 e fez um detalhamento maior das principais NCs que ensejaram as medidas cautelares. Ainda observou a emissão pela Diretoria Colegiada da ANP do Enunciado nº 1 a respeito da necessidade de cumprimento das filosofias de segurança das unidades quanto ao quantitativo mínimo de vagas em baleeiras.

Concluiu trazendo a importância do envolvimento do corporativo das empresas para a tomada de decisão nas análises de segurança, a fim de evitar a ocorrência de grandes acidentes, e a dificuldade do mercado em atender aos desafios de segurança propostos para bem gerenciar seus ativos, especialmente quanto à integridade de estruturas e tubulações e implementação de lições aprendidas.

O Coordenador Geral de Segurança Operacional, Elson Correia, trouxe como tema de sua apresentação uma análise sobre incidentes e integridade de poços. Iniciou explicando as retificações quanto às premissas dos dados de incidentes para alinhar a ANP ao benchmarking do IRF, quanto às inconsistências do SISO e quanto à contabilização de horas trabalhadas para as instalações *onshore*. Ressaltou a importância de garantir a integridade das instalações.

Ainda apresentou como exemplo alguns incidentes ocorridos em 2023 e o trabalho realizado pelos colaboradores da ANP quanto às análises diárias para garantia da continuidade operacional das instalações com segurança. Destacou alguns pontos da Resolução ANP nº 46/2016 sobre integridade de poços e falou sobre a Nota Técnica nº 09/2024 que trouxe dados sobre poços com Conjunto Solidário de Barreira (CSB) degradado.

O **terceiro painel**, ocorrido no segundo dia do evento, trouxe 4 apresentações sobre o tema Segurança Operacional e o Futuro.

O Coordenador de Segurança Operacional de Produção, Leonardo Michels, trouxe uma apresentação sobre Auditorias em Fase Pré-Operacional. Fez um breve histórico desse tipo de auditoria, seus principais objetivos, e a sistemática em que ocorrem. Trouxe dados de número de condicionantes estabelecidos e reanálises feitas para as unidades auditadas em 2024. Pontuou o que se espera do grau de completação de um sistema (a chamada curva S) e do processo de aprovação de uma condicionante. Ainda elencou alguns desafios para o mercado dentro da sistemática das auditorias de estaleiro para a garantia da segurança operacional das instalações.

O Coordenador Geral de Regulação, Descomissionamento e Projetos em Segurança Operacional, Moisés Pinto, trouxe uma apresentação sobre Regulação e Descomissionamento. Moisés abordou o arcabouço da Segurança Operacional, o cenário regulatório atual e a revisão regulatória em andamento. Destacou todo o trabalho executado pela equipe da Superintendência para análise das contribuições recebidas para o novo SGSO e a expectativa de sua publicação para 2025. Dentro do tópico de descomissionamento, destacou a evolução do trabalho da coordenação e o acordo com a Coppe sobre o tema. Trouxe ainda uma perspectiva para o futuro em termos de desativação de instalações e poços e pontuou a ocorrência de incidentes nessa fase, fato que tem preocupado a SSO.

O Superintendente da SSO, Luiz Bispo, trouxe uma apresentação sobre Poços Órfãos, um assunto muito importante para a ANP. Mostrou o cenário de poços no Brasil, e a linha do tempo acerca da exploração e produção de petróleo e gás no país, destacando os pormenores quanto às situações distintas de enquadramento dos poços quanto aos contratos de concessão e a responsabilidade de abandono e recuperação de áreas.

Ainda apresentou os casos em análise pela ANP e as decisões da diretoria colegiada sobre o tema, que reconhecem a Petrobras como responsável pelo abandono e recuperação de área dos poços considerados “abdicados” pela empresa e ainda, que a ANP não deve ressarcimento para os casos em que o abandono já foi realizado. Finalizou trazendo um panorama sobre os próximos passos sobre o tema.

A Assessora Técnica de Regulação, Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira, trouxe uma apresentação sobre Hidrogênio e a Segurança Operacional, onde abordou o marco regulatório do hidrogênio instituído pela Lei Nº 14.948, de 2 de Agosto de 2024, as novas competências da ANP com relação ao tema e os principais aspectos de segurança e desafios técnicos que a Agência terá que enfrentar na regulação do hidrogênio.

O **quarto painel** do SOMA, conduzido pela Coordenação Geral de Meio Ambiente, dentro da Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente da ANP (STM), trouxe 3 temas acerca da preservação ambiental e sustentabilidade.

Daniela Correa, Coordenadora Geral de Meio Ambiente, que dividiu o palco com Francisco José Marcelo, especialista em meio ambiente, trouxe uma apresentação sobre os novos critérios socioambientais para inclusão de blocos na oferta permanente de concessão. Daniela iniciou sua fala trazendo a base legal que orienta a atuação da ANP na elaboração dos pareceres relativos aos aspectos socioambientais das áreas. Em seguida, abordou os novos critérios que foram aprovados pela ANP, com base na Nota Técnica Conjunta nº 8/2024, evidenciando os resultados obtidos nos blocos das Bacias do Amazonas, do Parecis, do Paraná e do Tucano no ciclo de oferta atual.

A servidora pontuou que os novos critérios buscam reduzir a insegurança jurídica relacionada à atividade, bem como o número de judicializações a que a ANP e as empresas têm sido expostas.

Além disso, a proposta busca a chamada "licença social para operar", ou seja, a melhoraria da percepção pública da atividade, facilitando as condições para o seu desenvolvimento e minimizando seus riscos políticos e socioambientais.

A Superintendente Adjunta da STM, Mariana França, participou do SOMA 2024 com uma apresentação sobre a implementação do marco regulatório de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), moderada pelo Coordenador-Geral de Gestão e Desenvolvimento Tecnológico, Alexandre Kosmalski. Mariana destacou a importância estratégica do CCS na transição energética e apresentou as principais rotas tecnológicas de captura de carbono, bem como os setores industriais envolvidos no CCUS[11]. Abordou a iminência da aprovação do marco legal e o papel da ANP como reguladora da atividade, com base no estudo regulatório publicado em abril de 2024 (Relatório sobre a Implementação do Marco Regulatório de CCUS no país). Concluiu com os próximos passos para a regulação da atividade no Brasil, incluindo a proposta de regulação experimental, o nivelamento institucional e a necessidade de investimento em P&D.

O terceiro e último painel do evento, moderado pela atual Assessora Técnica da Diretoria III da ANP, Luciana Braga, promoveu um debate sobre as novas diretrizes para descarbonização das atividades de E&P, juntamente com Heloísa Borges, diretora de estudos de petróleo, gás natural e biocombustíveis da EPE[12] e Jorge Pizarro, coordenador do GT de descarbonização da PPSA[13]. O debate teve como tema a resolução CNPE nº 8, de agosto de 2024, e suas diretrizes para descarbonização e as ações da EPE e PPSA nesse âmbito.

Heloísa trouxe um dado sobre o Brasil, que é o sexto maior emissor global de gases de efeito estufa. Pontuou que ainda que esse dado não seja um problema do setor de energia, não significa que este não deva contribuir com os esforços de descarbonização. Nesse sentido, a EPE contribuiu, em conjunto com a ANP e a PPSA, para a Resolução CNPE nº 8/2024 com recomendações, mas já havia em 2022 estabelecido diretrizes de descarbonização para as cláusulas de PDI e recentemente com um diagnóstico sobre as fontes de emissão e os custos de redução em um cenário decenal para a cadeia do gás natural.

Jorge falou a respeito do papel da PPSA nos contratos de partilha dentro do contexto de fomento da descarbonização e elencou o que vem sendo realizado pela indústria em termos de desenvolvimento de tecnologias, inclusive premiadas mundialmente, para atingir as metas e diretrizes estabelecidas para o *net zero*. Destacou a necessidade de maior transparência por parte das empresas para bem monitorar a intensidade das emissões, de forma a garantir que sejam todas calculadas na mesma base, sem perder de vista o trilema energético – reduzir emissões garantindo fornecimento de energia e acesso dos países mais vulneráveis a essa energia em preço razoável para suprir suas demandas.

[11] CCUS – *Carbon Capture, Utilisation and Storage* – Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono

[12] EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que realiza estudos de curto, médio e longo prazo para auxiliar no planejamento do setor energético da política pública do país.

[13] PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A. – Empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia responsável pela gestão dos contratos em regime de partilha dos campos do pré-sal representando a União.

VIII SOMAT

O VIII Seminário de Segurança Operacional e Meio Ambiente para Instalações Terrestres (SOMAT) ocorreu em 28/11/2024 durante a Mossoró Oil & Gas Expo e a gravação do evento está disponível no canal da ANP no YouTube.

A abertura do seminário contou com a participação do Superintendente de Segurança Operacional Luiz Bispo e representantes da FIERN, da REDEPETRO e do SEBRAE Mossoró, que destacaram a importância do evento como oportunidade de negócio, na visão do SEBRAE, oportunidade de discussão diretamente com a Agência Reguladora os aspectos de segurança neste momento de intensificação das atividades no ambiente *onshore,* na visão da FIERN, e como oportunidade de melhoria por parte das empresas, na visão da REDEPETRO.

Com foco no ambiente terrestre, o evento apresentou as expectativas da ANP em relação à segurança operacional, tendo como base das discussões as lições aprendidas com as desinterdições das instalações terrestres em 2024 e aspectos acerca de abandono permanente de poços.

Antes das apresentações da ANP, foi dada a oportunidade ao mercado, representado pela ABPIP[14] na figura do seu presidente Marcio Félix, para que trouxesse uma visão sobre os desafios de segurança operacional para o setor de óleo e gás. Márcio destacou o período atual de diversificação das empresas operadoras, e a evolução do tema segurança operacional e meio ambiente dentro da indústria e da ANP. Reforçou também que ainda que a produção *onshore* dos independentes represente apenas uma pequena parcela da produção nacional, o impacto social direto em algumas regiões, como por exemplo, Rio Grande do Norte, Sergipe, Maranhão, são expressivas. Finalizou pontuando os desafios a serem endereçados, como o aprendizado, a integridade das instalações, a discussão acerca dos poços órfãos e a abertura para construir canais abertos de discussão para maior segurança nas atividades.

Elson Correia, Coordenador Geral de Segurança Operacional no E&P da SSO, que participou de forma remota no evento, fez uma apresentação sobre as Lições Aprendidas nas Desinterdições de 2024, motivado pela percepção da ANP de que durante as desinterdições conhecemos e aprendemos mais sobre as instalações. Ainda destacou a importância do compartilhamento de aprendizados. **"Na segurança não é para ter informação restrita, na segurança a gente precisa compartilhar as lições aprendidas. Não precisa esperar que o acidente ocorra no vizinho para que o vizinho também aprenda."**

De forma introdutória apresentou alguns conceitos simples com intuito de esclarecer ao mercado como não ser interditado pela SSO, e a título de exemplo, falou sobre a certeza de que se está seguro com base em análises de engenharia, ou seja, comprovações técnicas e não crenças. Também elencou algumas ações orientativas por parte da ANP, como notas técnicas, seminários, reuniões, dados de painéis públicos etc., ratificando o canal aberto existente para conversar com o mercado a qualquer tempo, e não apenas nas situações críticas.

Dentro do tema das desinterdições trouxe alguns casos principais para evidenciar a motivação da ANP quanto à classificação de desvios como críticos identificados em auditorias recentes ou em

[14] ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás.

incidentes ocorridos. De forma objetiva, os documentos apresentados pelos operadores para desinterdição das instalações têm demonstrado que de fato, estas não operavam em situação segura.

No caso do incidente do campo Fazenda Dom João onde ocorreu descarga de óleo para o meio ambiente, o operador refez seus estudos de riscos, atualizando cenários e premissas básicas que não haviam sido consideradas para operar de forma segura sua instalação. Já no caso do incidente da Fazenda Boa Esperança onde ocorreu um incêndio em grandes proporções, instalação esta que já havia sido interditada em outra ocasião por problemas no procedimento de resposta a emergência, novamente não foi capaz de atuar de forma eficaz quando da ocorrência deste incidente. O relatório de investigação do operador trouxe recomendações emitidas excelentes para evitar um novo evento como esse, e as lições aprendidas demonstraram que o operador evoluiu na cultura de segurança de sua instalação quando da desinterdição.

Elson finalizou sua apresentação reforçando a importância da comunicação aberta e o acompanhamento das ações orientativas emitidas pela Agência por parte dos operadores, em prol da segurança das instalações, pessoas e meio ambiente.

Alberto Rodamilans, Coordenador de Sondas e Poços da SSO, com a colaboração do servidor Anderson Abreu e da estagiária Ana Carolina Alves, fez uma apresentação sobre Abandono Permanente de Poços e Informações acerca de CSBs[15]. Antes de adentrar os temas propostos na Agenda, Alberto destacou a publicação do Relatório de Investigação de Incidente ocorrido na sonda operada pela Nova Petróleo, com as recomendações de segurança elaboradas pela ANP para serem implementadas por todos os operadores.

Ana Carolina falou sobre as cargas de dados de NCSBs recebidos pela ANP, a sistemática de análise e os erros frequentes encontrados para os projetos de abandono de poços.

Anderson Abreu abordou as boas práticas no abandono permanente de poços, explicando primeiramente conceitos de conjunto solidário de barreira e itens da Resolução de Integridade de Poços – SGIP, além da “hierarquia” regulatória. Com pouco mais de detalhe, passou por algumas boas práticas internacionais e itens das Resoluções ANP e reforçou a necessidade de utilização das normas, as boas práticas, em sua integralidade, sem a possibilidade de mistura entre elas.

Alberto falou um pouco sobre a Nota Técnica nº 9/2024, explicando o motivo de sua elaboração, as constatações da ANP após recebimento de informações de alguns operadores a respeito da integridade das barreiras de seus poços e os cronogramas para restabelecimento das degradadas e detalhou os prazos sugeridos pela Agência para saneamento da integridade. Após a publicação da nota, foram recebidas contribuições de 12 operadores para pontos de melhorias na nota e uma futura determinação da ANP acerca do tema.

Encerrou a apresentação elencando os próximos passos da coordenação de sondas e poços, entre eles, estabelecimento de alguns critérios de criticidade e surgência de poços, melhorias na nota técnica nº 09 e na base de dados e cargas da ANP e definições mais precisas sobre os conceitos de monitoramento e verificação de poços.

[15] CSB – Conjunto Solidário de Barreira.

Workshops de Segurança Operacional

WORKSHOP DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE HUMANA

Em 30 de janeiro de 2024, a ANP promoveu o *Workshop de Análise de Confiabilidade Humana*, reunindo cerca de 70 representantes de 17 empresas de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás, além de integrantes da equipe de segurança operacional da Agência. O evento teve como foco a aplicação prática de técnicas para avaliar fatores humanos em tarefas críticas à segurança, especialmente aquelas que envolvem interações humano-máquina. Isso facilitou a retirada de dúvidas e troca de experiências entre os participantes sobre a metodologia, que interagiram durante a utilização de diferentes técnicas em diferentes procedimentos críticos operacionais.

Ao final do dia, eles apresentaram os resultados e os prós e contras de cada técnica. Com base nesses resultados, e no *feedback* da comunidade científica, foi possível para a ANP decidir, por exemplo, que as técnicas Petro-HRA, HEART e CREAM são as mais seguras por serem validadas pela comunidade científica e por bancos de dados, e que a técnica FRAM não será aceita pela ANP por não ter as características necessárias para ser considerada análise de confiabilidade humana completa.

A análise de confiabilidade humana permite identificar melhorias nos projetos e tarefas para diminuir a chance de erros humanos na execução dos procedimentos críticos para segurança, contribuindo para a prevenção de acidentes. Além de ser uma boa prática da indústria (conforme ISO 31010 e API 770), trata-se de um requisito regulatório da ANP, verificado durante fiscalizações em instalações *onshore* e *offshore*. Isto porque a análise de confiabilidade humana é a metodologia de análise de riscos que considera fatores humanos, conforme solicitam os regulamentos do regime de segurança operacional do upstream, nos itens 12.3.e do SGSO (sistema de gerenciamento de segurança operacional, anexo à Resolução ANP 43/2007), 8.3.5 do SGI (sistema da integridade estrutural para campos terrestres, Resolução ANP 2/2010), 9.3.4 do RTDT (regulamento técnico de dutos terrestres, Resolução ANP 6/2011), 16.3.1.f do SGSS (sistema de gerenciamento de sistemas submarinos, Resolução ANP 41/2016) e 12.3.1 do SGIP (sistema de gerenciamento de integridade de poços, Resolução ANP 46/2016).

A Nota Técnica de Fatores Humanos, publicada recentemente no site da ANP, apresenta métodos recomendados para a análise de confiabilidade humana no setor de óleo e gás. O documento pode ser consultado no link: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/nota-tecnica-10-2023.pdf e no processo administrativo SEI 48610.239733/2023-85.

WORKSHOP DO MANUAL DE COMUNICAÇÃO DE INCIDENTES – UPSTREAM

Em 04 de abril de 2024, a ANP realizou o *Workshop sobre o Manual de Comunicação de Incidentes*, voltado para operadoras de contratos de exploração e produção e suas equipes técnicas de segurança de processo. O evento abordou desafios e melhorias na comunicação de incidentes, visando otimizar recursos e fortalecer a resposta a eventos críticos.

Durante o workshop, foi discutida a proposta de revisão do *Anexo I - Orientações para comunicação de incidentes de exploração e produção da Resolução ANP nº 882/2022*. A minuta de revisão ficou disponível no site da ANP, e contribuições para aprimoramento do regulamento foram recebidas até 25 de março de 2024.

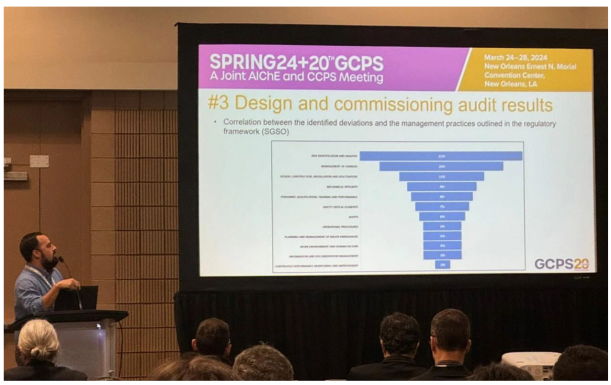
O evento foi realizado de forma híbrida, permitindo participação presencial e remota via plataforma Teams, com interação do público. Mais informações e acesso à proposta de revisão estão disponíveis no link https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/agenda-eventos/workshop-de-comunicacao-de-incidentes-upstream e no processo administrativo no SEI 48610.231939/2023-67.

2.3.4 Participação em Eventos

GLOBAL CONGRESS ON PROCESS SAFETY DO CCPS

Entre os dias 23 e 28 de março de 2024, houve a participação de servidores da SSO no congresso "*Global Congress on Process Safety* do CCPS - *Center for Chemical Process Safety*", ocorrido em New Orleans, Louisiana – EUA.

Inclusive, houve apresentação de trabalho científico pelo servidor Thiago Ormonde, com o título "*Main challenges and deviations in the operational safety management of offshore oil and gas production units in the design and commissioning phase, in the view of the brazilian regulator*".



III WORKSHOP DE SEGURANÇA OPERACIONAL DE POÇOS - WSOP

Entre os dias 20 e 21 de agosto de 2024, a SSO/ANP participou do III Workshop de Segurança Operacional de Poços - WSOP na cidade de Macaé-RJ, que discutiu temas como Risco, Barreiras de Segurança, Fatores Humanos e Inovação. Neste evento, o Coordenador de Dados e Sistemas da SSO – Rodrigo Lucena – participou da Sessão 3 do evento com a apresentação "A comunicação com a ANP".

8º WORKSHOP SOBRE DESCOMISSIONAMENTO E DESMANTELAMENTO DE NAVIOS E ATIVOS OFFSHORE

Participação e apresentação de palestra no 8º Workshop sobre Descomissionamento e Desmantelamento de Navios e Ativos Offshore, promovido pela Sociedade Brasileira de Engenharia Naval - SOBENA, no dia 15 de maio de 2024, no Rio de Janeiro – RJ pelo servidor Andre Luiz de Oliveira Canfora sobre o descomissionamento de instalações no Brasil e o papel da Agência nesse processo.

WORKSHOP DE HIDROGÊNIO

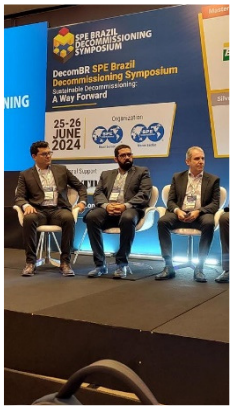
Nos dias 04 e 05 de junho de 2024, a servidora Érica Vanessa Albuquerque de Oliveira, participou do Workshop do Roadmap de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do Transporte de Hidrogênio por Gasodutos, promovido pelo Associação de Empresas Transportadoras de Gás Natural (ATGAS), no Hotel Windsor Florida, Rio de Janeiro – RJ. No workshop tiveram apresentações de órgãos reguladores como ANP, empresas de gás, especialistas internacionais e pesquisadores da área do hidrogênio, finalizando com um fórum de discussões de forma a consolidar os próximos passos e impactos para o segmento dutoviário brasileiro.

COMPARTILHAMENTO DE SEGURANÇA DE PROCESSO - CCPS

Participação presencial da servidora Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira do evento de segurança de processo promovido pelo CCPS, nos dias 4 e 5 de junho de 2024, na sede da Transpetro, Rio de Janeiro. O evento tratou de troca de experiências e aprendizados sobre segurança de processo de segmentos distintos como da indústria de petróleo e gás, aviação, mineração e ferroviário.

DECOMBR - SPE BRAZIL DECOMISSIONING SYMPOSIUM – 2024

Participação no DECOMBR - SPE Brazil Decomissioning Symposium - 2024, congresso com ênfase na área de descomissionamento de instalações da indústria de óleo e gás, realizado no período de 25 a 26 de junho de 2024 no Rio de Janeiro - RJ; Servidor: Luiz Henrique de Oliveira Bispo.



Nesse evento a SSO apresentou a regulamentação da ANP sobre o descomissionamento e enfatizou na disponibilização das informações públicas nos painéis dinâmicos sobre o tema.

SERGIPE OIL & GAS 2024

A SSO teve presença e realização de palestra no evento Sergipe Oil & Gas 2024, em Aracaju, entre os dias 24 e 26 de julho de 2024. Os servidores Elson Correia e Alberto Carvalho foram os representantes da área.

SEMINÁRIO COMPOSITE DAY

A SSO teve participação e realização de palestra no Seminário *Composite Day* - promovido pela DCL Solutions, realizado em 20 de agosto de 2024, no Rio de Janeiro – RJ.

WORKSHOP SMS ABPIP - INTEGRIDADE DE POÇOS E INSTALAÇÕES

A SSO teve participação e realização de palestra no Workshop SMS ABPIP - Integridade de Poços e Instalações, realizado em 23 de agosto de 2024, no Rio de Janeiro – RJ.

REUNIÃO COM REPRESENTANTES DO ÓRGÃO REGULADOR CANADENSE C-NLOPB

Reunião com representantes do órgão regulador canadense C-NLOPB realizada no escritório da ANP no Rio de Janeiro no dia 19 de setembro de 2024. Na oportunidade foram discutidos e compartilhados conhecimentos entre os órgãos sobre segurança operacional de poços e sondas, técnica de perfuração MPD e diferenças entre os aspectos regulatórios dos países;

2º WEBINAR DE LIÇÕES APRENDIDAS - BLEVE EM ESFERAS NA REDUC (1972)

Participação no webinar técnico sobre incidentes e lições aprendidas em esferas da REDUC, promovido pelo CCPS e IBP, em 15 de outubro de 2024, no ambiente virtual. A servidora Érica Vanessa Albuquerque de Oliveira teve participação como ouvinte pela ANP. O objetivo do fórum foi a discussão das principais lições aprendidas de um dos maiores acidentes ocorrido na REDUC, em 1972, vazamento seguido de explosão em tanques esfera de gás liquefeito de petróleo (GLP).

III SEMINÁRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL OFFSHORE DA SPE

A SSO teve participação e realização de palestra no III Seminário de Segurança Operacional Offshore da SPE, entre os dias 16 e 17 de outubro 2024, no Rio de Janeiro – RJ.

1º SIMPÓSIO DO PNC: SITUAÇÃO ATUAL E PERSPECTIVAS

A SSO teve participação e realização de palestra no 1º Simpósio do PNC: situação atual e perspectivas, ocorrido em 22 de outubro de 2024, no Edifício Sede do Ibama, em Brasília/DF; Servidores: Leonardo Michels, Alberto Carvalho e Luiz Bispo.

OWI LATAM

Entre os dias 28 e 31 de outubro de 2024, os servidores André Luiz de Oliveira Canfora e Thiago da Silva Ormonde participaram e apresentaram no *The Wells Conference - LATAM Conference OWI & Decom*, ocorrido, no Rio de Janeiro - RJ. Os servidores André Cânfora e Thiago Ormonde apresentaram sobre os desafios encontrados nos abandonos de poços durante o processo de descomissionamento e participaram em uma conversa sobre a regulação de integridade de poços.

11TH FPSO & FLNG & FSRU GLOBAL SUMMIT & OFFSHORE ENERGY GLOBAL EXPO

A SSO teve participação e realização de palestra no 11th FPSO & FLNG & FSRU Global Summit & Offshore Energy Global Expo, de forma remota, em 30 e 31 de outubro de 2024, ocorrido em Shanghai, na China;

CONGRESSO DE SMS DA PETROBRAS

A SSO teve participação e realização de palestra no Congresso de SMS da Petrobras, entre os dias 05 e 07 de novembro de 2024, no Rio de Janeiro – RJ.

2º SIMPÓSIO DE DIREITO MARÍTIMO

Em 29 de novembro de 2024, no Rio de Janeiro - RJ, a servidora Myrian Adenila Sodre da Silva, participou e apresentou palestra no 2º Simpósio de Direito Marítimo, promovido pelo Instituto de Magistrados do Brasil (IMB) representando o Diretor Geral da Agência. A servidora apresentou sobre o descomissionamento no Brasil, desafios e perspectivas para o futuro.

SPE SYMPOSIUM AND EXHIBITION: DECOMMISSIONING AND ABANDONMENT / BENCHMARK COM A PETRONAS E&P E PETRONAS MPM

Nos dias 03 e 04 de dezembro de 2024, os servidores Moisés Vieira Pinto e André Luiz de Oliveira Canfora da SSO/ANP, participaram do SPE SYMPOSIUM AND EXHIBITION: DECOMMISSIONING

AND ABANDONMENT na cidade de Kuala Lumpur, na Malásia, que reuniu operadores e fornecedores do setor de descomissionamento a fim de debater boas práticas, casos de sucesso e inovações relacionadas ao descomissionamento de instalações na Ásia e Oceania. Outros países trouxeram algumas experiências no assunto.

Os servidores realizaram ainda reuniões de benchmarking com a Petronas, no dia 05 de dezembro de 2024, na sua sede em Kuala Lumpur, na Malásia, com a presença da Petronas Malaysia Petroleum Management (MPM), da Petronas Ventures, do IBAMA e do IBP, com foco em descomissionamento, regulação e pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I).

Trabalhos Técnicos apresentados 2024

Global Congress on Process Safety 2024

Main Challenges in the Operational Safety Management of Offshore Oil and Gas Production Platforms in the Design and Commissioning Phase, in the View of the Brazilian Regulator.

SEÇÃO 3

AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

3.1 Aspectos gerais

3.2 Não conformidades críticas e medidas cautelares

3.3 Interdições de instalações e dutos *offshore* e *onshore*

3.4 Auditorias em sondas e poços

3.5 Auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

3.6 Auditorias pré-operacionais

A 3ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta os resultados das ações de fiscalização realizadas no âmbito da segurança operacional.

São apresentadas informações sobre as não conformidades críticas e as medidas cautelares, além de destaque às interdições ocorridas em 2024. Também aborda algumas auditorias realizadas, assim como as pré-operacionais.

3.1 Aspectos gerais

ASPECTOS REGULAMENTARES

A fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P no Brasil possui caráter preventivo e é executada por meio de auditorias que avaliam – de acordo com o procedimento da Resolução ANP nº 851/2021 – a eficácia do sistema de gestão da segurança operacional com base nos respectivos regulamentos técnicos afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem.

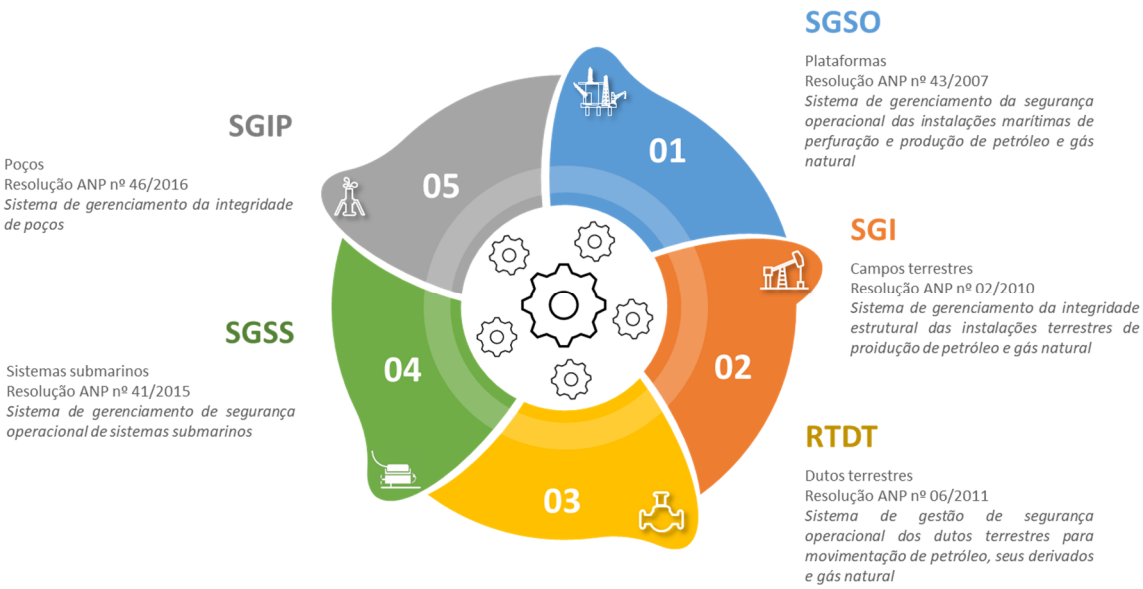


Figura 3.1 Regulamentos técnicos de segurança operacional.

No ano de 2024, foram instaurados 150 processos administrativos sancionatórios, sendo que 37 (25%) contêm infrações relacionadas ao não saneamento das não conformidades. **Ainda que não haja necessidade de enviar à ANP o relatório de saneamento das não conformidades, o Operador deve, obrigatoriamente, saná-las no prazo estabelecido na Resolução ANP n° 851/2021.**

RESULTADOS GERAIS DE FISCALIZAÇÃO

Em 2024, foram realizadas 35 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P (Gráfico 3.1), em 35 instalações de produção, 6 sondas marítimas e 112 campos terrestres. O número de auditorias tem diminuído ano após ano depois da pandemia, especialmente por diminuição constante de recursos humanos e financeiros para a realização dessas atividades. Assim como tem diminuído a presença em campo da ANP por conta das restrições orçamentárias, portanto, as auditorias remotas têm ganhado grande relevância.

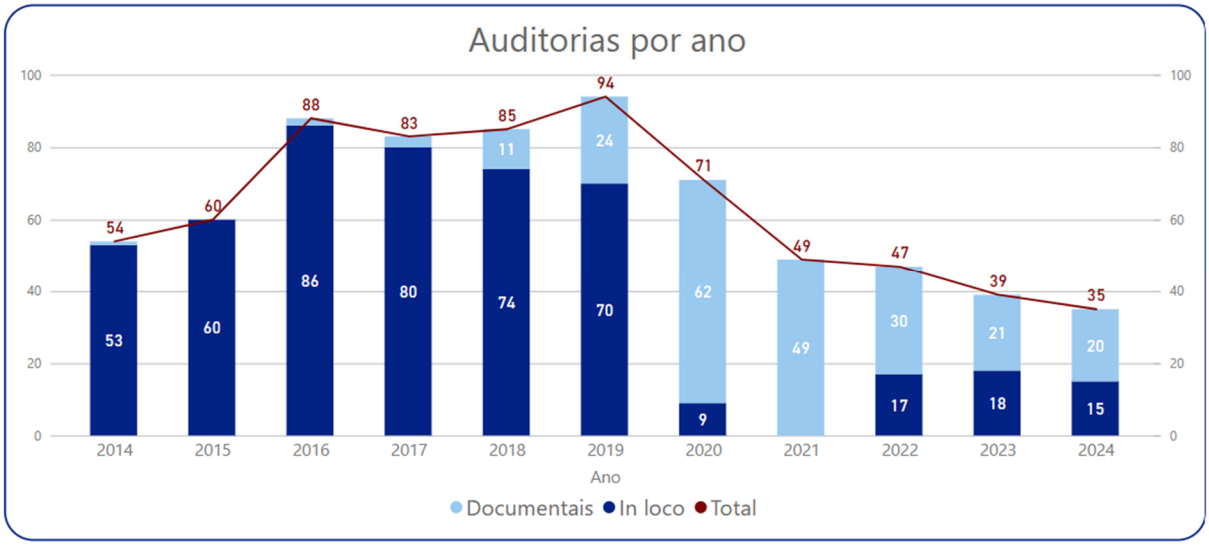


Gráfico 3.1. Ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P por ano, de 2014 a 2024.

No ano de 2024, o escopo das fiscalizações englobou quatro tipologias: (i) regulares; (ii) pré-operacionais; (iii) investigação de incidentes; e (iv) verificação de denúncia. Historicamente, as ações de fiscalização sempre ocorreram *in loco,* mas a partir da pandemia de 2020 a ANP lançou mão de auditorias remotas.

Uma vez que os operadores são instados a apresentar evidências das ações tomadas para saneamento de suas não conformidades lavradas pela ANP, as atividades de verificação documental de saneamento de não conformidades utilizam métodos de fiscalização documental, sem a criação de novas trilhas de auditoria ou verificações adicionais *in loco*.

A tabela abaixo apresenta o resumo das informações relacionadas às auditorias do ano de 2024, destacando as executadas em plataformas de produção, sondas e campos terrestres. **Ressalta-se que uma única ação de fiscalização ou auditoria pode englobar múltiplas instalações/ativos.**

Tabela 3.1 - Resumo de auditorias

35 auditorias de segurança operacional em 2024	
Auditorias *offshore*	**Auditorias *onshore***
22	13

Auditorias em plataformas de produção marítimas

Em 2024 foram realizadas **14 auditorias** em plataformas de produção marítimas,

sendo **7 realizadas in loco** e

7 verificações documentais de saneamento de não conformidades.

As auditorias realizadas englobaram 35 instalações marítimas de produção em 2024.

Distribuição por Operador do Contrato

Ano	Operador do Contrato	Nº de auditorias documentais	Nº de auditorias in loco
2024	PETROBRAS	7	5
2024	EQUINOR		1
2024	PERENCO		1
Quantitativo total		**7**	**7**

Distribuição por Operador da Instalação

Ano	Operador da instalação	Nº de auditorias documentais	Nº de auditorias in loco
2024	PETROBRAS	5	
2024	MODEC	2	1
2024	MISC	1	
2024	OOG TK	1	
2024	SBM	1	3
2024	EQUINOR		1
2024	PERENCO		1
2024	YINSON		1
Quantitativo total		**7**	**7**

Auditorias em sondas marítimas

Em 2024 foram realizadas **7 auditorias** em sondas marítimas,
sendo **3 instalações fiscalizadas in loco e**
4 verificações documentais de saneamento de não conformidades.

As auditorias realizadas englobaram 6 sondas marítimas em 2024.

Distribuição por Operador do Contrato

Ano	Operador do Contrato	Nº de auditorias documentais	Nº de auditorias in loco
2024	BP	1	
2024	EQUINOR	1	
2024	PETROBRAS	1	3
2024	TOTAL	1	
Quantitativo total		**4**	**3**

Distribuição por Operador da Instalação

Ano	Operador da instalação	Nº de auditorias documentais	Nº de auditorias in loco
2024	VALARIS	4	1
2024	OCYAN		1
2024	TRANSOCEAN		1
Quantitativo total		**4**	**3**

Auditorias em campos terrestres

Em 2024 foram realizadas **13 auditorias** em campos terrestres,
sendo **5 realizadas *in loco* e**
8 verificações documentais de saneamento de não conformidades.

As auditorias realizadas englobaram 112 campos terrestres em 2024.

Distribuição por Operador do Contrato e Por Operador da Instalação

Ano	Operador do Contrato	Nº de auditorias documentais	Nº de auditorias in loco
2024	3R PETROLEUM	6	
2024	SEACREST	2	
2024	IMETAME		1
2024	ORIGEM ENERGIA		1
2024	PETROBRAS		2
2024	PETRORECÔNCAVO		1
Quantitativo total		**8**	**5**

OBS: Em 2024, as fiscalizações foram realizadas em instalações cujos Operadores de Contrato são os Operadores da Instalação.

3.2 Não conformidades críticas e medidas cautelares

No ano de 2024, a SSO/ANP emitiu 37 não conformidades críticas em auditorias de segurança operacional, sendo 36 no ambiente *offshore* e 1 no ambiente *onshore.* Essas não conformidades representam um índice de criticidade – relação entre o número de não conformidades críticas e o número total de não conformidades emitidas – igual a 15,68% (Gráfico 3.2).

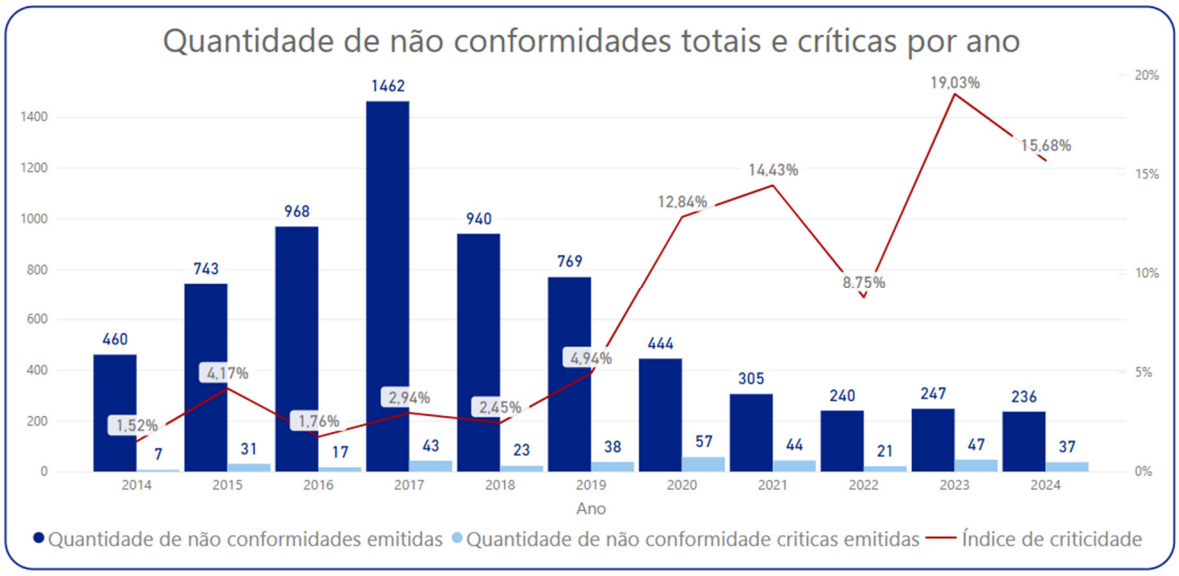


Gráfico 3.2 - Não conformidades totais e críticas emitidas por ano, de 2014 a 2024.

Pelos dados acima é perceptível que houve um aumento significativo no percentual das não conformidades críticas lavradas nos últimos cinco anos, demonstrando que o mercado possui como desafio ainda a eliminação das situações de Risco Grave e Iminente a bordo das instalações.

Outro ponto que merece destaque é que a ANP tem orientado suas auditorias cada vez mais com um foco na gestão dos elementos críticos de segurança operacional, visto que estes elementos são as salvaguardas identificadas nas análises de risco dos cenários com maior severidade e risco mais elevado.

A Tabela 3.2 apresenta as instalações que receberam não conformidades críticas em 2024, e a Tabela 3.3 as instalações e respectivos operadores que receberam medidas cautelares, o processo SEI respectivo, as datas em que as instalações foram interditadas e desinterditadas e se a interdição foi parcial ou total.

O número total de não conformidades críticas do gráfico 3.1 diverge do número total da tabela 3.2 devido ao fato de que uma mesma não conformidade, por exemplo, de número NC_00X_SSO_2024-0Y é emitida para mais de uma instalação durante uma auditoria. X representa o número sequencial da auditoria realizada naquele ano e Y o número sequencial da não conformidade.

Tabela 3.2. Não conformidades críticas em 2024.

Instalação/Campo	Operador do contrato	Operador da Instalação	Número de NCs críticas
PETROBRAS 53	PETROBRAS	PETROBRAS	13
FPSO CIDADE DE SANTOS	PETROBRAS	MODEC	7
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	PETROBRAS	SBM	5
FPSO CIDADE DE PARATY	PETROBRAS	SBM	2
PETROBRAS 66	PETROBRAS	PETROBRAS	2
PLATAFORMA DE CARAPEBA-III	PERENCO	PERENCO	2
PLATAFORMA DE PARGO 1A	PERENCO	PERENCO	2
PLATAFORMA DE PARGO 1B	PERENCO	PERENCO	2
PLATAFORMA DE VERMELHO 2	PERENCO	PERENCO	2
PLATAFORMA DE VERMELHO 3	PERENCO	PERENCO	2
AGUILHADA	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
ANGELIM	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
ARUARI	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
ATALAIA SUL	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
BREJO GRANDE	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
CARMÓPOLIS	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
CASTANHAL	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	PETROBRAS	MODEC	1
FPSO MARECHAL DUQUE DE CAXIAS	PETROBRAS	MISC	1
ILHA PEQUENA	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
MATO GROSSO	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
PETROBRAS 10000	PETROBRAS	TRANSOCEAN	1
PETROBRAS 74	PETROBRAS	PETROBRAS	1

PLATAFORMA DE CARAPEBA 1	PERENCO	PERENCO	1
PLATAFORMA DE CAPAPEBA 2	PERENCO	PERENCO	1
PLATAFORMA DE VERMELHO 1	PERENCO	PERENCO	1
RIACHUELO	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1
SIRIRIZINHO	CARMO ENERGY	CARMO ENERGY	1

Tabela 3.3. Medidas cautelares em 2024.

Instalação/ Campo	Operador do contrato	Operador da Instalação	Processo SEI	Interdição	Desinterdição	Escopo da Interdição
PETROBRAS 62	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.202801/2024-31	26/01/2024	26/06/2024	Parcial
ESTAÇÃO COLETORA DE BOA ESPERANÇA	PETROBRAS		48610.203763/2024-34	06/02/2024	-	Total
PETROBRAS 53	PETROBRAS		48610.205034/2024-12	26/02/2024	03/12/2024	Total
PETROBRAS 74; PETROBRAS 76	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.205555/2024-70	01/03/2024	09/04/2024	Parcial
FPSO CIDADE DE NITEROI	PETROBRAS	MODEC	48610.209082/2024-80	05/04/2024	08/05/2024	Total
FPSO CIDADE DE PARATY	PETROBRAS	SBM	48610.210505/2024-12	22/04/2024	17/05/2024	Total
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	PETROBRAS	SBM	48610.212707/2024-91	10/05/2024	13/09/2024	Parcial
FPSO PETROJARL 1	ENAUTA	ENAUTA	48610.213694/2024-77	23/05/2024	24/05/2024	Total
SABIÁ BICO-DE-OSSO	POTIGUAR		48610.213078/2024-16	27/05/2024	-	Parcial
PARU;	ORIGEM		48610.215480/2024-35	14/06/2024	26/07/2024	Total
ANAMBÉ	ORIGEM		48610.215480/2024-35	14/06/2024	09/08/2024	Total
SÃO MIGUEL DOS CAMPOS	ORIGEM		48610.215480/2024-35	14/06/2024	13/09/2024	Total
CIDADE SÃO MIGUEL DOS CAMPOS; FURADO; PILAR	ORIGEM		48610.215480/2024-35	14/06/2024	-	Total
PETROBRAS 47	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.216163/2024-36	20/06/2024	24/06/2024	Parcial
CACIMBAS; CAMPO GRANDE; CÓRREGO CEDRO NORTE; CÓRREGO DAS PEDRAS; FAZENDA SÃO JORGE; JACUTINGA; JACUTINGA NORTE;	SEACREST CRICARÉ		48610.218045/2024-62	10/07/2024	-	Parcial

LAGOA BONITA; MARIRICU NORTE; RIO PRETO SUL; SERIEMA; TABUIAIÁ.						
FAZENDA QUEIMADAS	SEACREST CRICARÉ		48610.218045/2024-62	10/07/2024	08/08/2024	Parcial
CÓRREGO DOURADO	SEACREST CRICARÉ		48610.218045/2024-62	10/07/2024	18/12/2024	Parcial
CANCÃ; FAZENDA ALEGRE; INHAMBU	SEACREST CAPIXABA		48610.218081/2024-26	10/07/2024	-	Parcial
FAZENDA SANTA LUZIA	SEACREST CAPIXABA		48610.218081/2024-26	10/07/2024	03/09/2024	Parcial
PETROBRAS 38	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.218934/2024-20	05/08/2024	18/10/2024	Total
PLATAFORMA DE GUARICEMA 5	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.221735/2024-07	21/08/2024	31/10/2024	Total
FPSO FRADE	PETRO RIO JAGUAR	PETRO RIO JAGUAR	48610.222041/2024-89	23/08/2024	04/09/2024	Parcial
VALARIS DS-17	EQUINOR	ENSCO	48610.222892/2024-21	31/08/2024	05/11/2024	Total
VALARIS RENAISSANCE	BP ENERGY	ENSCO	48610.222964/2024-31	02/09/2024	23/12/2024	Total
PLATAFORMA 3R-2; PLATAFORMA 3R-3.	3R PETROLEUM	OOG-TKP	48610.222956/2024-94	04/09/2024	27/12/2024	Total
ESTAÇÃO DOM JOÃO	3R BAHIA		48610.223532/2024-47	10/09/2024	27/12/2024	Total
ESTAÇÃO FAZENDA SANTA LUZIA	SEACREST CAPIXABA		48610.223766/2024-94	10/09/2024	-	Parcial
PETROBRAS 74	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.224548/2024-77	18/09/2024	30/10/2024	Parcial
POÇO 3-BR-6-RJS	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.224357/2024-13	23/09/2024	-	Parcial
PETROBRAS 19	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.224965/2024-10	23/09/2024	24/01/2025	Total
INHAMBU	SEACREST CAPIXABA		48610.227528/2024-58	18/10/2024	31/01/2025	Parcial
PETROBRAS 66	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.227659/2024-35	18/10/2024	01/11/2024	Parcial
PETROBRAS 74	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.229661/2024-49	19/11/2024		Parcial
FRADE	PETRO RIO JAGUAR		48610.228083/2024-23	22/11/2024		Parcial
PETROBRAS 75	PETROBRAS	PETROBRAS	48610.231259/2024-24	29/11/2024	24/12/2024	Parcial
GA_MIS-MRL-01/PNA-1	PETROBRAS		48610.232914/2024-61	19/12/2024	26/02/2025	Total
GAS 4" ET-A/EV-ASSU	3R POTIGUAR		48610.232329/2024-61	23/12/2024		Total
EGNA QUERERÁ	ORIGEM		48610.233475/2024-12	28/12/2024		Total
CAROLINA	PETROBRAS	VENTURA	48610.233656/2024-31	31/12/2024	28/02/2025	Total

Você sabia?

Uma não conformidade crítica pode ocasionar:

- Interdição total, quando envolve a parada da unidade como um todo;
- Interdição parcial, quando envolve a parada de um sistema, subsistema, equipamento ou procedimento;
- Manutenção das operações, não havendo interdição, quando o Operador adota, durante a ação de fiscalização, providências capazes de cessar a situação de risco grave e iminente (parágrafo único, art. 5º da Resolução ANP nº 851/2021), não afastando a lavratura do auto de infração.

Do total de desvios que geraram não conformidades críticas em 2024, a maioria destes (46%) foram relativos à prática de gestão 13 do SGSO (Integridade mecânica), demonstrando a dificuldade dos operadores em gerenciar a integridade de suas unidades. Ainda é importante ressaltar que desvios críticos relacionados à falha na garantia da integridade apontam para um cenário de iminência de risco de perda de contenção (vazamento) ou até mesmo um vazamento ativo identificado.

Inclusive, novas preocupações surgiram em relação à gestão de integridade, visto que desvios críticos foram identificados em estruturas de sustentação importantes (como *piperacks* por exemplo). Antes tais desvios Críticos em integridade se concentravam, basicamente, em falhas de gestão relacionadas às tubulações.

Os desvios relacionados à PG 11 **(falha no contingenciamento e na identificação de elementos críticos),** foram responsáveis por 13% dos desvios críticos de 2024. Ressalta-se que a Nota Técnica nº 4/2022/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ orienta a verificação de elementos críticos de segurança operacional.

Os desvios relacionados à PG 10, projeto, PG 12 **(falha na gestão dos riscos, seja por recomendações não implementadas ou por falta de avaliação sistemática dos riscos)** e PG 14 **(falha na disponibilização de recursos e em simulados de resposta a grandes emergências)** tiveram uma representatividade de 8% cada.

Os desvios relacionados ao descumprimento de requisitos de segurança dispostos em alguma Diretriz ou Filosofia de Segurança do projeto da instalação, como o **descumprimento do disposto nas Filosofias de Segurança quanto à disponibilidade de vagas reservas em baleeiras, levou a ANP a propor a edição da Súmula nº 01/2024.**

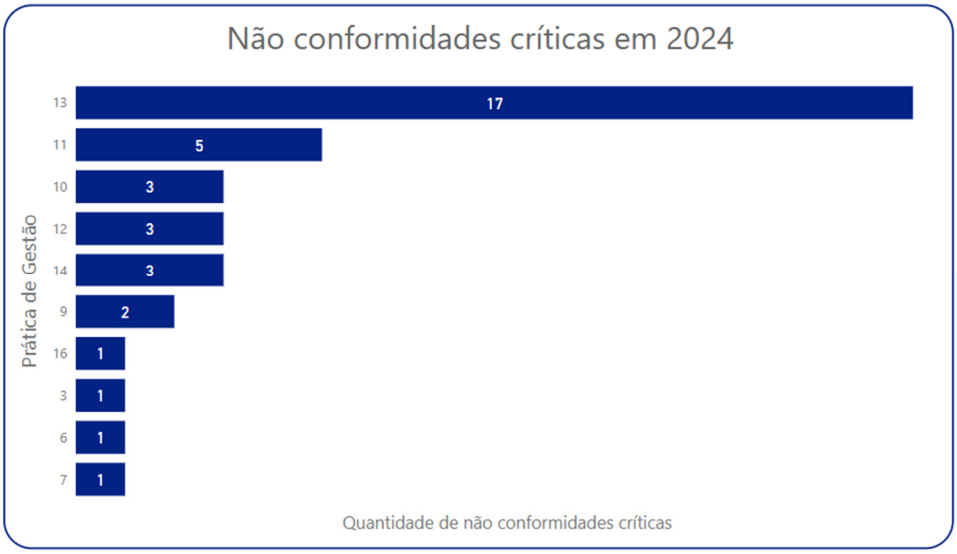


Gráfico 3.3 - Desvios nas práticas de gestão do SGSO que geraram não conformidades críticas em 2024.

Primeiramente, é importante ressaltar que este Relatório Anual da ANP sempre considera para fins de não conformidades críticas a data de emissão do relatório de auditoria e não a data da ocorrência da auditoria em si. Portanto, assim como ocorreu nos relatórios anteriores, há não conformidades que foram emitidas em 2024, mas que são referentes a auditorias que ocorreram em 2023.

Dentre os desvios críticos sistêmicos emitidos pela ANP em 2024, destacam-se as falhas sistêmicas na garantia da integridade. Foram detectadas falhas em procedimentos para inspeção, teste e manutenção de determinados sistemas, com **a ausência de monitoramento adequado do resultado das inspeções (especialmente em tubulações de fluidos perigosos, sistema de combate a incêndio e sistema de drenagem)**.

No que tange à contenção primária, os desvios relacionados à integridade de tubulações decorreram, principalmente, pela falha no monitoramento das Recomendações Técnicas de Inspeção, inclusive pela inexistência de monitoramento para RTIs vencidas. **Também foi observado que há um certo nível de utilização excessiva da inspeção visual como ferramenta para concessão de prazos para linhas com elevadas degradações.**

Neste ciclo de auditorias, ainda foram evidenciados desvios pela ausência de garantia da qualidade dos reparos temporários de tubulações, principalmente por não seguirem as melhores práticas de engenharia (ASME PCC-2 e ISO 24817, por exemplo). Ainda sobre os reparos temporários, em alguns casos foi verificado que estes não possuíam a mesma resistência ao fogo que a tubulação original (ausência de PFP sobre o compósito).

Quanto à garantia da disponibilidade de vagas reservas em baleeiras (redundância), este tópico também foi motivo para interdições do POB de unidades. Esta falha crítica está diretamente relacionada à falta de atendimento de um requisito da Filosofia de Segurança de projeto e a uma falha na gestão da resposta a grandes emergências.

E nesse aspecto, com as reiteradas decisões acerca deste tipo de risco, foi elaborada a súmula ANP nº 1 de 2024, a qual considera situação de Risco Grave e Iminente o descumprimento do requisito da Filosofia de Segurança para este item de segurança. Porém, há ressalvas quanto às operações com UMS, a qual é uma operação atípica e que deve ter sua gestão de risco específica.

Quanto às recomendações de análises de risco, foram evidenciados desvios críticos quanto a ausência de implementação destas recomendações, especialmente ligadas ao estudo de alocação de detectores de F&G. Ademais, foi verificado novamente falhas críticas na adoção do critério para aplicação de PFP em tubulações e estruturas, principalmente quanto ao critério de deformação plástica.

A falha no gerenciamento dos riscos de mudanças também foi alvo de desvio crítico, inclusive havendo caso de ausência de processo de gestão de mudança para gerir e avaliar os riscos. Considerando o histórico de acidentes na indústria de processo, na qual diversos acidentes possuíram como causa raiz a falha na gestão das mudanças, os operadores devem implementar esforços para que o processo de gerenciamento de mudanças seja robusto e confiável.

Desafio #2024.1: 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.

Em relação ao Desafio #2023.2, acerca do compromisso da alta liderança para aprimoramento da segurança das operações, sobretudo da integridade de tubulações, equipamentos e estruturas, este não alcançou o resultado esperado, como materializado no capítulo de interdições. O número de interdições por conta de desvios críticos relativos a falhas na gestão da integridade mecânica se manteve persistente, bem como a performance geral da indústria neste quesito não tem sido satisfatória.

Assim sendo, o Desafio #2023.2 será removido do Relatório Anual, diante da nova abordagem regulatória da ANP.

Deste modo, a ANP decidiu subir um degrau na escada regulatória por meio da edição de Súmulas, as quais compilam decisões reiteradas da ANP acerca de um tema. Com início em 2024, mas fechamento em 2025, a ANP publicou quatro Súmulas contendo situações de Risco Grave e Iminente envolvendo os desafios de integridade enfrentados pela indústria.

Futuramente, a ANP trará novas ações regulatórias para endereçar os desafios que estão tendo dificuldades de superação pelo mercado, como já feito para o desafio da integridade.

A SSO/ANP destaca as orientações do Guia de Boas Práticas de Auditorias Internas de SGSO, mas evidencia que o tratamento dispensado aos desvios e não conformidades encontradas no processo não têm considerado um processo de tomada de decisão baseado em riscos e incertezas.

3.3 Interdições de instalações e dutos *offshore* e *onshore*

Conforme tabela 3.3, segue abaixo um breve resumo sobre as medidas cautelares lavradas em 2024 para as instalações que estiveram em situação de risco grave e iminente identificado pela ANP.

FPSO PETROBRAS 62 (P-62)

A Notificação de Interdição (SEI 3729901) está contida no processo administrativo 48610.202801/2024-31.

Histórico: No dia 25/01, recebemos o Comunicado de Incidente 2401/000213 relacionado a desconexão emergencial da *gangway (autolift)* da UMS Guarapari (UMGR) e a plataforma PETROBRAS 62 (P-62). Ato contínuo, a ANP tomou ciência por diversos meios de comunicação, sobre as possíveis dimensões do dano.
Motivo da Interdição: Considerando o contexto, e que houve danos a equipamentos que ainda estavam em avaliação, a SSO/ANP entendeu que deveria notificar a Petrobras para manter o POB da unidade limitado a 160 pessoas, para garantir um escape seguro em caso de acidente grave, considerando indisponibilidade de vagas de baleeiras suficientes para todos e indisponibilidade da UMS.
Ação da ANP: A ANP determinou manter o POB da P-62 limitado a 160, desde que a plataforma não estivesse em produção; enviar até o dia 29/01/2024 vídeo do CCTV mostrando o incidente; não realizar nova conexão da UMS Guarapari (UMGR) até que os reparos sejam realizados e que seja autorizado pela ANP; e enviar relatório de investigação de incidente, conforme resolução 882/2022, considerando o prazo de 90 dias.
Período da Interdição: De 26/01/2024 até 26/06/2024 **(152 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 6 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 8 dias**.
Status atual: Desinterditado.

FAZENDA BOA ESPERANÇA

A Notificação de Interdição (SEI 3757109) está contido no processo administrativo 48610.203763/2024-34.

Histórico: No dia 06/02, recebemos o Comunicado de Incidente 2402/000041 relacionado a descarga significante de óleo, incêndio menor e perda de contenção primária significante de óleo em Fazenda Boa Esperança. A descrição do incidente relatava incêndio em tratador de óleo na Estação Coletora com perda de contenção primária e descarga significante de óleo, com volume estimado de 5,0 m³.
Motivo da Interdição: Como causa provável do incidente o operador não mencionou qualquer análise preliminar sobre a causa do incidente, assim como em providências iniciais não mencionou a realização de nenhuma inspeção nos equipamentos da instalação, principalmente os que foram submetidos aos efeitos do incêndio; O evento de descarga significante não era esperado de ocorrer como resultado deste incidente, uma vez que as contenções existentes na instalação deveriam ter evitado a descarga de óleo para o meio ambiente, o que pode ter correlação com a avaliação das canaletas que estavam sendo realizada pelas equipes de limpeza; e por meio de imagens divulgadas na imprensa foi possível verificar um fogo intenso na instalação, atingindo equipamentos, assim como foi possível identificar o uso de VCI - Viatura de Combate a Incêndio, em detrimento ao SFCI - Sistema Fixo de Combate a Incêndio.
Ação da ANP: A ANP notificou a Petrobras a somente retomar as operações após manifestação expressa da SSO, que se daria após verificação do atendimento dos seguintes itens: 1. Realizar análise preliminar do incidente; 2. Realizar inspeção, por profissional habilitado, dos equipamentos afetados pelo incidente; 3. Realizar verificação, por profissional especializado, de disponibilidade das barreiras de segurança, relacionadas aos eventos de incêndio; e 4. Realizar análise crítica da resposta a emergência.
Período da Interdição Total: De 06/02/2024 até 31/10/2024 **(268 dias)**;
O equipamento TO-3113.0102 (TO2) continua fora de operação até conclusão da avaliação completa de sua integridade e anuência desta ANP.
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 1 parecer analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 6 dias**.
Status atual: Interditado apenas o TO-3113.0102 (TO2).

FPSO PETROBRAS 53 (P-53)

Os Autos de Interdição (SEI 3795241 e 3808628) estão contidos no processo administrativo 48610.205034/2024-12.

Histórico: No período de 19 a 26/02/2024, a ANP, por meio da SSO, realizou a ação de fiscalização 004_SSO_2024, presencialmente, na unidade marítima FPSO PETROBRAS 53, para a verificação da conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (Resolução ANP nº 43/2007), bem como efetuar *follow up* das não conformidades lavradas em auditoria anterior. Durante a referida auditoria, foram identificadas situações de Risco Grave Iminente – RGI.
Motivo da Interdição: Foram evidenciados: degradações significativas em estruturas do *topside* que são responsáveis pela sustentação das tubulações; degradações significativas em algumas tubulações, não havendo garantia da contenção primária de fluidos perigosos e do sistema de combate a incêndio; reparo feito em linha de gás sem seguir o preconizado em normas de engenharia; ausência de proteção passiva contra incêndio (PPCI) em tubulações; ausência de treinamento e verificação de conformidade com o procedimento (VCP) para procedimentos críticos de segurança operacional; degradação do sistema de combate a incêndio com água, com 3 PCVs das 3 BCIs fora de operação; baixa confiabilidade do sistema de combate a incêndio com CO2; falta de adequação dos tanques de químicos (inflamáveis e combustíveis) aos cenários de emergência, já que não possuem *vents* adequados e em alguns tanques a drenagem é insuficiente; falha nas análises dos riscos dos incêndios no *turret*, já que o estudo de propagação de incêndio não levou em consideração a pressão de *shut-in* dos poços; ausência de inspeção dos orifícios das *Blowdown Valves* (BDVs); falha em estudo com comprometimento da confiabilidade da planta de detecção de gás do *turret*, já que o estudo não

apresenta as coordenadas para instalação dos detectores e nem simulação dos cenários de vazamento; baixa confiabilidade da planta de detecção de gás do *topside* com detectores instalados em coordenadas diferentes das preconizadas no estudo; falta de rotas de fuga em salas fechadas protegidas por sistema de combate a incêndio com CO2; indicadores de segurança abaixo da meta, sem qualquer ação eficaz para reestabelecimento;

Ação da ANP: A ANP determinou: efetuar o reparo e restauração de todas as estruturas do *topside*, por meio da quitação de todas as RTIs de estruturas em aberto; realizar o reparo e tratamento adequado das linhas e acessórios por meio da quitação de todas as RTIs "B" e "C" de tubulações que estão em aberto; aplicar, para os reparos com epóxi da unidade a devida PPCI sobre o reparo, para garantir a resistência térmica equivalente da linha original; realizar o treinamento e VCP de toda a força de trabalho correlata aos procedimentos críticos; reestabelecer as PCVs das BCIs do sistema de combate a incêndio e executar o teste das bombas com as novas válvulas; quitar os desvios identificados no relatório interno da empresa para o sistema de combate a incêndio com CO2; adequar os *vents* e a drenagem de todos os tanques de químicos inflamáveis e combustíveis às melhores práticas de engenharia; realizar estudo estrutural para o *turret* aderente à Filosofia de Segurança, garantindo que não há escoamento de membro estrutural, e evidenciar a implementação das recomendações; realizar estudo de incêndio do *turret* considerando a pressão de *shut-in* dos poços, e evidenciar a implementação das recomendações (caso aplicável); realizar a inspeção e manutenção dos orifícios de todas as BDVs da planta e evidenciar a implementação das ações corretivas necessárias; adequar a planta de detecção de gás do *turret* às coordenadas utilizadas nas simulações do estudo de dispersão de gases; adequar a planta de detecção de gás do *topside* às coordenadas utilizadas nas simulações do estudo de dispersão de gases; prover rota de fuga para os ambientes protegidos por CO2, para cada saída destes; aplicar um novo reparo (ou reestabeler a linha à condição original) para a linha de gás do item 3 do DF (SEI 3795241), com as evidências do atendimento a ASME PCC-2 ou norma ISO 24817; e reestabelecer os indicadores de segurança operacional ICPMSO_Backlog e IARIB aos níveis aceitáveis da meta, bem como evidenciar a implementação de ações práticas para prevenir a recorrência de tal situação.

Período da Interdição: De 26/02/2024 até 03/12/2024 **(281 dias)**;

Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 6 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 33 dias**.

Status atual: Desinterditado.

FPSO PETROBRAS 74 (P-74) E FPSO PETROBRAS 76 (P-76)

O Auto de Interdição (SEI 3814532) está contido no processo administrativo 48610.205555/2024-70.

Histórico: No dia 01/03, foi realizada ação para verificar denúncias recebidas acerca de ocorrência de gás nas UMS Tijuca e UMS Praia de Tartaruga, decorrente de operação conjunta (conectadas) com as unidades marítimas (i) FPSO PETROBRAS 74 (P-74) e (ii) FPSO PETROBRAS 76 (P-76). Foi realizada reunião no mesmo dia, na qual foi verificado que a gestão para operação das UMS com essas unidades não estava adequada, pois foram evidenciados desvios críticos devido à presença de gás constante nas unidades levando centenas de colaboradores a procurarem assistência médica.

Motivo da Interdição: Considerando o contexto, a SSO/ANP interditou a conexão entre as unidades do campo de Búzios com qualquer UMS, bem como o afastamento para local seguro da UMTJ e UMPT, até que fossem cumpridos integralmente as notificações do DF.

Ação da ANP: A ANP determinou que a Petrobras: demonstrasse gestão de risco robusta com ações eficazes e contundentes para impedir que trabalhadores fossem expostos a gases nocivos à saúde e sofressem dano - ainda que momentaneamente - oriundo de operações de *vent* de tanques de carga, *slop vessel* etc; evidenciasse a implementação da recomendação R02 da ANP para o acidente

do FPSO Cidade de São Mateus; e evidenciasse a implementação das recomendações (R31 e R32) contidas no CT-LMS-OMD-SPPO-002-0/2017.
Período da Interdição: De 01/03/2024 até 09/04/2024 **(39 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 7 dias**.
Status atual: Desinterditados.

FPSO CIDADE DE NITERÓI

O Auto de Interdição (SEI 3907941) está contido no processo administrativo 48610.209082/2024-80.

Histórico: No dia 05/04, foi realizada reunião entre ANP, Petrobras e Modec para tratar de 2 incidentes de ocorrência de incêndio no FPSO Cidade de Niterói. Ao longo da reunião, os auditores da ANP questionaram acerca da situação da salvatagem da plataforma e foi informada de que as baleeiras 1 e 2 estavam indisponíveis. Foi informado ainda que a instalação possuía inventário de produtos combustíveis e/ou inflamáveis a bordo.
Motivo da Interdição: Considerando o contexto, a SSO/ANP entendeu que deveria lavrar medida cautelar para a redução do POB da unidade para garantir um escape seguro em caso de acidente grave por conta de não haver vagas de baleeiras suficientes para todos. A instalação encontrava-se com POB de 140 pessoas e com apenas 72 vagas em baleeira (36 em cada bordo).
Ação da ANP: A ANP determinou a redução do POB do FPSO Cidade de Niterói para 72 pessoas e a retirada total do inventário de hidrocarbonetos das linhas, tanques e equipamentos.
Período da Interdição: De 05/04/2024 até 08/05/2024 **(33 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 1 parecer analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 8 dias**.
Status atual: Desinterditado.

FPSO CIDADE DE PARATY

O Auto de Interdição (SEI 3949891) está contido no processo administrativo 48610.210505/2024-12.

Histórico: No período de 15 a 19/04/2024, a ANP, por meio da SSO, realizou a ação de fiscalização 008_SSO_2024, remotamente, nas unidades marítimas P-74, P-66, P-55, FPSO Cidade de São Paulo e FPSO Cidade de Paraty, para a verificação da conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (Resolução ANP nº 43/2007). Durante a auditoria, foram evidenciados desvios críticos (situações de risco grave e iminente para pessoas e/ou meio ambiente) presentes ao longo da vida operacional do FPSO Cidade de Paraty.
Motivo da Interdição: Foram evidenciados durante auditoria: recomendações de inspeção dos sistemas do flare, de compressão de gás, de *fuel liquid* (MGO), de injeção de gás, de drenagem "*hazardous*", de petróleo, e de *fuel gas* vencidas e sem monitoramento; e ausência de inspeção para o sistema de gás inerte.
Ação da ANP: A ANP determinou: evidenciar a parada total da planta e a despressurização das linhas de processo com fluido perigoso; quitar as RTIs vencidas e não monitoradas para os sistemas descritos acima ou executar o devido monitoramento técnico de todas as RTIs (minimamente, com avaliação quantitativa adequada da espessura de parede para os pontos com as degradações mais severas apontadas nas fotos do anexo do DF); e inspecionar o sistema de gás inerte da unidade e encaminhar o relatório e as RTIs para análise da ANP.
Período da Interdição: De 22/04/2024 até 17/05/2024 **(25 dias)**;

Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 1 parecer analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 7 dias**.
Status atual: Desinterditado.

FPSO CIDADE DE ANCHIETA

O Auto de Interdição (SEI 4007351) está contido no processo administrativo 48610.212707/2024-91.

Histórico: No dia 10/05, a equipe que realizava a auditoria 013_SSO_2024 no FPSO Cidade de Anchieta, informou a equipe da ANP que se encontrava em terra, que por volta das duas horas da manhã havia ocorrido uma perda de contenção dentro da casa de bombas da unidade, ocasionando nuvem de gás e acionamento de sensores pelo sistema CCTV. A ANP realizou reunião com a Petrobras às 13h para obter informações adicionais, tais quais: se havia RTI aberta para o ponto; os dois últimos relatórios de inspeção e outras informações julgadas úteis. A ANP foi informada de que o operador não possuía as informações solicitadas, com alegação de que a equipe estava se desmobilizando da auditoria. A empresa solicitou prazo para obter as informações.
Motivo da Interdição: Considerando o contexto, a SSO/ANP entendeu que poderia conceder o prazo solicitado pelo operador desde que a unidade não operasse a casa de bombas, a exceção de operações necessárias para manutenção e correção do vazamento e para segurança das pessoas e do meio ambiente.
Ação da ANP: A ANP determinou que a Petrobras: apresentasse os 2 últimos relatórios de inspeção do sistema de óleo cru da casa de bombas do FPSO Anchieta; apresentasse lista com recomendações técnicas de inspeção, mostrando a validade, revalidações e confirmando se o ponto da perda de contenção já possuía alguma RTI em aberto; e identificasse claramente nos relatórios de inspeção o ponto onde houve a perda de contenção.
Período da Interdição: De 10/05/2024 até 13/09/2024 **(126 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 4 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 16 dias**.
Status atual: Desinterditado.

FPSO PETROJARL-I

O Documento de Interdição (SEI 4040479) está contido no processo administrativo 48610.213694/2024-77.

Histórico: Nos dias 21 e 22/05, foram realizadas reuniões entre ANP e Enauta/Altera para esclarecimentos sobre o incidente de falha de sistema crítico de segurança operacional, parada emergencial de planta de processo (Emergency Shutdown - ESD) e interrupção não programada [CI 2405/000141] no FPSO Petrojarl-I.
Motivo da Interdição: Considerando o incidente ocorrido e que o operador permanecia sem ter informações mínimas sobre o incidente, sobre a operação de sua instalação e ainda menos sobre a gestão de risco da instalação, a SSO/ANP e o próprio operador entenderam que não havia condições de continuidade operacional em segurança até que todas as dúvidas fossem esclarecidas.
Ação da ANP: A ANP realizou reuniões com o operador.
Período da Interdição: De 23/05/2024 até 24/05/2024 **(1 dia)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 1 dia**.
Status atual: Desinterditado.

CAMPO DE SABIÁ BICO-DE-OSSO

O Documento de Interdição (SEI 4019246) está contido no processo administrativo 48610.213078/2024-16.

Histórico: No dia 15/05, foram realizadas reuniões entre ANP e Petroreconcavo para esclarecimentos sobre o e incidente perda de contenção primária significante de óleo - quase acidente de alto potencial no poço 7-SBO-35-RN [CI 2405/000082] do campo de Sabiá Bico-de Osso. A operadora realizava uma operação de fraturamento hidráulico no poço, que estava em completação, com bombeio através de coluna livre e monitoramento de parâmetros de pressão pelo anular A do poço.
Motivo da Interdição: Considerando o incidente ocorrido e que durante as reuniões não foi possível identificar a causa imediata do evento, a SSO/ANP e o próprio operador entenderam que não havia condições de realizar operações similares em segurança até que a investigação sobre o incidente fosse concluída e encaminhada para a ANP para análise e manifestação expressa de desinterdição.
Ação da ANP: A ANP realizou reuniões com o operador e notificou o operador a apresentar até 10/08/2024 relatório de investigação sobre o incidente CI 2405/000082.
Período da Interdição: De 27/05/2024 até o presente momento;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 1 parecer analisando o relatório de investigação do incidente. **Tempo de análise de 75 dias**.
Conforme o parecer, a investigação foi robusta, identificando as causas raízes do incidente, restando apenas o cumprimento das recomendações para que se possa operar em condições seguras, no que se refere ao incidente ocorrido. Desta forma, para viabilizar a retomada de operações similares, a operadora foi notificada a encaminhar as evidências de cumprimento das recomendações apresentadas em seu relatório de investigação para análise da ANP/SSO. As evidências não foram encaminhadas até o presente momento.
Status atual: Interditado.

POLO ALAGOAS (Anambé, Estação Satélite de Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Paru, Pilar, São Miguel dos Campos)

O Auto de Interdição (SEI 4093084) está contido no processo administrativo 48610.215480/2024-35.

Histórico: No período de 10 a 14/06 de 2024, a ANP, por meio da SSO, realizou a ação de fiscalização 012_SSO_2024, presencialmente, no Polo Alagoas, contemplando os campos de Anambé, Arapaçu, Furado, Paru e Pilar, para a verificação da conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (Resolução ANP nº 43/2007) e do atendimento das Notificações do Ofício-Circular nº 10/2023/SSO-CSO/SSO/ANP-RJ acerca da implementação das ações decorrentes do autodiagnóstico *onshore*.
Motivo da Interdição: Em todas as estações foi identificado ausência de verificação adequada dos dispositivos de alívio dos tanques; mudanças realizadas sem gestão de mudança e/ou sem análise dos riscos e impacto global das operações; Especificamente para as estações de Pilar e Furado, foi identificado incapacidade de resposta à emergência para cenários de grandes emergências; ausência de análise sistemática dos riscos para cenário de "*flare* apagado"; falha nas barreiras dos cenários críticos de gás *blow by*, os quais trazem consequências catastróficas para pessoas e meio ambiente; e falha crítica na gestão de integridade das tubulações pela existência de recomendações técnicas de inspeção (RTIs) vencidas e sem gestão, sendo este último desvio crítico também identificado para a Estação São Miguel dos Campos.
Ação da ANP: A ANP determinou a interdição das instalações até que o Operador comprove que o risco crítico foi cessado ou adequadamente contingenciado para cada desvio crítico identificado.
Período da Interdição: De 14/06/2024 até 26/07/2024 **(42 dias)** para Paru;
De 14/06/2024 até 09/08/2024 **(56 dias)** para Anambé;

De 14/06/2024 até 13/09/2024 **(91 dias)** para São Miguel dos Campos.

Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 17 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 10 dias**.

Status atual: Desinterditados Paru, Anambé e São Miguel dos Campos. Interditados parcialmente Estação Satélite de Cidade de São Miguel dos Campos, Furado e Pilar.

FPSO PETROBRAS 47 (P-47)

A Notificação de Interdição (SEI 4111747) está contida no processo administrativo 48610.216163/2024-36.

Histórico: Em 18/06/2024, em resposta a e-mail da SSO, a Petrobras informou sobre a situação das baleeiras da instalação P-47, com 2 baleeiras de 80 vagas em bombordo e apenas uma baleeira de 80 vagas em boreste totalizando apenas 50% do POB total de 160 pessoas neste bordo. Durante reunião realizada do dia 19/06/2024, a ANP foi informada que o problema da segunda baleeira de boreste era o motor, que já estava a bordo e com previsão inicial de teste para o 20/06/2024. O Operador informou ainda que a instalação estava em fase de descomissionamento com operações esporádicas de recebimento de água oleosa, mas que a operação não seria realizada neste período.

Motivo da Interdição: A unidade estava em situação de risco grave e iminente, descumprindo item 10.2.1, da Prática de Gestão nº 10, e a Prática de Gestão nº 14, do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, conforme enunciado da Súmula ANP nº 0001/2024, em termos de número de vagas disponíveis em baleeiras para o POB da unidade.

Ação da ANP: A ANP notificou a Petrobras a: fechar as válvulas de fronteira e somente retomar as operações de recebimento e tratamento de fluidos perigosos, combustíveis ou inflamáveis após o retorno da baleeira, não necessitando de anuência da Agência; realizar o recebimento e tratamento de fluidos perigosos, combustíveis ou inflamáveis apenas em situação emergencial, devendo comunicar imediatamente a ANP e apresentar com comprovação da situação emergencial; e informar a ANP do retorno operacional das quatro baleeiras.

Período da Interdição: De 20/06/2024 até 24/06/2024 **(4 dias)**;

Prazo de Análise da ANP: A desinterdição foi tácita, considerando que a ANP permitiu o quantitativo de pessoas conforme o POB da unidade após o retorno da baleeira #4. A operadora informou o retorno da baleeira dia 24/06/2024. **Tempo de análise de 0 dias**.

Status atual: Desinterditado.

POLO CRICARÉ (CACIMBAS, CAMPO GRANDE, CÓRREGO CEDRO NORTE, CÓRREGO DAS PEDRAS, CÓRREGO DOURADO, FAZENDA SÃO JORGE, JACUTINGA, JACUTINGA NORTE, LAGOA BONITA, MARIRICU NORTE, RIO PRETO SUL, SERIEMA, TABUIAIÁ, FAZENDA QUEIMADAS)

O Auto de Interdição (SEI 4165213) está contido no processo administrativo 48610.218045/2024-62.

Histórico: No período de 03 a 10/07 de 2024, a ANP, por meio da SSO, realizou a ação de fiscalização 020_SSO_2024 remota, no Polo Cricaré, contemplando os campos da Seacrest SPE Cricaré, para a verificação da conformidade do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI), nos termos da Resolução ANP nº 02/2010.

Motivo da Interdição: Considerando o histórico do incidente 2303/000174 - descarga maior de óleo, perda de contenção primária maior de óleo em Tabuiaiá em 26/03/2023, o maior evento de descarga de óleo *onshore* de todos os tempos com um volume total descarregado de 66.800 litros e que durante a auditoria foram identificadas situações de Risco Grave Iminente – RGI, a ANP interditou todos os

tanques que possuem ponto de carregamento das instalações. Foi constatado não atendimento a requisitos da ABNT NBR 17505-5:2015, item 7.5 – Contenção, drenagem e controle de derramamento e da ABNT NBR 17505-2:2015, item 5.9 – Controle de derramamentos de tanques de armazenamento de superfície. Nenhuma estação de carregamento atendia a norma ABNT NBR 17505-5:2015 e dos 36 pontos de carregamento do Polo Cricaré, o operador não possuía memorial de cálculo do dique de contenção para 32 destes, ou seja, o operador não foi capaz de comprovar a capacidade dos diques de aproximadamente 89% dos seus pontos de carregamento, conforme norma ABNT NBR 17505-2:2015.

Ação da ANP: A ANP notificou a Seacrest SPE Cricaré a: comprovar até 15/07/2024 que todos os tanques conectados a pontos de carregamento estavam sem inventário de fluidos perigosos; manter todos os tanques conectados a pontos de carregamento sem inventário de fluidos perigosos até que fosse apresentada a documentação a seguir e expressa autorização da ANP: 1. comprovar adequação dos tanques e dos pontos de coleta às normas pertinentes, especialmente quanto a ABNT NBR 17505; 2. apresentar relatório com respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica – ART confirmando que as instalações estão adequadas às normas pertinentes; verificar e enviar evidências até dia 15/07/2024 para itens da planilha de ações pendentes, e corrigir eventuais desvios quando necessário; e apresentar até 31/08/2024 a documentação e a devida gestão de todos os documentos relacionados a suas instalações, sejam documentos de projeto, gestões de mudança, histórico de incidentes e manutenções.

Período da Interdição:

- De 10/07/2024 até 08/08/2024 **(29 dias)** para Ponto de Coleta Área FQ-8 Fazenda Queimadas;
- De 10/07/2024 até 23/08/2024 **(44 dias)** para Ponto de Coleta LS-14, Ponto de Coleta Área do FSJ-06 e FSJ-36/43 da Fazenda São Jorge;
- De 10/07/2024 até 03/09/2024 **(55 dias)** para Ponto de Coleta FSJ-31 da Fazenda São Jorge;
- De 10/07/2024 até 04/10/2024 **(86 dias)** para Ponto de Coleta FSJ-33 e FSJ-40 da Fazenda São Jorge;
- De 10/07/2024 até 18/12/2024 **(161 dias)** para Tanque isolado CD-02 de Córrego Dourado e Ponto de Coleta CCS-05 do Córrego Cedro Norte;
- De 10/07/2024 até 25/04/2025 **(289 dias)** para Ponto de Coleta FSJ-28, FSJ-32 e FSJ-35 da Fazenda São Jorge;
- 10/07/2024 até 19/05/2025 **(313 dias)** para tanque isolado área RPS3, tanque isolado RPS6 e tanque isolado RPS14 de Rio Petro Sul;
- 10/07/2024 até 10/06/2025 **(335 dias)** para tanque isolado CG4 (Campo Grande) e os tanques no Campo de Cacimbas; e
- 10/07/2024 até 27/06/2025 **(352 dias)** para Ponto de Coleta Área do FSJ-7 (Faz. São Jorge).

Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 11 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 9 dias**.

Status atual: Desinterditados: Fazenda Queimadas, Córrego Dourado, Cacimbas e Campo Grande. **Interditados**: Ponto de Coleta JCT-1 (Jacutinga), Ponto de Coleta JB-1 (Jacutinga Norte), Tanque isolado CCN4 (Córrego Cedro Norte), Tanque isolado CCN6 (Córrego Cedro Norte), Tanque isolado CO2 (Jacutinga), Tanque isolado COG5 (Córrego Cedro Norte), Tanque isolado CP9 (Córrego das Pedras), Tanque isolado CP11 (Córrego das Pedras), Tanque isolado PAT1 (Seriema), Tanque isolado RPS9 (Rio Preto Sul), Tanque isolado SEI3 (Jacutinga), Ponto de Coleta área do SEI-5 (Seriema), Ponto de Coleta FSJ-11 (Faz. São Jorge), Ponto de Coleta FSJ-42 (Faz. São Jorge), Tanque isolado LB2 (Lagoa Bonita), Tanque isolado MA19 (Mariricu Norte), Estação Coletora Rio Itaúnas RI-02 e Tanque isolado TAB2 (Tabuiaiá).

POLO NORTE CAPIXABA (CANCÃ; FAZENDA ALEGRE; INHAMBU E FAZENDA SANTA LUZIA)

O Auto de Interdição (SEI 4166729) está contido no processo administrativo 48610.218081/2024-26.

Histórico: No período de 03 a 10/07 de 2024, a ANP, por meio da SSO, realizou a ação de fiscalização 021_SSO_2024 remota, no Polo Norte Capixaba, contemplando os campos da Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba, para a verificação da conformidade do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTSGI), nos termos da Resolução ANP nº 02/2010.

Motivo da Interdição: Considerando o histórico do incidente 2303/000174 - descarga maior de óleo, perda de contenção primária maior de óleo em Tabuiaiá em 26/03/2023, o maior evento de descarga de óleo *onshore* de todos os tempos com um volume total descarregado de 66.800 litros e que durante a auditoria foram identificadas situações de Risco Grave Iminente – RGI, a ANP interditou todos os tanques que possuem ponto de carregamento das instalações. Foi constatado não atendimento a requisitos da ABNT NBR 17505-5:2015, item 7.5 – Contenção, drenagem e controle de derramamento e da ABNT NBR 17505-2:2015, item 5.9 – Controle de derramamentos de tanques de armazenamento de superfície. Nenhuma estação de carregamento atendia a norma ABNT NBR 17505-5:2015 e dos 22 pontos de carregamento do Polo Norte Capixaba, o operador não possuía memorial de cálculo do dique de contenção para 11 destes, ou seja, o operador não foi capaz de comprovar a capacidade dos diques de aproximadamente 50% dos seus pontos de carregamento, conforme norma ABNT NBR 17505-2:2015.

Ação da ANP: A ANP notificou a Seacrest a: comprovar até 15/07/2024 que todos os tanques conectados a pontos de carregamento estavam sem inventário de fluidos perigosos; manter todos os tanques conectados a pontos de carregamento sem inventário de fluidos perigosos até que fosse apresentada a documentação a seguir e expressa autorização da ANP: 1.comprovar adequação dos tanques e dos pontos de coleta às normas pertinentes, especialmente quanto a ABNT NBR 17505; 2.apresentar relatório com sua respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica – ART confirmando que as instalações estão adequadas às normas pertinentes; verificar e enviar evidências até dia 15/07/2024 para itens da planilha de ações pendentes, e corrigir eventuais desvios quando necessário; e apresentar até 31/08/2024 a documentação e a devida gestão de todos os documentos relacionados a suas instalações, sejam documentos de projeto, gestões de mudança, histórico de incidentes e manutenções.

Período da Interdição:

- De 10/07/2024 até 08/08/2024 **(29 dias)** para Ponto de Coleta área do CNC-6 (Cancã), Ponto de Coleta CNC-35 e Tanque isolado área IBU-2 (Inhambu);
- De 10/07/2024 até 23/08/2024 **(44 dias)** para Ponto de Coleta área do CNC-6 (Cancã) – TQ 004-074;
- De 10/07/2024 até 03/09/2024 **(55 dias)** para Ponto de Coleta área do CNC-6 (Cancã) – TQ-004-003 e Tanque isolado área FSL-6 (Fazenda Santa Luzia);
- De 10/07/2024 até 10/09/2024 **(62 dias)** para Ponto de Coleta IBU-62 (Inhambu);
- De 10/07/2024 até 24/09/2024 **(76 dias)** para Tanque Isolado CBV-2 (Cancã) e Ponto de Coleta IBU-49 (Inhambu);
- De 10/07/2024 até 18/12/2024 **(161 dias)** para Ponto de Coleta IBU-33 (Inhambu); e
- De 10/07/2024 até 27/05/2025 **(321 dias)** para Ponto de Coleta IBU-57.

Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 8 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 11 dias**.

Status atual: Desinterditado: Fazenda Santa Luzia. **Interditados**: Tanque isolado FAL-6 (Fazenda Alegre), Ponto de Coleta FAL-123, Ponto de Coleta CNC-11 (Cancã), Ponto de Coleta JQT-1, Tanque

isolado IBU10 (Inhambu), Tanque isolado IBU12 (Inhambu), Ponto de Coleta Tanque Isolado IBU-14 (Inhambu), Ponto de Coleta Área do IBU-15 (Inhambu), Ponto de Coleta IBU-17 (Inhambu), Ponto de Coleta IBU-23 (Inhambu), Ponto de Coleta IBU-36, Ponto de Coleta IBU-38.

FPSO PETROBRAS 38 (P-38)

O Documento de Interdição (SEI 4234702) está contido no processo administrativo 48610.218934/2024-20.

Histórico: No dia 18 de julho de 2024, a SSO realizou reunião com a Petrobras para tratar sobre um evento de dupla "Falha do sistema de ancoragem", conforme Comunicados Iniciais 2405/000129 e 2407/000121. Ato contínuo a ANP tomou ciência de mais dois eventos de falha em sistema de ancoragem, conforme Comunicados Iniciais 2407/000195 e 2408/000020. Uma vez que a amarra #8 havia sido reestabelecida, a instalação encontrava-se com tripla falha de ancoragem concomitante. Este fato gerou a necessidade de utilização de quatro AHTS para manter a instalação em posição e do desembarque de tripulantes não essenciais.
Motivo da Interdição: Em virtude das informações apresentadas em reunião, somado ao histórico de nove amarras rompidas, sendo quatro em aproximadamente três meses, assim como a falha no enrijecedor do oleoduto conectado a esta instalação, a ANP interditou a produção da instalação P-38, assim como notificou a manter apenas POB mínimo para garantia da segurança da plataforma.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e notificou a Petrobras a: não reestabelecer a operação da P-38 e do seu oleoduto até que as demais notificações contidas no processo 48610.218934/2024-20 fossem atendidas e que a ANP/CSO se manifestasse a favor; manter apenas a tripulação mínima para garantir a segurança da instalação, reduzindo a exposição de pessoas; e confirmar até 06/08/2024 se o oleoduto se encontrava lavado e livre de fluidos perigosos.
Período da Interdição: De 05/08/2024 até 18/10/2024 **(74 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 8 dias**.
Status atual: Desinterditado.

PLATAFORMA DE GUARICEMA 5

O Documento de Interdição (SEI 4275058) está contido no processo administrativo 48610.221735/2024-07.

Histórico: No dia 20/08 de 2024 foi realizada reunião entre ANP e Petrobras para esclarecimentos sobre o incidente no poço 7-GA-31D-SES, referente à falha de elemento do conjunto solidário de barreiras (CSB) do poço [2408/000100]. A Operadora fez uma apresentação sobre a situação do poço que seguia com vazamento de gás e informou que constituiu uma Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) no dia 16/08/2024. Uma vez que o incidente foi observado em 13/08/2024 às 09:00, o Operador demorou 3 dias para constituir a EOR, e só o fez, após ações da ANP no SISO no dia 15/08/2024.
Motivo da Interdição: Após as informações apresentadas, a SSO entendeu que o evento se caracterizava como Perda de Controle de Poço. O incidente não havia sido comunicado via SISO com esta tipologia. O guindaste da instalação, que se caracteriza como um elemento crítico, e que serviria para cessar o vazamento do poço estava inoperante há cerca de 3 anos e não contingenciado.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e o notificou a: apresentar cronograma e Gestão de Risco (incluindo avaliação do histórico de integridade do poço) para implementação de solução definitiva, até 23/08/2024; proibir o acesso de pessoas a plataforma, e de aproximar embarcações a menos de 500 metros, a não ser por motivo de segurança, até manifestação expressa da ANP após aprovação da gestão de risco para a solução do problema; e realizar um GT da Petrobras analisando os eventos de perda de controle de poço (vazamentos e/ou descargas) ocorridos em 2024, sua

aderência aos procedimentos Petrobras, assim como a aderência destes procedimentos às normas e boas práticas, inclusive de integridade de tubulações, até 21/09/2024.
Período da Interdição: De 21/08/2024 até 31/10/2024 **(71 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 3 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 13 dias**.
Status atual: Desinterditado.

FPSO FRADE

O Documento de Interdição (SEI 4283551) está contido no processo administrativo 48610.222041/2024-89.

Histórico: No dia 22/08 de 2024, a SSO realizou reunião a PRIO para tratar sobre o incidente no FPSO Frade, referente à perda de contenção primária significante de óleo [2408/000026]. A Operadora fez uma apresentação sobre a inspeção realizada por *CScan* na linha, no mês de janeiro, e informou que em alguns trechos não foi possível realizar a medição por dificuldade de acesso. A Operadora informou que fez reparo por compósito nos trechos da linha em que a espessura estava próxima da mínima e que este limita a 4bar a pressão de Operação de *offloading*. A ANP questionou qual era a PMTA antes do reparo da linha e foi informada que era 10bar. A Operadora confirmou que havia a necessidade de criar uma Gestão de Mudança para a nova PMTA, mas não havia sido feita. A ANP questionou se as PSH, PSV e Vazão foram alteradas para a nova pressão de 4bar. A Operadora informou que não.
Motivo da Interdição: Após as informações apresentadas, a SSO entendeu que as falhas na inspeção, a não inspeção em pontos em que o CSCAN não alcançou e a falta de Gestão de Mudança para operar com 40% da PMTA prevista em projeto impossibilitavam a continuidade operacional da tubulação de *offloading*.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e o notificou a não realizar operação de *offloading* até que inspeção adequada da tubulação fosse realizada, os trechos da linha fossem reparados e houvesse posicionamento expresso da ANP.
Período da Interdição: De 23/08/2024 até 04/09/2024 **(12 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres, 2 e-mails e realizou uma reunião para discutir e analisar as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 1 dia**.
Status atual: Desinterditado.

SONDA VALARIS DS-17

O Auto de Interdição (SEI 4306542) está contido no processo administrativo 48610.222892/2024-21.

Histórico: No período de 26 a 30/08/2024, técnicos da ANP efetuaram auditoria para verificação de conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional na sonda Valaris DS-17, que se encontrava sob operação da Equinor. Durante a referida auditoria, foram identificadas situações de Risco Grave Iminente – RGI.
Motivo da Interdição: A interdição da sonda foi motivada pela constatação da equipe auditora de que a instalação não atendeu à recomendação do seu próprio estudo de dispersão e detecção de gases. O operador não conseguiu comprovar o posicionamento adequado dos detectores de gás, além de ignorar sensores que necessitavam de reposicionamento, expondo as pessoas a bordo da instalação a possíveis nuvens de gás.
Ação da ANP: A ANP determinou a interdição de qualquer intervenção em poços pela sonda até que as notificações fossem atendidas, incluindo a instalação dos sensores de gás, conforme o estudo de dispersão revisado.
Período da Interdição: De 31/08/2024 até 05/11/2024 **(66 dias)**.

Prazo de análise da ANP: A ANP elaborou 6 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 4 dias**.
Status: Desinterditada.

SONDA VALARIS DS-15

O Auto de Interdição (SEI 4309359) está contido no processo administrativo 48610.222964/2024-31.

Histórico: No período de 26 a 30/08/2024, técnicos da ANP efetuaram auditoria para verificação de conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional na sonda Valaris DS-15, que se encontrava sob operação da BP Energy. Durante a referida auditoria, foram identificadas situações de Risco Grave Iminente – RGI. Após auditoria, a sonda passou para operação da Total Energies.
Motivo da Interdição: A interdição da sonda foi motivada pela constatação da equipe auditora de que o operador não atendeu à recomendação do estudo de dispersão e detecção de gases, resultando em uma cobertura de detecção muito aquém dos 90% previstos (em torno de 50%, mas com áreas sem nenhuma cobertura de detecção). Além disso, a sonda operou em poços com alta concentração de CO_2 e H_2S, contrariando as premissas do estudo, expondo as pessoas a bordo da instalação a possíveis nuvens de gás tóxico e asfixiante. Esta sonda também possuía uma adaptação com um mangote direcionando H_2S para o costado da sonda, sem gestão de risco adequada.
Ação da ANP: A ANP determinou a interdição de qualquer intervenção em poços pela sonda até que as notificações fossem atendidas, incluindo a revisão do estudo de dispersão de gases e a instalação de sensores conforme o estudo revisado.

Período da Interdição Total: De 02/09/2024 até 23/10/2024 **(51 dias)**.

Período da Interdição Parcial: De 23/10/2024 até 12/11/2024 **(20 dias).**

Prazo de Análise da ANP: a ANP elaborou 4 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 3 dias**.
Status: Desinterditada.

PLATAFORMA 3R-2 (P-61) E PLATAFORMA 3R-3 (P-63)

O Documento de Interdição (SEI 4315995) está contido no processo administrativo 48610.222956/2024-94.

Histórico: No dia 02/09 de 2024 foi enviado um Ofício solicitando informações sobre o sistema de salvatagem das instalações P-61 e P-63 operadas pela 3R Petroleum. O operador apresentou as informações solicitadas e foram identificadas situações de Risco Grave Iminente – RGI.
Motivo da Interdição: As unidades estavam em situação de risco grave e iminente, descumprindo item 10.2.1, da Prática de Gestão nº 10, e a Prática de Gestão nº 14, do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional, conforme enunciado da Súmula ANP nº 0001/2024, em termos de número de vagas disponíveis em baleeiras para o POB da unidade.
Ação da ANP: A ANP notificou a 3R a: a interromper imediatamente as atividades de produção e tratamento de petróleo nas suas instalações 3R-2 e 3R-3; e a enviar até dia 06/09/2024 as informações a seguir: 1. apresentar evidência da disponibilidade das baleeiras da 3R-2 e 3R-3, incluindo as manutenções mensais e anuais. Para tarefas não executadas deveria apresentar justificativa técnica; e 2. comprovar a gestão de risco para os desvios da 3R-3 descritos a seguir: "1) Leme a ser consertado. 2) 8 tanques de carga com inspeção vencida (4 deles há mais de um ano), 3) Itens de vistoria periódica especial (itens de casco e maquinário), 4) Uma linha de amarração a ser tensionada novamente., 5) Convés principal a ser tratado e pintado., 6) Mangote a ser reparado., 7) Caldeira de bombordo a ser comissionada novamente.

Período da Interdição: De 04/09/2024 até 27/12/2024 **(114 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 5 pareceres e 1 e-mail analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 5 dias**.
Status atual: Desinterditados.

ESTAÇÃO DOM JOÃO

O Documento de Interdição (SEI 4324575) está contido no processo administrativo 48610.223532/2024-47.

Histórico: No dia 10/09 de 2024, a SSO realizou reunião com a 3R Bahia para tratar sobre um evento de Perda de contenção primária significante de óleo em Estação Dom João [CI 2408/000175]. Ao final da reunião a Agência informou que devido ao estudo de risco não conter tarefas críticas que possibilitassem a parada de emergência, a situação apresentada impossibilitava a continuidade operacional da instalação. O incidente causou extravasamento da caixa de recuperação da Instalação Dom João, onde o fluido atingiu as canaletas de água pluvial, atingindo o ambiente externo da instalação.
Motivo da Interdição: Foi constatado que o procedimento de operação criado após o incidente não possuía tarefas críticas que fossem capazes de evitar a recorrência de eventos similares. Ademais, o evento de descarga de 0,045m³ de óleo não era esperado de ocorrer como resultado do incidente, uma vez que as contenções existentes na instalação deveriam ter evitado a descarga de óleo para o meio ambiente. Por fim, a operação foi mantida de maneira precária das 7h até as 14h, sem que nenhuma ação efetiva fosse tomada por parte do operador.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e notificou a 3R a: interromper as operações da Estação Dom João, retornando apenas após manifestação expressa da ANP/SSO, que se daria após a verificação de atendimento dos itens a seguir: 1.realizar estudo de risco avaliando as salvaguardas preventivas ao cenário identificado e todos os seus procedimentos; 2.instalar os intertravamentos adequados para os cenários de risco; e realizar até 20/11/2024 uma investigação do incidente, considerando também os fatores humanos, assim como realizar ações de abrangência em suas instalações.
Período da Interdição: De 10/09/2024 até 27/12/2024 **(108 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 9 dias**.
Status atual: Desinterditado.

ESTAÇÃO FAZENDA SANTA LUZIA

O Documento de Interdição (SEI 4332600) está contido no processo administrativo 48610.223766/2024-94.

Histórico: No dia 10/09 de 2024, a SSO realizou reunião com a Seacrest para tratar sobre um evento de Perda de contenção primária significante de óleo em Estação de Coleta Tratamento fazenda Santa Luzia [CI 2408/000201]. O incidente ocorreu em 25/08/2024, sendo comunicado em 26/08/2024. Em 27/08/2024 a ANP solicitou informações adicionais sobre as salvaguardas. Daí se sucederam diversas trocas de ações no SISO-Incidentes, até em 06/09/2024 a ANP agendar uma reunião para o dia 10/09/2024. Portanto, desde o início das tratativas até a reunião se passaram 14 dias. A operadora não trouxe nenhuma apresentação ou documentos comprobatórios das informações trazidas durante a reunião.
Motivo da Interdição: Foi constatado falta de gestão de risco e não implementação das ações trazidas na reunião do dia 10/09/2024.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e notificou a Seacrest a: somente retomar as operações dos tanques 03 e 04 após manifestação expressa da ANP/SSO que se daria após a verificação de atendimento dos itens a seguir: 1.instalar intertravamentos para evitar o

transbordamento dos tanques 03 e 04, para pontos que seja impossível realizar o intertravamento realizar análise técnica da capacidade de resposta do operador; 2.implementar as melhorias no supervisório, quanto a visualização de alarmes e o nível de acesso de cada usuário do sistema; e concluir a investigação, realizar uma verificação de abrangência às suas demais instalações e implementar as recomendações referentes ao incidente até 25/09/2024.
Período da Interdição: De 10/09/2024 até 29/11/2024 **(80 dias)** para o tanque TQ-365304;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 10 dias**.
Status atual: Desinterditado: TQ-365304; **Interditado**: TQ-365303.

FPSO PETROBRAS 74 (P-74)

O Documento de Interdição (SEI 4354184) está contido no processo administrativo 48610.224548/2024-77.

Histórico: Nos dias 17 e 18/09 de 2024, a SSO realizou reuniões com a Petrobras para tratar sobre um comunicado de incidente 2409/000115 de uma "parada emergencial de planta de processo (Emergency Shutdown - ESD)" em 'Petrobras 74' em 15/09/2024. A descrição do incidente relatava "Parada emergencial de planta de processo ESD, causada por detecção não confirmada/acionamento indevido de detector de gás".
Motivo da Interdição: Após a segunda reunião realizada no dia 18/09/2024, foram identificadas falhas pelo próprio Operador, mas também foram identificadas pela ANP falhas críticas na gestão dos riscos de *by-pass* de sensores de fogo e gás. Tais falhas colocaram as atividades de trabalho relacionadas a inibição de sensores de F&G, assim como a utilização do guindaste, que se encontrava com todos os sensores da cabine by-passados, em Risco Grave e Iminente – RGI para as pessoas e o meio ambiente.
Ação da ANP: A ANP realizou reuniões com o operador e notificou a Petrobras a: interromper imediatamente as atividades do guindaste sem sensores de gás operacionais e os trabalhos que demandaram *by-pass* de sensores de gás, reestabelecendo a operacionalidade destes detectores, até que fosse reestabelecida a segurança e devidamente autorizados pela ANP.
Período da Interdição: De 18/09/2024 até 30/10/2024 **(42 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 3 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 6 dias**.
Status atual: Desinterditado.

POÇO 3-BR-6-RJS – PLATAFORMA P-43 (CAMPO DE BARRACUDA)

O Documento de Interdição (SEI 4350371) está contido no processo administrativo 48610.224357/2024-13.

Histórico: No dia 13/09 de 2024, a SSO realizou reunião com a Petrobras para tratar sobre o incidente no poço 3-BR-6-RJS, referente a falha de elemento do conjunto solidário de barreira (CSB) [2408/000162]. A operadora informou que as válvulas da árvore de natal M1 e W1 estavam em falha, pois apresentavam um tempo de fechamento maior que o de projeto.
Motivo da Interdição: Perda de funcionalidade das válvulas M1 e W1 da árvore de natal do poço.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e notificou a Petrobras a: só retornar operações do poço quando as válvulas M1e W1 forem reestabelecidas; e enviar comprovação que as válvulas M1e W1 foram reparadas e reestabelecidas em até 48 horas após o retorno da operação do poço.
Período da Interdição: De 23/09/2024 até o presente momento;
Prazo de Análise da ANP: O operador não apresentou até a data presente nenhum documento para desinterdição da produção do poço.
Status atual: Interditado.

PLATAFORMA PETROBRAS 19 (P-19)

O Documento de Interdição (SEI 4366528) está contido no processo administrativo 48610.224965/2024-10.

Histórico: No dia 23/09 de 2024, a SSO realizou reunião com a Petrobras para tratar sobre um comunicado de incidente 2409/000156 de um Adernamento ocorrido na plataforma PETROBRAS 19 no dia 21/09/24.
Motivo da Interdição: Durante a reunião o operador informou que teria identificado que "devido a inclinação da manobra anterior", manobra descrita apenas como "manobra rotineira de correção de estabilidade da plataforma", houve entrada de ar pela abertura que estava sendo reparada no Blister#1. O Operador não apresentou nenhuma informação sobre as medidas de controle de risco que foram adotadas antes da abertura do Blister#1, como também não apresentou as medidas adotadas após o incidente, uma vez que o Blister#1 permanecia com a abertura. Ou seja, a abertura que permitiu a entrada de água e o consequente adernamento da plataforma ainda estava presente na estrutura da instalação.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e notificou a Petrobras a até 24/09: reduzir o POB da plataforma P-19 para o contingente de segurança mínimo possível, mantendo a bordo apenas pessoas essenciais para a manutenção da segurança, da habitabilidade e para execução do reparo no Blister#1; apresentar documentações sobre o dano e o reparo executado; apresentar gestão de risco adotada antes da realização do reparo; explicar porque não havia comunicado previamente o incidente de "I.3.1.3.1.1. Falha estrutural em instalação offshore"; e só retomar o POB da instalação após demonstrar a gestão de risco adotada.
Período da Interdição: De 23/09/2024 até 24/01/2025 **(123 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 3 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 11 dias**. A unidade se encontra em fase de descomissionamento.
Status atual: Desinterditado.

POÇO 7-IBU-78D-ES DO CAMPO DE INHAMBU

O Documento de Interdição (SEI 4439904) está contido no processo administrativo 48610.227528/2024-58.

Histórico: No dia 17/10 de 2024, a SSO realizou reunião com a Seacrest Capixaba para tratar sobre um comunicado de incidente CI 2410/000110 de perda significante de controle de poço e descarga maior de óleo, entre outros eventos, no poço 7-IBU-78D-ES, no campo de Inhambu-ES, ocorrido em 16/10.
Motivo da Interdição: Tendo em vista a necessidade da conclusão da investigação para se determinar as causas e implementar as recomendações que teriam como objetivo corrigir as falhas de gestão que deram causa ao incidente, foi necessário determinar que a operadora interrompesse quaisquer atividades de injeção de vapor.
Ação da ANP: A ANP realizou reunião com o operador e notificou a Seacrest a: encaminhar fotos das áreas afetadas pelo incidente até 21/10/2024; encaminhar dentro do prazo regulamentar (Resolução ANP nº 882/2022, artigo 8º), qual seja, 90 dias a partir da data da constatação inicial do evento, o relatório de investigação do incidente; e interromper quaisquer atividades de injeção de vapor d'água até que a investigação fosse concluída e as respectivas recomendações, atendidas.
Período da Interdição: De 18/10/2024 até 31/01/2025 **(105 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A desinterdição foi tácita, considerando que a ANP permitiu o retorno das atividades de injeção de vapor d´água após conclusão da investigação e atendimento das recomendações do relatório. A operadora apresentou evidências da implementação das recomendações em 31/01/2025. **Tempo de análise de 0 dias.**
Status atual: Desinterditado.

FPSO PETROBRAS 66 (P-66)

O Documento de Interdição (SEI 4442402) está contido no processo administrativo 48610.227659/2024-35.

Histórico: No dia 18/10 de 2024, a SSO realizou reunião com a Petrobras para acompanhamento de notificação relacionada às tubulações de gás inerte da P-66, assim como do sistema de geração de gás inerte da instalação. Durante a reunião, foi solicitado ao operador relatórios relacionados ao sistema de geração de gás inerte. Já no primeiro relatório, emitido pelo próprio fabricante do gerador de gás inerte (GGI), foram identificados diversos desvios nos equipamentos, incluindo a recomendação do próprio fabricante para que o GGI-B fosse retirado de operação. Ressalta-se que o GGI-A já se encontrava fora de operação por problemas de integridade.
Motivo da Interdição: Para 3 situações consideradas de risco grave iminente (RGI) pelo fabricante e pela própria ANP, o Operador não apresentou informações aceitáveis, sendo elas: 1. Mudanças substanciais na lógica de funcionamento dos equipamentos, sem anuência do fabricante e sem os testes no código de automação, conforme previsto na IEC 61131 e recomendado pela ANP como resultado da investigação da fatalidade ocorrida na P-19, instalação do próprio Operador da Instalação. Reitera-se que o não teste da lógica, após mudanças na programação, foi um dos principais motivos da fatalidade ocorrida na P-19; 2. Em alguns momentos há um grande envio de gás inerte pela tubulação de água do mar, sem que tenha sido realizada qualquer gestão de risco, ainda que contingencial, por parte do operador; e 3. Foi identificado um painel elétrico com baixo isolamento e sem nenhuma informação apresentada durante reunião.
Ação da ANP: A ANP notificou a Petrobras a: interromper imediatamente as atividades dos geradores de gás inerte e consequentemente proibida de realizar operações de *offloading,* até que se cumprisse os itens a seguir e recebesse a devida anuência da ANP: Emissão de laudo completo pelo fabricante dos equipamentos do sistema de geração de gás inerte sobre a segurança dos equipamentos; Caso a Petrobras discorde de algum ponto do laudo emitido no item 4.1, deve apresentar laudo técnico com suas justificativas, assim como toda a gestão de risco associada; e Emissão de relatório técnico de teste da lógica dos geradores de gás inerte, atendendo a Recomendação *"Verificar o código de automação, quando da ocorrência de mudanças que alterem este. Esta verificação deve ser feita por equipe multidisciplinar, minimamente incluindo um engenheiro de segurança, um engenheiro de instrumentação, e especialista nas demais áreas afetadas pela mudança considerando a Norma IEC 61131.".*
Período da Interdição: De 18/10/2024 até 01/11/2024 **(14 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 3 dias**.
Status atual: Desinterditado.

FPSO PETROBRAS 74 (P-74)

O Auto de Interdição (SEI 4516505) está contido no processo administrativo 48610.229661/2024-49.

Histórico: No período de 12 a 14/11 de 2024, a SSO realizou a ação de fiscalização 035_SSO_2024 nas unidades marítimas PETROBRAS 74, PETROBRAS 75, PETROBRAS 76 e PETROBRAS 77, com interligação a poços do pré-sal, para a verificação da conformidade do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (Resolução ANP nº 43/2007).
Motivo da Interdição: Foram identificados desvios críticos tais como: Falha nos Testes das ESDVs; Falta de relatório de teste de lógica, em descumprimento a R01 da investigação do incidente da P-19; Falhas na gestão de risco em virtude de indisponibilidade de elementos críticos; e Falhas repetidas na inibição de sensores de Fogo e Gás (F&G).
Ação da ANP: A ANP determinou a interdição da operação com hidrocarbonetos das SDVs da P-74 "SDV-1210001B", "SDV-1210001D", "SDV-1210001P", "SDV-1210001R", "SDV-1210002F" e "SDV-

1231027-1", até que fossem realizados testes e que fosse formalmente autorizado pela ANP; e Para as plataformas P-74/75/76/77 foram impedidas as inibições planejadas não autorizadas pela "célula de inibição". As inibições planejadas só poderiam ocorrer após aprovação da célula de inibição, e inibições emergenciais deveriam ser avaliadas pela célula de inibição em no máximo 1 hora. Todo o processo deveria ser documentado e enviado relatório semanal, constando inclusive as falhas detectadas, semanalmente para o processo 48610.224548/2024-77, até que formalmente autorizado pela ANP.

Período da Interdição:

- De 19/11/2024 até 21/11/2024 **(2 dias)** para a SDV-1231027-1;
- De 19/11/2024 até 22/11/2024 **(3 dias)** para a SDV-1210002F; e
- De 19/11/2024 até 31/12/2024 **(42 dias)** para a SDV-1210001P.

Prazo de Análise da ANP: a ANP elaborou 3 Ofícios analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 1 dia**.

Status: Desinterditados: SDV-1231027-1, SDV-1210002F e SDV-1210001P. **Interditados**: SDV-1210001B, SDV-1210001D e SDV-1210001R.

POÇOS 8-FR-29D-RJS e 8-FR-35D-RJS DE INJEÇÃO EM FRADE

O Documento de Interdição (SEI 4523896) está contido no processo administrativo 48610.228083/2024-23.

Histórico: O Parecer nº 168/2021/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ-e já havia avaliado, anteriormente, o pleito da PRIO, contudo utilizando bomba *booster* e entendeu que as cinco condicionantes apresentadas no ofício nº 74/2021/SSM/ANP-RJ-e, foram consideradas atendidas para retomada dos poços injetores. Também havia deixado como condição que as injeções de vapor fossem realizadas estritamente dentro da condição dos estudos apresentados e tomadas as medidas de segurança adicionais elencadas no estudo DNV, sobretudo na limitação de pressão de injeção e no monitoramento de possíveis falhas.

Motivo da Interdição: Com o envio de novo estudo da DNV, a operadora alega que com utilização da bomba *booster* e as restrições regulatórias existentes, a injeção dos poços 8-FR-29D-RJS e 8-FR-35D-RJS não surte os efeitos desejados para influenciar em resposta de produção relevante nos poços produtores e, portanto, solicitou a utilização da bomba principal de injeção. Assim, foi necessária a reanálise das informações pela SSO, a qual entendeu que carecia de informações complementares, conforme notificações do Parecer nº 41/2024/SSO-CSO/SSO-E-ANP.

Ação da ANP: A PRIO foi notificada a atender os questionamentos elencados no Parecer n° 41/2024.

Período da Interdição: De 22/11/2024 até o momento presente.

Prazo de Análise da ANP: a ANP elaborou 2 e-mails solicitando informações complementares às cartas protocoladas pelo operador.

Status: Interditado.

FPSO PETROBRAS 75 (P-75)

O Documento de Interdição (SEI 4544209) está contido no processo administrativo 48610.231259/2024-24.

Histórico: No dia 29/11/2024, foi realizada ação para verificar denúncias recebidas acerca de ocorrência de nuvem de gás na UMPT, decorrente operação conjunta (conectada) com a unidade marítima FPSO PETROBRAS 75 (P-75). Vale destacar que a conexão de UMS às plataformas de Búzios foi objeto de interdição em março, conforme Processo Administrativo n° 48610.205555/2024-70. A partir das melhorias implementadas pelo operador, o Parecer 146 (3886043) deferiu o retorno das

conexões, desde que mantidas as ações apresentadas pela Petrobras. Foi realizada reunião no dia 29, na qual foi verificado que o operador atualizou seu procedimento de conexão, sem anuência da ANP, assim como, para a P-75, não instalou os sopradores que atenuariam o risco e que constavam na documentação que motivou a desinterdição de março.
Motivo da Interdição: Tendo ocorrido no dia 29/11 a detecção de nuvem de gás na UMS, fazendo com que centenas de pessoas fossem expostas a nuvem de gás, permanecendo aproximadamente 30 minutos em pontos de reunião de emergência, e considerando que o Operador alterou as condições de contorno autorizadas pela ANP, assim como não instalou os ventiladores para dissipação de gás na P-75, conforme previsto na documentação do Processo Administrativo n° 48610.205555/2024-70, foi caracterizado Risco Grave e Iminente – RGI para as pessoas a bordo da UMS.
Ação da ANP: A ANP notificou a Petrobras como medida cautelar a não conectar a P-75 a UMS até que fosse analisado o evento ocorrido, implementadas as medidas de controle de risco e devidamente autorizado pela ANP. Ainda notificou a Petrobras a utilizar o procedimento na revisão apresentada e aprovada no Processo Administrativo n° 48610.205555/2024-70, assim como manter os ventiladores instalados e operando durante as operações de *vent* de tanque de carga de todas as plataformas de Búzios, atendendo estritamente às condições aprovadas no Processo supracitado.
Período da Interdição: De 29/11/2024 até 24/12/2024 **(25 dias)**;
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 1 parecer analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo de análise de 1 dia**.
Status atual: Desinterditado.

GASODUTO GA_MIS-MRL-01/PNA-1

O Documento de Interdição (SEI 4594277) está contido no processo administrativo 48610.232914/2024-61.

Histórico: A Petrobras comunicou o incidente de escape de fluido hidráulico na conexão flangeada da válvula ESDV-14"-VE-PNA1 no gasoduto à ANP em 13/12/2024 por meio do Comunicado Inicial 2412/000115, registrado no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO). Posteriormente, em 19/12/2024, a ANP solicitou reunião para entender o incidente e as ações tomadas pelo Operador para gerenciamento do risco.
Motivo da Interdição: A interdição do gasoduto foi motivada pelo fato da ANP constatar ausência de ações de contingência para gerenciamento dos riscos associados a manutenção de válvula, que reduz o inventário em caso de incêndio, travada aberta no gasoduto. O operador não conseguiu demonstrar ações de contingência adequadas, já que a solução proposta (uso de um ROV) levaria 105 minutos para fechar a válvula, muito mais tempo do que o sistema automático, que fecharia em 120 segundos.
Ação da ANP: A ANP determinou a interdição do Gasoduto GA_MIS-MRL-01/PNA-1 até que o Operador comprovasse que o risco crítico tinha cessado ou fosse adequadamente contingenciado. Esta interdição do gasoduto levou a necessidade da parada do FPSO Maria Quitéria e FPSO Anna Nery.
Período da Interdição: De 19/12/2024 até o 26/02/2025 **(69 dias)**.
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 7 dias**.
Status atual: Desinterditado.

GASODUTO GAS 4" ET-A/EV-ASSU

O Documento de Interdição (SEI 4597598) está contido no processo administrativo 48610.232329/2024-61.

Histórico: A 3R Potiguar (Brava Energia) solicitou a reativação e a extensão de vida útil do Gasoduto 4'ETA/EV-ASSU com objetivo de fornecer gás para a alimentação do gerador de vapor a gás de 85MMbtu na estação de EV-III, Estreito, parte do projeto de aumento de geração própria de vapor.

Motivo da Interdição: A negativa para reativação e extensão de vida útil do gasoduto foi motivada pelo fato da ANP constatar que os dados informados pela Brava ainda não eram suficientes para garantir a operação do duto com segurança.
Ação da ANP: A ANP gerou notificações para esclarecimentos e complemento de informações.
Período da Interdição: De 23/12/2024 até o presente momento.
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 2 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 25 dias**.
Status atual: Interditado. A Brava informou em 06/05/2025 que, "por decisão interna, optou por não dar continuidade ao processo de reativação do gasoduto neste momento" e solicitou o arquivamento do processo.

ESTAÇÃO COLETORA QUERERÁ

O Auto de Interdição (SEI 4611212) está contido no processo administrativo 48610.233475/2024-12.

Histórico: No dia 27/12/2024 a ANP apurou a ocorrência de incidente ocorrido na Estação Coletora Quererá, conforme CI 2412/000185. Foram realizadas duas reuniões com o operador em que se constatou a inexistência de salvaguardas preventivas para evitar a recorrência de incidente de mesma natureza.
Motivo da Interdição: Tendo em vista que desvio similar foi observado em momento anterior, quando da auditoria da SSO realizada no Polo Alagoas, e constatou-se desvio caracterizado por risco grave e iminente (RGI) para pessoas e para o meio ambiente sem que seus riscos estivessem adequadamente gerenciados, a SSO interditou a Origem Energia a realizar operação e movimentação de produção de petróleo e gás nas Estação Coletora de Quererá até que as notificações contidas na medida cautelar fossem cumpridas.
Ação da ANP: A ANP notificou o operador a: 1. No intuito de cessar os riscos graves e iminentes constatados, a parada segura das instalações com a despressurização dos sistemas deve ser feita imediatamente e evidenciada à ANP até o dia 30/12/2024; 2. Avaliar os cenários de risco aplicáveis à unidade e garantir que existam salvaguardas adequadas para todos eles; 3. Considerar na análise do evento as notificações contidas na NOTA TÉCNICA Nº 6/2023/SSO-CSO/SSO/ANP-RJ e no processo de desinterdição do Polo Alagoas; e 4. Encaminhar um procedimento operacional específico que evidencie o correto gerenciamento de nível do tanque SD-3129.0102.
Período da Interdição: De 28/12/2024 até o momento presente.
Prazo de Análise da ANP: A ANP elaborou 3 pareceres e 5 e-mails analisando e solicitando informações complementares às cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 4 dias.**
Status atual: Interditado.

NAVIO SONDA CAROLINA

O Documento de Interdição (SEI 4615325) está contido no processo administrativo 48610.233656/2024-31.

Histórico: A Petrobras comunicou o incidente de um vazamento de H_2S à ANP em 27/12/2024 por meio do Comunicado Inicial 2412/000191, registrado no Sistema Integrado de Segurança Operacional (SISO). Posteriormente, em 30/12/2024 e 31/12/2024, a ANP realizou reuniões com o operador.
Motivo da Interdição: A interdição da sonda foi motivada por ausência de intertravamento e de estudos para posicionamento dos detectores de H_2S e CO_2. Dois vazamentos de H_2S, ocorridos no mesmo dia, expôs a equipe de bordo a concentrações perigosas do gás (50ppm no primeiro caso e acima da capacidade máxima de medição de 100ppm no segundo evento). A ANP identificou uma gestão de risco insatisfatória, com potencial risco grave iminente (RGI), além da ausência de um

sistema de exaustão adequado. A partir da análise destes eventos, foram constatadas falhas no estudo de dispersão de gases e diversos sensores alocados sem a realização de qualquer estudo técnico e sem o devido intertravamento na matriz causa efeito.

Ação da ANP: A ANP determinou a interrupção imediata das atividades da sonda até que todas as notificações fossem atendidas, garantindo a segurança operacional e a integridade dos trabalhadores.

Período da Interdição total: De 31/12/2024 até 17/02/2025 **(48 dias).**

Período da Interdição parcial: De 17/02/2024 até 28/02/2025 **(11 dias).**

Prazo de Análise da ANP: a ANP elaborou 6 pareceres analisando as cartas protocoladas pelo operador. **Tempo médio de análise de 3 dias**.

Status atual: Desinterditada.

3.4 Auditorias em sondas e poços

Quanto à operação das sondas e poços, ainda permanece a evidência de diversos achados relacionados à ausência de monitoramento de poços em situação de abandono temporário, bem como CSBs degradados.

Especialmente em relação aos CSBs, ainda há um alto número de comunicados de incidentes relativos a falhas de elementos do conjunto solidário de barreiras (CSB) dos poços.

Deste modo, em 2024 a SSO emitiu a Nota Técnica nº 9/2024/SSO-CSO/SSO/ANP-RJ (SEI 4115041), a qual teve o objetivo de analisar os dados de poços com CSB degradado e propor ações para os Operadores e de fiscalização para a ANP.

Assim sendo, ao longo de 2025 é esperada uma nova ação regulatória para direcionar este tema e impulsionar o mercado para níveis adequados de segurança de poços. Portanto, o desafio será mantido.

Desafio #2024.2: Monitoramento e adequado gerenciamento de integridade de poços em operação ou abandono temporário, e provisionamento de recursos para abandono permanente e arrasamento de poços para os quais não haja interesse no retorno à operação.

3.5 Auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

As auditorias para verificação de atendimento às recomendações de incidentes permitem avaliar o desempenho da Operadora nos processos de implementação das lições aprendidas de incidentes, a partir de um acidente relevante da indústria.

Como resultado, reforçado pelas constatações que serão apresentadas na Seção 5, fica evidente que o desafio – imposto pela SSO/ANP à indústria nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de 2020 a 2023 ainda não foi superado, razão pela qual a ANP mantém ações que impulsionem a melhoria contínua da indústria, a exemplo do *problem statement* no âmbito do IRF. Portanto, o desafio será mantido.

Desafio #2024.3: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.

3.6 Auditorias pré-operacionais

Auditorias pré-operacionais são aquelas associadas à avaliação da gestão de segurança operacional dos ativos que pretendem iniciar operação no Brasil e em sua plataforma continental. Esse processo pretende garantir que os ativos possuam o devido comissionamento dos sistemas de críticos segurança e que o projeto esteja em conformidade com as melhores práticas da indústria do setor de óleo e gás.

Durante o ano de 2024, a SSO realizou 4 ações de fiscalização de verificação do Gerenciamento de Segurança Operacional em fase pré-operacional nas seguintes unidades marítimas de produção: FPSO Maria Quitéria, FPSO Almirante Tamandaré, FPSO Bacalhau e FPSO Alexandre de Gusmão.

Você sabia?

Desvios observados em auditorias pré-operacionais podem ser considerados:

Condicionantes: quando a ação pendente de realização está sendo corretamente gerida pelo sistema de gestão, mas há uma situação que deve ser solucionada antes do início das operações. Uma condicionante não consiste em uma não conformidade, ainda que possa estar associada a uma.

Não conformidades: quando é identificado desvio em relação aos requisitos regulatórios.

Tradicionalmente, essas auditorias ocorrem cerca de 60 dias antes da saída da plataforma do estaleiro, de modo a conciliar o acompanhamento das ações das auditorias internas realizadas pelo agente regulado, e da etapa de comissionamento, especialmente os testes de performance dos sistemas e subsistemas críticos.

A auditoria realizada no FPSO Bacalhau foi uma exceção a essa regra. A SSO avaliou que, a título de projeto piloto para aprimoramento da metodologia de fiscalização e devido a todas as inovações e particularidades trazidas pelo projeto de Bacalhau, seria oportuno realizar o acompanhamento em duas etapas: a primeira realizada em 2023; e a segunda realizada em 2024.

A exemplo do que foi apontado no relatório do ano passado, o principal desafio para os novos projetos, segue sendo lidar com as elevadas pressões de produção e de compressão e volumes de gás. As quatro unidades auditadas em 2024 eram FPSOs de elevada complexidade – chegando a pressões de 850 bar (FPSO Bacalhau).

Considerando-se o cenário em tela, as novas unidades de produção precisam contar com grau de refinamento cada vez maior nos estudos de incêndio e explosão, de modo a minimizar suas incertezas.

Outro ponto também discutido no relatório anual passado, mas digno de nota, relaciona-se ao grau de completação do modelo tridimensional utilizado como base para os estudos de incêndio e explosão. A SSO em consulta com a indústria entendeu que, dadas as incertezas e a prática utilizada como praxe no mercado, momentaneamente admite-se que, no mínimo, os estudos observem 60% de taxa de completação. Estudos realizados com modelo tridimensional inferior a 60% não serão admitidos, a exemplo dos realizados a 30% de completação.

Até o momento, entende-se que a 60% de completação do modelo tridimensional, as incertezas são satisfatoriamente mitigadas e os resultados produzidos possuem confiabilidade razoável. Havendo evidência substancial e irrefutável de que a confiança dos resultados em modelo com grau de refinamento inferior conduza a resultados aceitáveis, serão oportunamente considerados pela SSO futuramente.

Outro achado bastante relevante das auditorias pré-operacionais concerne a necessidade de dimensionar os sistemas para suportar as pressões desenvolvidas pelos trechos em análise. Embora seja admissível não dispor de tubulações com segurança intrínseca, seja pelo provimento de um dispositivo de alívio de pressão ou de um sistema instrumentado de segurança de elevada

confiabilidade (HIPPS – *High Integrity Pressure Protection System*), é fundamental demonstrar que os riscos foram adequadamente gerenciados ao longo do processo e justificar adequadamente as decisões tomadas – o que se pretende é que fique claro que a condição de risco residual seja tão baixo quanto razoavelmente aplicável (ALARP) ou na zona de risco aceitável.

Durante o ano de 2024, 3 unidades tiveram o início de suas operações autorizado: FPSO Marechal Duque de Caxias, FPSO Maria Quitéria e FPSO Atlanta. Os três processos combinados totalizam 157 condicionantes.

Os processos de análises de condicionantes são marcados por muitas idas e vindas que, podem ser atribuídas à necessidade de esclarecimentos complementares, imprecisão na redação do condicionante apresentado ou ainda desvios identificados pela equipe da fiscalização. Nos 3 processos acima mencionados, destacam-se condicionantes que requereram mais de 4 análises pela equipe da ANP:

- Apresentar relatório de verificação de disponibilidade das barreiras relacionadas a cenários de risco para cada um dos marcos críticos, levando em consideração a NOTA TÉCNICA Nº 4/2022/SSMCSO/SSM/ANP-RJ (SEI 2024413).
- Enviar evidências de implementação das recomendações dos relatórios de Engenharia de Fatores Humanos/Ergonomia (*Human Factors Engineering*, HFE) (SGSO 4.2.1; 10.3.b; SGSO 12.3.e).
- Inspecionar, após comissionamento, os equipamentos projetados para atmosfera explosiva, garantindo a adequada instalação e que esses equipamentos sejam adequados à natureza do gás e sua probabilidade de ocorrência (zona O, 1 e 2). (SGSO 10.2.1, 13.2.1).
- Evidência de encerramento das recomendações previstas em todos os estudos de risco da unidade. Aquelas recomendações que não foram implementadas ou que foram modificadas devem ser acompanhadas de justificativa técnica, baseada em risco. Também deverá ser garantido que todos os estudos de risco e suas recomendações estão devidamente cadastrados no sistema de controle de documentação adequado (SGSO 8.2; 12.3; 12.6.1; 12.6.3).
- Apresentar evidências de implementação da estratégia a ser adotada durante a partida da instalação para que a equipe de operação necessite lidar apenas com os alarmes aplicáveis para esta fase de operação, ou seja, para os sistemas já comissionados e operacionais. Deverão ser consideradas normas sobre gestão de alarmes (SGSO 4.2.1.1; 10.3).
- Evidências de atendimento a todas as pendências impeditivas emitidas a qualquer tempo para o *start-up* (1° óleo), apresentadas pela classificadora da unidade, não limitando-se ao certificado de aprovação (SGSO 10.2.1).
- Garantir que as gestões de mudança na fase de projeto verificaram o risco e o impacto global nas operações, e seguiram o procedimento de gestão de mudanças, com aprovações e assinaturas na versão final. Para atendimento deste condicionante se faz necessário apresentar controle de implementação das Gestão de Mudança, capaz de identificar os status de implementação das mudanças e das ações provenientes destas. É necessário nessa condicionante explicitar os procedimentos operacionais e de manutenção contendo as informações provenientes das mudanças de projeto e dos pareceres técnicos eventualmente realizados na fase de projeto (SGSO 16.2; 16.3.3).
- Implementar todas as gestões de mudança de projeto. Para eventuais Gestões de Mudança não implementadas, deve-se avaliar os perigos e o impacto global da sua não implementação à segurança da unidade, por meio de abertura de Gestão de Mudança Temporária, bem como estabelecer um prazo para implementação (SGSO 16.2).

Dentre os itens apontados acima, é importante destacar o aspecto relacionado à inspeção de elementos à prova de explosão (EX) após o comissionamento. Grande parte da dificuldade da aprovação do condicionante deveu-se à insistência dos operadores em tentarem se valer de

conformidade com norma ou melhor prática de engenharia, contudo, ressalta-se que é função do órgão regulador compartilhar fragilidades identificadas ao longa de sua experiência com os temas auditados.

Neste sentido, acredita-se que mera conformidade dos portões de comissionamento de completação mecânica e pré-comissionamento são insuficientes para atender ao objetivo desse condicionante. Sendo assim, reforça-se a imperatividade de realizar nova inspeção após o comissionamento, conforme descrito no condicionante.

Outro aspecto digno de nota é a necessidade de estruturar respostas bem fundamentadas ao regulador, esclarecendo o critério a ser atingido, definindo-se a amostra a que se aplica tal critério e a evidência de sua implementação - sem esses três elementos não é possível a aprovação do condicionante.

Nesta esteira, destaca-se a qualidade das respostas apresentadas no processo de primeiro óleo do FPSO Maria Quitéria - não surpreendentemente foi o processo com menor número de condicionantes reprovados.

Sendo assim, sugere-se que o operador, antes da submissão de condicionantes à ANP, solicite a algum colaborador não envolvido no processo para verificar se as informações estão claras e bem fundamentadas.

SEÇÃO 4

INFRAÇÕES DE SEGURANÇA OPERACIONAL

4.1 Processos sancionadores

4.2 Multas

4.3 Poços Órfãos

A 4ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta o panorama das infrações de segurança operacional.

São apresentadas informações sobre os processos sancionadores e as multas aplicadas, e a consolidação de entendimento da ANP a respeito dos poços órfãos.

4.1 Processos sancionadores

Desde 2019, a SSO/ANP empreendeu esforços a fim de intensificar as atividades de análise e julgamento dos processos administrativos sancionadores, com o objetivo de redução do passivo de processos que aguardavam julgamento. O número de processos instaurados no ano de 2024 atingiu o maior número da série histórica, somando o total de 150 processos sancionadores. Em 2024, foram julgados 79 desses processos (Gráfico 4.1).

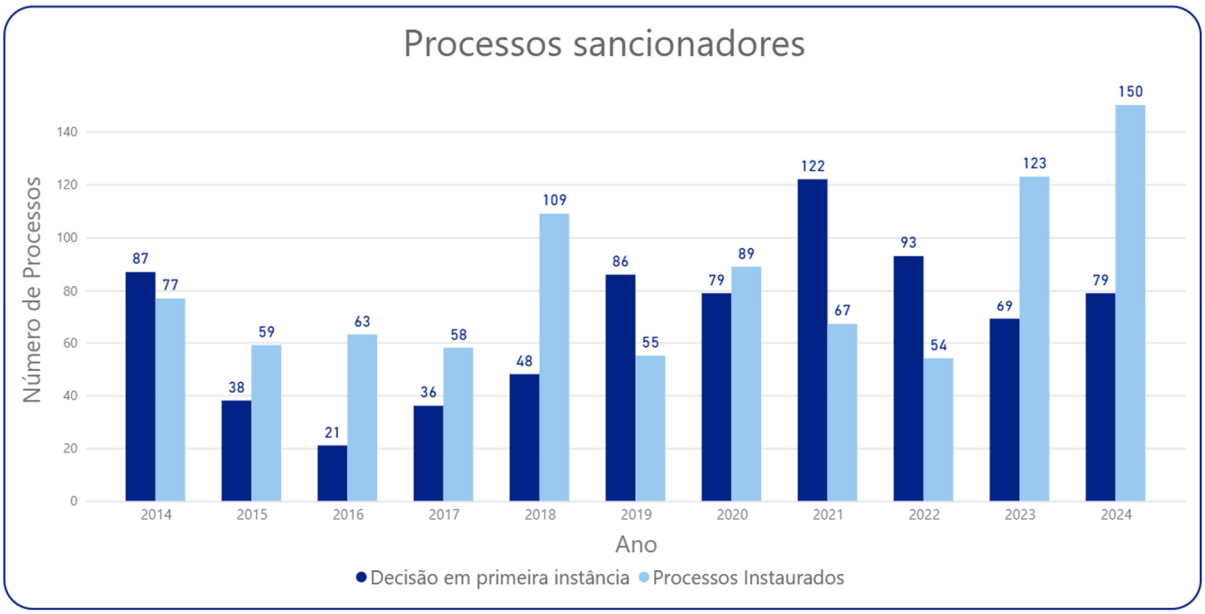


Gráfico 4.1 - Processos tramitados em 1ª instância, de 2014 a 2024.

O número de processos instaurados e o tempo médio de julgamento contado entre a lavratura do auto de infração e a conclusão final do processo sancionador em 1ª instância são apresentados no Gráfico 4.2. O gráfico indica o tempo médio de julgamento a partir do ano de instauração.

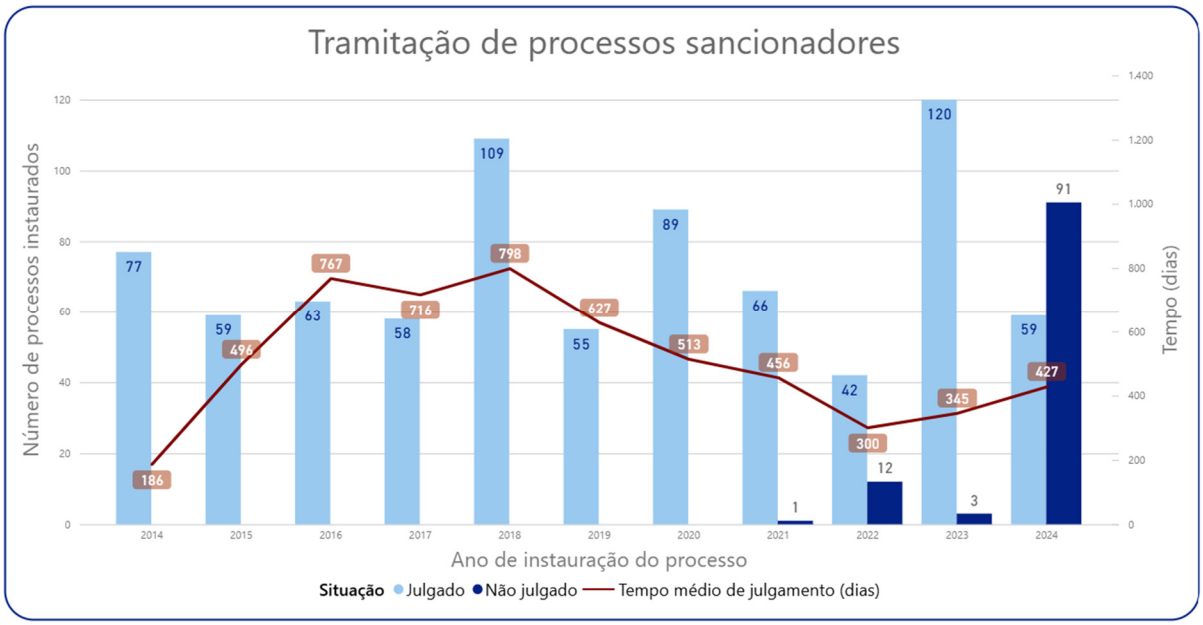


Gráfico 4.2 - Tempo médio em dias entre a lavratura do auto de infração e a conclusão do processo sancionador em 1ª instância, de 2014 a 2024.

No contexto de uma regulação responsiva[16], materializada pela Resolução ANP nº 851/2021, e que se afasta das práticas estritas de comando e controle, busca-se primariamente a educação para proatividade do agente regulado, que – de modo geral – é autuado quando a não conformidade não for sanada, ressalvados os casos em que se evidencie a condição de Risco Grave e Iminente – para os quais autua-se diretamente.

Neste sentido, **a busca pela minimização de tempo entre a lavratura da infração e o último ato da cadeia de verificação de saneamento das não conformidades visa acentuar a eficácia regulatória, essencial para a segurança operacional.**

4.2 Multas

A aplicação de multas em 2024 totalizou o valor de R$ 137.521.168,75. Já as multas recolhidas, por sua vez, somam um valor equivalente a R$ 122.519.636,64 que corresponde ao segundo maior valor histórico (Gráfico 4.3). Observa-se que em 2022 foi atingido patamar de multas aplicadas muito superior ao dos anos anteriores.

Você sabia?

O parágrafo 3º do artigo 4º da Lei nº 9.847/99 faculta o pagamento da multa com 30% de desconto, nos casos em que o interessado renuncia ao direito de recorrer e efetua o pagamento no prazo do recurso.

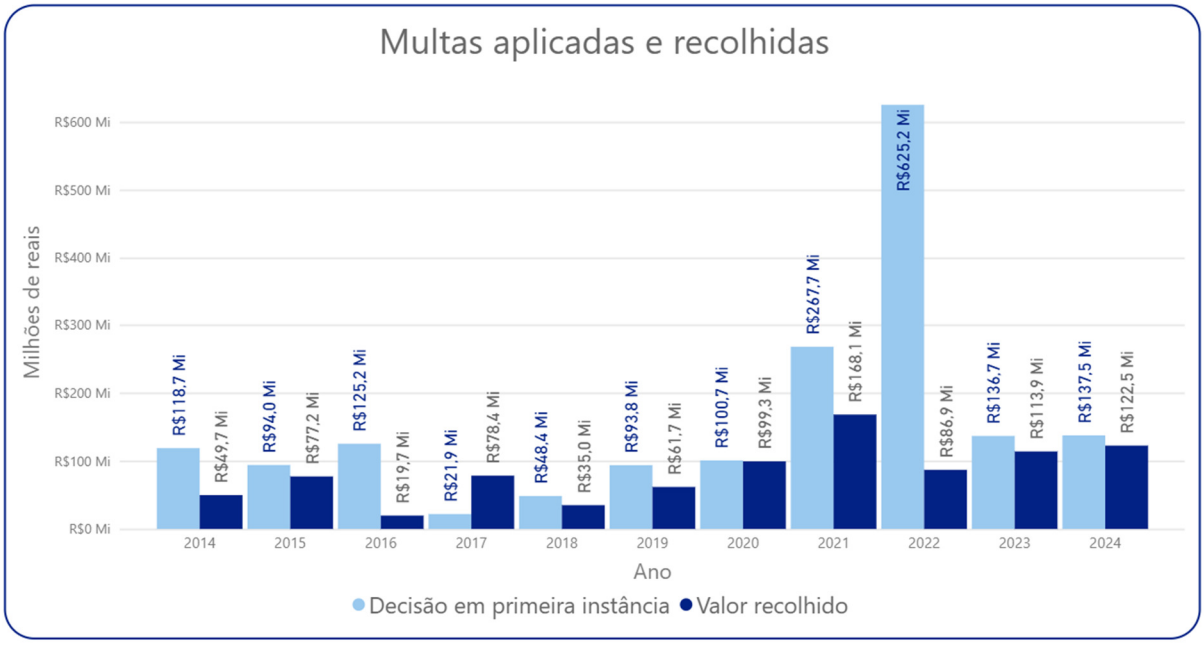


Gráfico 4.3 - Valores de multas aplicadas e recolhidas anualmente pela SSO, de 2014 a 2024.

Informações detalhadas sobre multas e processos sancionadores instaurados pela SSO/ANP podem ser obtidas no Painel Dinâmico de Processos Sancionadores.

[16] Responsive Regulation. Transcending the Deregulation Debate. Ian Ayres e John Braithwaite (1992). Disponível em: http://johnbraithwaite.com/wp-content/uploads/2016/06/Responsive-Regulation-Transce.pdf

Você sabia?

A dosimetria da multa relativas a infrações cometidas no âmbito da SSO é realizada com base na Orientação de Julgamento nº 1/2022/SSM/ANP e traz os seguintes destaques:

Metodologia de cálculo simplificada: adoção de percentuais fixos sobre a pena máxima prevista na Lei nº 9.847/1999, facilitando o entendimento;

Agravamento com base na condição econômica do infrator: classificação dos operadores de campos cedidos com base na sua real capacidade econômica comprovada no âmbito da cessão de direitos;

Compatibilidade entre os fatores risco x punibilidade: aplicação de percentuais compatíveis com a gravidade e o risco das infrações;

Gravidade diferenciada para processos relacionados à investigação de incidentes: tabela com percentuais próprios, diferenciando as condutas infracionais entre as relacionadas das não relacionadas com as causas raízes ao qual o incidente está associado;

Agravantes e atenuantes da multa: definição de critérios objetivos para agravamento e atenuante da pena de multa, com destaque para agravantes em função do resultado, o que possibilita a aplicação de maior rigor no julgamento de infrações relacionadas a incidentes envolvendo barreiras de segurança, áreas próximas a aglomerados urbanos, áreas ambientalmente sensíveis, vazamento de óleo, danos à integridade humana e, principalmente, em casos de fatalidades.

4.3 Poços Órfãos

Foi consolidado entendimento da Agência sobre os direitos, obrigações e responsabilidades dos Operadores sobre poços legados existentes dentro e fora da área de contrato por meio de Decisões de Diretoria para 10 processos. A consolidação das considerações técnicas por parte da SSO, o levantamento dos históricos dos Autos de Infração instaurados sobre o tema, bem como as manifestações da PRG por meio de Pareceres Referenciais permitiu avanço significativo para ação. Segue maior detalhamento sobre o tema.

A situação dos "poços órfãos" constitui um dos maiores imbróglios jurídicos da ANP, já tendo sido alvo de extensos e inconclusivos debates internos. Diante disso, ao longo do ano de 2024, a SSO de debruçou sobre o tema dos poços órfãos a fim de dar encaminhamento a diversos processos em trâmite na unidade e que tinha nessa questão um empecilho para serem solucionados.

Em síntese, são denominados **poços órfãos aqueles oriundos de atividades de exploração e produção de petróleo, gás ou outros recursos naturais, para os quais não foram apontados proprietários ou operadores específicos como responsáveis.** Neste caso, os poços órfãos, no entendimento da ANP, são aqueles perfurados durante o regime de monopólio da União e cuja responsabilidade pelo abandono recai sobre a Petrobras, pelo fato de ter sido ela a executora das perfurações. Por sua vez, a Petrobras alega que, durante o regime de monopólio, a empresa era mero órgão executor da União e por isso não teria qualquer responsabilidade sobre as áreas devolvidas por ocasião da Rodada Zero.

Como ação inicial para resolução da questão, foi elaborada a Nota Técnica nº 1/2024/SSO/ANP-RJ (SEI nº 3680070), que reuniu o histórico conhecido da situação na ANP, bem como todas as informações técnicas e jurídicas úteis à análise por parte da Procuradoria Federal junto à ANP (PRG). Com efeito, àquela altura, a consulta à PRG era distinta das anteriores já realizadas porque tinha como objetivo uma análise abrangente sobre a configuração da responsabilidade quanto ao abandono de poços que se encontravam na condição de "órfãos" e, com isso, identificar sobre quem recai a exigibilidade das ações de monitoramento, abandono e/ou arrasamento destinadas à adequação desses poços à Resolução ANP nº 46/2016, que estabeleceu o *Regime de Segurança*

Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural - SGIP, com vistas a garantir a integridade dos poços e afastar situações de risco às pessoas, ao meio ambiente, às instalações ou às operações.

Para uma análise aprofundada da PRG, foram encaminhados três casos exemplares que resultaram aos seguintes pareceres:

- **Parecer Referencial n. 00003/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI nº 3991030);**
- **Parecer Referencial n. 00004/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI nº 3991007);**
- **Parecer Referencial n. 00005/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI nº 3990981);**

A Procuradoria, com base no conteúdo trazido pelo parágrafo terceiro do artigo 225 da Carta da República, que estabelece que ***"[a]s condutas e atividades consideradas lesivas ao meio ambiente sujeitarão os infratores, pessoas físicas ou jurídicas, a sanções penais e administrativas, independentemente da obrigação de reparar os danos causados"*** e, especificamente em relação à exploração de recursos minerais, o parágrafo segundo do mesmo dispositivo, que afirma que ***"[a]quele que explorar recursos minerais fica obrigado a recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com solução técnica exigida pelo órgão público competente, na forma da lei."***, concluiu que a ANP pode exigir, pela via administrativa, a realização da obrigação de fazer por parte da Petrobras, referente ao abandono de poços "abdicados"[17] ou órfãos, não tendo a Agência responsabilidade pelo ressarcimento de qualquer valor empregado no referido abandono, com fundamento na responsabilidade ambiental objetiva de recuperação do meio ambiente degradado.

Os processos foram devidamente submetidos à análise da Diretoria Colegiada, que acolheu os argumentos apresentados pela PRG, bem como as recomendações específicas da SSO relativas ao abandono para cada caso concreto. Vale notar que tais pareceres, por sua natureza *referencial*, servem de base para a análise de qualquer outro processo administrativo que guarde relação inequívoca e direta com a abordagem jurídica neles contida, o que dispensa a análise individualizada sempre que constatado que a situação concreta se amolda aos termos dos referidos pareceres. Nesse cenário, foram encaminhados para análise da Diretoria Colegiada 11 (onze) processos administrativos, que envolvem o abandono de um total de 95 (noventa e cinco) poços por parte da Petrobras.

Cada processo encaminhado à análise da Diretoria Colegiada foi acompanhado de uma Nota Técnica que reúne as informações específicas do caso concreto, informações técnicas dos poços nela contemplados e a qual Parecer Referencial se amolda. Importante notar que a Diretoria Colegiada acolheu as recomendações da SSO em todos os casos que foram submetidos ao seu crivo e atualmente, o cenário existente é o que se apresenta na Tabela 4.1 a seguir:

Tabela 4.1 - Cenário de 2024 a respeito de poços órfãos.

PROCESSO	POÇOS	QTD. POÇOS	RD	STATUS
PARECER REFERENCIAL N. 00003/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI Nº 3991030) - RESSARCIMENTO DOS CUSTOS;				
48610.239588/2023-32	1-PDM-1-MA, 1-LQS-1- MA, 1-QS-1-MA, 1-QS-2-MA, 1-PT-1-MA, 1-TR-1-MA, 1-LJ-1-MA e 1- NPT-1-MA; 1-BA- 0002- MA, 1-MU-0001-MA, 9-PRN-0009A-MA, 9-PRN-0003-MA, 9-PRN-0008-MA, 9-PRN-0007-MA, 9-PRN-0006-MA, 1- RC-0001-MA, 1-QB-0001-MA, 1-QB-0001-MA, 1-RJ-0001-MA, 1-OC-0001-MA, 1-NOE-0001- MA, 3-EO-0005-MA, 3-EO-0004-MA, 1-RG-0001-MA, 3-EO-0003-MA, 1-SQ-0001-MA, 2- ANST-0001-MA, 9-PRN-0008-	48	358/2024	Não há providência específicas pendentes para a Petrobras

[17] Poços "abdicados": a nomenclatura usada pela Petrobras não tem aceitação da ANP, sendo substituída por poço órfão, termo utilizado internacionalmente para tais poços.

	MA, 5-SJ-0009-MA, 1-SJ-0002-MA, 3-SJ-0007-MA, 3-SJ-0007- MA, 1-RN-1MA, 9-PRN-0009B-MA, 9-PRN-0009-MA, 9-PRN-0003A-MA, 9-PRN-0005-MA, 9-PRN-0001A-MA, 1-OC-0001-MA, 9-PRN-0002-MA, 9-PRN-0001-MA, 3-EO-0005-MA, 3-EO-0002-MA, 1-NA0001-MA, 2-BJST-0001-MA, 1-MB-0001-MA, 1-SA-0001-MA, 5-SA-0002-MA, 1-CE-0001-MA, 1-RM-0001 MA, 2-AS-0001-MA, 1-RN-1MA, 1-NPT-1-MA			
48610.217757/2024-64	4-TR-4-RN	1	771/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.
PARECER REFERENCIAL N. 00004/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI Nº 3991007) - RESSARCIMENTO DOS CUSTOS; NUNCA ESTIVERAM SOB CONTRATO DE CONCESSÃO				
48610.204763/2021-17	1-PBA-1-AL; 3-PIA-23-AL; 1-RSL-1-AL	3	356/2024	A SSO sugeriu à PRG a propositura de **ação judicial**. Ato contínuo, a Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025. Dessa forma, a propositura da ação encontra-se suspensa até o término do prazo.
48611.201365/2019-14	3-MBX-1-BA e 3-MBX-5-BA	2	614/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.
48610.013105/2013-08	3-EI-0002-BA, 7-EI-0005-BA, 7-EI-0006-BA, 7-EI-0007-BA, 3-EI-0008-BA, 7-NI-0006-BA, 3-NI-007-BA, 1-IR-0001-BA, 1-IR-0002-BA, 1-NI-0005-BA, 3-EI-0002-BA, 3-EI-0008-BA, 3-NI-0002-BA, 3-NI-0007-BA, 4-EI-0004-BA, 4-NI-0003-BA, 4-NI-0004-BA, 7-EI-0005-BA, 7-EI-0006-BA, 7-EI-0007-BA e 7-NI-0006-BA	21	615/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.

48610.204764/2021-53	1-TR-0001-RN, 4-TR-0003-RN e o 4-TR-0005-RN	3	661/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.
48610.207915/2022-14	3-BLV-2-BA, 3-BLV-3-BA, 7-BLV-5-BA, 7-BLV-6-BA e 7-BLV-7-BA	5	660/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.
48610.224774/2021-13	1-DA-1-BA e 1-DA-2-BA	2	770/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.
48610.201304/2022-54	1-PV-1-BA, 3-PV-2-BA, 7-PV-3-BA, 7-PV-5-BA, 7-PV-7-BA, 7-PV-8-BA, 2-PVST-2-BA, 2-PVST-3-BA	8	-	Aguarda Decisão da Diretoria da ANP.
PARECER REFERENCIAL N. 00005/2024/PFANP/PGF/AGU (SEI nº 3990981) - POÇOS CEDIDAS PELA PETROBRAS PARA CAPTAÇÃO DE ÁGUA				
48610.200402/2023-55	2-PE-1-SP (Presidente Epitácio; Thermas de Epitácio)	1	357/2024	A Petrobras cobrou ressarcimento decorrente de ação judicial anterior. Pedido negado pela ANP. Não há providência específicas pendentes para a Petrobras
48610.214400/2021-81	1-SC-1-RN (cedido para Prefeitura de Mossoró)	1	853/2024	A Petrobras requereu prazo de 60 dias para apresentar um plano de ação para o abandono definitivo dos poços. A Diretoria da ANP acolheu o pedido, nos termos da DD nº 51/2025, de 05/02/2025, e concedeu o prazo, a se encerrar no dia 07/04/2025.

Destaca-se que há ainda cerca de 6 processos que aguardam análise da área técnica quanto ao status atual dos poços, 2 dos quais envolvem poços contemplados em PDI – Programa de Desativação de Instalações já aprovados pela SSO e que a Petrobras agora alega serem “abdicados”, além da estimativa de 230 poços cedidos para captação de água na mesma situação, que aguardam levantamento pela área técnica.

SEÇÃO 5

INCIDENTES OPERACIONAIS

5.1 Aspectos Gerais

5.2 Incidentes nas atividades marítimas

5.3 Incidentes nas atividades terrestres

5.4 Supervisão Regulatória dos Comunicados de Incidentes

5.5 Publicação de relatório de investigação de incidente: fatalidade na sonda de produção terrestre no Campo de Fazenda Santo Estevão

A 5ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional trata dos incidentes ocorridos na indústria de E&P de petróleo e gás natural em 2024.

São apresentados os dados provenientes dos incidentes nas atividades marítimas e terrestres comunicados à ANP. Tais dados são analisados de forma comparativa à evolução histórica nacional e com as taxas de desempenho apuradas por órgãos internacionais. Também são apresentadas as lições aprendidas com alguns incidentes relevantes.

5.1 Aspectos gerais

Conforme explicado no item 2.1, segundo a resolução 882/2022, em conjunto com o Manual de Comunicação de Incidentes, alguns incidentes ocorridos nas atividades de exploração e produção devem ser comunicados à SSO/ANP. Os dados provenientes dos comunicados compõem a base de dados de incidentes a qual, entre outras finalidades, permite a criação de indicadores de incidentes, que são expostos neste capítulo.

Para fins de comparação, os indicadores de incidentes são exibidos conjuntamente com um indicador gerado a partir de dados de incidentes internacionais, sempre que este estiver disponível.

Desde 2023, quando a ANP desenvolveu iniciativas a fim de melhor estruturar sua base de dados, dentre elas um painel BI capaz de depurar informações divergentes de comunicados de incidentes, vem realizando esforços para trabalhar com dados quantitativos e qualitativos melhores de incidentes ocorridos nas instalações. A partir disso, os Operadores vem sendo notificados a sanar incoerências, inclusive de anos anteriores.

Assim sendo, alguns dados de anos anteriores sofreram alterações, estas alterações foram provenientes de:

i) Depuração de dados cadastrados no SISO, a partir de desvios identificados pelos painéis BI criados em 2023;

ii) Compatibilização das premissas ANP com premissas utilizadas pelo *benchmark* (IRF – *International Regulators Forum*); e

iii) Atualizações proativas dos Operadores a partir de valores mais precisos identificados durante a elaboração do relatório de investigação do incidente.

Você sabia?

Nos termos da Resolução ANP nº 882/2022:

Incidente: é a ocorrência que cause ou tenha potencial de causar poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação, sendo, portanto, considerados incidentes os **quase acidentes e os acidentes**.

Quase acidente: é a ocorrência que tenha **potencial** de causar poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação.

Acidente: é a ocorrência que **resulte** em poluição ou danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros ou interrupção das operações da instalação.

O Artigo 4º da Resolução ANP nº 882/2022 refere-se ao Manual de Comunicação de Incidentes, que contém o detalhamento dos conceitos e procedimentos a serem adotados pelos operadores para cumprimento do regulamento.

5.2 Incidentes nas atividades marítimas

Em 2024, foram recebidos 2691 comunicados de incidentes, sendo 1978 ocorridos em instalações *offshore*. A Figura abaixo apresenta as principais informações do ambiente offshore, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano. Plataformas de produção e poços marítimos comunicaram 1602 incidentes, correspondendo a cerca de 81% do total de incidentes *offshore* comunicados. Os demais incidentes são relacionados a outras instalações, como sondas marítimas de perfuração, sistemas submarinos e embarcações de apoio.

1978 incidentes *offshore* em **2024**

Plataformas de produção	
1325 comunicados	
Acidentes mais comunicados	
Descarga menor	68
Descarte SE de água produzida	60
Interrupção não programada superior a 24 horas	56
Ferimento com afastamento por mais de 3 (três) dias	53
Ferimento grave	47

Poços	
277 comunicados	
Acidentes mais comunicados	
Descarga menor	48
Descarga significante	23
Falha barreira primária perfuração/intervenção (kick)	10
Perda de circulação	6
Falha estrutural em poço	2
Interrupção não programada superior a 24 horas	2

Os dados referentes às instalações marítimas que executam atividades de E&P são exibidos na forma de taxas. Os *benchmarkings* utilizados nesta seção foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo *International Regulators Forum* (IRF) em seu Projeto de Acompanhamento de Desempenho, para os anos de 2014 a 2024[18]. Ainda que o IRF seja composto por 11 países, inclusive o Brasil, os dados comparativos exibidos nos gráficos são referentes a países com porte equivalente de nossa indústria, por exemplo, Estados Unidos, Reino Unido e Noruega.

Os dados dos gráficos abaixo que fazem comparações dos dados Brasil aos dados IRF consideram apenas os incidentes recebidos no SISO que se encaixam nos critérios do IRF.

O Gráfico 5.1Gráfico expõe o índice de fatalidades (FAR – *Fatal Accident Rate*) das atividades marítimas de E&P no Brasil entre 2014 e 2024.

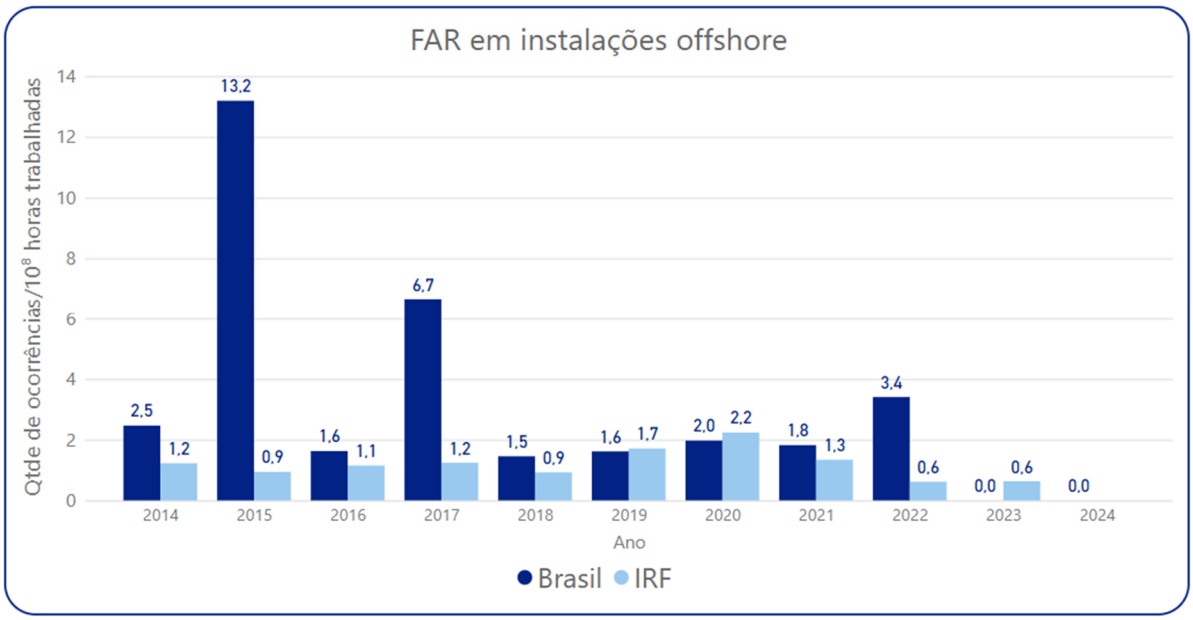


Gráfico 5.1 - FAR em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

[18] Os dados dos países de referência do IRF relativos a 2024 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

Em 2024, assim como em 2023, não foi registrada fatalidade em atividade operacional *offshore.* Contudo, foram observadas variações nas taxas dos anos anteriores devido a correções das premissas adotadas. Nos relatórios dos anos anteriores não foram contabilizadas as fatalidades por queda de helicóptero próximo a instalações *offshore* e fatalidades em embarcações de apoio durante atividade relacionada à instalação *offshore*, conforme requerido nas premissas do *benchmark* (IRF).

Após análise foram identificadas 9 (nove) fatalidades relacionadas a embarcações de apoio no período de 2013 a 2023. Entretanto, 5 (cinco) delas não possuíam qualquer relação com as instalações *offshore* definidas nas premissas do IRF, assim sendo, estas cinco fatalidades não foram contabilizadas.

Além disto foi incluída a fatalidade proveniente de um acidente envolvendo a queda de helicóptero próximo a plataforma de Manati, ocorrido em 2022.

O Gráfico 5.2 apresenta a taxa de ferimentos graves, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*.

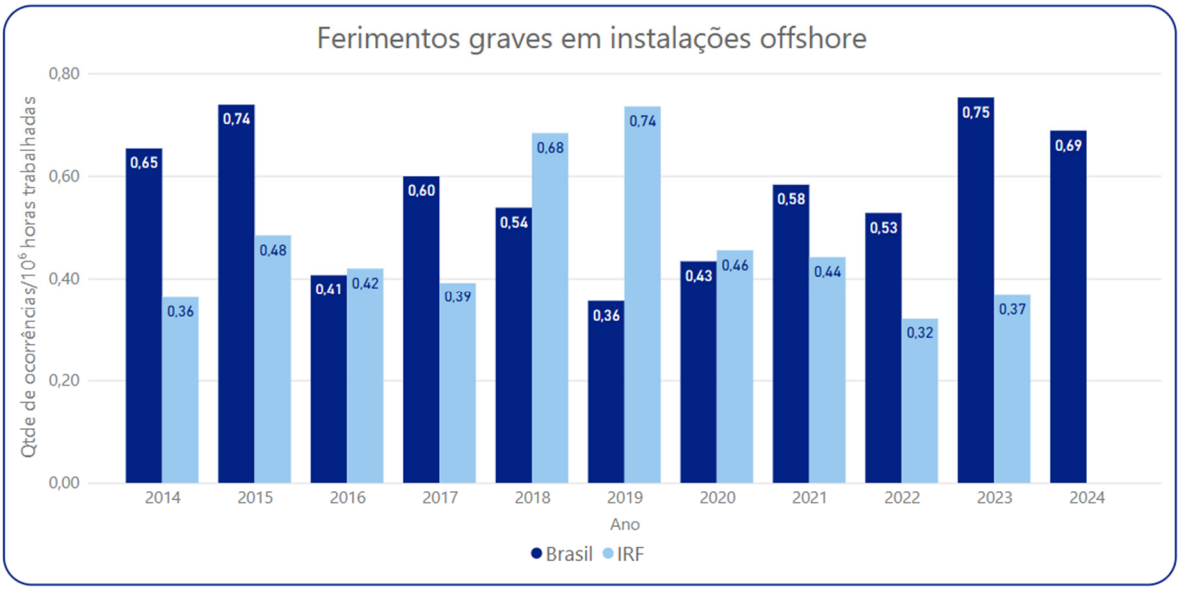


Gráfico 5.2 - Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

Ainda que em 2024 a taxa de ferimentos graves tenha diminuído 9,2% comparada ao ano anterior, o dado ainda representa o terceiro maior valor da série histórica do Brasil, e desde 2021 tem ficado bem acima do *benchmark*. Devido a correções das premissas adotadas, conforme explicado no gráfico 5.1, foram observadas variações nas taxas dos anos anteriores.

Para os gráficos 5.3 e 5.4 a seguir, não foram contabilizados os incidentes ocorridos após o primeiro flange ou num raio de mais de 500 metros de distância da plataforma, seguindo as orientações estabelecidas pelo IRF. Em virtude destas alterações, percebe-se variações em relação aos valores divulgados em anos anteriores.

O Gráfico 5.3 ilustra as taxas de vazamento (anteriormente denominada como perda de contenção) significante de gás inflamável nas instalações *offshore*. Em 2024, a taxa relativa a este incidente apresentou um aumento de 40% em relação ao ano de 2023.

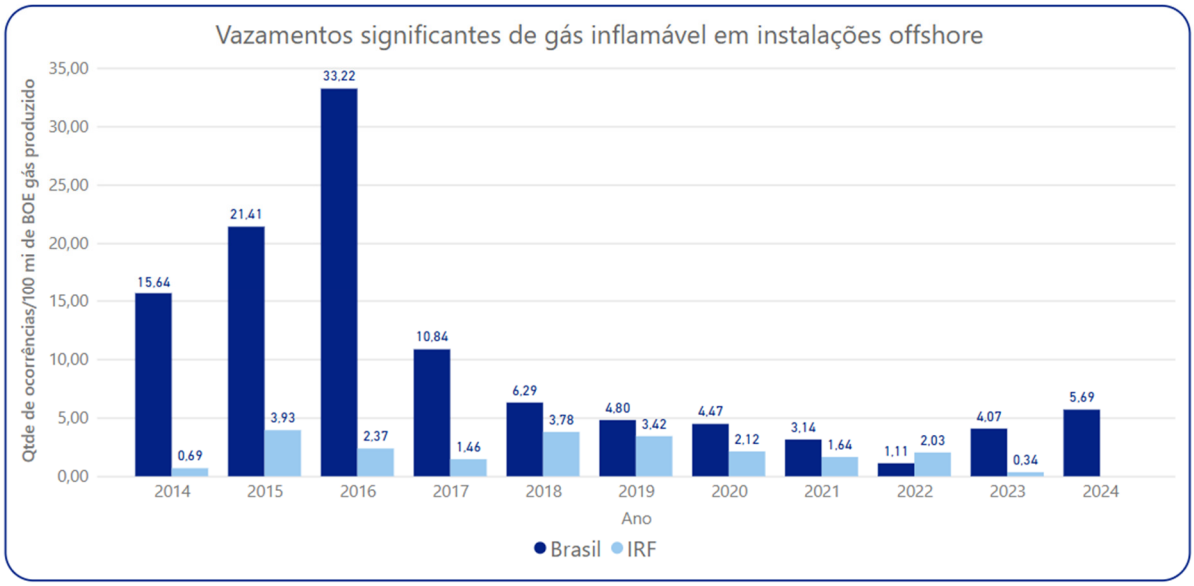


Gráfico 5.3 - Taxas de vazamento significante de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

O Gráfico 5.4 apresenta as taxas de vazamentos (anteriormente denominadas perdas de contenção) maiores de gás inflamável nas instalações *offshore*.

Em virtude das exclusões previstas pelo IRF, constata-se variações comparando-se com o gráfico apresentado nos anos anteriores, apresentando valores mais baixos, mas ainda assim muito acima do *benchmark* do IRF. O maior evento foi devido ao escape de gás pelo módulo de conexão vertical (MCV) de um poço do campo de Marlim Sul.

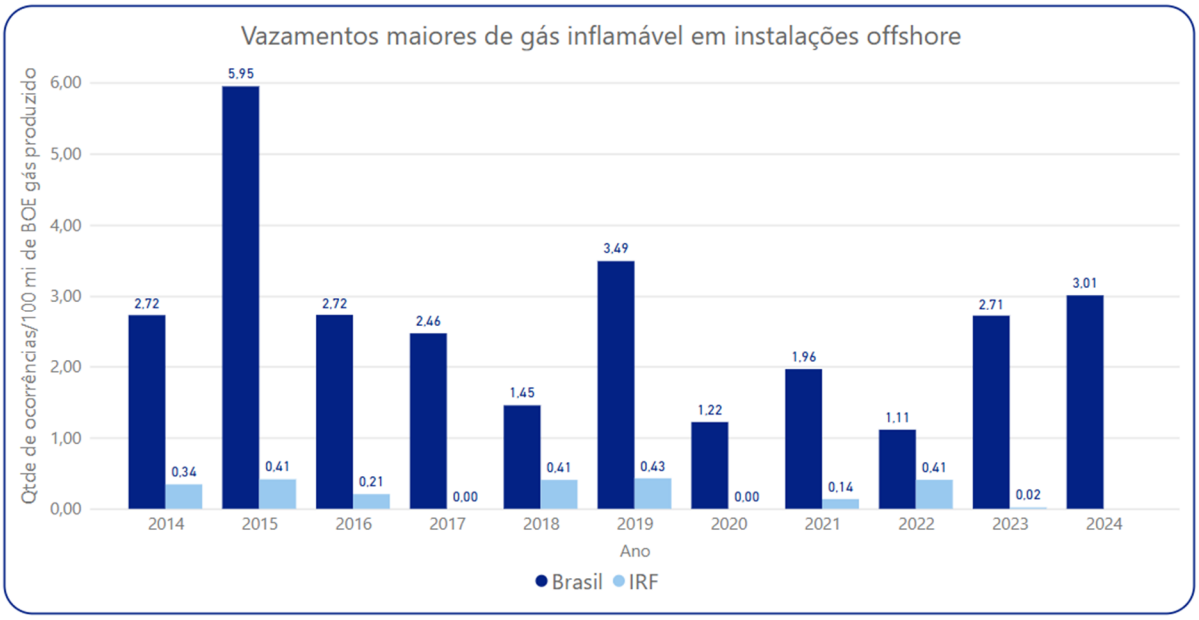


Gráfico 5.4 - Taxas de vazamento maiores de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

O Gráfico 5.5 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de E&P.

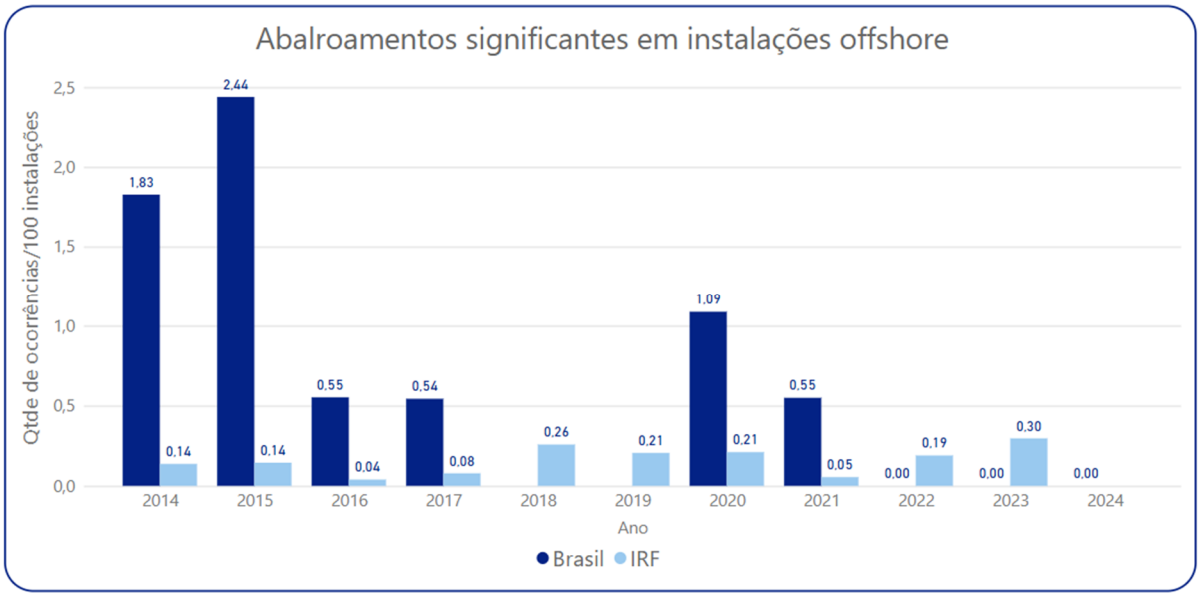


Gráfico 5.5 - Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

Em 2024 não ocorreram eventos deste tipo no Brasil, pelo terceiro ano consecutivo. Contudo, a atualização dos dados, considerando os eventos envolvendo embarcações de apoio, seguindo orientação do IRF, resultaram em um pequeno aumento nos dados de anos anteriores.

O Gráfico 5.6 apresenta as taxas de princípios de incêndio em instalações de E&P *offshore*. Apesar de não haver valor de *benchmark* para comparação, os mesmos critérios do IRF foram adotados pela SSO para elaboração deste gráfico.

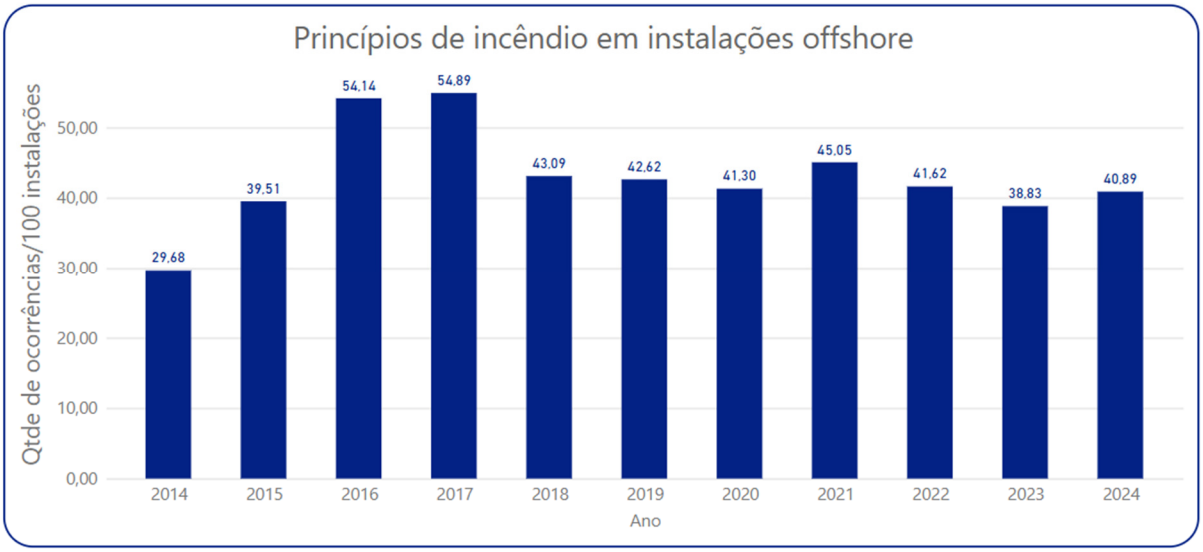


Gráfico 5.6 - Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

Quanto aos princípios de incêndio, existe uma clara dificuldade da indústria em estabelecer práticas que minimizem a taxa de ocorrência para abaixo de 40 ocorrências por ano para cada 100 instalações, tendo o ano de 2024 registrado um aumento de 5,3% comparado a 2023. Devido às correções de dados no sistema SISO_Incidentes, além da inclusão dos eventos ocorridos em embarcações de apoio e ajustes no total de horas trabalhadas, foram observadas pequenas variações nas taxas dos anos anteriores.

O Gráfico 5.7 apresenta as taxas de incêndios significantes.

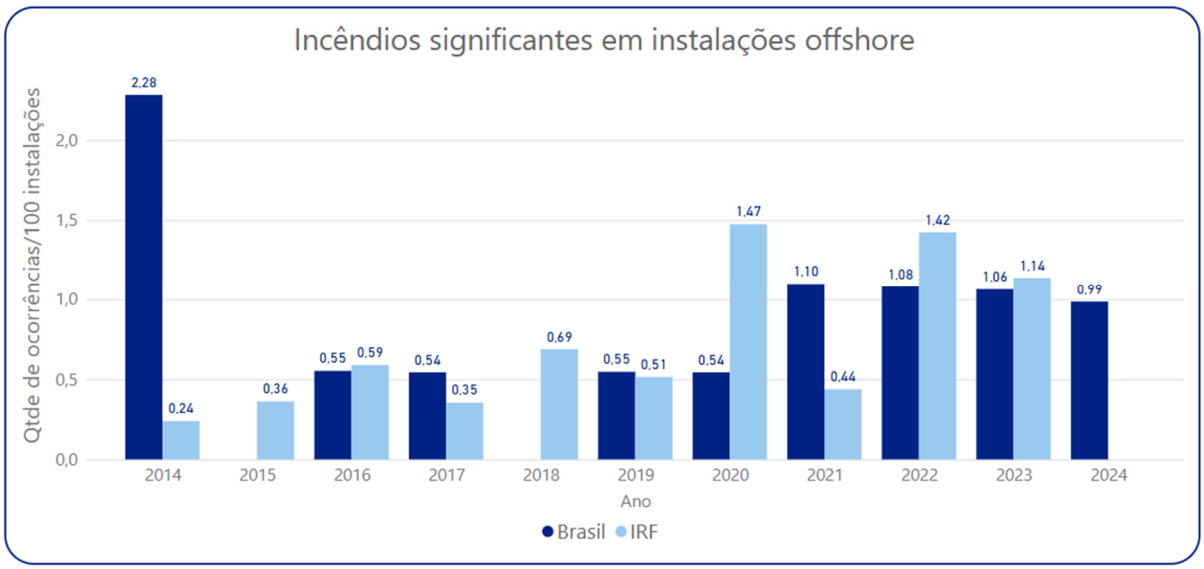


Gráfico 5.7 - Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

Em 2024, observou-se uma leve queda da taxa de incêndio significante em relação aos três anos anteriores. Nesse ano, foi registrada a ocorrência de três incêndios significantes em instalações *offshore* no Brasil, uma ocorrência na linha de gás *lift* durante serviço de remoção de *spool* para instalação de cabeça de tração para *pullout*, uma ocorrência em operação de transferência de petróleo de tanque para carreta, com ocorrência de combustão dentro do tanque e uma na unidade de cimentação de sonda durante circulação de fluido para limpeza de poço.

Analisando conjuntamente as taxas de princípio de incêndio (Gráfico 5.6) e de incêndio significante (Gráfico 5.7), reforça-se a necessidade de fortalecimento das barreiras aos cenários de incêndio e explosão, conforme exposto no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2021**.**

O Gráfico 5.8 apresenta as taxas de incêndios maiores.

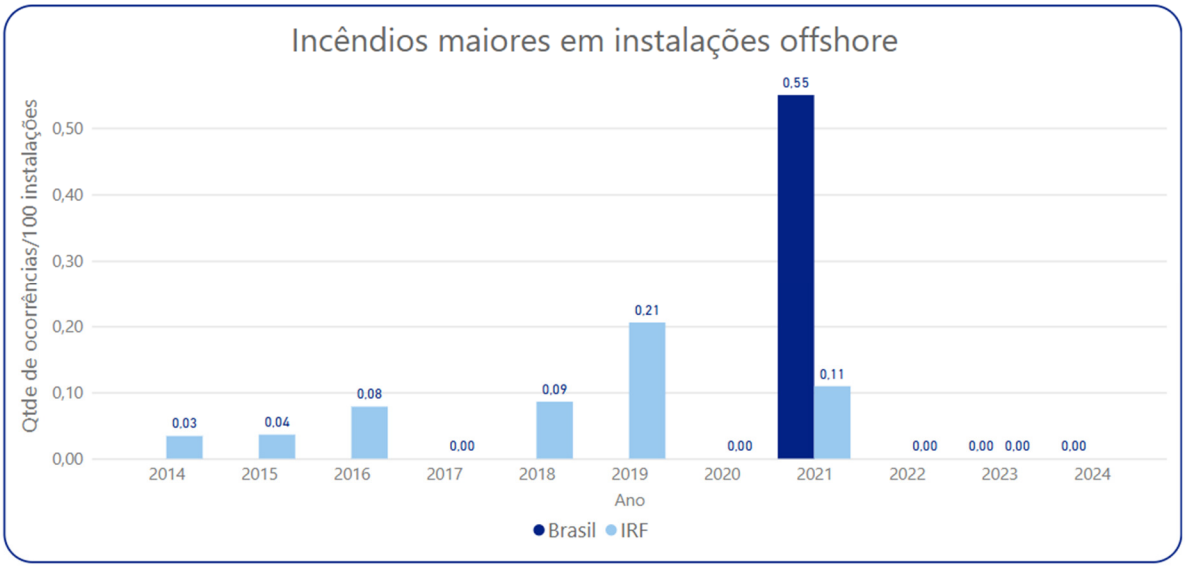


Gráfico 5.8 - Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção *offshore* de 2014 a 2024.

Em 2024, assim como nos anos de 2022 e 2023, não ocorreram eventos deste tipo no Brasil.

O Gráfico 5.9 apresenta a quantidade de eventos e o volume descarregado no mar, tanto de óleo cru quanto de óleo diesel, de 2014 a 2024. Para este gráfico, uma vez que não há comparação com IRF, não foram considerados os critérios do fórum.

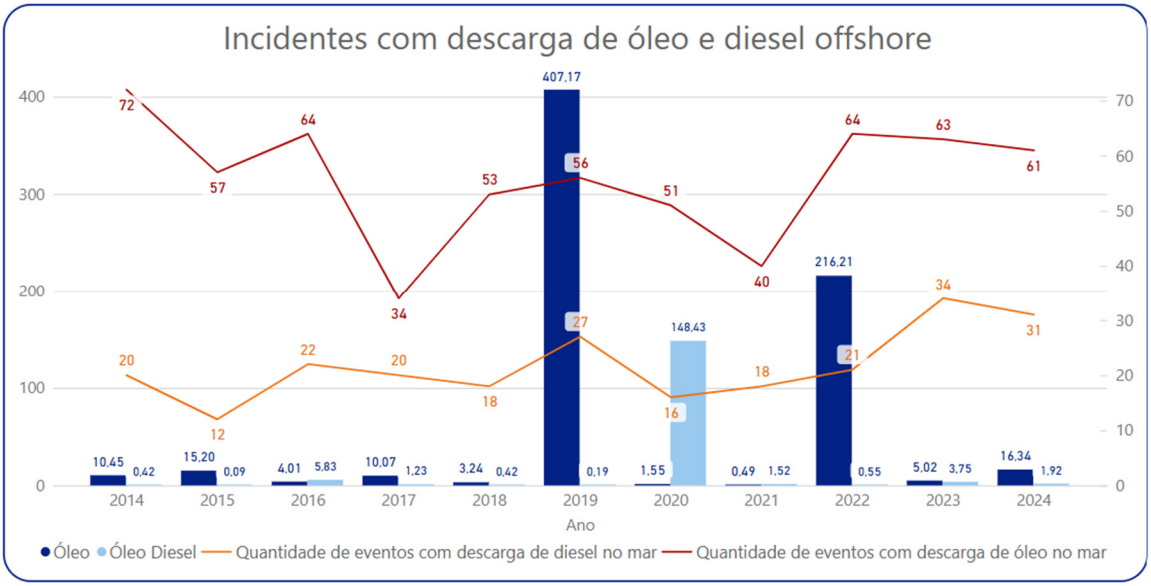


Gráfico 5.9 - Incidentes com descarga de óleo cru e óleo diesel offshore entre 2014 e 2024.

Em 2024, o volume de óleo descarregado no mar devido a incidentes em atividades de E&P apresentou o valor de 16,34 m³, o terceiro maior valor da série histórica. Grande parcela desse volume (7,63 m³) foi proveniente do acidente de descarga significante de óleo de perda de contenção primária em *riser* flexível do poço 9-RJS-708 conectado à plataforma P-74. E, em segundo lugar, 4,08 m³ proveniente da linha de importação de óleo da P-08 para a plataforma de Enchova.

Do volume total descarregado de diesel (1,92m³), cerca de 70% foram provenientes de dois eventos ocorridos durante o fornecimento de óleo diesel de embarcações de apoio para as instalações, 0,7 m³ para a sonda Norbe VI e 0,65 m³ para a plataforma FPSO Cidade de São Paulo.

5.3 Incidentes nas atividades terrestres

Em 2024, foram recebidos 712 comunicados de incidentes em instalações de E&P terrestre. A tabela a seguir apresenta as principais informações, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano.

712 incidentes *onshore* em **2024**

Acidentes mais comunicados

Descarga significante	214
Perda de circulação	64
Falha barreira primária perfuração/intervenção (kick)	22
Ferimento com afastamento por mais de 3 (três) dias	14
Descarga maior	10

Quase acidentes mais comunicados

Perda de contenção primária significante	262
Falha de elemento do conjunto solidário de barreira (CSB)	259
Quase acidente de alto potencial	30
Queda de objetos	22
Princípio de incêndio	15

Em comparação ao ano de 2023, houve um aumento de cerca de 28% na quantidade de incidentes ocorridos em campos terrestres. Por outro lado, merece destaque o fato de que quase 37% dos comunicados de incidentes *onshore* em 2024 são relativos à perda de contenção. Isto indica que as medidas de prevenção estão sendo ineficazes.

De forma semelhante às instalações marítimas de E&P, os dados referentes aos incidentes em instalações terrestres também são exibidos na forma de taxas. Contudo, as horas trabalhadas aqui consideradas são relacionadas apenas aos Operadores de instalações terrestres que forneceram os dados preventivos, uma vez que não foi estabelecida obrigatoriedade de envio para todos os Operadores.

Esta já tem sido a prática dos outros relatórios, o que causa uma pequena distorção dos dados, pois são considerados os incidentes de toda a indústria (numerador) e não são contabilizadas todas as horas trabalhadas (denominador), fazendo com que os índices aqui mencionados, e relacionados a horas trabalhadas, estejam majorados. Entretanto, o dado apresentado é representativo, uma vez que os principais Operadores, apresentaram estes dados.

A obrigatoriedade de envio dos dados preventivos se baseia na Nota Técnica 032/SSM/2015, a qual está em processo de revisão e, futuramente, será substituída por outra mais abrangente, a qual deverá contemplar todos os Operadores.

O *benchmarking* utilizado para os incidentes *onshore* baseia-se nos indicadores divulgados pela *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP).

O Gráfico 5.10 apresenta o indicador de fatalidades (FAR - *Fatal Accident Rate*) das atividades *onshore* no Brasil de 2014 a 2024, comparado ao índice apurado com os dados da IOGP. Devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes, foram observadas pequenas variações nas taxas dos anos anteriores.

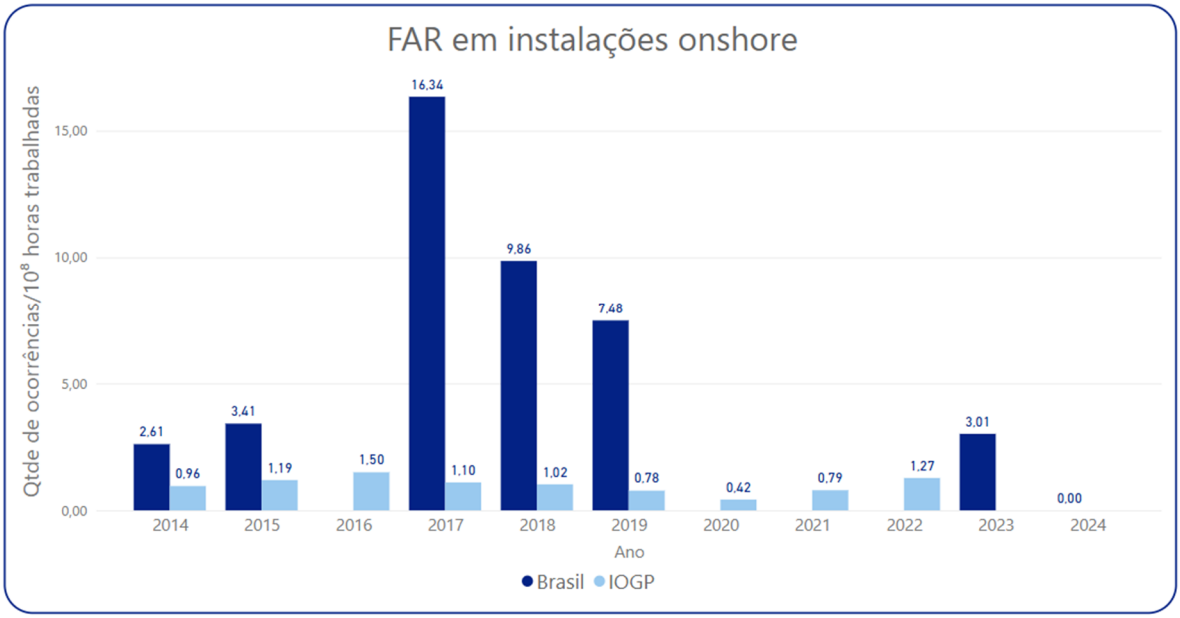


Gráfico 5.10 - FAR em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2024.

Em 2023, foi registrado um incidente com fatalidade ocorrido em sonda terrestre da Operadora Nova Petróleo, que operava no Campo de Fazenda Santo Estevão. O Relatório de Investigação deste incidente já se encontra publicado no site da ANP (Relatório de Investigação de Incidente - Nova Petróleo) e mais informações estão detalhadas no capítulo 5.5.

Felizmente, em 2024, não ocorreu nenhuma fatalidade, voltando aos índices de 2020 a 2022 para as instalações terrestres.

Percebe-se uma alteração na taxa de 2018, pois neste ano foram registradas duas fatalidades no *onshore*, ambas em sondas de produção terrestres, e a alteração está relacionada a correção no valor de horas trabalhadas.

O Gráfico 5.11 apresenta a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*. Devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes e ajustes nas horas trabalhadas, foram observadas variações nas taxas dos anos anteriores.

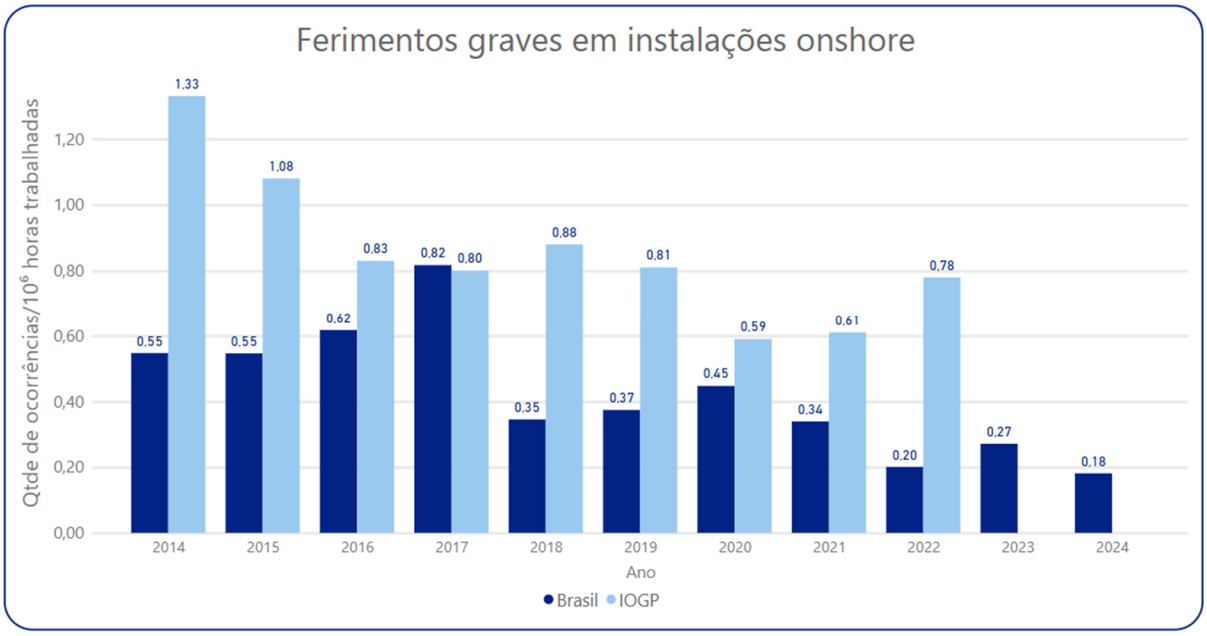


Gráfico 5.11 - Taxa de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2024.

A taxa de ferimentos graves em 2024 alcançou o menor valor da série histórica, fato muito positivo pois a atividade *onshore* tem crescido nos últimos anos.

O Gráfico 5.12 apresenta o volume de óleo descarregado em terra. Devido a correções de dados no sistema SISO_Incidentes, foram observadas pequenas variações nos volumes dos anos anteriores.

Gráfico 5.12 - Volume de óleo descarregado em atividades *onshore* entre 2014 e 2024.

Foi detectado que em 2014 um evento de perda de contenção de 50m³ de óleo e outro, em 2019, de perda de contenção de óleo de 18m³, havia sido contabilizado erroneamente como descarga, sendo estes exemplos de ajustes realizados. O volume de óleo descarregado em 2024 atingiu o segundo maior valor da série histórica, apesar de ter diminuído consideravelmente com relação ao ano de 2023. Tal fato traz uma grande preocupação a respeito de integridade e barreiras de contenção das instalações terrestres.

O maior evento de descarga maior de óleo (8,49 m^3) foi devido ao incidente de falha de elemento do conjunto solidário de barreira (CSB) do poço 7-IBU-78D-ES do campo de Inhambu, após ciclo de injeção de vapor no poço operado pela Seacrest Capixaba. Em segundo lugar, tivemos o evento de descarga significante de óleo (2,44 m^3) devido a falha da barreira primária em intervenção no poço 7-PIR-167D-AL do campo de Pilar da Origem Energia.

Importante destacar que apesar do maior evento ter ocorrido no campo de Inhambu, operado pela Seacrest, apenas em instalações terrestres operadas pela Carmo Energy foram registrados 59 incidentes de descarga de óleo em 2024, totalizando um volume de 11,59m^3.

No entanto, não existe uma metodologia estabelecida para definição do volume de óleo descarregado. A ANP verificou as metodologias adotadas e solicitou alterações quando necessário. Entende-se que há um espaço de melhoria dos Operadores quanto ao estabelecimento de metodologia para definição do volume descarregado.

5.4 Supervisão regulatória dos comunicados de incidentes

Em 2024, foram abertos 40 processos de acompanhamento de incidentes ocorridos em atividades de E&P, uma redução de 30% em relação ao ano de 2023, dada a busca por ações de maior eficácia e orientada a riscos adotadas a partir do segundo semestre de 2023.

Entretanto, para os incidentes que foram acompanhados, a ANP implementou ações regulatórias mais contundentes, chegando a casos de interdição.

Dentre os incidentes acompanhados, destacam-se: eventos em instalações marítimas que culminaram em medidas cautelares de redução de POB, incidentes de falha em elementos de conjunto solidário de barreira (CSB) e vazamentos de óleo em campos terrestres.

A partir do segundo semestre de 2023 todos os incidentes passaram por análises e aprovações no SISO-Incidentes, não havendo mais incidentes “cadastrados aguardando aprovação”.

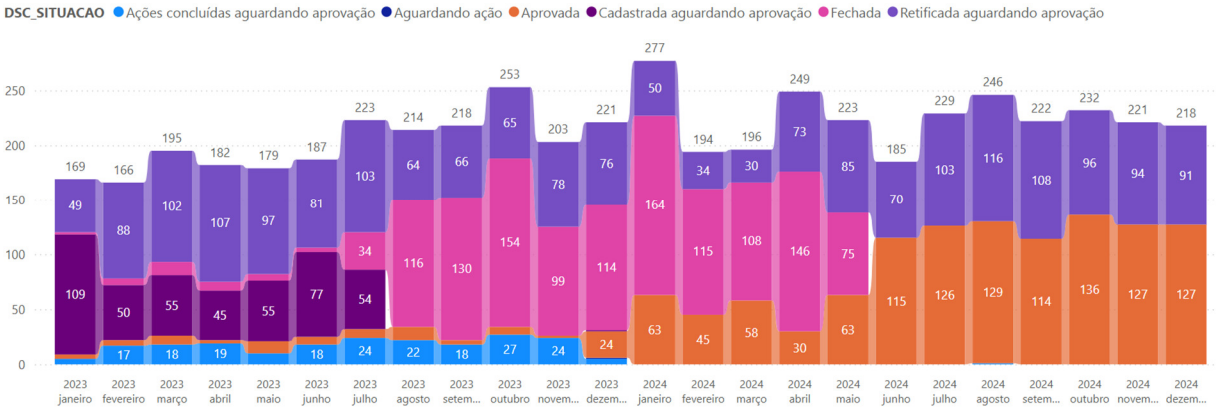


Gráfico 5.13 - Situação das Comunicações de Incidentes de 2023 e 2024

VAZAMENTO OCORRIDO EM RISER FLEXÍVEL CONECTADO AO POÇO 9-RJS-708

No dia 21 de agosto de 2024 foi constatada feição com origem indeterminada na superfície marítima, na Bacia de Santos, nas proximidades do FPSO Almirante Barroso e da P-74, sendo acionado o PEVO-BS. No dia 24 de agosto de 2024 foi identificada perda de contenção em linha de produção de óleo do poço RJS-708 conectado à plataforma P-74, operada pela Petrobras. O volume estimado de óleo vazado foi de 7,63 m^3.

A investigação realizada pela operadora apontou 5 causas básicas para o incidente: 1. O projeto não considerou o gap gerado entre a camada de sacrifício e camada interna de pressão, devido a pressurização e contração térmica; 2. O projeto não considerou aumento da tração axial e redução da força de atrito entre camada de sacrifício e camada interna de pressão; 3. Ausência de metodologia para avaliação do deslizamento entre camada de sacrifício e camada interna de pressão; 4. Ausência do limite máximo da espessura das camadas poliméricas; e 5. Ausência de critérios e testes para avaliação do deslizamento entre camada de sacrifício e camada interna de pressão.

Com base nas causas básicas, foram elaboradas 6 recomendações, a saber:

1. R01 - Avaliação de engenharia para determinar as eventuais condições e cenários de abertura de gap e potencial de deslizamento da camada de sacrifício e camada interna de pressão;
2. R02 - Realizar a adequação dos dutos em estoque e fabricação, com sua devida gestão de mudança e aprovação pela Petrobras, onde for identificada a necessidade;
3. R03 - Atualizar metodologia e critérios de projeto para considerar o modo de falha de deslizamento entre camada de sacrifício e camada interna de pressão;
4. R04 - Emitir alerta no Sistema interno Petrobras (ISBM e EDF) para bloqueio do uso dos dutos em estoque com camadas de sacrifício com espessura maior do que 4 mm, dentro do grupo de abrangência, até a conclusão da avaliação proposta na recomendação R01;
5. R05 - Revisar os certificados de projeto para incluir o limite máximo da espessura das camadas poliméricas; e
6. R06 - Revisar documentação de compra de flexíveis para incluir critérios de projeto para evitar o modo de falha de deslizamento entre camada de sacrifício e camada interna de pressão.

Por fim, como lições aprendidas, a operadora apontou:

- Atentar para possíveis impactos em caso de revisão de especificações de projetos; e
- Melhoria contínua das metodologias de projeto, análises numéricas e procedimentos de qualificação de novos produtos.

VAZAMENTO DE ÓLEO EM CAMPOS TERRESTRES

Em 16 de outubro de 2024 foi identificado pela Seacrest que o poço 7-IBUD-78-ES estava em fluxo descontrolado de vapor e emulsão oleosa para a superfície. O poço passou por um ciclo de injeção de vapor e foi equipado com bombeio mecânico no dia 10 de outubro de 2024. Após isto o poço entrou em produção por 3 dias e, assim que constatado 100% de BSW o poço foi fechado por mais 72 horas. Durante a reabertura controlada do poço, inicialmente com anular alinhado junto com a linha de produção para o tanque de produção, identificou-se aumento de pressão que ocasionou a desconexão da linha de produção na cabeça de produção com a surgência de vapor e de emulsão oleosa. O volume descarregado foi de 28,30 m^3, e a estimativa de óleo vazado foi de 8,49 m^3. Segundo dados do próprio operador, este evento gerou 9,64 Toneladas de borra oleosa, 239,3 Toneladas de resíduo contaminado com óleo e 654, 82 Toneladas de solo contaminado com óleo.

A Investigação da Operadora apontou 3 fatores causais: 1. Ruptura dos componentes da árvore de natal de bombeio mecânico; 2. Falha em colocar o poço em segurança na fase de produção; e 3. Aumento de pressão na superfície. Os fatores causais geraram 7 causas raiz para o incidente:

- CR-1: Os riscos não foram sistematicamente avaliados durante uma ou mais fases do ciclo de vida da instalação;
- CR-2: Procedimento incompleto ou situação não contemplada quanto aos controles para mitigar os riscos com os poços de influência;

- CR-3: Procedimento incompleto ou situação não contemplada quanto as manobras para colocar o poço em segurança;
- CR-4: Preparação, documentação e estabelecimento de Plano de Emergência inadequados;
- CR-5: Ausência de aplicação de Gerenciamento de Mudanças conforme procedimento;
- CR-6: Não identificar normas, padrões e boas práticas de engenharia relativas à Segurança Operacional para as construções e montagens;
- CR-7: Não considerou normas, padrões e boas práticas de engenharia no planejamento, construção, instalação e desativação devido à ausência de especificações de temperatura para elementos do CSB secundário.

A partir dos resultados da investigação, a operadora emitiu 19 ações corretivas e/ou preventivas para evitar a recorrência do incidente. Ademais, para retorno operacional seguro dos poços de injeção de vapor, as ações categorizadas como impeditivas deveriam ser implementadas. Seguem alguns exemplos de ações impeditivas elencadas pela operadora:

- Mapear todos os poços que têm influência nos campos de injeção de vapor da Seacrest;
- Instalar *Choke* positivo no anular do poço IBU-78D (na abertura inicial de 12/64");
- Revisar Análise de Preliminar de Risco (APR) de Poço Tipo de Bombeio Mecânico com Injeção de Vapor.
- Revisar o procedimento de Partida e Parada do Poço, inserindo as manobras operacionais a serem realizadas em caso de parada de emergência, principalmente ações para colocar o poço em segurança;
- Revisar o Plano de Resposta a Emergência de Controle de Poço, contemplando a fase de produção e integrar com os demais planos de resposta a emergência da SEACREST;
- Verificar se o layout construtivo do Articulado da linha de produção dos demais poços estão em conformidade com o Isométrico e adequar as anomalias identificadas;
- Elaborar relatório de engenharia com dimensionamento e especificação dos equipamentos de superfície (cabeça de produção) para os poços que sofreram injeção de vapor, atendendo principalmente as classes de pressão e temperatura em conformidade com as normas (API-6.A etc.).

5.5 Publicação de relatório de investigação de incidente: Fatalidade de torrista da sonda da Nova Petróleo

Em 05 de setembro de 2024, a ANP publicou o relatório da investigação do acidente com fatalidade ocorrido em outubro de 2023 na sonda de produção terrestre, que operava para a empresa Nova Petróleo.

Em 02 de outubro de 2023, empregado preparava a sonda Nova Petróleo 01 (NP-01) para desmontagem e transporte, quando sofreu uma queda ao chão, tendo sido constatado o óbito por politraumatismo. Uma comissão de investigação foi montada na SSO e realizou uma investigação independente, com relatório de investigação emitido e aprovado pela diretoria colegiada da ANP.

Um item de destaque nesta fatalidade foi a falta de sistematização da empresa, baixa cultura de segurança e a disponibilização de EPIs que dificultavam a utilização deles, enquanto é amplamente utilizado outros tipos de trava quedas em sondas similares.

A equipe da CGI/SSO também avaliou a investigação realizada pela Operadora, considerando-a insuficiente, por não estabelecer todos os fatores causais e causas raízes, além de ter sido realizada por investigador-líder sem evidência de treinamento em técnicas de investigação.

SEÇÃO 6

CONCLUSÕES

A 6ª seção do Relatório Anual de Segurança Operacional apresenta as conclusões da SSO/ANP a respeito do panorama discutido nas seções anteriores.

Uma integração das observações de cada seção é realizada, reforçando-se a motivação e o propósito de cada ação regulatória desenvolvida e dos desafios propostos para a indústria, visando à segurança e ao desenvolvimento sustentável das atividades reguladas.

Os avanços na Agenda Regulatória exigiram um enorme esforço interno com 475 horas dedicadas ao trabalho de revisão do SGSO que será submetido à Diretoria Colegiada da ANP para continuidade e decisão quanto à nova rodada de participação social.

A novidade regulatória de 2024 foi a aprovação de Enunciados pela ANP com a publicação da Súmula ANP nº 1/2024, acerca da necessidade de disponibilidade de baleeiras com capacidade para evacuar a totalidade de pessoas a bordo das instalações marítimas conforme preconizam as Filosofias de Segurança de Projeto das unidades.

Em relação a performance dos Operadores nas auditorias de segurança operacional da ANP e nas ações realizadas após ocorrência de incidentes, foi evidenciado aumento significativo no quantitativo de situações de Risco Grave e Iminente (RGI) identificados pela SSO, as quais resultaram em um número recorde de medidas cautelares de interdição lavradas em 2024.

As não conformidades Críticas ocorreram, majoritariamente, nas Práticas de Gestão 13 e 11. O maior percentual destes desvios se concentrou nas falhas na gestão de integridade (46%) e falhas no contingenciamento e na identificação de elementos críticos (13%). Isto posto, demonstra que a indústria precisa direcionar mais esforços na superação de desafio explicitado nos relatórios anuais de segurança operacional de anos anteriores:

Desafio #2024.1: 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.

Em 2024 observou-se um aumento das atividades em campos terrestres em termos de mão-de-obra e número de poços perfurados, o que reflete um melhor aproveitamento das reservas petrolíferas brasileiras em um mercado mais diversificado após os desinvestimentos da Petrobras. O número de casos de cessão de direitos por parte da Petrobras diminuiu significantemente, mas as cessões entre operadoras de um modo geral ainda exigem esforço em termos de análise de Documentação de Segurança Operacional, pareceres no âmbito do CAPP e ações de fiscalização.

O ano de 2024 também refletiu um aumento em aprovações de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI), especialmente devido à proximidade de finalização dos contratos da Rodada 0 em agosto de 2025. Para os próximos cinco anos são previstos investimentos da ordem de 70 bilhões de reais em descomissionamento, sendo 70% desse valor relacionado a abandono e arrasamento de poços.

Em 2024, quanto à operação das sondas e poços, ainda houve diversos achados relacionados à ausência de monitoramento de poços em situação de abandono temporário, bem como dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) degradados. Especialmente em relação aos CSBs, a SSO emitiu a Nota Técnica nº 9/2024 com o objetivo de propor ações para os agentes regulados e para a fiscalização da ANP em termos de prazos para recompor as barreiras de segurança dos poços.

Deste modo, os Operadores devem implementar esforços adequados para garantir a integridade dos elementos de CSB, implementar o monitoramento adequado de poços e enfrentar o desafio proposto no relatório sobre o abandono seguro.

Desafio #2024.2: Monitoramento e adequado gerenciamento de integridade de poços em operação ou abandono temporário, e provisionamento de recursos para abandono permanente e arrasamento de poços para os quais não haja interesse no retorno à operação.

Ainda em termos de poços, foi consolidado entendimento na ANP sobre a responsabilidade em relação aos chamados “poços órfãos” por meio de decisões da Diretoria Colegiada. O aprofundamento na análise do tema pela SSO, seguido de apreciação da Procuradoria Federal junto à ANP, resultou na emissão de três pareceres referenciais que concluíram ser a Petrobras a pessoa jurídica legalmente obrigada a abandonar e recuperar o meio ambiente degradado, baseado na responsabilidade ambiental objetiva. As decisões da Diretoria da ANP determinaram até o momento

o abandono de 95 poços pela Petrobras. Existem ainda processos administrativos em análise pela área técnica da SSO acerca do tema.

Em relação aos acidentes ocorridos no ano, destaca-se a interligação destes com questões de integridade de ativos, especialmente de dutos e tubulações, tanto nos vazamentos de gás inflamável (*offshore)* como nas descargas de substâncias (*onshore).* A prevenção de grandes acidentes envolve o adequado gerenciamento de integridade e da disponibilidade de elementos críticos de segurança operacional.

Desafio #2024.3: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.

Apesar dos dados de incidentes refletirem ainda uma necessidade de melhoria por parte dos operadores, merece destaque o fato de, pela primeira vez na série histórica, não ter havido fatalidade em instalações *offshore* e *onshore* de E&P em 2024.

Destaca-se também que foram realizados no ano workshops, eventos e reuniões com a indústria, como forma de aumentar a participação social e o debate com os interessados no processo de revisão regulatória do SGSO e como fomento da segurança das operações.

Finalmente, no intuito de incentivar a adoção das melhores práticas da indústria do petróleo, em 2024, a SSO/ANP: (i) ratificou seu interesse em acordos de cooperação com outros reguladores e com a academia; (ii) firmou participação em projetos integrados com a indústria; (iii) promoveu amplos debates sobre segurança operacional para os ambientes *offshore* e *onshore* no âmbito de fóruns nacionais relevantes da indústria; (iv) participou de congressos e publicou trabalhos em veículos nacionais e internacionais.