

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2020

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente



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
e Meio Ambiente



Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Araújo

Dirceu Amorelli

José Cesário Cecchi

Marcelo Castilho (Diretor substituto)

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente-adjunta de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Mariana Rodrigues França

Elaboração

Alexandre Maciel Kosmalski Costa

Ana Karolina Muniz Figueiredo

André Luiz de Oliveira Canfora

Brendon Garcia Reis

Caroline Pinheiro Maurielli de Moraes

Daniela Goñi Coelho

Daniella Christina Xavier de Oliveira

Francisco José Marcelo Pereira

Gabriela Roman Michalowski

Jessica Barreto de Moraes

Karen Alves de Souza

Leonardo Michels Rojas Christo

Lívia Cartolano da Silva

Luciene Ferreira Pedrosa

Nayara Nunes Ferreira

Moisés Vieira Pinto

Rafael Augusto do Couto Albuquerque

Thiago da Silva Pires

Revisão

Laís Palazzo Almada

Mariana Rodrigues França

Aprovação

Raphael Neves Moura

Revisão: 02

Emissão: abril de 2022

Rev.	Descrição	Elaborado	Revisado	Aprovado	Páginas alteradas
01	Alteração dos gráficos de fatalidade e ferimentos graves <i>onshore</i>	DGC	MRF	RNM	43, 44
02	Alteração dos gráficos de quantidade de não conformidades críticas emitidas por ano e de incêndios maiores em instalações <i>offshore</i>	LFP	NNF	RNM	31, 41

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	1
1. PANDEMIA DE COVID-19	5
1.1 DESDOBRAMENTOS NA SEGURANÇA OPERACIONAL.....	5
1.2 AUDITORIAS DE POB (COVID-19)	7
2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	9
2.1 INÍCIO DE ATIVIDADES EM 2020	11
2.2 DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES.....	13
3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL	14
3.1 AUDITORIA DE CESSÃO DE DIREITOS	19
3.2 AUDITORIAS TEMÁTICAS.....	22
3.2.1 Auditoria para avaliação das válvulas SDV, sistema de dilúvio e drenagem	23
3.2.2 Auditoria de avaliação de barreiras dos cenários de incêndio e explosão	25
3.2.3 Auditoria para avaliação do gerenciamento de grandes emergências em poços.....	26
3.3 AUDITORIA PARA AVALIAÇÃO DE CONTINGENCIAMENTO DEVIDO À MOVIMENTO GREVISTA	27
3.4 AUDITORIA PRÉ-OPERACIONAL	28
3.5 GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS	29
3.6 NÃO CONFORMIDADES CRÍTICAS E MEDIDAS CAUTELARES.....	30
4. INFRAÇÕES	33
5. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS	35
5.1 INCIDENTES NAS ATIVIDADES MARÍTIMAS	35
5.2 INCIDENTES NAS ATIVIDADES TERRESTRES	42
5.3 LIÇÕES APRENDIDAS COM OS INCIDENTES OPERACIONAIS	44
5.3.1 Falhas em tanques de carga e o projeto LabTank.....	45
5.3.2 Falhas em risers.....	46
5.3.3 Cinco anos do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus	48
6. AR CABOUÇO REGULATÓRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL NA EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	51
7. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	54
8. AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÃO	55
9. LICENCIAMENTO AMBIENTAL E A DEVOLUÇÃO DE PRAZO OU SUSPENSÃO DE CONTRATOS DE E&P	58
9.1 BACIAS SEDIMENTARES TERRESTRES.....	59
9.2 BACIAS SEDIMENTARES MARÍTIMAS	60
9.3 WORKSHOP SOBRE APERFEIÇOAMENTO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL	62
9.4 PROGRAMA REATE	63
10. COOPERAÇÕES E PARCERIAS	63
10.1 OURO NEGRO.....	64
10.2 PSA.....	66
10.3 US-BRAZIL ENERGY FORUM	66
11. CONCLUSÕES.....	67

RESUMO EXECUTIVO

No presente relatório são apresentados os resultados de segurança operacional das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural para o ano de 2020, apurados pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), em atendimento à atribuição disposta na Portaria ANP nº 265/2020, que estabelece o regimento interno da ANP.

São detalhados, portanto, os resultados das fiscalizações regulares e da verificação de incidentes, no intuito de apresentar os indicadores de desempenho de segurança operacional e os resultados de ações de injunção relacionadas à indústria de E&P no Brasil. De forma complementar, são apresentadas informações sobre o arcabouço regulatório de segurança operacional, processo de cessão de direitos e descomissionamento de instalações.

No que se refere aos aspectos ambientais, são divulgados os resultados das atividades desenvolvidas em colaboração com os órgãos ambientais, com foco na realização das rodadas de licitação e na busca de soluções para aprimorar o processo de licenciamento e a conformidade ambiental das atividades de E&P. A partir deste ano, também passam a ser divulgadas as informações sobre emissões de gases de efeito estufa (GEE) provenientes das atividades desenvolvidas no âmbito dos contratos de partilha da produção, conforme Lei nº 12.351/2010. O relatório também apresenta o planejamento preliminar da ANP para incentivar a mitigação das emissões por parte da indústria.

O ano de 2020 foi marcado pela pandemia de Covid-19, que demandou uma atuação diferenciada, tanto do setor de E&P, quanto da SSM, na condução de suas atividades. Alterações provisórias no arcabouço regulatório, como as dispostas na Resolução ANP nº 816/2020 e 820/2020, e a realização de auditorias remotas, foram implementadas, para que o controle dos riscos - necessário para salvaguardar a vida humana, o meio ambiente e os ativos - fosse mantido, durante o estado de emergência.

Em relação ao nível de atividade em 2020, as operações marítimas foram responsáveis por cerca de 97% da produção de petróleo e 84% da produção de gás no Brasil, representando 79% das horas trabalhadas, apesar de corresponder a apenas 8% do total de poços produtores. No que se refere à perfuração de poços, as atividades tiveram maior nível no ambiente terrestre, com 59%.

Em 2020, foram realizadas pela SSM 71 fiscalizações de segurança operacional de caráter preventivo. A abordagem de auditorias temáticas, com foco em elementos críticos de segurança, permaneceu em 2020 com a intenção de estimular o desenvolvimento de ações relacionadas aos Desafios #2¹ e #3² do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019. Foram incluídos ainda como temas, a avaliação de barreiras dos cenários de incêndio e explosão e o gerenciamento de grandes emergências em poços.

Foram identificadas 458 não conformidades em sede de fiscalização, sendo 68 delas críticas, o maior número constatado em um único ano. Apesar disso, a quantidade de

¹ Desafio #2 – Melhoria significativa na identificação e análises de riscos, com metodologias reconhecidas pelas melhores práticas, critérios claros de tolerabilidade ao risco e medidas e recomendações dos estudos implementados previamente à atividade, considerando todas as etapas do ciclo de vida das instalações (seja poço, sistema submarino, unidade marítima ou terrestre de produção e perfuração).

² Desafio #3 – Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção.

interdições foi inferior a 2019, demonstrando que os operadores foram capazes de implementar medidas que afastassem o risco grave e iminente ainda dentro do período da atividade de fiscalização. Um aprimoramento na execução das auditorias internas, bem como na implementação dos seus resultados, poderia melhorar esses índices, ou, ao menos, diminuir a criticidade das não conformidades.

As multas de segurança operacional, aplicadas a partir de 77 processos julgados em 1^a Instância, totalizaram R\$ 97.724.379,50. As multas recolhidas no período, por sua vez, totalizaram R\$ 76.463.076,36³.

Problemas no processo de cessão de direitos e na transição operacional já tinham sido identificados em 2019, no Desafio #4⁴ do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019, e continuam merecendo atenção especial. Durante auditorias, verificou-se, em alguns casos, que a estrutura do cessionário ainda não estava constituída e que os dados relevantes para o início da operação do campo não haviam sido transferidos. Neste sentido, considera-se necessária uma maior interação entre o cedente e o cessionário, para identificação de perigos e avaliação dos riscos das instalações objeto da cessão de direitos.

Na análise dos incidentes, merece destaque o fato de não ter havido fatalidades em instalações onshore de E&P, em 2020. Em instalação offshore, ocorreu uma fatalidade durante uma operação de mergulho na Plataforma P-33, operada pela Petrobras.

Em 2020, observou-se uma diminuição significante no volume de óleo descarregado no mar, com o menor valor registrado na série histórica. Apesar da melhora, que pode ser atribuída aos esforços envidados frente ao Desafio #1⁵ do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019, incidentes com falha em tanques de carga e em risers estão ocorrendo com frequência relevante e precisam ser enfrentados.

As lições aprendidas com incidentes também precisam ser efetivamente incorporadas aos sistemas de gestão de segurança operacional dos operadores. Durante as auditorias, constatou-se que os aprendizados com o incidente no FPSO Cidade de São Mateus, que completa 5 anos em 2020, não estão sendo considerados. Constatou-se, inclusive, que recomendações emitidas em decorrência de incidente com incêndio não foram aplicadas na própria unidade na qual ocorreu o evento.

Em relação à avaliação ambiental prévia as rodadas de licitações, a ANP realizou articulação com cinco órgãos ambientais estaduais, com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e com a Fundação Nacional do Índio (Funai), com vistas à oferta de 487 áreas em treze bacias sedimentares na 17^a Rodada, na 7^a Rodada de Partilha e na Oferta Permanente de Áreas.

Foram concluídos em 2020 os Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS) relacionados às Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) da bacia terrestre do Solimões e das bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe. Conforme Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012, trata-se de um processo multidisciplinar de

³ Os operadores fazem jus a desconto de 30% no valor da multa, caso renunciem ao direito de recorrer à 2^a Instância. O recolhimento também pode ocorrer, em alguns casos, somente no ano-calendário seguinte.

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

⁵ Desafio #1 – Aumento da robustez das ações de prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar, através de auditorias de barreira, implementação de ações de abrangência e lições aprendidas.

abrangência regional, que visa identificar áreas aptas à outorga de blocos exploratórios, além de gerar informações ambientais regionais para subsidiar o licenciamento ambiental. Os dois estudos ainda precisam ser validados por uma Comissão Interministerial, a ser composta por representantes do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Meio Ambiente (MMA).

No que se refere aos contratos de concessão suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o ano de 2020 encerrou com 17 contratos suspensos no ambiente *onshore*, sendo 82% em virtude de restrições ao fraturamento hidráulico não convencional. Ressalta-se um esforço conjunto entre a SSM, o Instituto do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos (Inema), órgão ambiental da Bahia, e os operadores de contratos localizados na bacia do Recôncavo, que possibilitou a emissão de licenças ambientais que permitiram o retorno de dois contratos ao curso natural. Já no ambiente *offshore*, o ano finalizou com 35 contratos suspensos, sendo 40% deles localizados na bacia de Barreirinhas, situada em área de nova fronteira exploratória na Margem Equatorial.

Iniciativas para o aprimoramento do processo de licenciamento ambiental vêm sendo desenvolvidas, tais como o projeto “poço transparente”, com foco em projeto piloto utilizando fraturamento hidráulico não convencional, o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REAT) e a realização de workshop com órgãos governamentais e a indústria. Todas essas ações contam com a participação da ANP, que visa a realização das atividades de forma segura e sustentável, com respeito ao meio ambiente e a sociedade.

Em 2020, destaca-se a intensificação da parceria da ANP com as instituições que compõem a Operação Ouro Negro, em decorrência, principalmente, da pandemia de Covid-19. Além disso, foi assinado Acordo de Cooperação Técnica com o órgão regulador norueguês *Petroleum Safety Authority* (PSA), com vistas à cooperação e ao compartilhamento de informações, e iniciadas tratativas com o *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE), órgão regulador americano, para realização de workshop sobre descomissionamento de instalações. A qualidade da investigação de incidentes também está sendo discutida com a *Commission for Regulation of Utilities* (CRU), órgão regulador da Irlanda. Com essas parcerias, que se soma a participação da ANP no *International Regulators Forum* (IRF), a SSM mantém um *benchmarking* de alto nível, fundamental para a melhoria contínua do arcabouço regulatório, visando à proteção da vida humana e do meio ambiente nas atividades de E&P conduzidas no Brasil.

O relatório de segurança operacional da ANP de 2019 indicou quatro desafios para a indústria. Dentre eles, o **Desafio #4: “Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção)”**, ainda precisa ser superado pela indústria para a melhoria da segurança das operações.

Acrescenta-se a necessidade de implementação de ações para:

- **Desafio #1: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.**
- **Desafio #2: Aprimoramento da execução das auditorias internas e da implementação de planos de ação, visando à diminuição dos riscos das atividades e, consequentemente, a redução dos índices de não conformidades críticas.**

- **Desafio #3: Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.**
- **Desafio #4: Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção).**

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.

1. PANDEMIA DE COVID-19

1.1 Desdobramentos na segurança operacional

Em 26/02/2020, registrou-se o primeiro caso de Covid-19 no Brasil. A primeira morte foi notificada pelo Ministério da Saúde em 17/03/2020, quando também foi decretada a emergência de saúde pública no Estado do Rio de Janeiro. Em consequência, a ANP, nesta mesma data, notificou os operadores de contrato de E&P marítimos a fornecer diariamente as seguintes informações: (i) medidas adotadas pelo operador para conter a disseminação da doença; (ii) casos suspeitos e confirmados de Covid-19 em cada uma das instalações; e (iii) impactos à segurança operacional e à produção.

Com base no acompanhamento inicial dos impactos e desdobramentos da pandemia, em 20/04/2020, a ANP emitiu a Resolução ANP nº 816/2020, que alterou temporariamente o arcabouço regulatório, estabelecendo procedimentos a serem adotados pelos agentes regulados durante o estado de emergência. Para a elaboração desta norma, foram analisadas solicitações, oriundas das associações que representam os operadores de contrato e de prestadores de serviço, bem como consultadas referências internacionais⁶.

No que tange à segurança operacional, as mudanças preconizadas na resolução permitiram que os operadores concentrassem seus esforços nas ações que visavam à continuidade operacional das atividades de E&P, consideradas essenciais⁷, sem descuidar o gerenciamento dos riscos. Destacam-se: (i) a redução do custo administrativo dos agentes regulados; (ii) a flexibilização de prazos para realização de auditoria interna e para revisão das análises de risco; (iii) a autorização prévia da ANP para início ou reinício das operações; e (iv) o escopo da fiscalização focado em denúncias e situações graves.

Entre março e dezembro de 2020, 77 unidades de produção *offshore* tiveram que interromper sua produção durante algum período, grande parte em função do desequilíbrio oferta-demanda por petróleo e seus derivados, que tornou subcomercial algumas das operações marítimas. Contudo, menos de 10% destas paralisações (6 unidades) foram em decorrência de surto de Covid-19 a bordo. Uma unidade, por exemplo, experimentou dois surtos em momentos distintos, com a primeira paralisação tendo interrompido as operações a bordo por mais de 120 dias.

Além dos casos nas unidades de produção, houve episódios em sondas de perfuração e um surto a bordo de um flotel que apoiava o comissionamento de uma nova unidade de produção. Este foi o maior surto *offshore* reportado, com a contaminação de 161 trabalhadores. O impacto desse surto foi um atraso de 10 meses no cronograma de comissionamento.

Em 30/05/2020, foi registrado o primeiro caso de morte por Covid-19 de um trabalhador que esteve a bordo de uma instalação *offshore*. Até dezembro de 2020, foram registrados mais dois casos, totalizando três fatalidades em 2020 entre trabalhadores que acessaram as instalações marítimas de E&P no Brasil.

⁶ CCPS (Center for Chemical Process Safety). Insights for Managing Process Safety During and Following the Covid-19 Pandemic and Similar Crises – Risk Based Process Safety During Disruptive Times, Monograph, 2020. Disponível em:

<https://www.aiche.org/sites/default/files/html/544906/files/downloads/RBPS%20in%20Disruptive%20Times%20V3.1.pdf>

⁷ Decreto 10.282, de 20 de março de 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10282.htm

Enquanto a Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa) monitora as medidas relativas a prevenção e contenção de surtos pandêmicos, a ANP acompanha continuamente os impactos da pandemia na segurança das operações de E&P, certificando-se de que os operadores mantêm um adequado controle dos riscos. Além disso, o monitoramento também é realizado juntamente com os demais órgãos que compõem a Operação Ouro Negro (Marinha do Brasil, Ibama, Ministério Público do Trabalho e Secretaria de Inspeção do Trabalho), que emitiu diretriz para operações *offshore* durante o estado de emergência decorrente da Covid-19⁸.

Com base nas informações recebidas, a ANP passou a disponibilizar o painel dinâmico de “Dados de COVID em unidades de E&P” no seu site⁹, conferindo total transparência para a sociedade dos impactos da pandemia na manutenção das atividades petrolíferas *offshore*, consideradas essenciais, diante da emergência pública (Figura 1).

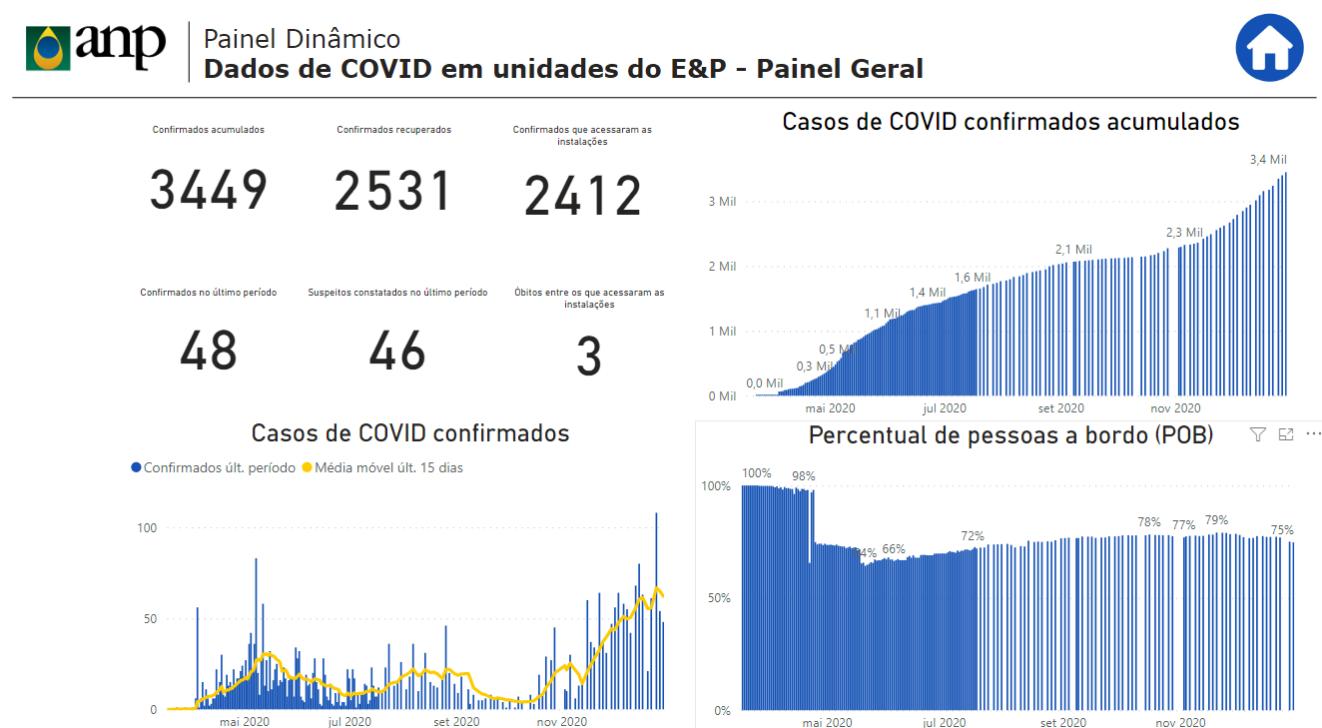


Figura 1 – Dados de Covid-19 recebidos pela ANP em 2020

A análise dos dados indica que:

- Os casos aumentaram repentinamente em maio de 2020, com um crescimento mais lento até dezembro de 2020, quando há um aumento na velocidade de contágio, apontando para um viés de crescimento, o que é observável não apenas em instalações *offshore*, mas também em nível nacional;
- Observando a média móvel dos últimos 15 dias de casos confirmados, nota-se que, ao final de 2020, as instalações *offshore* enfrentavam uma terceira “onda”,

⁸ Disponível em: http://www.anp.gov.br/arquivos/atuacao/e&p/ssm/recomendacao_ouro_negro_coronavirus.pdf

⁹ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-de-dados-de-covid-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>

significantemente superior, em quantidade de casos, às duas ondas anteriores, ocorridas em maio e setembro de 2020;

- A redução do *personnel on board* (POB) atingiu seu maior patamar logo no início da pandemia, diminuindo lentamente até atingir uma redução média de 20% em outubro de 2020. Os impactos da redução do POB na segurança das operações de E&P foram avaliados pela ANP em suas fiscalizações, conforme detalhadamente descrito a seguir.

A Resolução ANP nº 816/2020, alterada pela Resolução ANP nº 820/2020, tem vigência até 31/03/2021, quando será substituída pela Resolução ANP nº 836/2020, a qual estabelecerá novos procedimentos, que acompanharão a evolução dos sistemas de gerenciamento de segurança e os requisitos para operação em contingência, em função da pandemia.

1.2 Auditorias de POB (Covid-19)

As “auditorias de POB (Covid-19)” tiveram como foco a avaliação do POB (*personnel on board*) das unidades e o impacto da sua redução, decorrente da pandemia de Covid-19, nos aspectos de segurança das operações. Essas auditorias foram executadas remotamente, por operador da instalação, e abrangeram múltiplas unidades simultaneamente.

Os objetivos específicos das auditorias foram: (i) verificar se o POB mínimo e a Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) de bordo estavam completos, não somente em termos quantitativos, mas também por função; (ii) avaliar se o operador era capaz de executar os procedimentos críticos de segurança operacional, considerando o POB mínimo estabelecido; (iii) verificar se o gerenciamento de mudança de pessoas, necessário para gestão das substituições e ausências temporárias, era realizado.

A execução das fiscalizações resultou nos seguintes desdobramentos:

Procedimentos específicos. Os procedimentos passaram a ser atualizados à medida que se entendia o comportamento da doença e quando havia lições aprendidas obtidas com surtos. A ANP solicitou a atualização das Matrizes de Correlação, incluindo os procedimentos estabelecidos para implementação do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) sob o novo cenário, considerando, entre outros aspectos, a Prática de Gestão nº 4 – Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos.

Estudos de riscos da instalação. Os operadores revisitaram seus estudos de riscos para incluir os novos cenários que surgiram com a pandemia e para avaliar se, com a redução do POB, as salvaguardas que necessitavam de ação humana permaneciam implementadas. A ANP também reforçou a necessidade de: (i) continuar as atividades de manutenção essenciais; (ii) gerenciar adequadamente os eventuais casos da doença a bordo, demonstrando conhecimento do quantitativo de pessoal próprio e de terceirizados; e (iii) classificar os riscos com base na categorização das suas matrizes de risco.

POB e EOR mínimos. Os operadores passaram a definir em seu sistema de gestão qual seria o POB operacional mínimo, isto é, o número de pessoas necessárias para dar andamento às atividades normais durante a operação e, também, a equipe de resposta a emergência mínima para atuar durante a ocorrência de algum incidente ou de qualquer outro acontecimento que demandasse uma resposta em tempos de contingenciamento. Também foram estabelecidas ações voltadas ao enfrentamento da doença e suas consequências mais diretas como, por exemplo, aquelas necessárias para lidar com a ausência de profissionais-chave para continuidade operacional, tais como lideranças de bordo, médicos, enfermeiros e técnicos de segurança.

Atividades essenciais e não essenciais. Devido à redução do POB e, com isso, diante da impossibilidade de a equipe de bordo conduzir todas as tarefas dos planos de manutenção, os procedimentos passaram a definir as atividades consideradas essenciais, que deveriam continuar sendo realizadas durante a pandemia, e as não essenciais, que poderiam ser postergadas.

Estrutura de suporte para o gerenciamento da emergência em terra. Considerando a redução do POB, foi estabelecida estrutura em terra capaz de reduzir a carga de tarefas do pessoal de bordo. Também foram estabelecidos procedimentos que refletissem as restrições provocadas por fatores externos e que pudessem afetar a logística de serviços críticos e essenciais.

Critérios para continuidade operacional das instalações. Os operadores passaram a definir critérios claros e objetivos para continuidade operacional das instalações, estabelecendo previamente as condições de parada das atividades, parada total da produção, desembarque das equipes, eventual *lockdown* e abandono da unidade.

Comunicação para a força de trabalho. Visando evitar comportamentos inseguros que pudessem afetar a segurança operacional, os operadores estabeleceram procedimento para comunicar os casos confirmados, suspeitos e os contactantes, de modo a garantir a mitigação do impacto psicológico na força de trabalho, reduzindo, assim, reações de tensão, medo e pânico.

Considerando os desvios identificados durante tais ações de fiscalização, estruturadas especificamente para o momento de pandemia, identificam-se diversas lições e oportunidades de aprimoramento dos sistemas de gerenciamento de segurança para lidar com situações que levem à redução do POB, seja por surtos e infecções a bordo, seja por questões ambientais ou sociais (greves, por exemplo), dentre elas, destaca-se:

- Garantir a presença de determinadas funções (inclusive lideranças de bordo) para as quais foram observadas ausências e que faziam parte do POB mínimo e eram essenciais para condução de procedimentos críticos de segurança operacional;
- Verificar a adequação do POB das unidades ao POB mínimo estabelecido. Exemplos de descumprimento: (i) indisponibilidade de operadores da sala de controle; (ii) indisponibilidade do superintendente de produção, de manutenção e de marinha, por longos períodos; (iii) ausência concomitante do OIM e do superintendente de manutenção; (iv) indisponibilidade da equipe de nível operacional;
- Assegurar a presença de todos os cargos para execução dos procedimentos críticos;
- Garantir a EOR definida no Plano de Resposta a Emergência;
- Dar tratamento às ações decorrentes de manutenção e de desvios identificados em inspeções de equipamentos/sistemas críticos de segurança;
- Executar testes de equipamentos/sistemas críticos de segurança;
- Avaliar os impactos em termos de segurança operacional (cenário de risco de *blowout*, por exemplo) devido ao atraso sequencial de manutenções/testes em elementos críticos.

Observa-se, portanto, que o acompanhamento e a fiscalização das atividades propiciaram um robusto aprendizado, sendo possível evidenciar a mudança de um cenário inicial, caracterizado pela identificação e entendimento dos impactos decorrentes da pandemia de Covid-19 no gerenciamento de segurança operacional, para um cenário mais estabilizado, com a

implementação de procedimentos de controle e contingenciamento em face de qualquer eventual surto a bordo.

2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Os dados apresentados no Gráfico 1, Gráfico 2 e Gráfico 3 mostram a evolução do nível de atividades da indústria de E&P de petróleo e gás natural desde 2009¹⁰, divididos em: (i) atividades em sondas marítimas¹¹; (ii) atividades de produção em campos marítimos; e (iii) atividades de produção em campos terrestres¹².

Como pode ser observado no Gráfico 1, as atividades em sondas marítimas apresentaram leve declínio nos últimos cinco anos, após um período de decaimento mais acentuado.

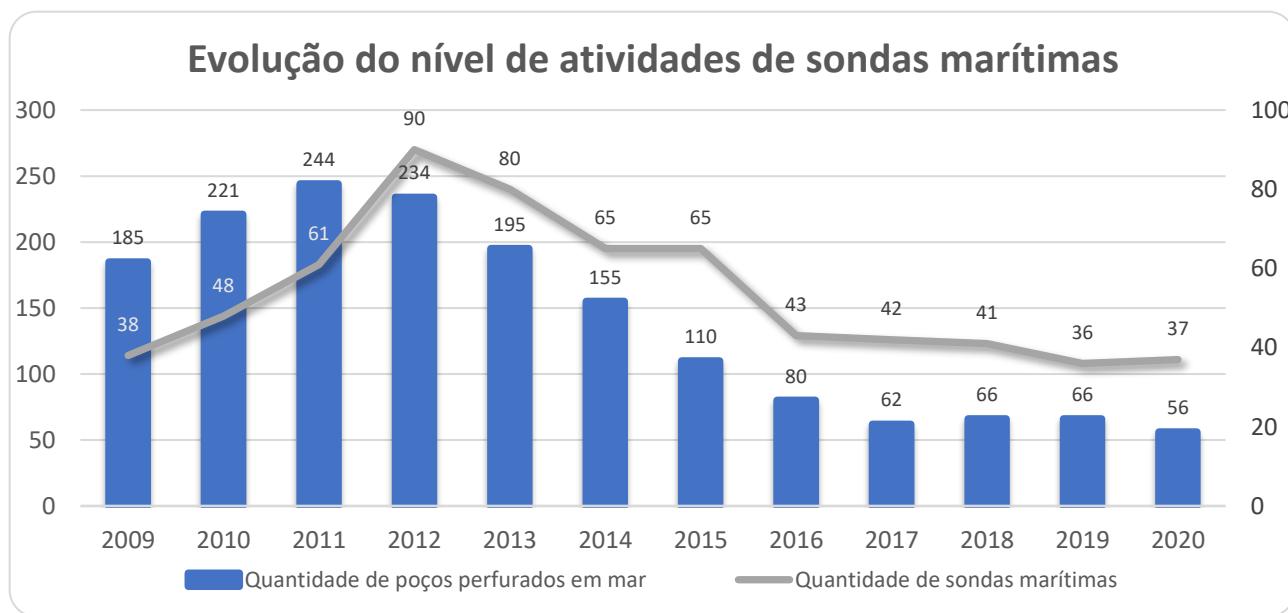


Gráfico 1 – Evolução do nível de atividades em sondas marítimas desde 2009

A produção de petróleo *offshore* teve um aumento de 6,3% em relação ao ano anterior, apesar de a quantidade de poços produtores e as horas de trabalho em plataformas marítimas terem apresentado redução da ordem de 20% no mesmo período, ratificando a tendência de aumento da produtividade dos poços marítimos (Gráfico 2). A diminuição das horas de trabalho pode ser parcialmente atribuída à redução da quantidade de pessoas a bordo das instalações em decorrência da pandemia de Covid-19.

¹⁰ As atividades consideradas neste relatório incluem as sondas e plataformas marítimas, além dos campos terrestres.

¹¹ As atividades em sondas marítimas englobam as atividades de perfuração, completação, teste de formação e intervenção em poços.

¹² A atividade em campos terrestres refere-se aos campos que estão sob o regime de segurança operacional estabelecido na Resolução ANP nº 02/2010, ou seja, campos com produção superior a 15 m³/dia de óleo ou 2.000 m³/dia de gás natural.

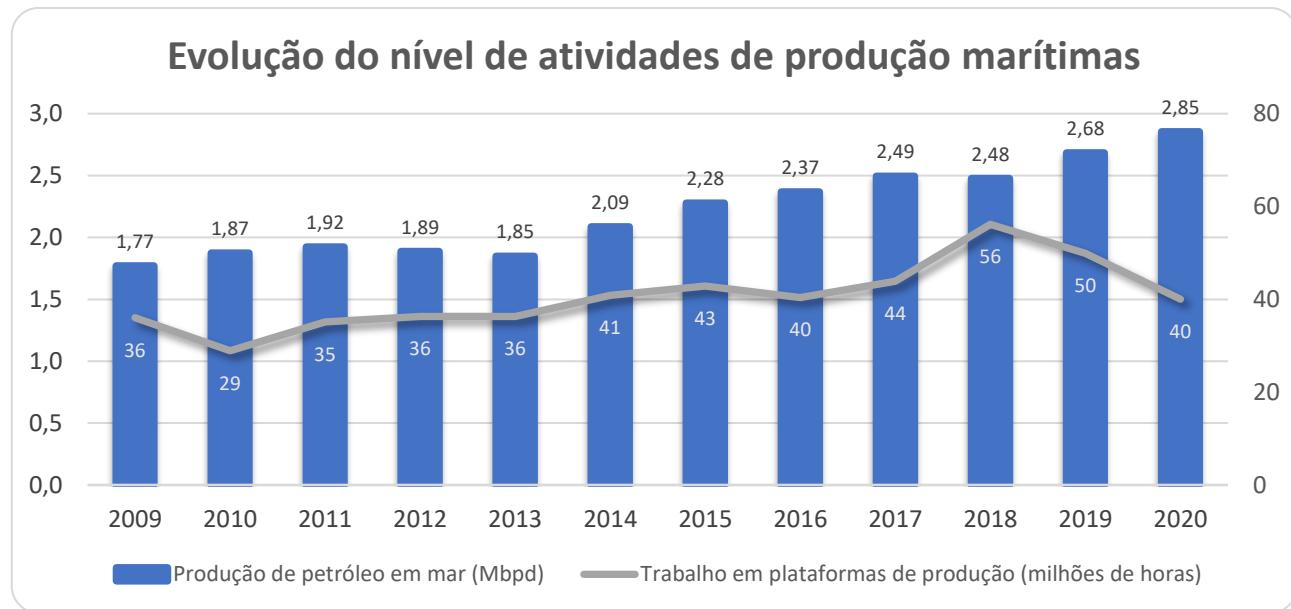


Gráfico 2 – Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

O Gráfico 3 ratifica a tendência de declínio na atividade terrestre observada desde 2012.

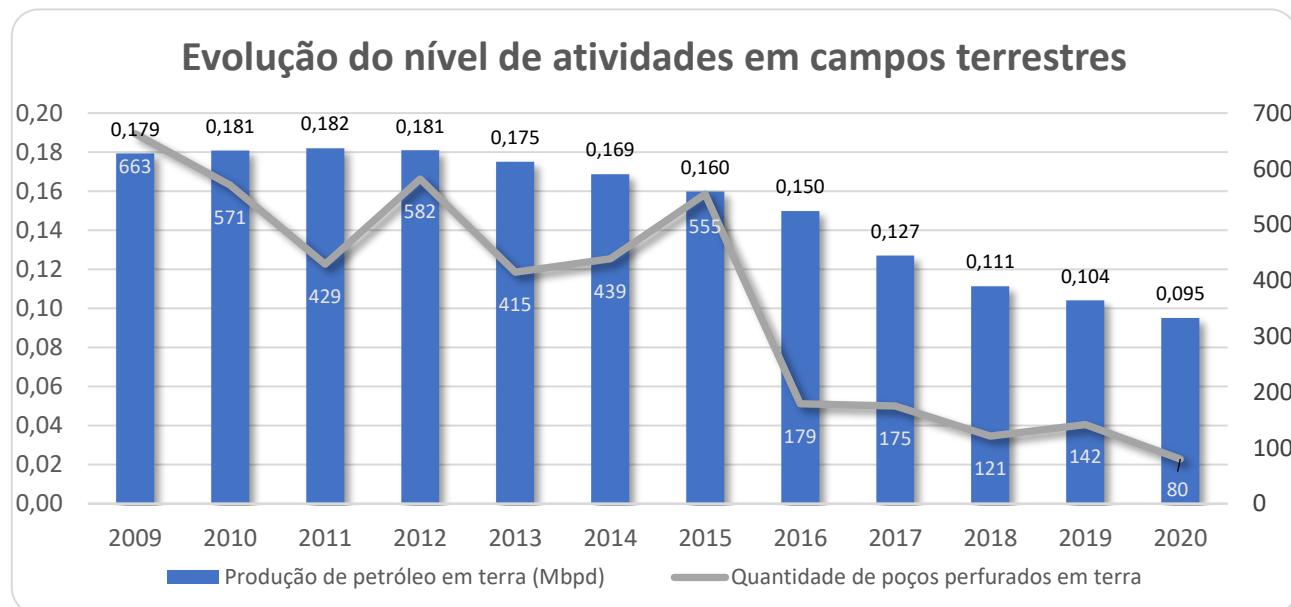


Gráfico 3 – Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

O Gráfico 4 apresenta o comparativo entre atividades terrestres e marítimas em 2020. As atividades marítimas foram responsáveis por cerca de 97% da produção de petróleo e 84% da produção de gás natural. As horas trabalhadas em atividades marítimas representaram 79% do total, com apenas 8% dos poços em produção no Brasil. Por outro lado, 59% dos poços

perfurados em 2020 foram em terra¹³. Evidencia-se a intensidade, em termos de mão-de-obra, das atividades terrestres, ressaltando sua extrema importância e potencial de impacto econômico e social, ao mesmo tempo em que a exposição humana a riscos industriais demanda especial atenção.

Comparação entre atividades marítimas e terrestres

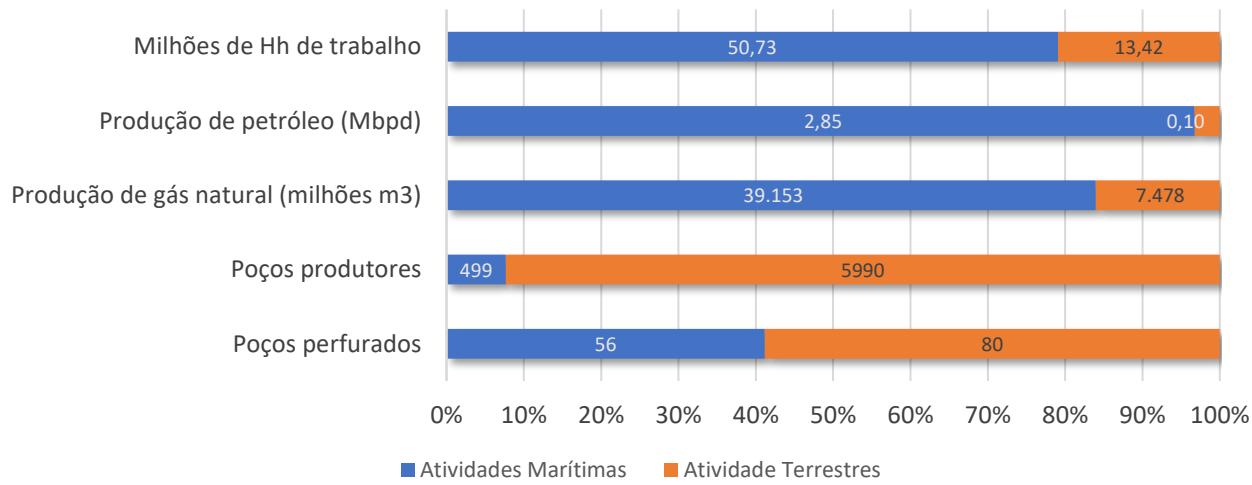


Gráfico 4 – Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres

2.1 Início de atividades em 2020

Com base nas resoluções ANP nº 43/2007 e nº 02/2010, em 2020, foram aprovadas 18 Documentações de Segurança Operacional (DSO), caracterizando a permissão da ANP para o início das operações, no que tange à segurança operacional (Tabela 1).

A aprovação da DSO da sonda Alpha Star se deu, inicialmente, em janeiro de 2020. Porém, a DSO foi cancelada em março, após incidente com incêndio no guindaste de boreste da unidade, durante operação de movimentação de containers, quando ainda se encontrava ancorada no estaleiro Brasfels, em Angra dos Reis¹⁴. Assim, a permissão de início da operação ficou sujeita à aprovação de nova submissão de DSO, realizada após a identificação, por parte do operador, dos fatores causais e das causas-raiz do incidente. Ademais, foi necessária a adoção de medidas para o reestabelecimento da operacionalidade do sistema, bem como da realização de abrangência das ações provenientes da investigação para o guindaste de bombordo.

A aprovação da DSO referente à Plataforma de Vermelho III (PVM-III)¹⁵ se referiu à permissão de início da operação **na condição de plataforma desabitada**. A autorização para o

¹³ Os dados de produção e poços perfurados e produtores são provenientes dos anuários estatísticos, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico>. Ressalta-se que, quando da elaboração deste relatório, o Anuário Estatístico 2020 ainda não havia sido publicado.

¹⁴ Este incidente ocorreu fora de área sob contrato de concessão, motivo pelo qual não é de comunicação compulsória à ANP e, portanto, não possui número de registro no SISO-Incidentes.

¹⁵ Disponível em:

<https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=515&pagina=57&data=14/12/2020>

início da transição para a nova condição operacional foi acompanhada de demanda regulatória quanto aos resultados de estudo de risco de incêndio e explosão para a instalação.

Tabela 1 – DSOs aprovadas em 2020

	Tipo de Instalação	Instalação	Operador do Contrato	Operador da Instalação
1	Sonda marítima	Lone Star	Petrobras	Constellation
2	Sonda marítima	Amaralina Star	Petrobras	Constellation
3	Sonda marítima	Carolina	Petrobras	Ventura
4	Sonda marítima	Alpha Star	Petrobras	Constellation
5	Campo terrestre	Lagoa Piabanga	Imetame	Imetame
6	Campo terrestre	Lagoa Parda	Imetame	Imetame
7	Campo terrestre	Lagoa Parda Norte	Imetame	Imetame
8	Sonda marítima	SSV Victoria	Petrobras	Ventura
9	Sonda marítima	West Saturn	ExxonMobil	Seadrill
10	Campo terrestre	Conceição	Eagle	Eagle
11	Campo terrestre	Fazenda Matinha	Eagle	Eagle
12	Campo terrestre	Fazenda Santa Rosa	Eagle	Eagle
13	Campo terrestre	Quererá	Eagle	Eagle
14	Campo terrestre	Azulão	Eneva	Eneva
15	Plataforma de produção	FPSO Cidade de Itajaí	Karoon	Teekay Ocyan
16	Plataforma de produção	PVM-3	Perenco	Perenco
17	Campo terrestre	Redonda	Central Resources	Central Resources
18	Campo terrestre	Ponta do Mel	Central Resources	Central Resources

Outro caso que merece destaque foi o referente à instalação marítima Atlantic Star, para a qual **não foi concedida permissão de início da operação**. Trata-se de uma sonda ancorada, operada pela Constellation, e que foi construída em 1976. Após análise da documentação de segurança submetida pela Petrobras, concluiu-se que as funções de segurança do BOP (*blowout preventer*) da instalação não se encontravam alinhadas às melhores práticas da indústria. Normas e diretrizes reconhecidas internacionalmente, como da própria classificadora da plataforma¹⁶, exigem que BOP submarino seja dotado de sistemas *Deadman* e *Autoshear* (DMAS) para controle de emergências em poço, o que não restou demonstrado no caso concreto. A **demonstração de que as instalações que pretendem operar no E&P brasileiro atendem às melhores práticas da indústria do petróleo e incorporam os padrões técnicos e recomendações de organismos e associações da Indústria do Petróleo reconhecidos internacionalmente é requisito contratual que merece atenção especial**.

Ao longo do ano, também foram aprovadas quatro Matrizes de Correlação referentes aos sistemas de gerenciamento de segurança de novos operadores: SPE 3R Petroleum, Perenco, Trident e ExxonMobil. O documento apresenta a estrutura de documentos e procedimentos operacionais, que visam atender à Resolução ANP 43/2007 (SGSO).

¹⁶ Disponível em: https://www.eagle.org/content/dam/eagle/rules-and-guides/current/offshore/57_Classification_of_Drilling_Systems_2021/cds-guide-feb21.pdf

A permissão de início de operação, vinculada à análise da DSO, foi impactada a partir da vigência da Resolução ANP nº 816/2020, que impôs a necessidade de autorização prévia para início ou reinício das operações, em decorrência da pandemia por Covid-19. Nesse sentido, **foram realizadas 42 análises para aprovação de início e retorno das operações de unidades marítimas de perfuração e produção**, visando evidenciar que os riscos do impacto da pandemia foram analisados e que os operadores possuíam procedimentos e capacidade adequados para gerenciar elementos críticos e responder a emergências.

Ao longo do ano de 2020, outras DSOs foram aprovadas, em decorrência de processos de cessão de direitos e obrigações de contratos de E&P. Ainda em 2020, as plataformas P-70 e FPSO Cidade de São Vicente, que tiveram suas DSO aprovadas em anos anteriores, iniciaram suas operações.

2.2 Descomissionamento de instalações

Em 2020, foram aprovados 20 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs), sendo 7 (sete) em campos marítimos e 13 (treze) em campos terrestres (Tabela 2). Em relação a 2019, quando foram aprovados 9 (nove) PDIs¹⁷, verifica-se um aumento substancial no número de análises, o que ratifica a simplificação regulatória e a celeridade proporcionada com a Resolução ANP nº 817/2020. Observa-se que o descomissionamento vem ocorrendo em diversas bacias sedimentares, com ênfase na bacia do Espírito Santo, com oito PDIs terrestres, e na bacia de Campos, com seis PDIs marítimos.

Tabela 2 – PDIs aprovados em 2020

	PDI	Bacia	Ambiente	Operador
1	Camarão Norte	Camamu-Almada	Marítimo	Petrobras
2	FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Campos	Marítimo	Petrobras
3	FPSO Fluminense	Campos	Marítimo	Shell
4	P-07	Campos	Marítimo	Petrobras
5	P-12	Campos	Marítimo	Petrobras
6	P-15	Campos	Marítimo	Petrobras
7	P-32	Campos	Marítimo	Petrobras
8	Barra do Ipiranga	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
9	Caboclinho	Potiguar	Terrestre	Imetame
10	Ilha da Caçumba	Mucuri	Terrestre	Petrobras
11	Iraí	Tucano Sul	Terrestre	Petrobras
12	Jacupemba	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
13	Japiim	Amazonas	Terrestre	Petrobras
14	Mariricu Oeste	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
15	Nativo Oeste	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
16	Rio Barra Seca	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
17	Rio Doce	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
18	Rio Itaúnas Leste	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
19	Rio São Mateus Oeste	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
20	Tiziu	Potiguar	Terrestre	Petrobras

¹⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>

Durante as análises, a constante interação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), com a Marinha do Brasil e com a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) cabe destaque. Diversas reuniões de alinhamento foram realizadas, agilizando as avaliações. De forma a conferir ainda maior transparência ao processo, pretende-se estabelecer uma matriz de competências, a ser produzida em 2021, indicando as responsabilidades de cada instituição, no âmbito do descomissionamento.

Além da aprovação dos PDIs, foram analisados pela SSM os Relatórios de Descomissionamento de Instalações (RDI) dos campos de Corruíra, Sebastião Ferreira, Cidade de Sebastião Ferreira e Acauã Leste.

3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

A fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P no Brasil, que possui foco preventivo, é executada por meio de auditorias, que verificam a conformidade aos respectivos regulamentos técnicos¹⁸ afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem (Figura 2).

Arcabouço regulatório de segurança operacional



Figura 2 – Arcabouço regulatório de segurança operacional para as atividades de E&P

¹⁸ Resolução ANP nº 43/2007, que institui o regime de segurança operacional e o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), aplicável às instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural;

Resolução ANP nº 2/2010, que amplia a aplicação do SGSO em atividades terrestres para empresas que possuem atividades marítimas e estabelece o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (SGI) estrutural das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural;

Resolução ANP nº 06/2011, que estabelece o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) para a movimentação de petróleo, derivados e gás natural;

Resolução ANP nº 41/2015, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS); e

Resolução ANP nº 46/2016, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional da integridade de poços (SGIP).

Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/servicos/legislacao-da-anp>

Em 2020, foram realizadas 71 auditorias de segurança operacional das atividades de E&P. O Gráfico 5 apresenta o número de auditorias realizada pela SSM, por ano e por tipo de instalação.

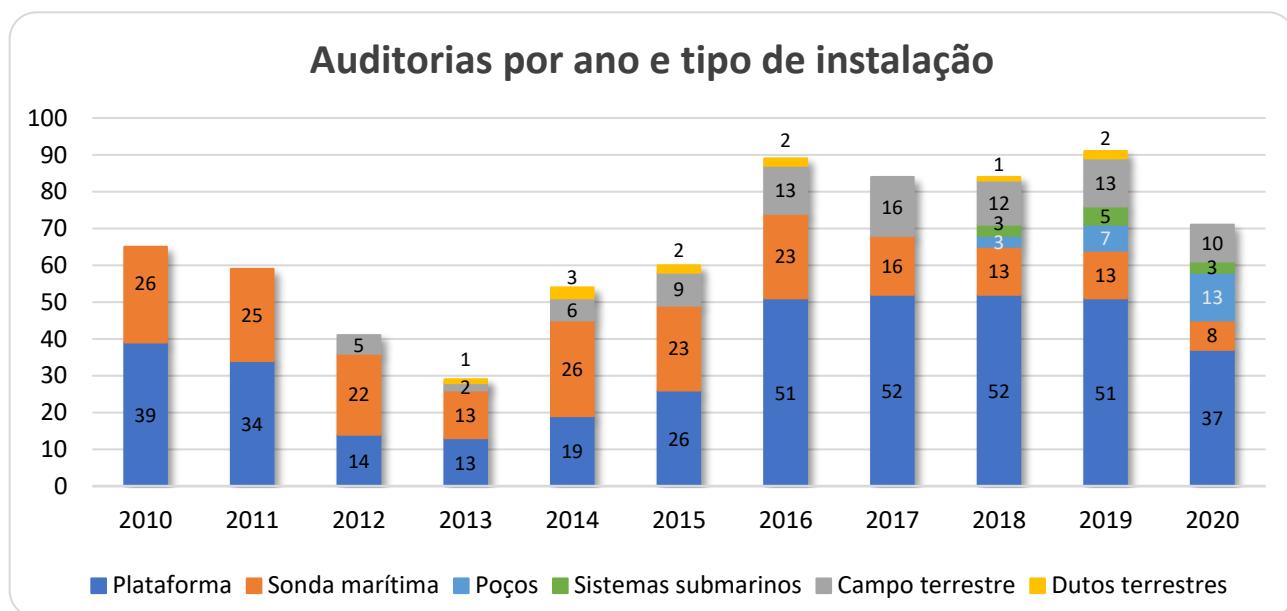


Gráfico 5 – Quantidade de auditorias por ano e por tipo de instalação

Com a publicação da Resolução ANP nº 816/2020, decorrente da pandemia de COVID-19, o escopo de fiscalização foi reduzido a quatro hipóteses: (i) averiguação de denúncias; (ii) investigação de incidentes; (iii) inspeção de elementos críticos; e (iv) verificação de não conformidades críticas e graves. Também houve acompanhamento das medidas tomadas pelos operadores para mitigação da situação de contingência provocada pelo coronavírus.

Diante desse cenário, a SSM precisou adaptar seu modelo de supervisão e criar uma sistemática diferenciada para realização de um novo formato de auditoria, a ser desempenhada remotamente.

Das 71 auditorias executadas em 2020, 62 foram realizadas de forma remota. Se, por um lado, há limitações com a realização da fiscalização remotamente, que tornam necessário o retorno da presença da SSM a bordo no “pós-pandemia” (como a impossibilidade de observar os testes nos sistemas físicos de uma instalação e a falta de contato direto com os operadores), por outro, existem pontos positivos desta abordagem.

O primeiro, é a otimização das fiscalizações, a partir do entendimento de quais práticas de gestão podem ser auditadas remotamente, possibilitando um acompanhamento mais frequente e direcionado, através de ações pontuais e específicas, que demandam menos tempo. Além disso, observa-se a economicidade de recursos, com a ausência de deslocamentos ao local da instalação, um maior tempo destinado à verificação das não conformidades lavradas em anos anteriores pela ANP e, em razão do novo foco das auditorias, um melhor conhecimento dos resultados obtidos pela gestão de elementos críticos realizada pelos agentes regulados. Em suma, embora as auditorias remotas tenham algumas limitações naturais, impostas pela ausência dos fiscais das instalações, esse modelo adicionará importante opção de supervisão regulatória, a ser aprimorada e aplicada no “pós-pandemia”. A Tabela 3 apresenta o resumo das informações relacionadas às auditorias realizadas em 2020, em plataformas, sondas e campos terrestres.

Tabela 3 – Resumo de auditorias em 2020

71 auditorias de segurança operacional em 2020							
Auditorias offshore		Auditorias onshore					
59		12					
Auditorias em plataformas de produção marítimas							
Em 2020 foram realizadas 37 auditorias em plataformas de produção marítimas, englobando 68 instalações.							
Distribuição por operador do contrato							
	Operador do Contrato	Instalações em 2020	Instalações auditadas em 2020	Taxa de cobertura do operador			
1	Enauta	1	1	100%			
2	Equinor*	4	2	50%			
3	Karoon	1	1	100%			
4	Perenco	7	7	100%			
5	Petrobras**	133	44	33%			
6	PetroRio	4	4	100%			
7	Shell	2	2	100%			
8	SPE 3R Petroleum	2	2	100%			
9	Total	1	1	100%			
10	Trident	4	4	100%			
Quantitativo total		159	68	43%			
Distribuição por operador da instalação							
	Operador da Instalação	Instalações em 2020	Instalações auditadas em 2020	Taxa de cobertura do operador			
1	BW	2	1	50%			
2	Equinor*	4	2	50%			
3	Modec	10	6	60%			
4	OOG TKP	1	1	100%			
5	Perenco	7	7	100%			
6	Petrobras**	114	35	31%			
7	Petrojarl	1	0	0%			
8	PetroRio	3	3	100%			
9	Saipem	1	0	0%			
10	SBM	7	5	71%			
11	SPE 3R Petroleum	2	2	100%			
12	TK Ocyan	1	1	100%			
13	TK Petrojarl	1	1	100%			
14	TK Piranema	1	0	0%			
15	Trident	4	4	100%			
Quantitativo total		159	68	43%			

(*) Inclui unidade auditada antes do início da operação: Peregrino C

(**) Inclui unidade auditada antes do início da operação: P-70

Auditorias em sondas marítimas

Em 2020 foram realizadas **8 auditorias** em sondas marítimas, englobando **11 instalações**.

Distribuição por operador do contrato

	Operador do Contrato	Instalações em 2020	Instalações auditadas em 2020	Taxa de cobertura do operador
1	Equinor*	2	0	0%
2	ExxonMobil	1	1	100%
3	Perenco*	2	0	0%
4	Petrobras*	28	10	36%
5	PetroRio*	2	0	0%
6	Shell	1	0	0%
7	Total	1	0	0%
Quantitativo total		37	11	30%

Distribuição por operador da instalação

	Operador da Instalação	Instalações em 2020	Instalações auditadas em 2020	Taxa de cobertura do operador
1	Bassdrill	1	1	100%
2	Brasdrill	2	1	50%
3	Constellation	6	1	17%
4	Equinor*	2	0	0%
5	Etesco	1	1	100%
6	Helix	2	0	0%
7	Ocyan	5	0	0%
8	Perenco*	2	0	0%
9	Petrobras*	6	0	0%
10	PetroRio*	1	0	0%
11	Seadrill	2	2	100%
12	Transocean	3	3	100%
13	Valaris (EnSCO)	1	0	0%
14	Ventura	3	2	67%
Quantitativo total		37	11	30%

(*) Inclui sondas em unidades fixas de produção

Auditorias em campos terrestres

Em 2020 foram realizadas **10 auditorias** em campos terrestres, atingindo **67 instalações**.

Distribuição por operador do contrato

	Operador do Contrato	Instalações em 2020	Instalações auditadas em 2020	Taxa de cobertura do operador
1	Central Resources	2	2	100%
2	Eagle	4	4	100%
3	Eneva	6	0	0%
4	Panergy	1	0	0%
5	Imetame	6	1	17%
6	Maha	1	0	0%
7	Nova Petróleo	3	3	100%
8	Partex	1	0	0%
9	Petroborn	1	0	0%
10	Petrobras	125	49	39%
11	Petrom	1	0	0%
12	Petrosynergy	9	0	0%
13	Phoenix	2	2	100%
14	Potiguar	25	1	4%
15	Recôncavo	1	0	0%
16	Santana	1	0	0%
17	Sonangol	2	2	100%
18	SPE 3R Petroleum	6	6	100%
19	Vipetro	1	0	0%
Quantitativo total		198	67	34%

Distribuição por operador da instalação

	Operador da Instalação	Instalações em 2020	Instalações auditadas em 2020	Taxa de cobertura do operador
1	Central Resources	2	2	100%
2	Eagle	4	4	100%
3	Eneva	6	0	0%
4	Imetame	6	1	17%
5	Maha	1	0	0%
6	Nova Petróleo	3	0	0%
7	Panergy	1	0	0%
8	Partex	1	0	0%
9	Petroborn	1	0	0%
10	Petrobras	116	49	42%
11	Petrom	1	0	0%
12	PetroRecôncavo	8	0	0%
13	Petrosynergy	9	0	0%
14	Phoenix	2	2	100%
15	Potiguar	25	1	4%
16	Recôncavo	1	0	0%
17	Santana	1	0	0%
18	Sonangol	2	2	100%
19	SPE 3R Petroleum	6	6	100%
20	UTC	1	0	0%
21	Vipetro	1	0	0%
Quantitativo total		198	67	34%

3.1 Auditoria de cessão de direitos

Os pedidos de cessão de direitos e obrigações dos contratos de E&P são analisados quanto aos aspectos de segurança operacional, conforme Resolução ANP nº 785/2019 e respectivo procedimento¹⁹. Em síntese, demandam uma análise mais apurada aqueles processos que implicam em mudança de operador, especialmente quando se trata de um novo entrante em um campo que esteja na etapa de produção, com instalações em operação, pois os riscos operacionais dos ativos passam a ser gerenciados por novo sistema de gerenciamento de segurança operacional e, em geral, por nova força de trabalho.

Nesses casos, o novo operador deve iniciar suas operações com um sistema de gestão de segurança operacional já constituído, devendo ter recebido do cedente uma série de informações concernentes ao histórico operacional do campo e das instalações que estiver assumindo, para que possa dar prosseguimento à gestão do ativo com segurança.

A Tabela 4 apresenta as cessões de direitos aprovadas pela ANP, com mudança de operador na etapa de produção, identificando aquelas que passaram por auditoria de segurança operacional.

Tabela 4 – Processos de cessão de direitos que implicaram em mudança de operador de contrato na etapa de produção em 2020, com a identificação daqueles que passaram por auditoria de segurança operacional

Contratos	Ambiente	Cedente	Cessionária	Auditoria
Polo Tucano Sul Conceição, Fazenda Matinha, Fazenda Santa Rosa e Quererá	Terra	Petrobras	Eagle	Sim
Tubarão Martelo (BM-C-39)	Mar	Dommo	PetroRio	Sim
Rabo Branco	Terra	Petrogal	Petrom	Não
Polo Lagoa Parda Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha	Terra	Petrobras	Imetame	Não
Polo Pampo/Enchova Bonito, Bicudo, Enchova, Enchova Oeste, Piraúna, Badejo, Marimbá, Pampo, Linguado e Trilha	Mar	Petrobras	Trident	Sim
Polo Macau Aratum, Lagoa Aroeira, Macau, Porto Carão, Salina Cristal, Serra e Campo de Sanhaçu (BT-POT-32)	Mar e terra	Petrobras	SPE 3R Petroleum	Sim ²⁰
Ponta do Mel e Redonda	Terra	Petrobras	Central Resources	Sim
Baúna (BM-S-40)	Mar	Petrobras	Karoon	Sim ²¹
Polo Cricaré (em processo de cessão de direitos²²) Campo de Cacimbas, Cancã, Córrego Dourado, Fazenda Santa Luzia, Fazenda São Jorge, Fazenda São Rafael, Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte, Lagoa Piabanha, Lagoa Suruaca, Biguá, Córrego Cedro Norte,	Terra	Petrobras	Karavan	Sim

¹⁹ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/procedimento>

²⁰ Auditoria realizada nas plataformas PPM-1 e PCE-1.

²¹ Auditoria realizada no FPSO Cidade de Itajaí e nos sistemas submarinos.

²² Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/por-us-155-milhoes-petrobras-conclui-venda-do-polo-cricare-no-onshore-do-es-para-karavan-spe-cricare/>

Fazenda Alegre, Fazenda Cedro, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Inhambú, Jacutinga, Rio Itaúnas, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, São Mateus, Campo Grande, Córrego das Pedras, Lagoa Bonita, Guriri, Mariricu, Mariricu Norte, Seriema, Tabuiaíá, São Mateus Leste e Córrego Cedro Norte Sul				
--	--	--	--	--

O Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019 indicou como *Desafio #4 o “Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção)”. No intuito de influenciar e apoiar o aprimoramento dos procedimentos dos operadores, visando uma indústria mais segura, a SSM participou em 2020 de fóruns de discussão sobre a matéria, com apresentações técnicas no VIII SOMA²³ e no V SOMAT²⁴. Também foram realizadas reuniões com associações e empresas de óleo e gás, com o objetivo de orientar novas companhias sobre o arcabouço regulatório e adiantar as principais preocupações da ANP quanto à segurança operacional. Verificou-se uma postura proativa da indústria, no sentido de buscar informações de forma antecipada, entender os requisitos regulatórios atinentes à segurança operacional dentro do processo de cessão de direitos, e, ainda, dirimir dúvidas, sugerir melhorias e expor dificuldades sobre a passagem de informações da cedente ao cessionário.*

Em 2020, foi iniciada a revisão do Manual de Procedimento de Cessão²⁵, a ser concluída no primeiro semestre de 2021, com a intenção de deixá-lo mais didático e consolidar as experiências adquiridas nos últimos anos. A SSM coletou subsídios para a sua revisão a partir de: (i) discussões com a indústria sobre a experiência nacional na cessão de direitos; (ii) lições aprendidas com as ações de fiscalização de segurança operacional que ocorreram previamente à conclusão da cessão de direitos; e (iii) pesquisa de casos internacionais^{26,27,28} que envolvessem questões de segurança operacional relacionadas à transferência de operações e a ativos envelhecidos, marítimos e terrestres.

A auditoria de cessão de direitos, planejada e realizada, sempre que viável, antes da cessão se concretizar, tem como objetivo avaliar o gerenciamento dos riscos, verificando a transferência de informações entre as partes e a recepção das informações no sistema de gestão do cessionário.

A sistemática abordada engloba a auditoria do sistema de gestão do cedente e o fechamento das não conformidades em aberto. Esta ação de fiscalização ocorre essencialmente com a participação do cedente, contudo, o cessionário também é convidado a participar como ouvinte, visando a transparência e transferência de informações. Todas as auditorias realizadas

²³ Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=5qisbTZMB4g&t=683s>

²⁴ Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=cKp0x6g0Yiw>

²⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/arq-procedimento/manual-procedimento-cessao.pdf>

²⁶ Disponível em: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/independent-review-into-the-circumstances-leading-to-the-administration-and-liquidation-of-northern-oil-and-gas-australia-noga>

²⁷ Disponível em:

<https://www.energysafetycanada.com/Attachments/DownloadResource?attachmentGuid=3c887b9b-8457-489b-a836-465c5cdce26d&open=True>

²⁸ Disponível em: <https://petroskills.com/brownfieldwebinar>

em 2020 contaram com a participação dos cessionários envolvidos (Eagle, Karavan, SPE 3R Petroleum, Central Resources, Trident e Karoon). Ao final, os resultados e conclusões obtidas são apresentados tanto para o cedente quanto para o cessionário.

Dentre as conclusões observadas destacam-se cinco lições aprendidas.

1^a lição: mesmo antes da conclusão da cessão **a empresa deve designar pessoa em função-chave responsável por implementar o sistema de gestão de segurança operacional**, para que possa gerenciar a estruturação do sistema, procedimentos e acompanhar as ações de fiscalização da ANP, facilitando o processo de permissão para operação. Durante uma ação de fiscalização ocorrida em momento próximo ao protocolo da cessão de direitos na ANP, foi constatado que a empresa ainda se encontrava em fase preliminar do seu planejamento da gestão de continuidade operacional do conjunto de campos, sendo a atuação da ANP predominantemente orientativa, não sendo possível entender a qualificação e maturidade do sistema de gestão da empresa. Assim, um dos objetivos da ação de fiscalização, o de avaliar a preparação do cessionário, não foi plenamente atendido. Em outro caso, foi constatado em fiscalização anterior à conclusão da cessão que a nova empresa ainda não dispunha de equipe de manutenção e inspeção nem de *software* adequado para o gerenciamento da integridade. Tampouco dispunha de equipe de operação e estava em fase de contratação de empresa terceirizada para resposta a emergência. Tais questões condicionaram o início da operação pela nova empresa.

2^a lição: a transferência de informações de segurança operacional e meio ambiente dos ativos para a cessionária deve ocorrer com a maior antecedência possível à assinatura do termo aditivo ao contrato de E&P, e é **condição essencial** para o endosso ou protocolo de nova DSO. Foi observada situação na qual a cessionária manifestou opção pelo endosso à DSO, documentação obrigatória para o início das operações, **mesmo tendo declarado que não recebeu informações essenciais para a avaliação dos riscos**, a exemplo de relatórios de análise de riscos, recomendações e registros de controle de ações corretivas e preventivas e matriz de classificação de riscos referentes às instalações de perfuração, produção e movimentação de óleo e gás constantes da área de concessão. Uma vez que a Lista de Elementos Críticos (LEC) é documento constante da DSO para instalações terrestres, não há como identificá-la adequadamente sem conhecimento dos perigos e sem a avaliação dos riscos da instalação.

3^a lição: a empresa deve **constituir um quadro efetivo compatível com a complexidade dos riscos e com as condições de integridade dos ativos**. Foi observado caso de dimensionamento da estrutura organizacional aparentemente condizente com o porte da empresa, mas que se mostrou insuficiente em razão do estado degradado em que os ativos se encontravam quando de sua transferência, resultando em demanda mais intensa de manutenção e inspeção. Do ponto de vista prático, as dificuldades de implementação do SGSO resultaram em deficiências relacionadas com o gerenciamento de elementos críticos, da integridade estrutural e com a aplicação de técnicas de prevenção e investigação de incidentes.

Assim, uma das principais orientações a ser incorporada na revisão do Manual de Procedimento de Cessão é relacionada ao investimento adequado em pessoas com competências e habilidades necessárias para o gerenciamento da segurança operacional. Tal requisito é primordial para atendimento ao Contrato de Exploração e Produção e à prática de gestão nº 1 - Cultura de segurança, compromisso e responsabilidade gerencial, dos regulamentos técnicos de segurança operacional da ANP. Trata-se de decisão que deve ser implementada antes do início da operação, para proporcionar a compreensão e o controle dos riscos operacionais, incluindo a elaboração de subsídios para a alta administração diagnosticar os ativos e avaliar futuros investimentos.

4^a lição: a empresa deve realizar um bom diagnóstico (*due-diligence*) do ativo a ser adquirido, para que, além do dimensionamento do quadro efetivo, **identifique e avalie os riscos, planeje e providencie as medidas de controle de risco.** Em 2020, por ocasião de uma cessão de direitos referente a um desinvestimento de campo terrestre, foi identificada a necessidade de construção de sala de controle operacional, uma vez que as operações do campo eram controladas por locação que não era objeto da cessão.

5^a lição: em termos de **gestão do ativo**, a empresa deve **monitorar todas as atividades que envolvam riscos operacionais, ambientais ou à saúde humana**, através do uso de tecnologia compatível com os riscos do empreendimento. A empresa deve **gerenciar a integridade do ativo, implementando recomendações técnicas de inspeção (RTI)** e adotando as ações necessárias para manter os riscos controlados. Deve ser **verificada a disponibilidade e funcionalidade das barreiras de segurança operacional e dos recursos de resposta à emergência** identificados nos estudos de risco. E, caso necessário, deve ser garantida a **implementação de medidas contingenciais decorrentes dos processos de gestão de mudança e gestão de elementos críticos** de segurança operacional, eliminando ou reduzindo ao máximo os riscos de perdas de contenção.

3.2 Auditorias temáticas

As auditorias temáticas decorrem de desvios que se repetem sistematicamente nas instalações de diferentes operadores, tratando-se, portanto, de ação transversal de grande alcance, para a melhoria da gestão de segurança operacional.

No ano de 2020, foram realizados três tipos de auditorias temáticas: (i) válvulas de *shutdown* (SDV), sistema de dilúvio e drenagem; (ii) barreiras dos cenários de incêndio e explosão; e (iii) gerenciamento de grandes emergências em poços. As temáticas se relacionam com elementos críticos, especificamente com o *Desafio #3: "Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção"*, indicado no Relatório de Segurança Operacional de 2019.

As auditorias de SDV, sistema de dilúvio e drenagem e de barreiras dos cenários de incêndio e explosão foram iniciadas com a elaboração de um diagnóstico por parte dos operadores antes da execução da fiscalização e a partir de orientações previamente encaminhadas pela SSM/ANP. Para o dimensionamento das auditorias temáticas, algumas premissas e objetivos foram considerados:

- Desenvolver a capacidade analítica dos operadores;
- Comunicar à alta liderança os desvios encontrados;
- Induzir o endereçamento dos problemas identificados, por meio do estabelecimento de planos de ação baseados em risco;
- Garantir que o operador identifique e corrija imediatamente condições de risco não tolerável;
- Garantir que o processo de tomada de decisão do operador, sobre o qual são estabelecidos os planos de ação, inclua a devida aplicação do conceito de redução de risco ALARP (*as low as reasonably practicable*);
- Garantir que a aplicação do conceito de redução de risco ALARP seja verificável e que, em casos mais complexos, leve em consideração a aplicação de técnicas formais, como

as de avaliação custo-benefício e avaliações quantitativas ou semi-quantitativas capazes de reduzir a subjetividade;

- Garantir que as decisões tomadas e expressas em recomendações de estudos de risco (medidas/prazos): (i) estejam fundamentadas em análises e avaliações às quais o gestor dispõe (custo-benefício, risco, confiabilidade, entre outras); e (ii) tenham sua implementação efetivamente endereçadas, não cabendo mais - exceto por evidentes excepcionalidades - o questionamento de seus escopos ou a postergação de seus prazos.

Tais premissas buscaram estimular a execução de ações relacionadas ao **Desafio #2: "Melhoria significativa na identificação e análises de riscos, com metodologias reconhecidas pelas melhores práticas, critérios claros de tolerabilidade ao risco e medidas e recomendações dos estudos implementados previamente à atividade, considerando todas as etapas do ciclo de vida das instalações (seja poço, sistema submarino, unidade marítima ou terrestre de produção e perfuração)"**, contido no Relatório de Segurança Operacional de 2019.

3.2.1 Auditoria para avaliação das válvulas SDV, sistema de dilúvio e drenagem

A SSM realizou duas atividades de fiscalização mais amplas em 2020, com foco na averiguação da conformidade da gestão das válvulas SDV, do sistema de dilúvio e drenagem. As duas atividades englobaram 11 instalações operadas pela Petrobras (P-18, P-43, P-50, P-52, P-53, P-63, P-69, P-74, P-75, Plataforma de Mexilhão e FSO Macaé) e 4 operadas pela Trident (P-08, P-65, PPM-1 e PCE-1).

Durante as auditorias, foi verificada a conformidade dos procedimentos de manutenção e testes das SDV, tanto em relação ao tempo de atuação/fechamento das válvulas (*full stroke test*), que deve atender às premissas do estudo de propagação de incêndio, como em relação à sua estanqueidade (*leak test*), conforme enunciado na API 14B e na 14C.

Também foi examinado o atendimento aos requisitos de performance do sistema ativo contra incêndio (dilúvio), com a devida atuação das válvulas de dilúvio (ADV – *automatic deluge valve*) e o atendimento ao cenário dimensionante do balanço hidráulico das unidades, por meio de análise dos testes de performance das bombas de incêndio, conforme enunciado na NFPA 25.

Por fim, foi feita avaliação do sistema de drenagem aberta quanto à adequação do seu dimensionamento e funcionalidade, pela aferição da vazão dos drenos, de modo a atender cenários possíveis de vazamento de óleo, bem como de água proveniente do dilúvio, comportando, inclusive, as perdas de eficiência decorrentes de eventuais bloqueios dos drenos, evitando, assim, o transbordamento das bacias de contenção e, consequentemente, a probabilidade de escalonamento do cenário, conforme preconizado pela norma ISO 13702.

Os principais desvios identificados nestas auditorias foram:

Válvulas SDV

- Ausência de contingência para SDV degradada ou com contingenciamento inadequado, inclusive caso em que não foi observado estudo de propagação de incêndio;
- Prazos dos contingenciamentos propostos incompatíveis com os riscos da mudança temporária;

- Falha em gerenciamento de partes sobressalentes das SDV;
- SDV travada mecanicamente sem análise de risco ou com contingenciamento implementado extemporaneamente;
- SDV em falha com processo de compra rejeitado pela gerência;
- Procedimento para teste de estanqueidade de SDV que não identificava adequadamente a necessidade de despressurização máxima possível à jusante da SDV, conforme API 14B;
- Ausência de um checklist em que o executante deva registrar as informações indispensáveis para a avaliação do teste de estanqueidade da SDV, tais como: pressão a montante e jusante, temperatura, hora do início e do término do teste;
- Teste de fechamento de SDV sem registro do tempo de deslocamento da válvula (*travel time*);
- SDV apresentando defeito sem ordem de manutenção corretiva aberta;
- Teste de estanqueidade de SDV aprovado sem registro da medição da variação de pressão à jusante da válvula;
- Velocidade de deslocamento da SDV utilizada na lista de tarefas diferente da velocidade de fechamento prevista em projeto;
- Falha no levantamento de critérios técnicos para elaboração do plano de ação de teste de estanqueidade de SDV - não alinhado com recomendações dos fabricantes, normas, padrões e boas práticas de engenharia;
- Ausência de inspeção em SDV por justificativa não razoável, como a alegação de que a existência de manta de proteção passiva impediria a realização do teste;
- Não realização de testes de estanqueidade para as SDVs de fronteira, conforme requerido pela API 14B.

Sistemas de dilúvio e drenagem

- Ausência de contingenciamento para as bombas de combate a incêndio ou com contingenciamento inadequado;
- Ausência de valores de referência para o teste das bombas de combate a incêndio no *checklist* ou lista de tarefas, demandando que o executante busque esta informação em diversos documentos de projeto – aumentando a probabilidade de erro no teste;
- Procedimento de teste de dilúvio molhado não exigia medição de pressão/vazão;
- Teste de dilúvio aprovado sem registro da medição de vazão no bico mais desfavorável;
- Teste de dilúvio aprovado sem registro da medição da pressão de descarga das bombas de incêndio;
- Recomendação de inspeção em bomba de combate a incêndio não implementada e sem justificativa – prazo expirado;
- Teste funcional (*full-stroke test*) não realizado com continuidade operacional sem justificativa técnica adequada;

- Teste de dilúvio com duração inferior ao estabelecido em procedimento;
- Não foi aberta nota de manutenção para sanar desvios identificados no teste de dilúvio;
- Teste de dilúvio aprovado com pressão do anel de incêndio abaixo do requerido por projeto, ou com vazão medida na ADV abaixo do requerido;
- Teste de dilúvio com justificativa insuficiente para aprovação de performance de ADV abaixo do requerido para sua vazão;
- ADV (*automatic deluge valve*) degradada e sem contingenciamento, ou com contingenciamento insuficiente;
- Teste de dilúvio molhado não realizado;
- Bomba de combate a incêndio degradada com processo de compra rejeitado pela gerência.

Considerando o início da realização desse tipo de auditoria em 2019, a ANP alcançou um total de 44 instalações de oito operadores diferentes: (i) Equinor; (ii) Enauta; (iii) Modec; (iv) Petrobras; (v) PetroRio; (vi) Saipem; (vii) SBM e (viii) Trident. Portanto, o ciclo de fiscalizações se encontra concluído, com seus resultados plenamente divulgados. A indústria deve incorporar nos seus respectivos sistemas de gerenciamento de segurança as lições aprendidas, desenvolvendo indicadores de desempenho e processos internos de verificação/auditoria, para garantir a efetividade das medidas de aprimoramento.

Nesse sentido, a abordagem da ANP para tratar do tema nos próximos anos será adaptada, tendo como base o monitoramento do desempenho da indústria.

3.2.2 Auditoria de avaliação de barreiras dos cenários de incêndio e explosão

A SSM também realizou, em 2020, uma auditoria com foco nas barreiras dos cenários de incêndio e explosão, que englobou cinco instalações operadas pela Petrobras: FPSO Cidade de Niterói, Plataforma de Namorado-2, Plataforma de Garoupa-1, P-35 e Plataforma de Merluza.

Apesar de existirem inúmeras barreiras associadas aos cenários acidentais de incêndio e explosão, o foco da auditoria recaiu nas principais barreiras de contenção primária, nos sistemas de detecção e no sistema de despressurização.

As barreiras de contenção primária foram avaliadas quanto à conformidade da gestão de integridade de equipamentos e tubulações. O sistema de despressurização foi avaliado quanto à integridade de seus componentes (*shutdown, blowdown e pressure safety valve, flaring & venting* e tubulações), assim como quanto ao seu correto dimensionamento, as atuais condições de projeto, e observância aos limites operacionais, como, por exemplo, a PMTA (pressão máxima de trabalho admissível) de determinado vaso.

Em relação à contenção primária, observou-se grande número de reparos temporários e não certificados em linhas críticas, em redes de combate a incêndio e de fluidos perigosos, sem a devida documentação requerida.

No que se refere ao sistema de despressurização, observou-se desvio crítico por falta de capacidade de queima do *flare*. Também houve identificação de desvios de menor gravidade, envolvendo atualização de TAGs e de informações e classificação de elementos críticos.

O principal ponto de atenção identificado na auditoria, e que também gerou a emissão de não conformidade crítica, tem relação com o estabelecimento de prazo para execução de recomendação técnica de inspeção, classificada como crítica, que deveria ter sido realizada de forma imediata. Entende-se que só seria possível conceder prazo de adequação na hipótese em que o elemento seja colocado fora de operação. Caso mantido em operação, caracteriza-se risco grave e iminente.

Os principais desvios identificados nesta auditoria foram:

- Procedimento inadequado para garantia da qualidade dos reparos temporários em linhas críticas (fluido perigoso ou linhas pressurizadas);
- Recomendação de inspeção classificada como crítica, com prazo de execução de ordem de manutenção incompatível com os riscos;
- Recomendação de inspeção classificada incorretamente como grave, quando deveria ter sido classificada como crítica;
- Válvula SDV com tempo de fechamento superior ao requerido pelo estudo de propagação de incêndio;
- Falha de registro de datas e prazos em processo de gestão de mudanças;
- Processo de gestão de mudanças associado a cenário de perda de contenção primária sem o devido gerenciamento de riscos requerido;
- Falha na gestão de riscos de processo de gestão de mudança de lógica de atuação de BDV (*blowdown valve*).

3.2.3 Auditoria para avaliação do gerenciamento de grandes emergências em poços

A SSM realizou duas atividades de fiscalização específicas, na ExxonMobil e na Shell, para averiguação dos planos e estruturas de resposta para grandes emergências em poços, em conformidade com o disposto no inciso II, § 3º, art. 1º da Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP - Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços).

Ambos os agentes seguiam diretrizes baseadas no ICS (*Incident Command System*) e IMS (*Incident Management System*). Constatou-se que os operadores possuíam estratégia definida para lidar com os diferentes níveis (*tiers*) de escalonamento de emergência, bem como um grupo dedicado à Intervenção e Contenção de Poços, responsável pela mobilização e assentamento do *capping system* em caso de *blowout*.

Em uma das unidades auditadas, o início da perfuração do primeiro poço da campanha exploratória foi condicionado à finalização do exercício *tier 3*, que contemplava o cenário de perda de controle de poço, com a necessidade de utilização de *capping system* para contenção do vazamento, o que demonstra a preocupação da SSM/ANP com o referido tema.

A título de oportunidade de melhoria, foi apontada a obrigatoriedade de implementação das ações identificadas como pendentes pelo simulado anterior, demonstrando-se, assim, o compromisso com a melhoria contínua do desempenho determinado pela ANP em seu arcabouço regulatório de segurança.

O principal ponto de preocupação identificado foi que, apesar da existência de acordo de cooperação mútuo (*Mutual Assistance Principle*), firmado em 2017 entre alguns operadores de contrato, não há garantia de disponibilidade de sonda a ser cedida para perfuração de poço de alívio em caso de *blowout*.

A disponibilização de recursos para consecução dos planos de emergência, incluindo a possibilidade de construção de poço de alívio, é requisito necessário à permissão de atividades de perfuração, no âmbito da segurança operacional. Nessa linha, sem prejuízo das empresas e entidades representativas endereçarem a questão, a SSM projeta, para 2021, a realização de ações para fomentar a elaboração de acordos mais robustos e que identifiquem, previamente às operações, os recursos disponíveis para compartilhamento, que seriam utilizados durante uma emergência de controle de poço.

3.3 Auditoria para avaliação de contingenciamento devido à movimento grevista

Em fevereiro de 2020, diante da possibilidade de adesão da força de trabalho das unidades de E&P da Petrobras a um movimento grevista, a SSM realizou ação de fiscalização nas unidades P-74, P-76 e P-77, com o objetivo de avaliar o cumprimento do SGSO durante uma situação de contingenciamento por motivo de greve. A ação foi planejada considerando os resultados obtidos em fiscalização similar, motivada por movimento grevista em 2015, o qual identificou desvios no cumprimento do SGSO relacionados a treinamento e qualificação das equipes operacionais e de combate a emergência que substituíram as equipes originais.

A fiscalização resultou na identificação de 28 não conformidades, sendo 3 críticas, 11 graves, 10 moderadas e 4 leves.

Os principais desvios encontrados em relação à operação das unidades com equipes de contingências foram:

- Ausência de gestão de mudança para a redução do quantitativo operacional, mesmo quando esta redução, por exemplo, atingiu quase 50% da equipe de produção;
- Ausência de ciência da equipe de contingência quanto aos processos de gestão de mudanças temporárias, principalmente as contingenciais, implementadas nas unidades;
- Falha na atualização da equipe de resposta emergência (EOR) quando ocorriam trocas de turmas;
- Equipes de contingência a bordo que não possuíam acesso ao sistema de passagem de serviço, ficando, dessa forma, sem acesso ao histórico de operação a bordo, além de não terem acesso às permissões de trabalho;
- Falha no estabelecimento de critérios para priorização de manutenção, durante período de contingenciamento;
- Ausência de monitoramento da execução das tarefas priorizadas de modo a certificar-se que de fato estavam sendo executadas pela equipe de contingência e se o quantitativo a bordo era realmente suficiente para realização das manutenções preventivas e corretivas.

Esses desvios tenderiam a se agravar com o decorrer da greve, em razão da previsão do embarque de pessoas que não possuíam experiência prévia a bordo das instalações.

Nesse sentido, foram emitidas notificações que visavam a garantia de que os profissionais que fossem embarcar para compor as equipes de contingência: (i) estivessem familiarizados com a instalação e realizassem treinamento antes de assumirem as respectivas funções; e (ii) tivessem conhecimento das especificidades de cada unidade, incluindo as gestões de mudança, inibições e contingências em vigor.

Associado às questões relacionadas à greve, verificou-se uma série de desvios críticos e graves relativos à integridade de elementos críticos, que elevaram ainda mais a complexidade do gerenciamento dos riscos pelas equipes de contingência, em especial:

- A existência de barreiras de segurança degradadas em todas as unidades auditadas, sem medidas de contingenciamento adequadas;
- Perdas de contenção de gás;
- Equipamentos à prova de explosão com recomendações de inspeção vencidas;
- Bombas de combate a incêndio e zonas de dilúvio por espuma em condição degradada; e
- Proteções passivas não instaladas ou degradadas.

O fato dessa auditoria ter identificado desvios críticos em ativos de produção de alta relevância para o abastecimento nacional levou a Diretoria da ANP à expor preocupações quanto às operações de unidades desse porte, em especial, no que se refere à: (i) falhas em sistemas de incêndio, em fontes de ignição e em projeto, que propiciam a formação de nuvem de gás na planta de processo; (ii) deficiências no estabelecimento de procedimento operacional para situações de contingência; e (iii) falha no estabelecimento de critérios de priorização das manutenções e testes de elementos críticos de segurança. Também foi reforçada a necessidade de que ações mitigadoras fossem refletidas e acompanhadas nos índices de segurança de processo.

A auditoria de avaliação do cumprimento ao SGSO durante o movimento grevista acabou se tornando um modelo para as futuras avaliações de efetivo mínimo a bordo das unidades, com foco em funções críticas para a operação segura em cenários de emergência, realizadas em decorrência da pandemia de Covid-19 (item 1.2). Se as ações para sanar os desvios pontuados pela ANP tivessem sido implementadas em tempo, o gerenciamento da contingência durante a pandemia de Covid-19 teria sido facilitado.

3.4 Auditoria pré-operacional

Em junho de 2020 foi realizada atividade de fiscalização remota na plataforma P-70, operada pela Petrobras, para avaliar o cumprimento das condicionantes para o início efetivo da operação (“1º óleo”) estabelecidas na fiscalização realizada em 2019, quando a plataforma ainda se encontrava no estaleiro COOEC, localizado na China. Durante a ação de 2019, a plataforma estava sendo comissionada e em fase avançada de completação para a navegação para a locação definitiva.

O objetivo da ação de fiscalização realizada em 2020 consistiu em avaliar a eficácia das ações implementadas pela Petrobras no que tange a: projeto, comissionamento, procedimentos, treinamentos, barreiras de segurança preventivas e mitigadoras, auditoria interna, abrangência de recomendações de investigação e recursos de resposta a emergência. Ao todo foram avaliadas 32 condicionantes para permitir o início das operações da unidade P-70, onde todas foram atendidas, exceto aquelas relacionadas à operação dos guindastes da unidade.

Cabe destacar que, durante o processo de verificação do cumprimento das condicionantes, foi observada falha de implementação do conceito ALARP, gerando impacto relevante no processo de análise de riscos e no início das operações da unidade.

O operador considerou que a implementação de salvaguardas de segurança implicaria em postergações de marcos de produção e que, portanto, seriam desproporcionalmente custosas,

frente aos potenciais benefícios dessas medidas. No entanto, o princípio ALARP deve considerar os custos de uma opção de salvaguarda frente a outras opções, e somente se for demonstrado que a primeira opção é desproporcionalmente custosa frente aos seus potenciais benefícios, ela poderia ser descartada como opção favorita. A comparação da implementação de salvaguarda *versus* atrasos logísticos ou custos da postergação da produção é inadequada frente ao arcabouço regulatório existente, ainda mais em se tratando de medidas de controle de risco efetivas, economicamente viáveis e proporcionais, constantes das normas existentes e previstas boas práticas de engenharia.

3.5 Gerenciamento da integridade de poços

O regulamento técnico do SGIP regula aspecto já sedimentado e reconhecido nas melhores práticas internacionais da indústria, determinando em seu item 10.5.3.3 que os operadores de contrato não permaneçam com poços em abandono temporário por mais de três anos sem um programa de monitoramento implementado.

Em 2020, foram constatados graves desvios relacionados a poços na condição de abandono temporário sem qualquer monitoramento, por longo período (acima de 3 anos). Também foram constatados poços sem programa de inspeção visual (item 10.5.3.2 do SGIP) e sem análise de risco para avaliar as incertezas quanto ao estado de integridade dos poços. Tais evidências indicam a ausência de aderência às melhores práticas da indústria, as quais são exigidas nos contratos firmados com a União, representada pela ANP.

As incertezas sobre a integridade de poços não monitorados por tempo alongado representam um risco ainda maior para os casos de poços marítimos de completação molhada, devido aos desafios que se adicionam para acesso à cabeça dos poços e do risco ambiental que este cenário apresenta.

Sobre esta constatação, é importante destacar os seguintes desvios comuns encontrados em ações de fiscalização:

- Desconhecimento do cessionário (novo operador) em processo de transferência de titularidade dos direitos e obrigações de E&P quanto ao risco e à integridade dos poços a serem assumidos (10.5.3.6 - SGIP; e manual de procedimento de cessão²⁹);
- Desconhecimento quanto à distinção entre o programa de inspeção visual (item 10.5.3.2 - SGIP) e o programa de monitoramento e verificação de poços (item 10.5.3.3 - SGIP), o qual envolve a verificação dos elementos dos conjuntos solidários de barreiras (CSB);
- Falta de estabelecimento de programa de monitoramento e verificação de poços baseado em risco, previamente à confirmação de poços em abandono temporário monitorado (10.5.3.4 - SGIP);
- Programa de monitoramento de poços sem estabelecimento de plano de contingência para tomada de ações, caso sejam verificadas falhas de elementos dos CSB com eventuais escapes de fluidos (10.3.2.6; 11.3.1.4; 13.2.2.2; 14.2.1 - SGIP);

²⁹ Procedimento de cessão de contratos. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/arq-procedimento/manual-procedimento-cessao.pdf>

- Ausência de confiabilidade do banco de dados próprio sobre o status dos poços, gerando desatualização desta informação nos sistemas informatizados da ANP e, consequentemente, o descumprimento da Resolução ANP nº 699/2017.

Vale ressaltar que o limite de três anos para permanecer com poço em abandono temporário não é exigível em caso de estabelecimento de CSBs permanentes, ou da implementação prévia de programa de monitoramento e verificação baseado em risco.

Em casos de cessão de contratos, nota-se que, em geral, cessionário e cedente negociam valores, cronograma e atribuições para execução do abandono permanente de poços. No entanto, é importante ressaltar que a Resolução ANP nº 46/2016 estabeleceu que *nenhum contrato privado, qualquer que seja a sua denominação, firmado entre uma empresa detentora dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural e terceiros poderá impedir a implementação do Regulamento Técnico do SGIP, ou o exercício do poder fiscalizatório por parte da ANP*. Dessa forma, é essencial que os novos entrantes avaliem o passivo relacionado à integridade de poços, em especial, quanto aos requisitos de monitoramento, inspeção e abandono, pois, ao assinarem os aditivos, os adquirentes passam a ser responsáveis pelo cumprimento das obrigações e a estarem sujeitos à eventuais penalidades egressas de pendências deixadas pelos operadores originais.

Espera-se que os operadores, principalmente em processo de cessão de direitos e em atenção ao **Desafio #4** para indústria do Relatório de Segurança Operacional de 2019 – *“Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção)”* –, atentem para o cumprimento da legislação vigente quanto à implementação de programa de monitoramento e verificação para poços em abandono temporário e, principalmente, ao limite improrrogável de três anos para a condição de abandono temporário não monitorado, assim como para os riscos advindos da falta de gerenciamento da integridade de poços nesta condição.

3.6 Não conformidades críticas e medidas cautelares

No ano de 2020, foi evidenciado o maior número de não conformidades críticas já registrado, tanto em valores absolutos e, principalmente, em proporção ao total de não conformidades emitidas, conforme Gráfico 6. Destaca-se que a SSM concentrou sua fiscalização, a partir de abril de 2020, nos elementos críticos para a segurança operacional das instalações, isto é, auditorias mais focadas em sistemas, equipamentos e procedimentos que poderiam, em caso de falha, causar ou contribuir significativamente para um quase acidente ou para um acidente operacional significante, aumentando o potencial de identificação de desvios críticos.

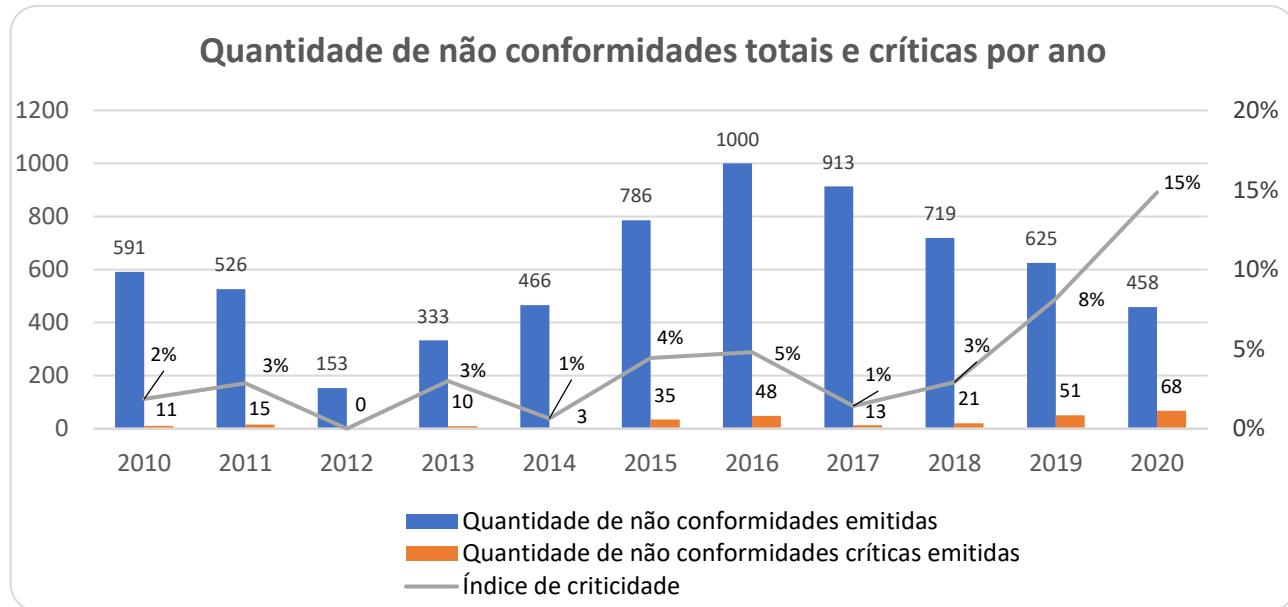


Gráfico 6 – Quantidade de não conformidades críticas emitidas por ano

Foram 68 não conformidades críticas emitidas em 2020, para 28 unidades de produção diferentes, todas no ambiente marítimo, representando um aumento de 55% em relação a 2019 (Tabela 5).

Tabela 5 – Quantidade de não conformidades críticas e interdições em unidades de produção em 2019 e 2020

Ano	NC Críticas	Quantidade de unidades de produção com NC críticas	Interdições (parciais ou totais)
2019	44	23	9
2020	68	28	7
Aumento	55%	22%	-22%

Embora tenha ocorrido uma diminuição no total de não conformidades lavradas, relacionada à redução das atividades de fiscalização em 2020 (22% a menos que em 2019), houve incremento na quantidade de não conformidades críticas, fazendo com que o índice de criticidade atingisse 15%, maior valor observado até hoje.

O elevado número de não conformidades críticas é um sinal de que as auditorias internas não estão sendo eficazes. Os desvios deveriam ter sido identificados em momento anterior às auditorias da ANP, diminuindo assim o índice de não conformidades críticas. O aprimoramento dos processos de auditorias internas é essencial para a prévia identificação de desvios críticos e para o correto funcionamento do sistema de gerenciamento de segurança operacional.

A Tabela 6 lista as instalações de produção marítimas para as quais foram emitidas não conformidades críticas em auditorias realizadas em 2020, identificando aquelas que foram interditadas.

Tabela 6 – Instalações de produção que receberam não conformidades críticas, identificando as que foram interditadas, em 2020

Unidade	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Nº de NC críticas	Interdição	Interdição	Desinterdição
Plataforma de Enchova ³⁰	Trident	Trident	8	Total	11/12/2020	29/12/2020
Petrobras 65	Trident	Trident	4	Total	11/12/2020	29/12/2020
Petrobras 08	Trident	Trident	4	Total	11/12/2020	04/01/2021
Plataforma de Pampo 1	Trident	Trident	4	Total	11/12/2020	04/01/2021
Petrobras 20	Petrobras	Petrobras	7	Parcial	04/09/2020	04/12/2020
Plataforma de Garoupa ³¹	Petrobras	Petrobras	2	Parcial	04/11/2020	-
Plataforma de Namorado 2 ³²	Petrobras	Petrobras	1	Parcial	04/11/2020	-
Petrobras 76	Petrobras	Petrobras	4	-	-	-
Petrobras 40	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FPSO Cidade de Saquarema	Petrobras	SBM	3	-	-	-
Petrobras 74	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 77	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FPSO Cidade de Maricá	Petrobras	SBM	3	-	-	-
Petrobras 33	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 31	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FPSO OSX-3	PetroRio	PetroRio	4	-	-	-
FPSO Espírito Santo	Shell	SBM	1	-	-	-
FPSO Fluminense	Shell	Modec	2	-	-	-
FPSO Cidade de Caraguatatuba	Total	Modec	1	-	-	-
Petrobras 58	Petrobras	Petrobras	4	-	-	-
Petrobras 18	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 43	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Petrobras 50	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 52	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FPSO Cidade de Niterói	Petrobras	Modec	2	-	-	-
Petrobras 35	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Plataforma de Merluza	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Plataforma de Cherne 1	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-

Dentre os desvios críticos que foram identificados, aquele que representou maior recorrência de casos foi o relacionado a reparos temporários sem a devida certificação, demonstrando que não são observados requisitos de garantia de qualidade do serviço realizado, conforme preconizado pelo item 13.3.3 do SGSO.

³⁰ Das oito não conformidades críticas lavradas, quatro foram emitidas antes da transferência do ativo da Petrobras para a Trident.

³¹ A Plataforma de Garoupa se encontrava interditada parcialmente quando da elaboração deste relatório.

³² A Plataforma de Namorado 2 se encontrava interditada parcialmente quando da elaboração deste relatório.

As linhas de fluidos perigosos e pressurizadas devem passar por manutenção por profissionais capacitados e com materiais comprovadamente adequados ao serviço pretendido. O profissional habilitado, embora tenha competência para atestar validade do serviço de inspeção, deve se utilizar de técnicas previstas em normas de segurança para a emissão de seu parecer, especialmente quando da extensão de prazo, não devendo ser admitida a extensão de prazo sem justificativa tecnicamente válida.

Além do desvio crítico mencionado anteriormente, os seguintes desvios foram motivadores de interdições em unidades marítimas de produção no ano de 2020:

- Subdimensionamento de *vent* de tanque de produto químico;
- Disponibilidade de baleeiras incompatível com POB da plataforma;
- Reparos temporários sem certificação e garantia da qualidade em linha de fluido perigoso/pressurizada;
- SDV sem teste funcional e de estanqueidade;
- BDV sem teste funcional;
- Bomba de combate a incêndio com performance inferior ao recomendado pela NFPA 25;
- Remoção do sistema de abafamento por CO₂ do sistema do *flare* com gerenciamento inadequado dos riscos;
- Não realização de teste de dilúvio molhado ou teste de dilúvio realizado sem a devida medição de pressão e vazão.

Quanto ao desvio de subdimensionamento do *vent* de tanque de produto químico, destaca-se uma recomendação emitida pela ANP em 2018, como resultado da investigação de incêndio na plataforma P-20: “*O operador deve verificar o projeto dos dispositivos de alívio dos tanques que contenham produtos químicos inflamáveis, tomando as providências necessárias de acordo com as normas e boas práticas, caso sejam identificadas não conformidades. O resultado dessa verificação deve ser registrado em relatório.*” Essa recomendação foi emitida a partir de evidência obtida durante a investigação, de que os *vents* dos tanques da unidade de produtos químicos não haviam sido dimensionados considerando corretamente o caso de fogo, preconizado em norma de engenharia, o que levou ao seu subdimensionamento, considerado uma das causas do acidente.

Em auditoria realizada em 2020, na mesma unidade, foi constatado que a verificação do *vent* dos tanques de produto químico não foi realizada, isto é, a recomendação, emitida em 2018, não havia sido implementada, mesmo após decorrido o prazo para sua implementação. Este fato, além de representar um descumprimento à notificação expedida pela ANP, é um exemplo de falha na implementação dos aprendizados com os acidentes pelos operadores. Outros exemplos serão discutidos no item 5.3.

4. INFRAÇÕES

O cenário dos processos sancionadores na SSM, por ano, desde 2010 é apresentado no Gráfico 7. Estes dados compreendem processos com infrações atreladas a desvios de diferentes práticas de gestão contempladas nos regulamentos técnicos vigentes, bem como desvios apurados por meio da investigação de denúncias e de incidentes, entre outras infrações.

Cenário comparativo de 2010 a 2020

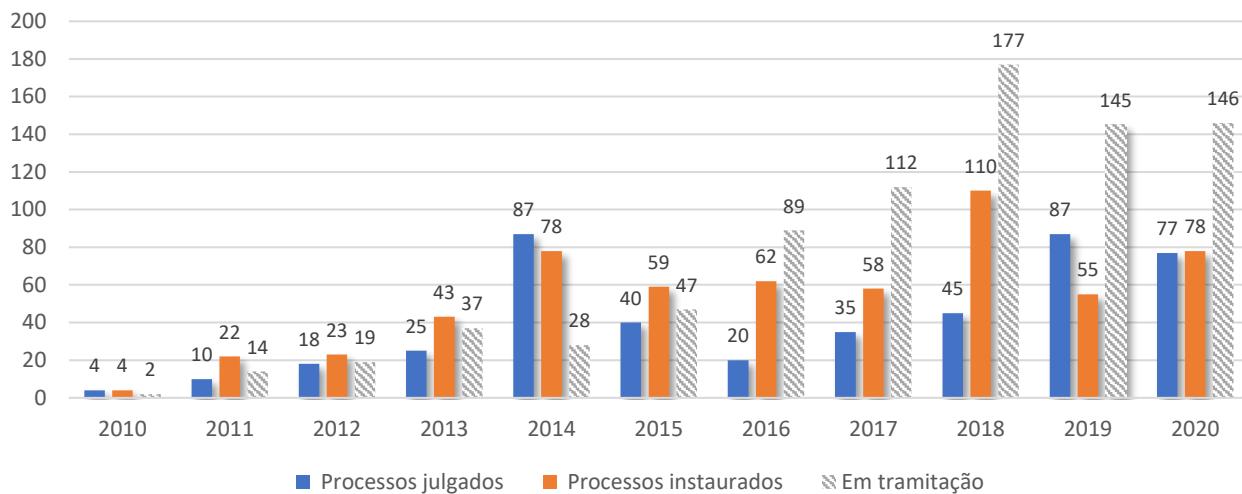


Gráfico 7 – Quantidade de processos instaurados, julgados e em tramitação na 1ª instância

Durante o ano de 2020, as multas aplicadas a partir dos 77 processos julgados totalizaram um valor de R\$ 97.724.379,50. As multas recolhidas neste ano, por sua vez, totalizaram um valor equivalente a R\$ 76.463.076,36. Por meio do Gráfico 8 é possível analisar comparativamente os valores recolhidos e aplicados anualmente desde 2010. Cumpre destacar que a lei 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.

Multas aplicadas e recolhidas

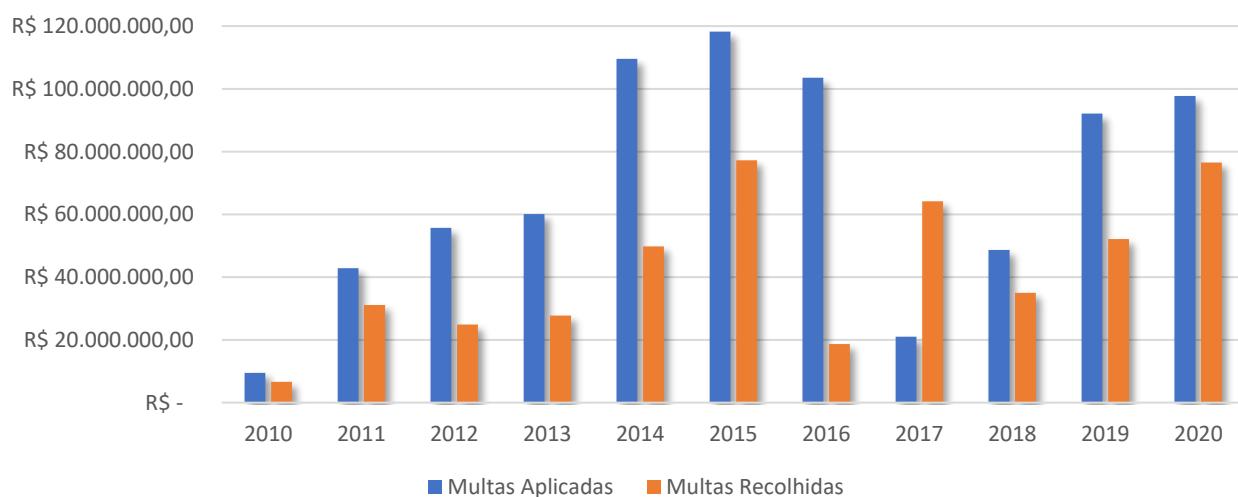


Gráfico 8 – Valores de multas aplicadas e recolhidas anualmente pela SSM desde 2010

Merece destaque no ano de 2020, as medidas no sentido de garantir, cada vez mais, a efetividade do princípio da individualização da pena. De acordo com a metodologia para sua

gradação, disposta na Nota Técnica nº 191/SSM/2017, diversas circunstâncias podem ser consideradas para ponderar o valor final da pena pecuniária. Busca-se, então, aplicar os percentuais de agravamento e as atenuantes, sempre que cabível diante do caso concreto.

Neste sentido, na gradação da pena das infrações apuradas no âmbito das investigações de incidentes ocorridos nas unidades P-20 e P-48, foi arbitrado um agravamento de 15% sobre o fator da gravidade da infração, em função do resultado, qual seja, a ocorrência de incêndios de graves proporções.

Por outro lado, nos casos em que as condições de operação do campo, em especial em função do volume de produção e da complexidade da instalação, demonstraram menor gravidade da infração, a penalidade prevista foi reduzida a fim de guardar a devida proporcionalidade e a razoabilidade da pena pecuniária. Assim, para os campos terrestres de Santana e Galo de Campina, considerou-se o baixíssimo volume de produção para reconhecer o cabimento de atenuante sobre a gravidade das infrações constatadas.

Para 2021, pretende-se aprimorar a dosimetria da pena pecuniária, buscando cada vez mais diferenciá-la em função das características da infração e dos resultados efetivamente produzidos, a fim de refinar a gradação das multas, tornando-as mais aderentes e proporcionais às condutas identificadas.

5. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS

As informações sobre os incidentes comunicados pelos operadores nos termos da Resolução ANP nº 44/2009 são analisadas pela SSM de forma a identificar tendências e oportunidades de melhoria, tanto por parte da indústria, quanto no escopo regulatório da ANP. Em 2020, foram recebidas 1857 comunicações de incidentes em atividades de E&P, das quais cerca de 87% se referem a atividades *offshore*, cujos destaques estão na seção a seguir.

5.1 Incidentes nas atividades marítimas

Os dados referentes às instalações marítimas que executam atividades de E&P são exibidos na forma de taxas, conforme detalhadamente descrito no sítio da ANP³³. Os *benchmarks* utilizados nesta seção foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum*) em seu Projeto de Acompanhamento de Desempenho, calculando os índices com base na média dos indicadores entre o Reino Unido, Estados Unidos e Noruega, para os anos de 2012 a 2019³⁴.

A Tabela 7 apresenta um detalhamento dos incidentes *offshore* em 2020. Incidentes em plataformas de produção e sondas marítimas correspondem a mais de 90%. Os demais 146 incidentes são relacionados à outras instalações, como poços, sistemas submarinos e embarcações de apoio.

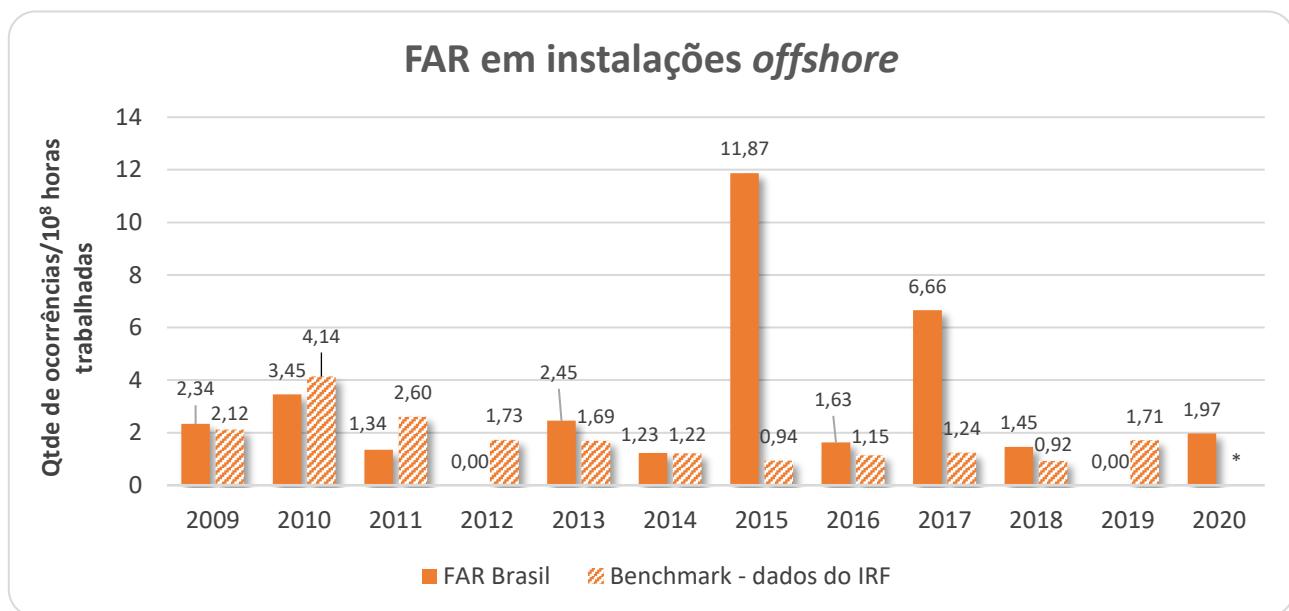
³³ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/dados-de-desempenho/indicadores-de-desempenho>

³⁴ O IRF, do qual o Brasil é participante, consiste em um fórum internacional de órgãos reguladores das atividades de petróleo *offshore*. Os dados dos países de referência relativos a 2020 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

Tabela 7 – Resumo dos incidentes *offshore* em 2020

1632 incidentes <i>offshore</i> em 2020		
Plataformas de produção		Sondas marítimas
1226 comunicados		260 comunicados
Accidentes mais comunicados		Accidentes mais comunicados
1 Princípio de incêndio 65		1 Descarga menor de material com alto potencial de dano 34
2 Descarte fora de especificação de água produzida 60		2 Princípio de incêndio 12
3 Descarga menor de óleo 45		3 Descarga menor de óleo 11
4 Descarga menor de material com alto potencial de dano 26		4 Afundamento de equipamento ou material 9
5 Ferimento por afastamento por mais de 3 (três) dias 24		5 Ferimento por afastamento por mais de 3 (três) dias 8

O Gráfico 9 apresenta a taxa de fatalidades (FAR) das atividades *offshore* no Brasil de 2012 a 2020:

Gráfico 9 – FAR em instalações de exploração e produção *offshore* de 2009 a 2020

Em 2020, ocorreu uma fatalidade em instalação *offshore* durante uma operação de mergulho na P-33. Em 2015 e em 2017, observa-se um valor significativamente superior aos dos demais anos, devido à ocorrência de acidentes com múltiplas fatalidades, respectivamente no FPSO Cidade de São Mateus e na sonda Norbe VIII. Ambos foram investigados pela ANP e os relatórios podem ser consultados no site da Agência³⁵. Ressalta-se que o arcabouço regulatório da ANP e o planejamento de fiscalizações visam justamente à minimização de acidentes que envolvam múltiplas fatalidades e ferimentos graves.

³⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1>

Analogamente ao conceito de FAR, o Gráfico 10 mostra a taxa de ferimentos graves³⁶, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*.

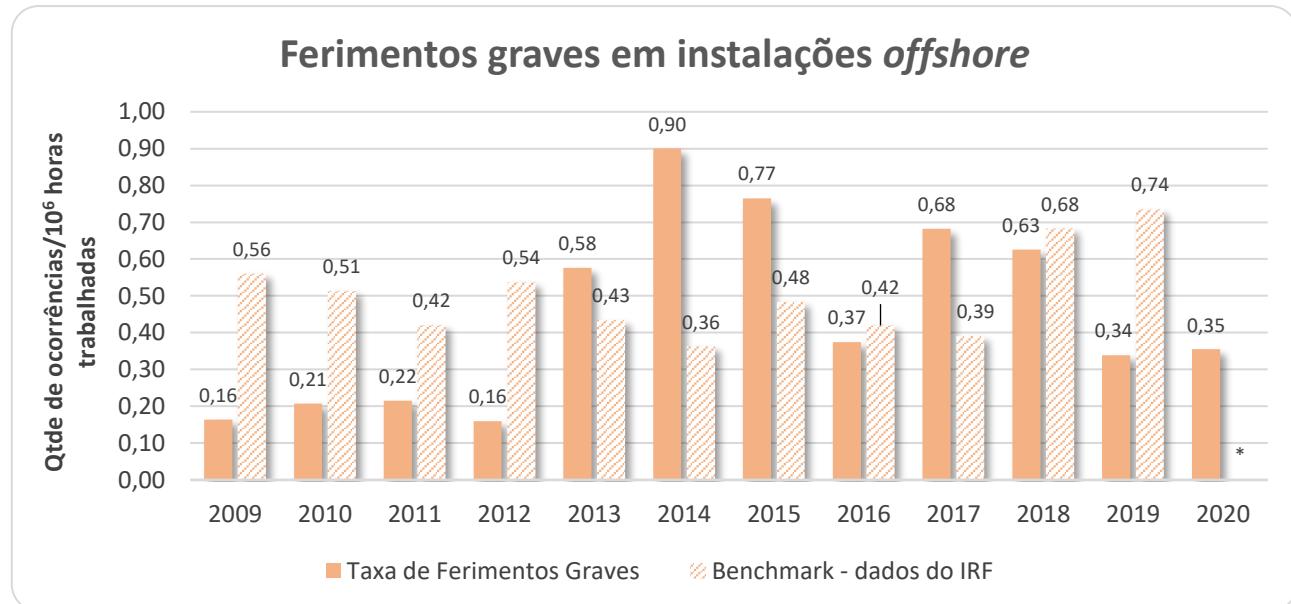


Gráfico 10 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *offshore* de 2009 a 2020

O Gráfico 11 ilustra as taxas de perda de contenção significante de gás inflamável³⁷ nas instalações analisadas.

³⁶ Ferimento grave: qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo:

- a) fratura (excluindo de dedos);
- b) amputação;
- c) perda de consciência devido à asfixia ou à exposição a substâncias nocivas ou perigosas;
- d) lesão de órgãos internos;
- e) deslocamento de articulações;
- f) perda de visão;
- g) hipotermia ou outras doenças relacionadas à exposição a temperaturas extremas; ou
- h) necessidade de internação por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

³⁷ Perda de contenção significante de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições:

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

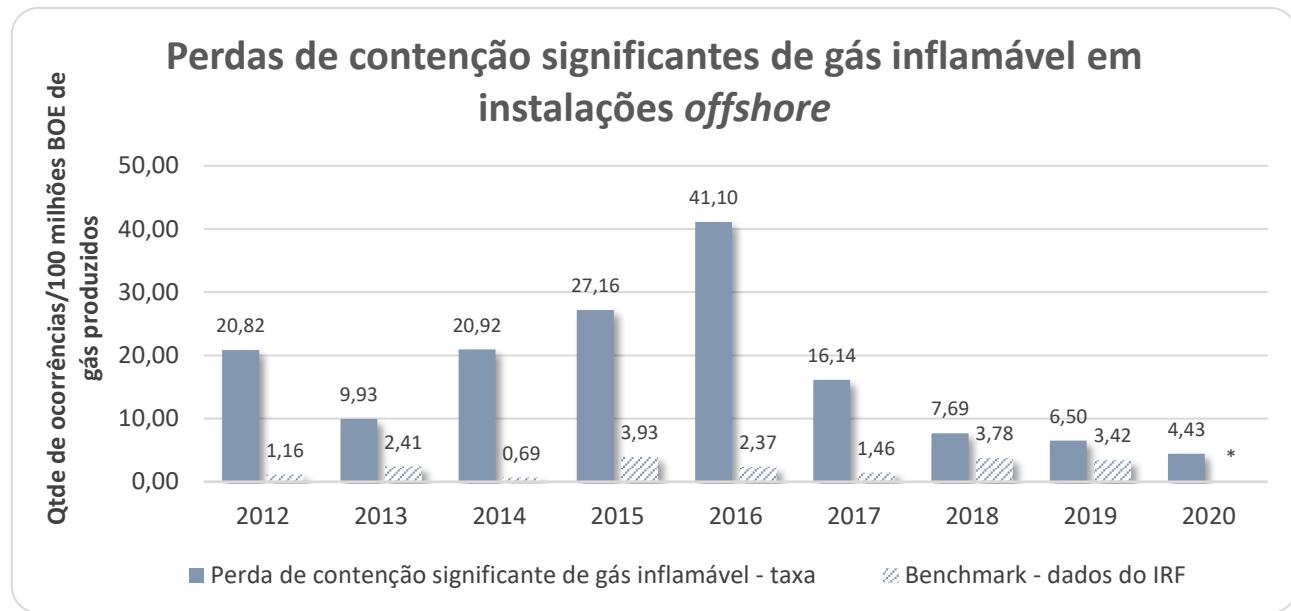


Gráfico 11 – Taxas de perdas de contenção significantes de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2020

As taxas de perdas de contenção maiores³⁸ de gás inflamável são apresentadas no Gráfico 12.

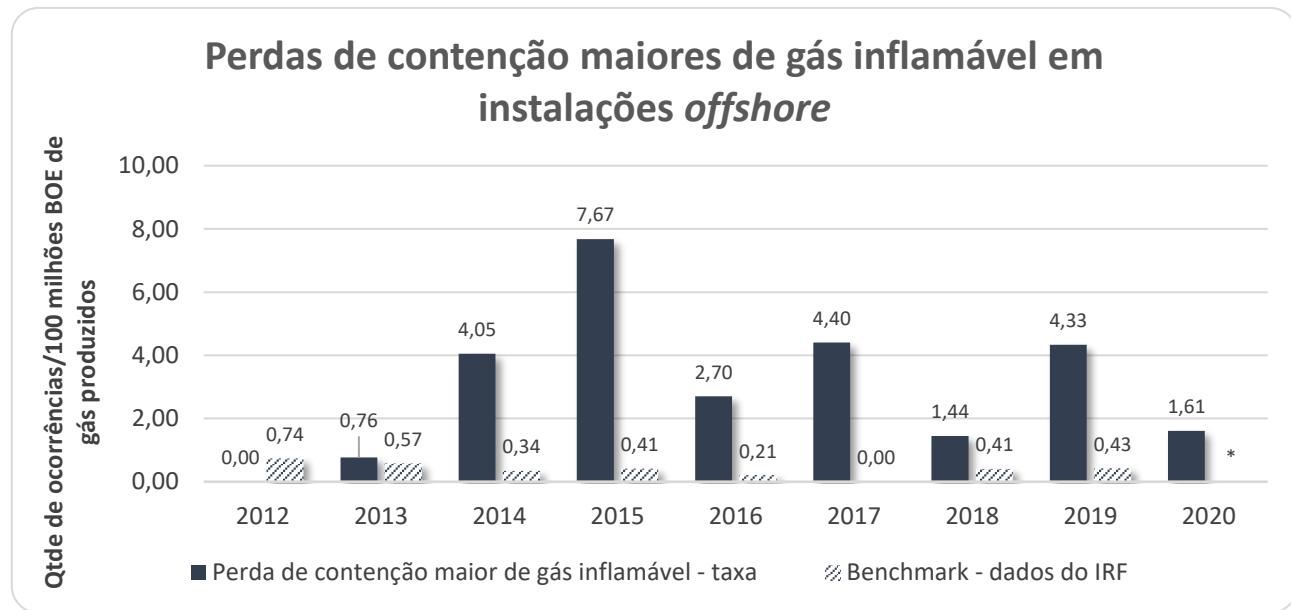


Gráfico 12 – Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2020

³⁸ Perda de contenção maior de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições:

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

Até o ano de 2020, foram registrados apenas eventos de abalroamento significantes³⁹, não havendo registros de abalroamentos maiores em instalações de E&P atuando no Brasil.

O Gráfico 13 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de E&P.

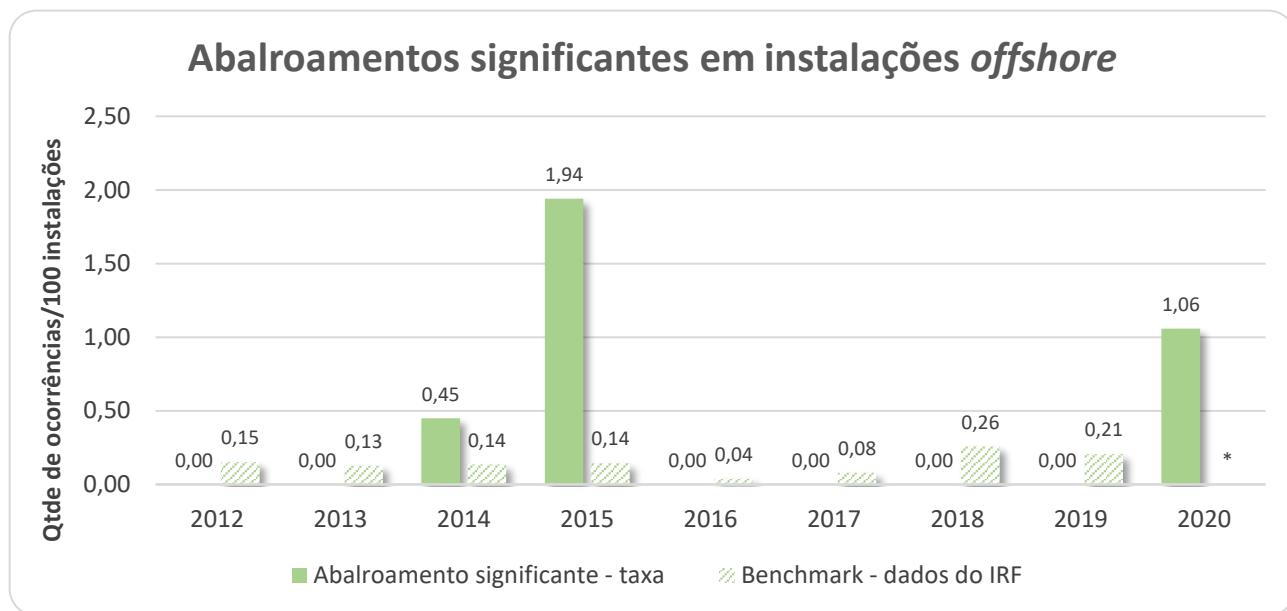


Gráfico 13 – Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2020

A seguir, serão avaliados os eventos de incêndio. Além dos eventos de incêndio significante e incêndio maior, os quais são monitorados pelo IRF, também serão apresentadas as taxas relativas aos eventos de princípio de incêndio⁴⁰, tipo de incidente não monitorado pelo IRF.

³⁹ Abalroamento Significante é qualquer abalroamento entre instalações *offshore*, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significantemente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

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

⁴⁰ Princípio de Incêndio é qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como Incêndio Maior ou Significante.

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

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

O Gráfico 14 apresenta a variação nas taxas de princípios de incêndio em instalações de E&P *offshore*, indicando um aumento linear de 2013 a 2017. Houve redução em 2018, seguida de uma tendência de estabilização em um patamar de aproximadamente 40 princípios de incêndio por ano para cada 100 instalações. Como este evento não se insere entre os indicadores do IRF, não há valor de *benchmark* para estabelecer uma comparação. Todavia, considerando-se que se trata de possível precursor de acidentes maiores, observa-se uma necessidade de redução da ocorrência de princípios de incêndio, bem como do robustecimento das barreiras aos cenários de incêndio e explosão.

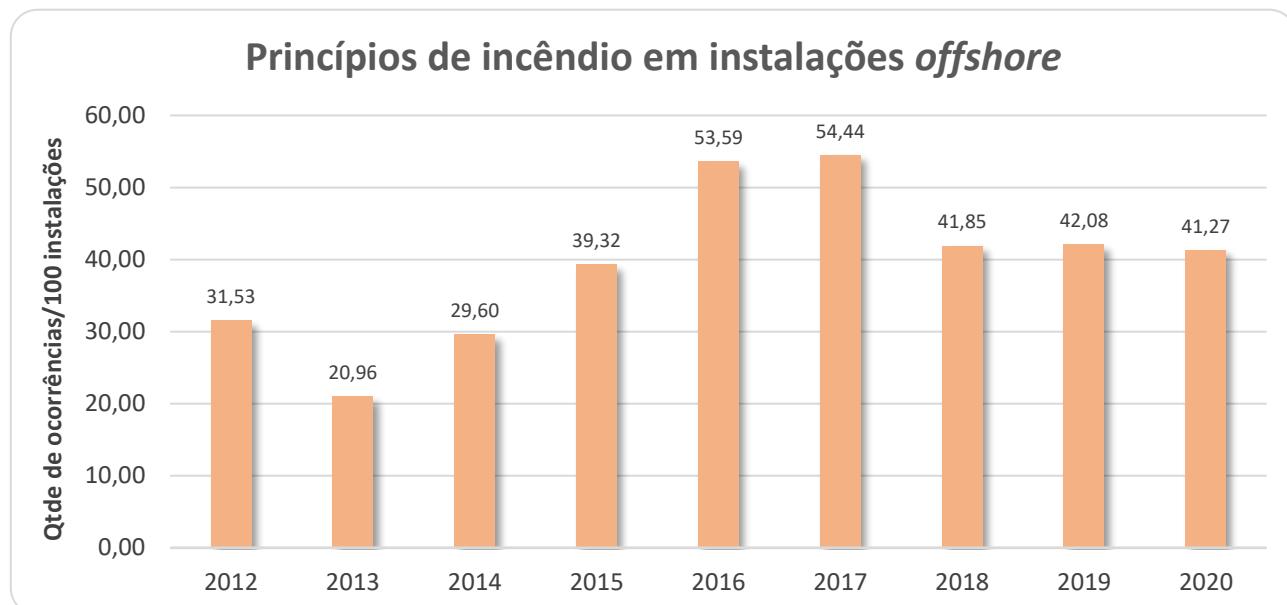


Gráfico 14 – Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2020

As taxas de incêndios significantes são apresentadas no Gráfico 15.

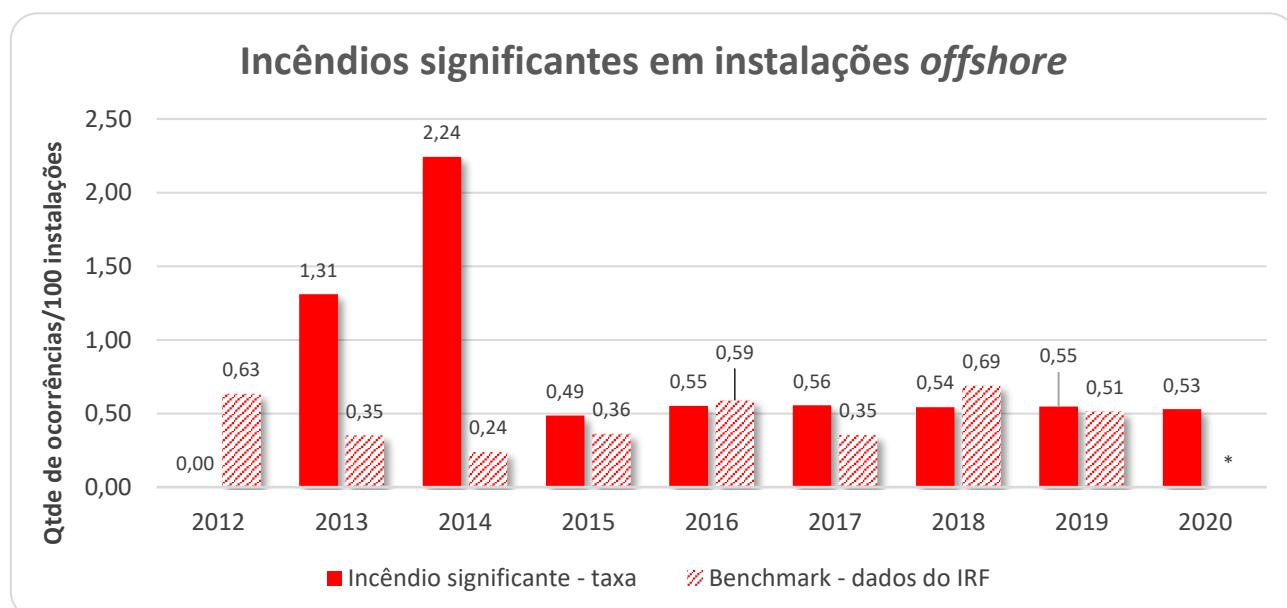


Gráfico 15 – Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2020

O Gráfico 16, a seguir, apresenta as taxas de incêndios maiores.

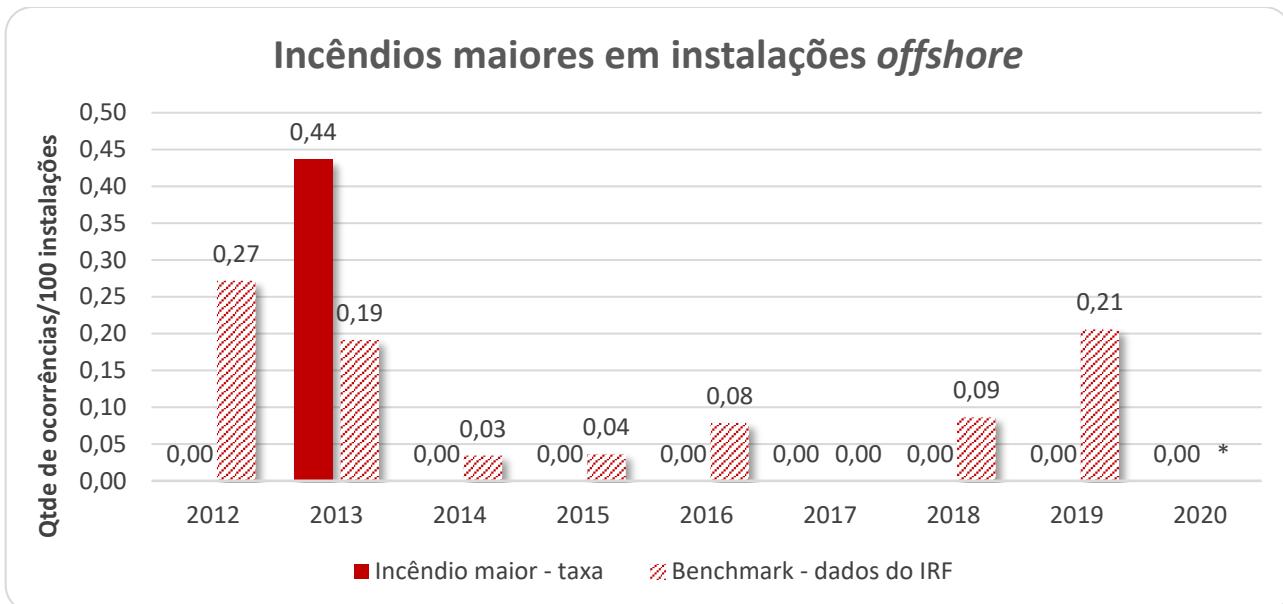


Gráfico 16 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2020

Enquanto os princípios de incêndio ocorridos resultam em taxas estabilizadas de cerca de 40 ocorrências por ano para cada 100 instalações, os incêndios significantes apresentam taxas estabilizadas em menos de uma ocorrência para cada 100 instalações ao ano, o que se encontra dentro dos *benchmarks* internacionais.

Quanto aos incêndios maiores, o único caso registrado é o incêndio na P-20, ocorrido em dezembro de 2013. O acidente foi investigado pela ANP e o relatório se encontra no site da Agência⁴¹.

O Gráfico 17 apresenta a quantidade de eventos e o volume descarregado no mar, tanto de óleo cru quanto de óleo diesel, de 2012 a 2020.

Após 2019 ter sido o pior ano em volume de óleo descarregado no mar devido a incidentes em atividades de E&P⁴², em 2020 este indicador apresentou o menor valor registrado na série histórica.

Muito embora tenha sido observada uma significativa melhora no resultado deste indicador, o que pode ser atribuído a um aumento da robustez das ações de prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar, conforme estabelecido como *Desafio #1* para a indústria no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019 – “*Aumento da robustez das ações de prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar, através de auditorias de barreira,*

⁴¹ Disponível em:

http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Seguranca_Operacional/Relat_incidentes/P-20/Relatorio_P-20_final.pdf

⁴² Acidentes com maior volume de óleo no mar em 2019: (i) P-58: acidente em 23/02/2019 com o vazamento de 251,80 m³ de óleo; (ii) P-53: acidente em 26/03/2019 com o vazamento de 122 m³ de óleo; (iii) FPSO Cidade do Rio de Janeiro: acidentes em 02/01/2019 e 23/08/2019 com o vazamento de, respectivamente, 15,36 m³ e 10,26 m³ de óleo.

implementação de ações de abrangência e lições aprendidas –, duas categorias de eventos incidentais que podem resultar em descarga de óleo no mar permanecem ocorrendo com frequência relevante e merecem destaque: **falhas em tanques de carga** e **falhas em risers**. Estes tópicos, suas motivações e as ações propostas pela ANP para enfrentamento destes problemas são detalhados no item 5.3.

Adicionalmente, o ano de 2020 foi o recordista quando se trata de descarga de óleo diesel, com volume de aproximadamente 213 m³, proveniente de basicamente dois incidentes. O primeiro, com descarga de 148 m³, ocorreu durante operação de transferência com rebocador. O segundo, com descarga de 65 m³, refere-se à perda de estanqueidade de duto flexível de serviço, durante procedimento de inertização com diesel, o que reforça a preocupação com eventos de falhas em *risers*.

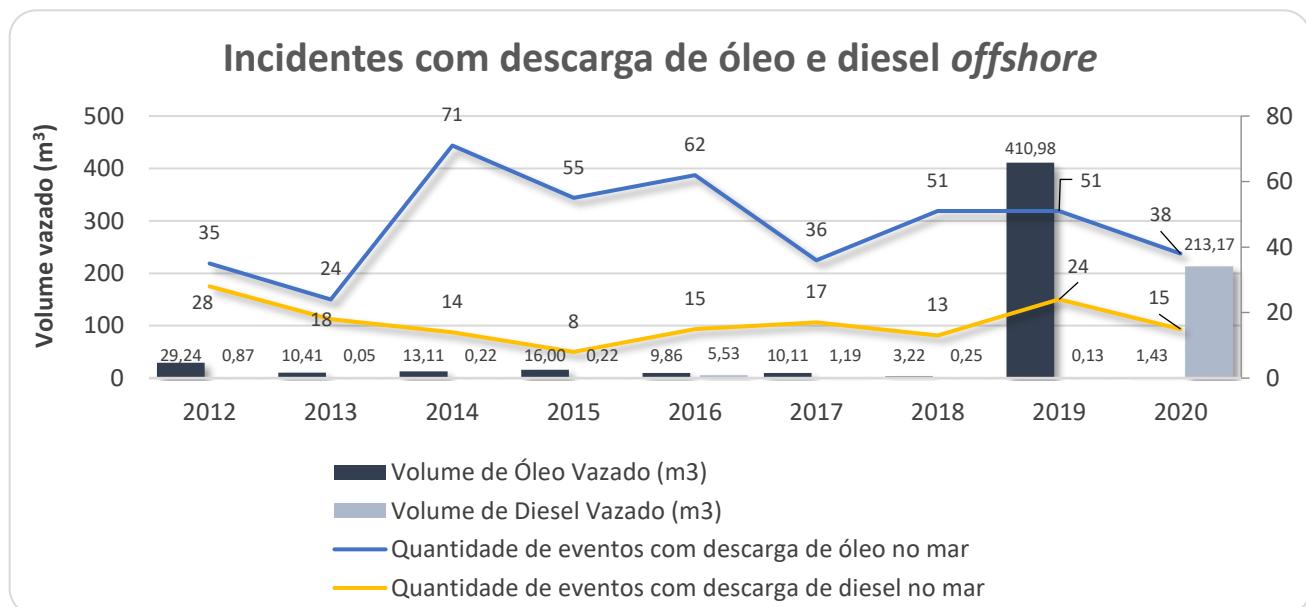


Gráfico 17 – Incidentes com descarga de óleo cru e óleo diesel offshore entre 2012 e 2020

5.2 Incidentes nas atividades terrestres

Em 2020, foram recebidos 225 comunicados de incidentes em instalações de E&P terrestre. A Tabela 8 apresenta as principais informações.

Tabela 8 – Resumo dos incidentes *onshore* em 2020

225 incidentes *onshore* em 2020

Acidentes mais comunicados

1	Descarga significante de óleo	20
2	Princípio de incêndio	16
3	Perda de circulação	15
4	Descarga significante de água de injeção	13
5	Perda de contenção de H ₂ S	10

De forma análoga à feita para as instalações marítimas, os dados referentes aos incidentes em instalações terrestres de E&P também são exibidos na forma de taxas. O *benchmarking* utilizado para os incidentes *onshore* baseia-se nos dados divulgados pela *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP)⁴³ para instalações exclusivamente terrestres.

O Gráfico 18 apresenta o FAR das atividades *onshore* no Brasil de 2014 a 2020, comparado com o índice apurado com os dados do IOGP. Em 2020 não ocorreu fatalidade em instalação *onshore*. O ano de 2017 é aquele com a quantidade mais expressiva de fatalidades, com dois incidentes que resultaram em três óbitos. Um dos acidentes ocorreu no campo de Fazenda Belém e consistiu no tombamento de um caminhão tanque, o qual vitimou a condutora do caminhão e seu ajudante. O outro acidente, no campo de Serraria, envolveu o desprendimento de um tubo da lateral de um caminhão *munck*, que atingiu o motorista operador do caminhão, levando-o a óbito.

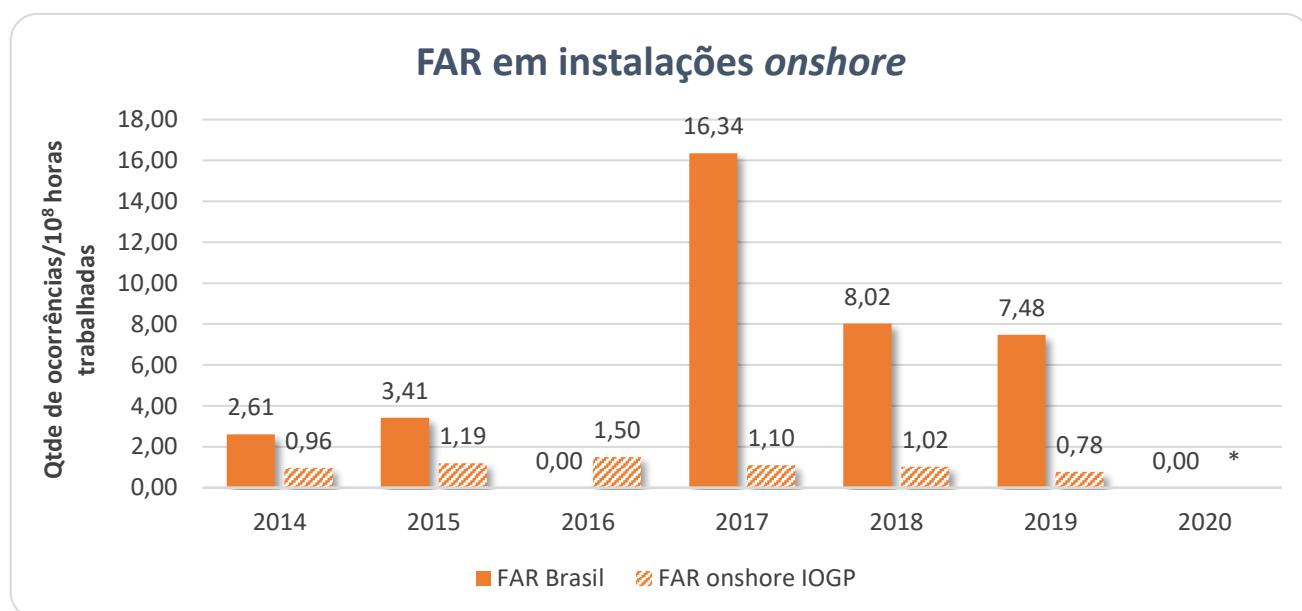


Gráfico 18 – FAR em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2020

O Gráfico 19 apresenta a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*.

⁴³ Disponíveis em <https://www.iogp.org/bookstore/portfolio-item/safety-performance-indicators/>. Os índices da IOGP referentes a 2020 ainda não se encontram disponíveis.

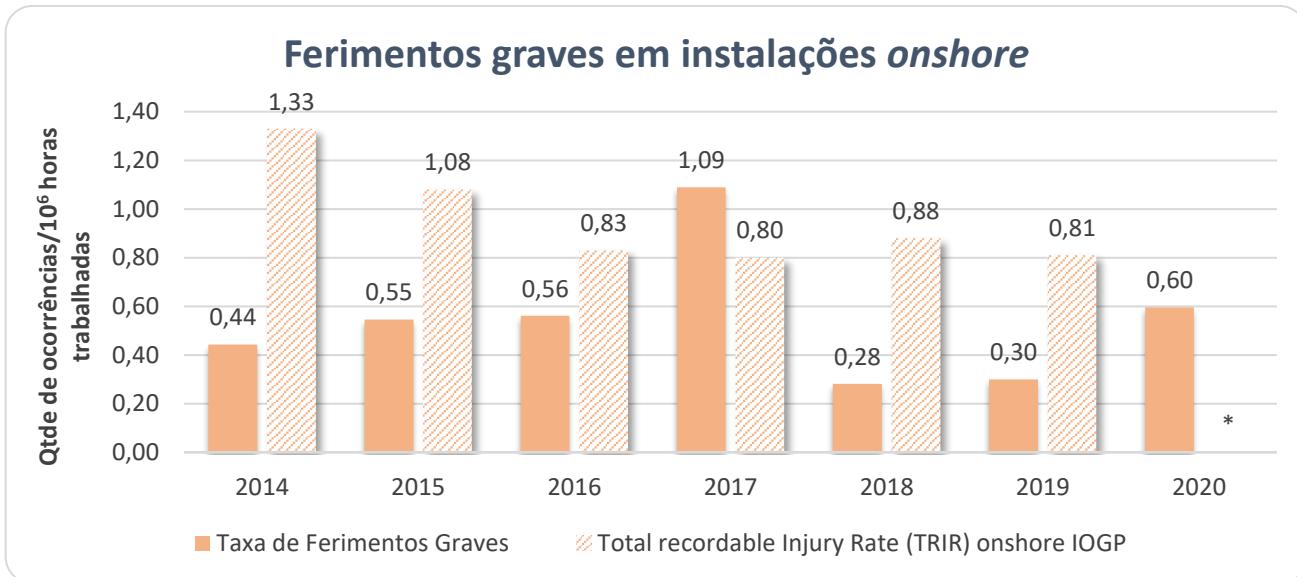


Gráfico 19 – Taxa de ferimentos graves em instalações de exploração e produção onshore de 2014 a 2020

O volume de óleo descarregado em terra é exibido no Gráfico 20.

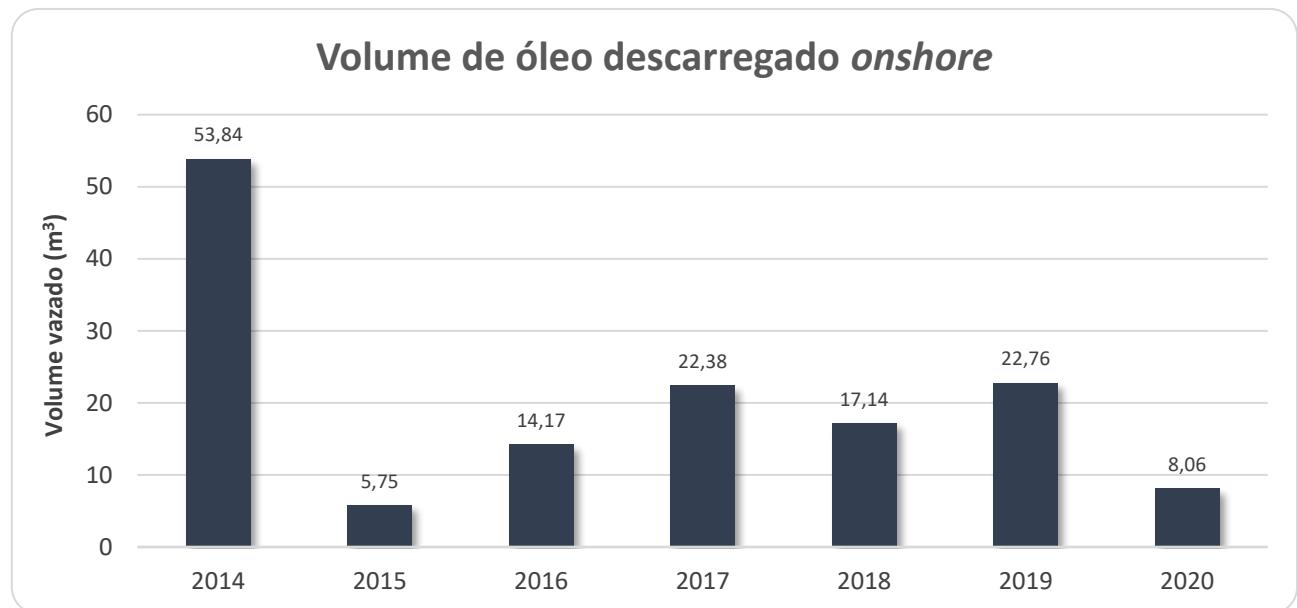


Gráfico 20 – Volume de óleo descarregado em atividades onshore entre 2014 e 2020

5.3 Lições aprendidas com os incidentes operacionais

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

outros agentes regulados, ressalvadas as informações classificadas como reservadas de acordo com a legislação aplicável.

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

Neste contexto, quando é identificada uma oportunidade de aprendizado para a indústria, é publicado um alerta de segurança para disseminação da informação. Em 2020, foram publicados dois alertas de segurança: Alerta de Segurança 007 - ANP/SSM – Vazamento de óleo para o mar durante operação de *offloading*⁴⁴; e Alerta de Segurança 008 - ANP/SSM – Vazamento de óleo no mar devido a vazamento em linha de drenagem descomissionada⁴⁵.

O primeiro alerta refere-se a um incidente ocorrido durante a atividade de transferência de óleo do FPSO para o navio aliviador, no qual houve rompimento dos parafusos fusíveis do QRF (*quick release flange*), parte integrante do sistema IHTP (*inboard hose termination piece*), entre o carretel e o mangote de *offloading*, com vazamento de óleo para o mar.

O outro alerta trata de incidente de vazamento de petróleo para o mar por perda de contenção em linha pertencente ao sistema de dreno aberto original do FPSO, a qual transpassa os tanques de carga.

Em 2020 também foram concluídos dois processos de investigação de incidentes pela ANP, já detalhados no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019: incidente de descarga de óleo ocorrido em P-53⁴⁶ e incidente de descarga de óleo no FPSO Cidade do Rio de Janeiro⁴⁷.

Adicionalmente, dentre os incidentes acompanhados pela ANP em 2020, merecem destaque, em termos de aprendizado para a indústria, os concernentes a falhas em tanques de carga e a falhas em *risers*, devido ao alto potencial de dano.

5.3.1 *Falhas em tanques de carga e o projeto LabTank*

Motivado pelos incidentes recentes e recorrentes de vazamento de óleo no mar oriundos de falhas em sistemas navais, como os incidentes com o FPSO Cidade de São Mateus, com a P-31 e com o FPSO Cidade do Rio de Janeiro, e como forma de atender ao *Desafio #1* para a indústria do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019 – “*Aumento da robustez das ações de prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar, através de auditorias de barreira, implementação de ações de abrangência e lições aprendidas*” –, a ANP concebeu o projeto LabTank.

O LabTank é uma iniciativa de médio a longo prazo, que conta com a parceria voluntária de integrantes das operadoras Petrobras, Equinor, Shell, PetroRio, SBM Offshore e Modec; das

⁴⁴ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/sgom/alerta/alerta-007-ssm.pdf>

⁴⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/alerta-008-ssm.pdf>

⁴⁶ Disponível em:

http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Seguranca_Operacional/Relat_incidentes/p-53/relatorio-p-53.pdf

⁴⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/relatorioinvestigaoFPRJfinal.pdf>

classificadoras ABS, Bureau Veritas e DNV; do *Center for Chemical Process Safety* (CCPS); da Marinha do Brasil e do LabRisco-USP. O formato colaborativo foi inspirado em experiências regulatórias da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) com seus regulados e parceiros.

O projeto está alinhado ao Mapa Estratégico da ANP 2021-2024, que incentiva a realização de parcerias e convênios e a aplicação de novas tecnologias na definição de estratégias de monitoramento e fiscalização do mercado. Tem como objetivo prevenir a recorrência de eventos provenientes de falhas em sistemas navais, por meio de diagnóstico de oportunidades de melhoria nas barreiras aos cenários de falha, da disseminação de boas práticas da indústria, da adoção de medidas de gestão de integridade baseadas em riscos e do aumento do engajamento dos *stakeholders* na adoção das medidas identificadas.

Dessa forma, a SSM/ANP, em conjunto com as classificadoras e tendo como base relatórios de investigação de incidentes, definiu barreiras que se tornaram objeto de estudo de três grupos de trabalho, visando, principalmente, identificar as oportunidades de melhorias associadas a cada uma delas.

- Grupo de Trabalho 1: Monitoramento das condições operacionais versus condição de projeto do sistema de armazenamento (tanques de carga e de armazenamento de água).
- Grupo de Trabalho 2: Avaliação da mudança para alteração do tipo do fluido armazenado.
- Grupo de Trabalho 3: Realização de inspeção em tanques de carga e de armazenamento de água.

São esperados, como produtos do trabalho realizado por cada um dos grupos, guias contendo melhores práticas da indústria, procedimentos operacionais e propostas de otimização dos procedimentos atuais, que serão disponibilizados como uma contribuição dos participantes para toda a indústria, visando ao fortalecimento das barreiras e o aumento da segurança operacional e da integridade dos sistemas navais.

5.3.2 *Falhas em risers*

Acidentes com falhas em *risers* apresentam potencial para ocasionar vazamentos de óleo no mar de grande magnitude. Assim, os acidentes com *risers*, como os associados ao FPSO Cidade de Angra dos Reis, P-19, Peregrino e Cidade de São Vicente, são acompanhados pela ANP. Através das constatações decorrentes das investigações destes acidentes foram publicados no *site* da ANP alertas de segurança contendo lições aprendidas para toda a indústria⁴⁸. O Gráfico 21 apresenta a evolução do número de comunicados de incidentes com *risers* no Brasil.

⁴⁸ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/alertas-de-seguranca>

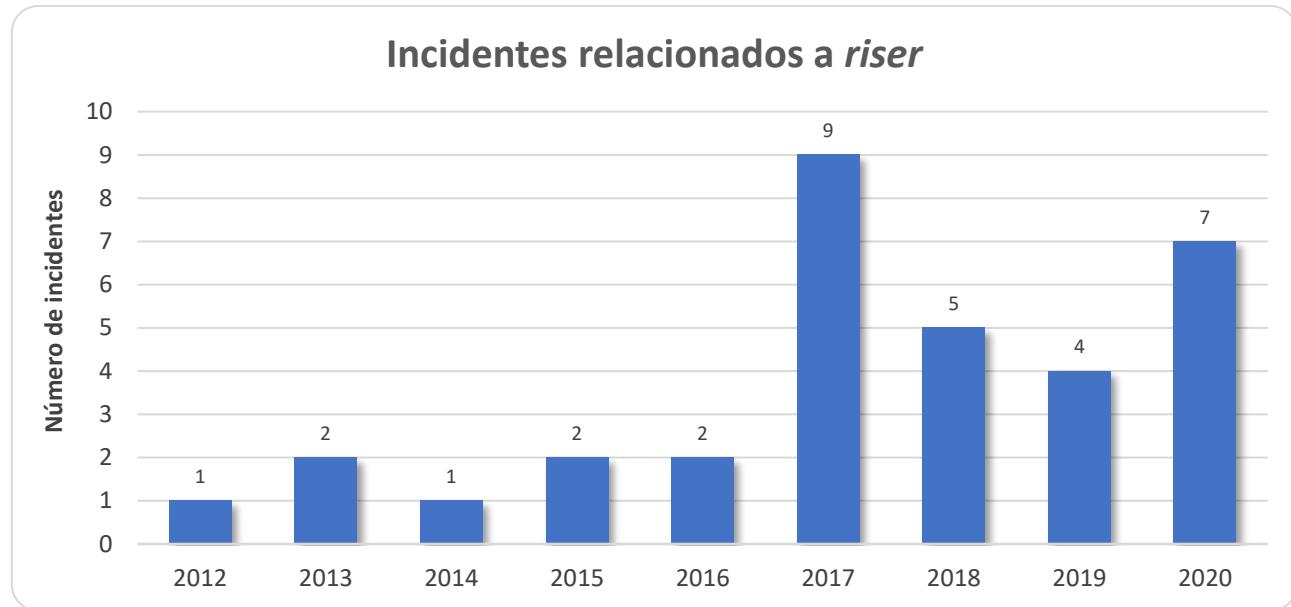


Gráfico 21 – Número de incidentes relacionados a *riser* de 2012 a 2020

É percebido um aumento no número de comunicados de incidentes do tipo “Falha estrutural em sistema de coleta ou escoamento da produção” a partir de 2017. Um percentual de 66% desses incidentes corresponde a algum tipo de dano estrutural ao *riser* (ex. ruptura de armadura de tração, ruptura de capa externa). Porém, um terço das ocorrências correspondem ao colapso total do *riser*. Esses incidentes de colapso ocorreram tanto em linhas em operação como em linhas já descomissionadas, demonstrando a importância da integridade dos dutos durante todo ciclo de vida, mesmo quando fora de operação.

Em relação aos dutos que apresentaram falha, observa-se que os de produção e injeção de gás foram os mais afetados, conforme Gráfico 22. Os *risers* de injeção de gás – principalmente os dos campos em que o gás possui CO₂, como aqueles localizados no pré-sal – possuem maior susceptibilidade aos mecanismos de corrosão sob tensão por CO₂. Assim, nos campos com essa característica, ações diferenciadas de controle de integridade devem ser tomadas para evitar danos aos dutos, como por exemplo, o controle para verificar alagamento do anular do *riser*.

No que se refere às causas, é possível observar recorrências de falhas como: deficiência na instalação conforme projeto, reutilização de dutos com danos identificados, problemas no monitoramento da corrosão interna e externa dos dutos, além de falhas nos procedimentos de inspeção. Portanto, é importante que os operadores adotem medidas para prevenir falhas na integridade dos *risers*, realizando inspeções em caráter preventivo e fazendo o recolhimento dos dutos com falha para identificação das causas como medida corretiva. Também é necessário o desenvolvimento de barreiras eficientes para minimizar as consequências de um vazamento, como o estabelecimento de intertravamentos para redução do inventário em caso de falha.

Com o aumento dos processos de cessão de direitos, principalmente de campos em operação por longo tempo, e que apresentam uma maior quantidade de *risers* em extensão de vida útil, torna-se cada vez mais relevante o acompanhamento da integridade desses dutos com frequência adequada, para garantir uma operação segura.

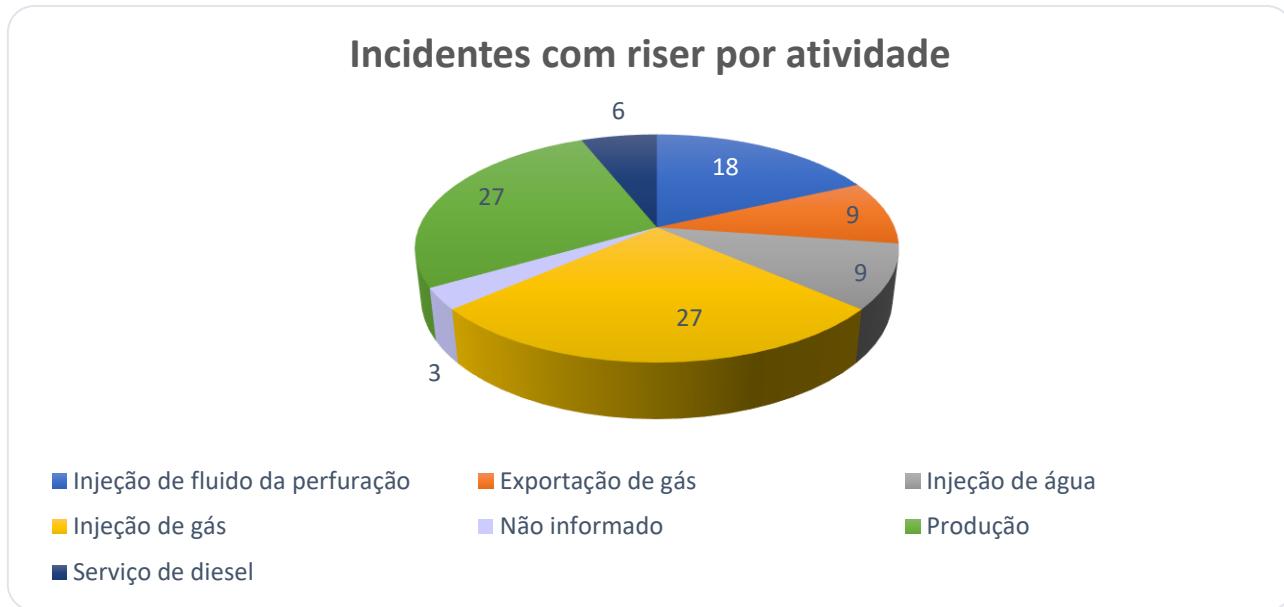


Gráfico 22 – Tipo de atividade realizada pelos risers que apresentaram falha

Nesse sentido, o **Desafio #4** identificado no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019 – *“Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção)”* –, permanece válido.

Para 2021, planeja-se fomentar iniciativa similar ao LabTank, para endereçar o problema de forma estruturada por empresas e entidades representativas, na busca de uma solução de engenharia para mitigação dos riscos.

5.3.3 Cinco anos do acidente com o FPSO Cidade de São Mateus

Em 2020 completaram-se 5 anos do acidente no FPSO Cidade de São Mateus (CDSM), ocorrido em 11/02/2015. Visando relembrar este evento, que foi o 3º maior incidente do *upstream* brasileiro, atrás apenas das ocorrências em Enchova (1984) e em P-36 (2001), serão apresentadas as principais lições aprendidas e exemplos coletados em auditorias e acidentes acompanhados ou investigados pela ANP, que demonstram que estes aprendizados ainda necessitam ser plenamente aplicados pelos operadores, incorporando-os em seus sistemas de gestão.

O FPSO CDSM, fabricado em 1989, era originalmente um navio petroleiro. Em 2006, o FPSO CDSM foi contratado pela Petrobras em regime de afretamento com a Prosafe, que incluía o projeto básico da unidade. A unidade foi projetada para produzir petróleo e gás natural na bacia do Espírito Santo, nos campos de Camarupim e Camarupim Norte. Em 2008 foi concluída a conversão do navio em um FPSO, durante a qual diversas melhorias planejadas para o sistema de transferência de cargas não foram comissionadas e, em 2009, iniciou-se a produção.

Ao contrário do estabelecido na documentação técnica da unidade, que previa que o condensado fosse armazenado somente junto ao óleo cru, o FPSO foi interligado a poços produtores de gás, tendo armazenado durante toda sua operação apenas condensado puro nos seus tanques de carga.

No dia do acidente, a tripulação transferia líquido entre dois tanques de carga utilizando uma das bombas de transferência, sem perceber que todas as válvulas à jusante desta bomba estavam fechadas. A pressão na linha de descarga aumentou até que uma raquete (fabricada a bordo) rompeu, causando vazamento de condensado na sala de bombas, o que sensibilizou três detectores fixos de gás e gerou alarme na sala de controle. Automaticamente, o sistema de ventilação da casa de bombas foi interrompido e o *damper* de admissão de ar fechado, mas a produção não foi interrompida. A equipe de resposta a emergência foi enviada para a sala de bombas em três ocasiões distintas, a despeito da detecção de gás confirmada no interior do local: para localizar o vazamento; para avaliar as ações necessárias; e para consertar o local do vazamento e limpar a poça de líquido, usando para tal água da mangueira de combate a incêndio. Assim que a vazão de água foi aumentada a pedido da equipe, ocorreu a explosão.

O acidente causou nove fatalidades e 11 feridos graves e motivou a paralisação da produção dos campos de Camarupim e Camarupim Norte, que não voltaram a produzir até o momento.

As lições aprendidas deste acidente, acompanhadas dos exemplos recentes constatados pela ANP de que tais aprendizados não foram absorvidos pela indústria, são expostas a seguir.

Aplicar aos sistemas navais os mesmos critérios de segurança utilizados na planta de processo. Na fase de projeto do FPSO CDSM, os critérios de projeto e a filosofia de segurança adotados para a planta de processamento não foram empregados no sistema de transferência de carga existente previamente à conversão da unidade. O escopo da conversão incluía melhorias no sistema de transferência de carga, incluindo a indicação de funcionamento das bombas de transferência e indicação de posição das válvulas do sistema na sala de controle de marinha. Porém, tais melhorias nunca foram implementadas.

A tubulação do sistema de carga não seguia o mesmo padrão da planta de processo. Como resultado, não havia peças sobressalentes disponíveis para o sistema de carga, e em muitas situações, não havia espaço suficiente entre flanges para realizar os isolamentos conforme previsto em procedimento.

Quanto à Análise de Risco da instalação, houve um estudo de Hazop contemplando os sistemas navais (Marine Hazop), mas este estudo nunca havia passado por revisão periódica, como os estudos de risco do *topside*; e diversas recomendações do Hazop de Marinha não haviam sido implementadas, incluindo recomendação ligada à extensão de vida útil das válvulas do sistema de carga.

Atualmente, em suas ações de fiscalização, a ANP segue se deparando com problemas recorrentes em integridade em tanques de carga (ver item 5.3.1), cuja gestão de integridade necessita de aprimoramentos, corroborando a importância do estabelecimento de planos de ação consistentes, para incorporação da lição aprendida pelos operadores.

Executar corretamente a avaliação prévia dos riscos das mudanças realizadas. Os tanques de carga do FPSO CDSM foram projetados para armazenar mistura de óleo e condensado. No entanto, a plataforma armazenou apenas condensado desde o início de sua produção. Esta mudança na concepção do campo foi feita pouco antes da fase de comissionamento da unidade, sem gestão de mudança. Vários cenários de risco foram impactados, mas os estudos de avaliação de risco não foram atualizados para refletir esta mudança.

Ao longo dos anos, o condensado atacou a vedação das válvulas do tanque de carga, gerando problemas de estanqueidade. Várias válvulas foram instaladas nos tanques de carga visando contornar os problemas das válvulas existentes.

Para tentar resolver a questão de falta de sobressalentes, a tripulação costumava fabricar peças a bordo, como a raquete que falhou, sem observar as especificações necessárias. Essa mudança em relação às especificações de projeto também não foi avaliada previamente.

Também houve mudanças de pessoal que não foram avaliadas por gestão de mudanças, como falta de um superintendente de marinha devido à sua promoção e o consequente acúmulo de funções.

Recentemente ocorreram diversos acidentes de vazamento de óleo provenientes de tanques que perderam sua integridade por armazenarem fluido diverso do previsto.

Uma constatação frequente de auditoria é a realização de mudança sem avaliação prévia dos riscos, com avaliação deficiente ou com as medidas de controle do risco não implementadas ou inadequadas. As auditorias de POB realizadas pela ANP em função da pandemia de Covid-19 evidenciaram esta falha, uma vez que foram identificadas diversas ocasiões em que pessoas eram desembarcadas por suspeita de contágio da doença e não havia gestão de mudança para substituí-las ou para manter sua função desocupada a bordo, mesmo que provisoriamente.

Planos de Resposta a Emergência devem ser robustos e colocados à prova com frequência, minimizando a exposição ao risco das equipes de resposta a emergência. O Plano de Resposta a Emergência do FPSO CDSM não continha instruções claras nem previsão de recursos a serem utilizados em caso de atmosfera explosiva na casa de bombas. No acidente, após a detecção do vazamento, a equipe de resposta a emergência foi enviada à casa de bombas do FPSO em três ocasiões diferentes, mesmo havendo detecção de gás confirmada pelos detectores fixos da sala de bombas e detecção de 100% do Limite Inferior de Explosividade pelos detectores portáteis utilizados pela equipe de brigada, o que demonstra a exposição da equipe de resposta a emergência ao risco. Todas as vítimas fatais do acidente eram pessoas da brigada de incêndio que atuavam na resposta a emergência, característica comum ao acidente de P-36, o que revela a reincidência de falhas neste quesito, causando fatalidades.

Além disso, também foi evidenciada falta de articulação entre os Planos de Resposta a Emergência do operador do contrato e do operador da instalação, o que propiciou demora na disponibilização de recursos para atendimento aos feridos.

Trazendo fatos recentes, a pandemia de Covid-19 mostra situações em que o PRE deve ser revisto, de forma a contemplar novos cenários, e evidenciou casos em que o plano não estava adequado a esta circunstância. Também foram detectadas situações em que simulados de emergência *in loco* foram substituídos por simulados *tabletop* (sem realização de ações de resposta no local da emergência), com a justificativa de reduzir aglomerações, sem que houvesse uma avaliação prévia se esta medida seria suficiente para manter a brigada devidamente treinada e apta para responder a uma emergência real.

A exposição da brigada também é uma situação preocupante. Em auditorias também é frequente observar situações em que medidas contingenciais que demandam atuação diferenciada da brigada não são devidamente comunicadas nem treinadas em simulado, o que pode comprometer a resposta em um cenário real (p. ex. para mitigar sistema de dilúvio degradado, que demandam que a brigada realize resfriamento de um sistema ou de um equipamento por canhão).

Por fim, vale ressaltar que os comunicados de incidentes recebidos pela ANP relatam, com certa frequência, a ocorrência de eventos de detecção de gás considerados espúrios “após a equipe de resposta constatar *in loco* que não havia vazamento”, conforme o relato do operador. Estas ocorrências trazem preocupação quanto à possibilidade de a brigada estar sendo enviada para confirmar a existência de vazamento enquanto ainda existe detecção, o que contraria não

só a recomendação emitida pela ANP em decorrência do acidente no FPSO CDSM, mas as boas práticas de resposta a emergências e de segurança das operações.

Fontes de ignição não usualmente consideradas ou pouco conhecidas podem ser um grande perigo. Não foi possível determinar a fonte de ignição da explosão, no entanto, a equipe de investigação apontou uma fonte como a mais provável: eletricidade estática gerada pelo uso da mangueira em um ambiente com atmosfera explosiva. Este é um fato marcante da falta de entendimento dos riscos envolvidos e da possibilidade de geração de carga eletrostática, que é indicada em normas e boas práticas de engenharia, além de ter sido apontada como a fonte de ignição mais provável durante a resposta ao acidente de Montara, ocorrido em 2009, na Austrália. Essa informação, aliada à repetição de falhas comuns ao acidente de P-36, é representativa do baixo grau de absorção das lições aprendidas de acidentes pelos operadores.

Como constatações de auditoria, há permissões de trabalho que só consideram trabalho com probabilidade de ignição quando se trata de atividade com fonte de calor, ignorando outras possíveis formas de ignição. Como resultado, apenas nestes casos são adotadas medidas como medição de atmosfera explosiva.

Houve recentemente um acidente em que ocorreu um *flash* durante um trabalho de troca de válvula em tanque terrestre que não usava fonte de calor. Na ocasião, não foi feita medição de atmosfera explosiva pelos executantes da atividade por entenderem não ser necessária devido à ausência de fonte de calor.

A ANP procura aplicar as lições aprendidas, não só do acidente com o FPSO CDSM, quanto dos demais acidentes, ocorridos no Brasil e em outros países, aos regulamentos e ações de fiscalização. Um exemplo que pode ser citado é a auditoria temática de avaliação de barreiras dos cenários de incêndio e explosão (item 3.2.2).

Um dos pilares da segurança de processos é o aprendizado de incidentes, e os exemplos apresentados para cada uma das lições aprendidas mostram que tais lições não foram absorvidas e devidamente implementadas no sistema de gestão de segurança operacional dos operadores, o que precisa ser aprimorado para 2021. O relatório da investigação do acidente do FPSO Cidade de São Mateus encontra-se disponível no site da ANP⁴⁹.

6. AR CABOUÇO REGULATÓRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL NA EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

O atual arcabouço regulatório da ANP é apoiado nos conceitos trazidos pela Resolução ANP nº 43/2007, que instituiu o regime de segurança operacional para as atividades *offshore* de E&P. As novas dinâmicas de mercado, como, por exemplo, a descoberta do pré-sal, a diversificação de agentes e o aumento da competitividade, além da evolução da indústria e das tecnologias, levam ao natural processo de atualização da regulação.

Dessa forma, **diante da necessidade de endereçar os desafios da modernização da regulação de forma estruturada, a SSM/ANP criou, em 2020, sua Coordenação-geral de Regulação.**

⁴⁹ Disponível em:

http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Seguranca_Operacional/Relat_incidentes/Sao_Mateus/relatorio_investigacao_11-02-15.pdf

Portanto, em 2020 foram intensificados os estudos para a revisão e consolidação da futura estrutura regulatória referente à segurança operacional do setor de E&P. No contexto de simplificação normativa preconizado pelo Decreto nº 10.139/2019, os diversos regulamentos, após a revisão, passarão a compor um único instrumento. Trata-se de inovação regulatória ampla e expressiva, planejada para ser concluída em 2021, com vistas à elaboração de uma resolução moderna e adequada ao novo cenário da indústria do petróleo no Brasil.

No âmbito do descomissionamento de instalações, a revisão das Resoluções ANP nº 27/2006, nº 28/2006 e nº 25/2014 foi concluída com êxito em 2020. Após realização de Audiência Pública, em 08/01/2020, as resoluções foram consolidadas na nova Resolução ANP nº 817/2020⁵⁰, que, além de tratar de aspectos de segurança operacional relacionados a esta fase do ciclo de vida, abarca a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes e a devolução de área. Trata-se de um instrumento regulatório que visa fomentar o ambiente negocial do setor e se adequar aos padrões técnicos internacionalmente reconhecidos para o descomissionamento de instalações de E&P, contribuindo assim, para o desenvolvimento de atividades seguras, que considerem os aspectos ambientais, e ao mesmo tempo atraia um maior investimento para o país.

A Resolução ANP nº 817/2020 estabelece os procedimentos para elaboração e avaliação dos projetos de descomissionamento, tendo sido elaborada pela ANP com estreita colaboração do Ibama e da Marinha do Brasil, proporcionando maior segurança jurídica, simplificação regulatória e celeridade do processo. A elaboração conjunta da norma permitiu a harmonização dos aspectos procedimentais na análise dos programas de descomissionamento de instalações (PDI) pelas três instituições, respeitando suas competências legais específicas. A resolução era muito esperada pela indústria e desencadeou diversos debates, tais como webinars, apresentações, conferências e reuniões com diversos *stakeholders* do setor.

Em função da publicação da Resolução ANP nº 817/2020, o conteúdo do site da ANP que trata de descomissionamento⁵¹ foi reformulado. Atualmente pode-se verificar os prazos estabelecidos na Resolução ANP nº 817/2020, os PDIs entregues à ANP, as publicações técnicas relacionadas ao assunto, os projetos e eventos, além das Perguntas Frequentes (FAQ). Em 2020 também foi publicado o Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção⁵² (Figura 3), que reúne informações sobre o *status* das análises dos PDIs, do inventário de plataformas contempladas no escopo dos PDIs e a previsão para os próximos cinco anos dos investimentos relacionados à descomissionamento.

Ressalta-se também a iniciativa para elaboração de um Caderno de Descomissionamento em parceria com a Fundação Getúlio Vargas (FGV) e com participação da indústria, instituições governamentais e academia, cujos objetivos são: (i) apresentar um arcabouço estruturado sobre descomissionamento no Brasil no que concerne à desafios, oportunidades e soluções; (ii) fornecer uma visão geral da escala e natureza do mercado de desativação nos próximos anos, destacando as oportunidades e desafios da cadeia de fornecimento de bens e serviços; e (iii) sensibilizar os tomadores de decisão sobre a importância do conhecimento consolidado e organizado sobre normas, procedimentos e jurisdição sobre a matéria no país.

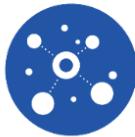
⁵⁰ Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>

⁵¹ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>

⁵² Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>



Programa de
Descomissionamento
de Instalações



Inventário



Previsão de
Investimentos



Perguntas
Frequentes

[Sobre o Painel](#)
 [Dúvidas e Sugestões](#)

Última atualização:
23/03/2021

Figura 3 – Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção

Ainda no segmento da elaboração de atos normativos, merece destaque a publicação da Instrução Normativa ANP nº 04/2020⁵³ que estabelece o Comando de Incidentes da ANP e que, de forma subsidiária, regulamenta os procedimentos internos para atendimento ao Decreto nº 8.127/2013, que instituiu o Plano Nacional de Contingência (PNC).

A elaboração da Instrução Normativa é decorrente das lições aprendidas com o incidente de derramamento de óleo de origem indeterminada que atingiu o litoral brasileiro em 2019 e que ensejou, pela primeira vez, a ativação do PNC fora de um exercício simulado. Na ocasião, foi identificada a necessidade de institucionalizar os processos internos de resposta. Portanto, o instrumento disciplina a forma de atuação da Agência durante incidentes de grandes proporções, independentemente da sua tipologia, indicando a estrutura organizacional do Comando de Incidentes, bem como as responsabilidades e atribuições dos servidores e das unidades organizacionais da ANP envolvidas. Com a publicação da instrução normativa, entende-se que a ANP está internamente organizada para atuar durante uma emergência, oferecendo respostas rápidas e seguras para os agentes regulados, para as instituições governamentais envolvidas, para os órgãos de controle e para a sociedade.

Por fim, conforme já mencionado no item 1, a pandemia de Covid-19 demandou a publicação, em abril de 2020, da Resolução ANP nº 816/2020, que estabeleceu procedimentos para o seu enfrentamento.

Em relação à revisão da Resolução ANP nº 37/2015, que trata da concessão de prazos para correção de não conformidades identificadas pela fiscalização, criando oportunidade para que os agentes regulados ajustem sua conduta previamente à imposição de penalidades, a etapa de estudos regulatórios foi concluída com o workshop realizado em 14/12/2020⁵⁴.

⁵³ Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/instrucao-normativa-anp-n-4-de-10-de-novembro-de-2020-287805962>

⁵⁴ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/agenda-eventos/workshop-sobre-a-revisao-daresolucao-anp-no-37-2015>

7. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

A Lei nº 12.351/2010, que trata da exploração e produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, impõe a apresentação de inventário periódico sobre as emissões de gases que provocam efeito estufa (Inciso XXI, Art. 29).

Dessa forma, o Gráfico 23 apresenta as emissões de gases de efeito estufa (GEE) totalizadas em toneladas de dióxido de carbono equivalente provenientes das áreas que já iniciaram atividades sob esse regime, para o período 2014-2019⁵⁵.

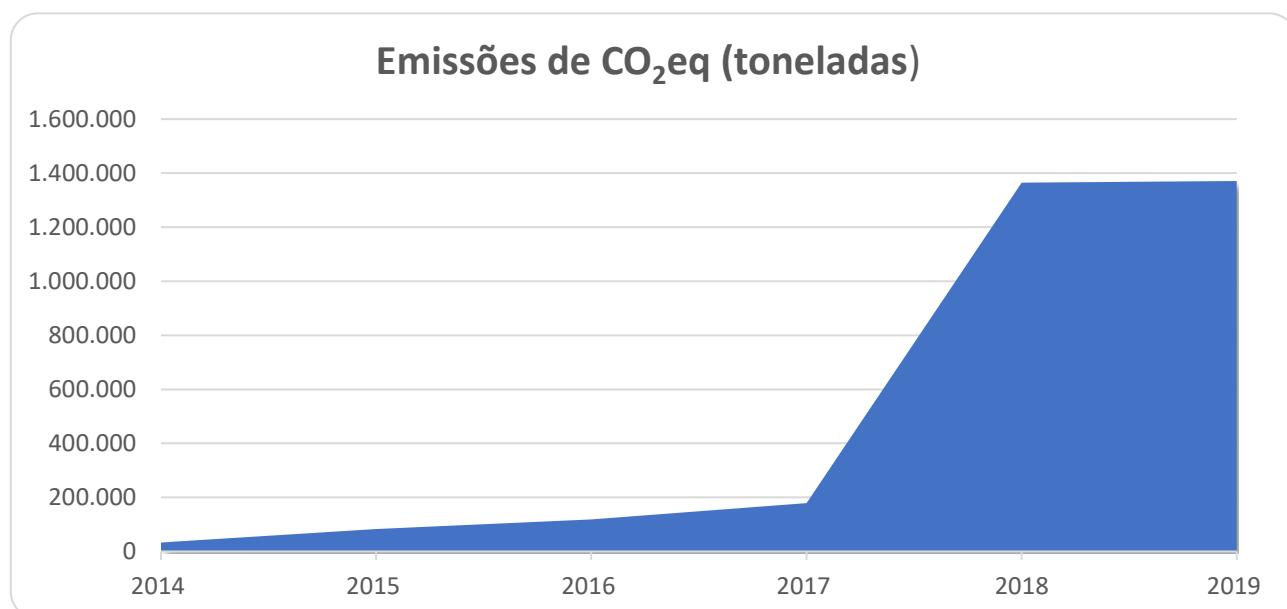


Gráfico 23 – Emissões de CO₂eq provenientes da E&P em áreas sob regime de partilha entre 2014 e 2019

Ressalta-se que inicialmente a ANP recebia os dados de emissões somente do Bloco de Libra, que manteve apenas atividades exploratórias até 2017, quando iniciou a produção pela FPSO Pioneiro de Libra. O aumento das emissões nos anos de 2018 e 2019 está associado tanto a entrada de dados exploratórios de novos operadores quanto de dados de produção de outros campos da Petrobras. No ano de 2018, os valores são referentes aos novos contratos de partilha das áreas de Noroeste de Sapinhoá, Sudoeste de Sapinhoá, Sapinhoá, Peroba, Norte de Carcará, Sudoeste de Tartaruga Verde, Norte de Carcará e do bloco BM-S-8. Em 2019, também passaram a operar sob o regime de partilha da produção as áreas de Uirapuru, Alto de Cabo Frio Oeste e Sul do Gato do Mato. As maiores contribuições vêm, portanto, das atividades de produção, que ainda se encontram restritas a Libra, Sudoeste de Tartaruga Verde e Entorno de Sapinhoá.

Confirmando o seu compromisso com o meio ambiente, em seu Mapa Estratégico 2021-2024, a ANP aponta como um de seus objetivos estratégicos estimular atividades reguladas mais seguras e sustentáveis e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, por meio da implementação de ações regulatórias que visem à segurança e ao desenvolvimento sustentável dos mercados regulados.

⁵⁵ O prazo para envio do inventário das emissões de gases de efeito estufa é até o dia 31 de maio de cada ano. Portanto, até a elaboração deste relatório, os dados de 2020 ainda não haviam sido enviados.

A partir do ano de 2021, estão em planejamento ações não só para ampliar a publicidade dos inventários de emissões de gases de efeito estufa na exploração e produção de petróleo e gás natural, mas também para identificar e avaliar iniciativas de mitigação dessas emissões adotadas pelas empresas de petróleo e suas associações, visando fomentar a sustentabilidade e eliminar eventuais barreiras futuras no acesso do petróleo brasileiro aos mercados internacionais.

8. AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÃO

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

Assim, todas as áreas ofertadas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP são previamente analisadas quanto à viabilidade ambiental pelos órgãos ambientais competentes. O objetivo desse trabalho conjunto é eventualmente excluir áreas sobrepostas a regiões onde não é possível ou recomendável a ocorrência de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Além disso, os pareceres elaborados pelos órgãos ambientais podem apresentar diretrizes para o licenciamento ambiental, permitindo ao futuro operador do contrato a inclusão da variável ambiental em seus estudos de viabilidade técnica e econômica.

No ano de 2020, foram elaboradas quatro manifestações conjuntas referentes a (i) 17^a Rodada de Licitações; (ii) 7^a Rodada de Partilha da Produção; e (iii) duas para Oferta Permanente de Áreas. Para tanto, a ANP trabalhou com os seguintes órgãos ambientais: Instituto de Meio Ambiente de Santa Catarina (IMA-SC); Secretaria de Estado de Meio Ambiente do Mato Grosso (Sema-MT); Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia (Inema-BA); Administração Estadual de Meio Ambiente de Sergipe (Adema-SE); Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (Ipaam-AM); Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), responsável pelo licenciamento ambiental de projetos localizados em bacias marítimas; e Fundação Nacional do Índio (Funai), responsável pela gestão das terras indígenas.

Tal interação permite a oferta de 487 áreas em treze bacias sedimentares: Amazonas (24), Campos (16), Ceará (3), Espírito Santo (20), Foz do Amazonas (47), Paraná (2), Parelhas (22), Pelotas (109), Pernambuco-Paraíba (4), Potiguar (31), Recôncavo (1), Santos (177) e Tucano (31) (Gráfico 24). Ressalta-se que para a 17^a Rodada de Licitações foi obtida a Manifestação Conjunta para oferta de 96 blocos, porém, com a evolução dos estudos geológicos a partir da incorporação de novos dados sísmicos 3D, a ANP identificou a necessidade de unificação de blocos no setor SS-AUP5 da bacia de Santos. Dessa forma, a rodada contará com a oferta de 92 blocos exploratórios.

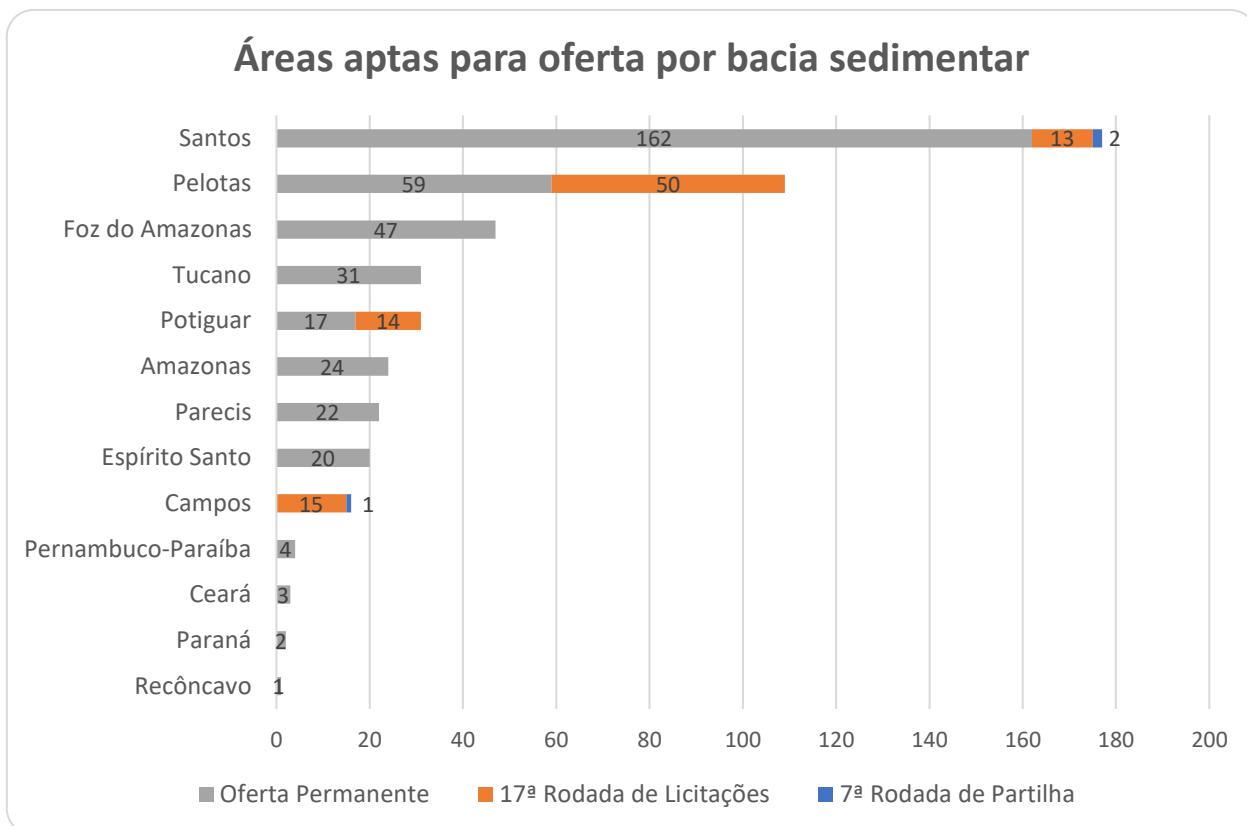


Gráfico 24 – Áreas que obtiveram em 2020 manifestações conjuntas favoráveis para oferta em Rodadas de Licitações

Em 2020 também foram concluídos os Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS) relacionados às AAAS da bacia terrestre do Solimões⁵⁶ e das bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe⁵⁷. O EAAS é o instrumento central da AAAS, conforme Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012. Trata-se de um estudo multidisciplinar de abrangência regional, com objetivo principal de identificar áreas aptas à outorga de blocos exploratórios, bem como produzir informações ambientais regionais para subsidiar o licenciamento ambiental de atividades e empreendimentos na região estudada.

Todas as etapas do EAAS foram avaliadas por um Comitê Técnico de Acompanhamento (CTA), composto por representantes dos Ministérios de Minas e Energia (MME) e Meio Ambiente (MMA), Ibama, Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além da própria ANP. Representantes da SSM compõem o CTA destes dois estudos, que ainda precisam ser validados pela Comissão Interministerial em 2021, conforme Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012.

No que se refere ao EAAS das bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe, a ANP foi ainda responsável pela contratação da empresa de consultoria especializada para elaboração do estudo, cujo contrato foi assinado em 13/07/2018 com a empresa Ecology Brasil. A consulta pública teve início em 01/02/2020 com a disponibilização da versão preliminar do EAAS de

⁵⁶ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-do-solimoes>

⁵⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-de-sergipe-alagoas-e-jacuipe>

Sergipe/Alagoas e Jacuípe no sítio eletrônico da ANP durante 90 dias. Além disso, foram realizadas quatro reuniões presenciais, para obtenção de comentários e da percepção da sociedade, nas cidades de Salvador (BA), Aracaju (SE), Maceió (AL) e Recife (PE), no período entre 02 e 10 de março de 2020.

Em relação ao EAAS da bacia terrestre do Solimões, a EPE foi a responsável pela seleção da empresa de consultoria especializada para elaboração do estudo e contratou, por meio de licitação pública, o consórcio Piatam-Coppetec para sua elaboração. O processo de consulta pública teve início em 20/12/2019, com a disponibilização da versão preliminar do EAAS de Solimões no sítio eletrônico da EPE durante 90 dias. As reuniões presenciais ocorreram nas cidades de Carauari, Tefé, Coari e Manaus, do estado do Amazonas, no período de 27 de janeiro a 3 de fevereiro de 2020.

A Figura 4 e a Figura 5 apresentam, respectivamente, a classificação de aptidão dos estudos do Solimões e de Sergipe-Alagoas e Jacuípe, que ainda será avaliada pela Comissão Interministerial a partir do Relatório Conclusivo em elaboração pelo CTA.

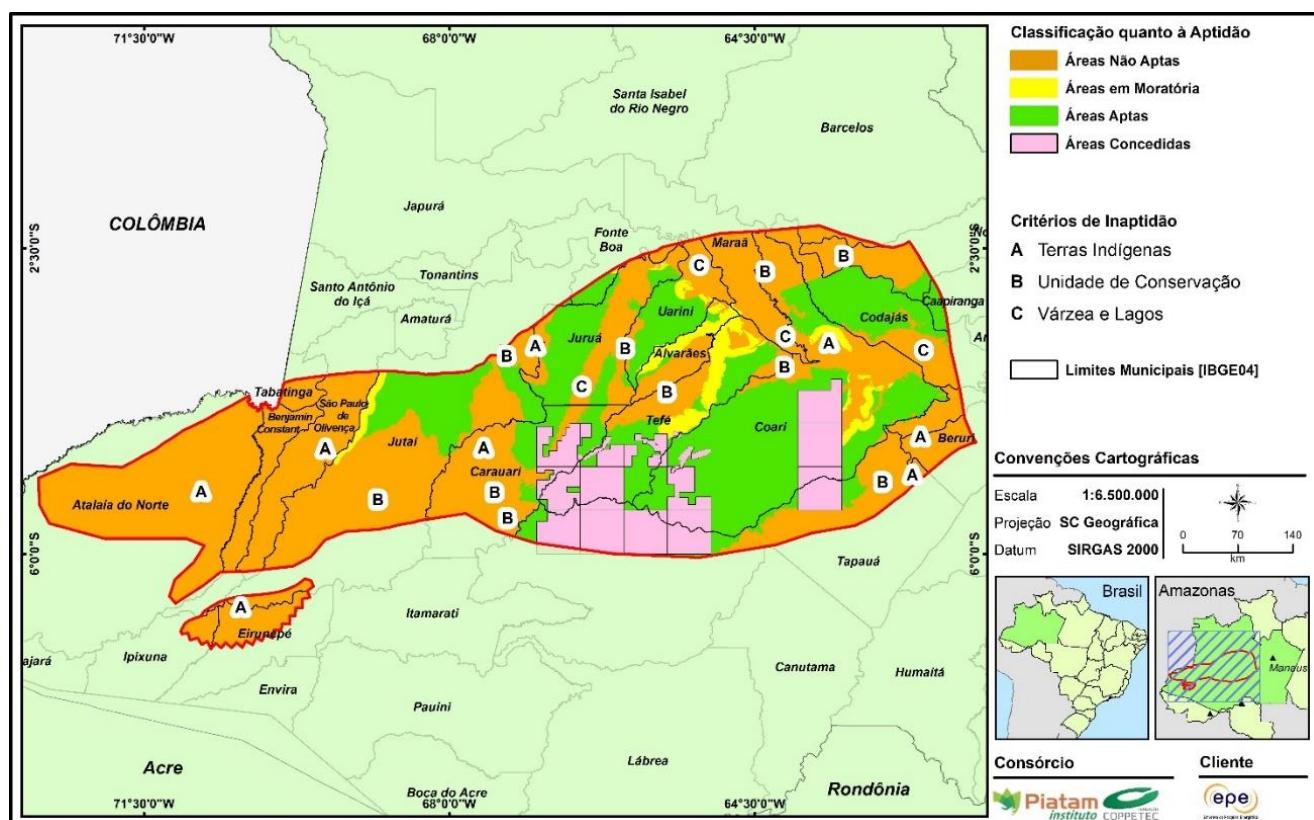


Figura 4 – Resultado da classificação de aptidão da bacia do Solimões

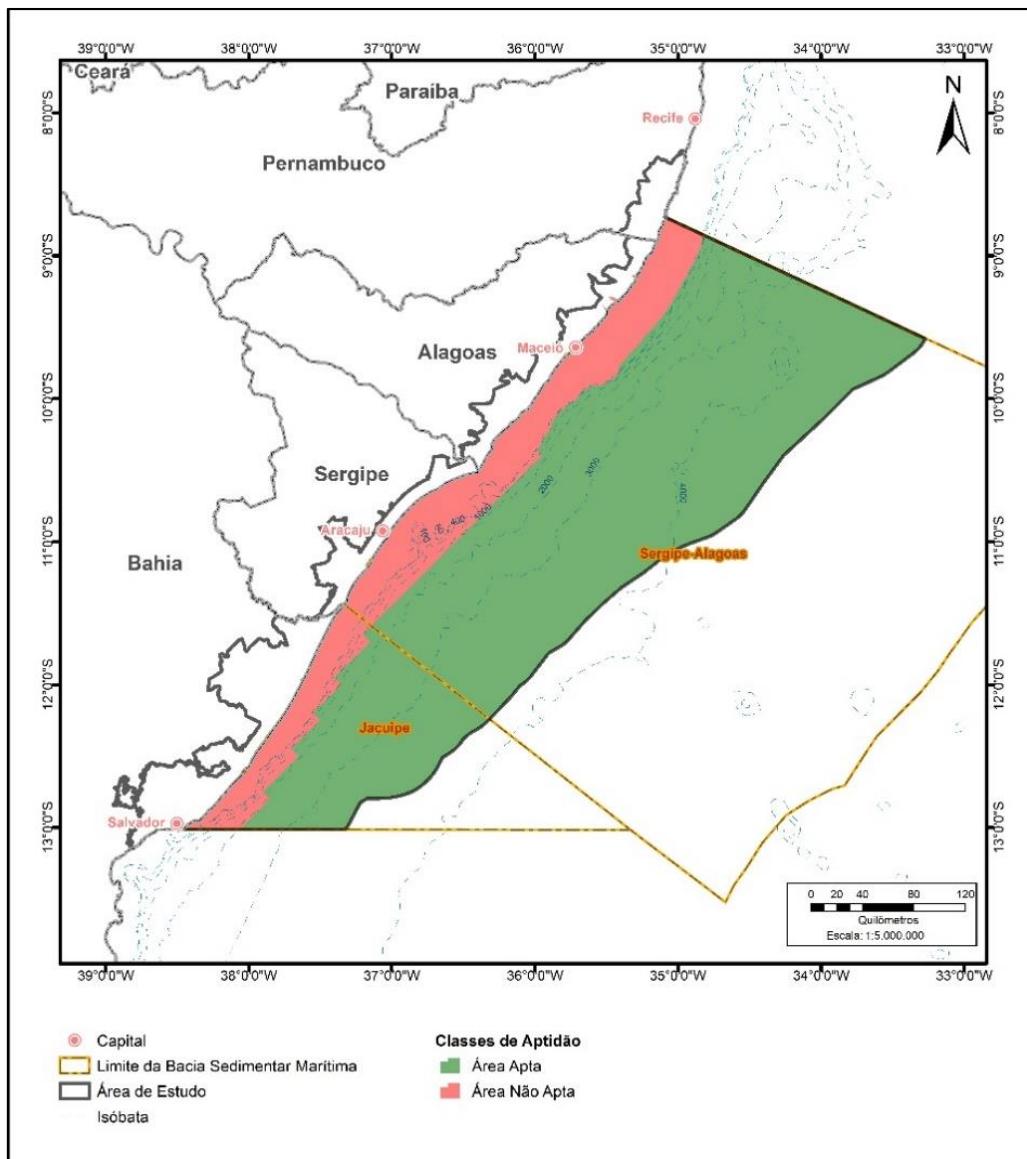


Figura 5 – Resultado da classificação de aptidão das bacias de Sergipe-Alagoas e Jacuípe

9. LICENCIAMENTO AMBIENTAL E A DEVOLUÇÃO DE PRAZO OU SUSPENSÃO DE CONTRATOS DE E&P

Os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural preveem a execução de um programa exploratório a ser cumprido pelo operador no decorrer da fase de exploração. Após essa fase, caso ocorra declaração de comercialidade, o operador precisa instalar meios para viabilizar a produção e o escoamento do fluido a ser produzido. Ambas as fases devem ser realizadas nos prazos acordados com a ANP.

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

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

9.1 Bacias sedimentares terrestres

O Gráfico 25 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano)⁵⁸ de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual encaminhadas pelos operadores nos últimos três anos em bacias terrestres.

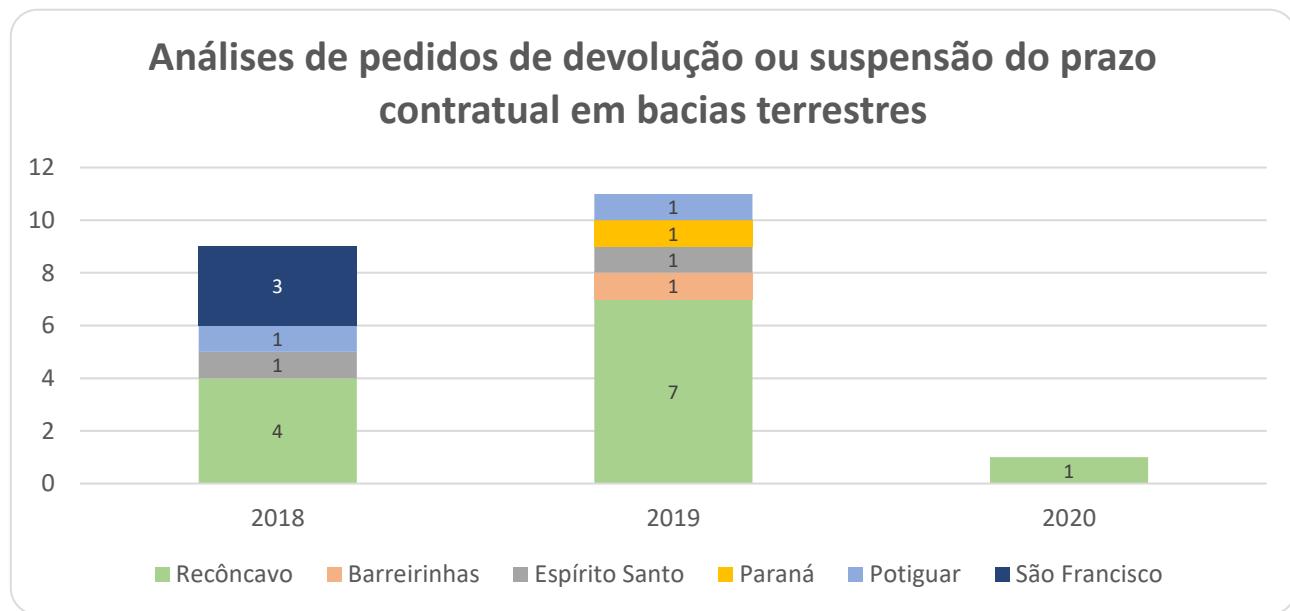


Gráfico 25 – Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados em bacias sedimentares terrestres

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

Como pode ser observado, houve uma redução no número de pedidos de suspensão contratual ou restituição de prazos no ano de 2020, quando comparado aos anos anteriores.

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 26 demonstra que 17 contratos de concessão de ativos terrestres se encontravam nesta situação em 2020. Esses contratos estão distribuídos nas bacias

⁵⁸ Um contrato pode ter demandado mais de uma vez a avaliação da equipe, tanto em função da fase exploratória quanto devido a pedidos de reconsideração por parte do concessionário.

do Recôncavo (12) e São Francisco (5). Dessas suspensões, 14 estão associadas a restrições ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

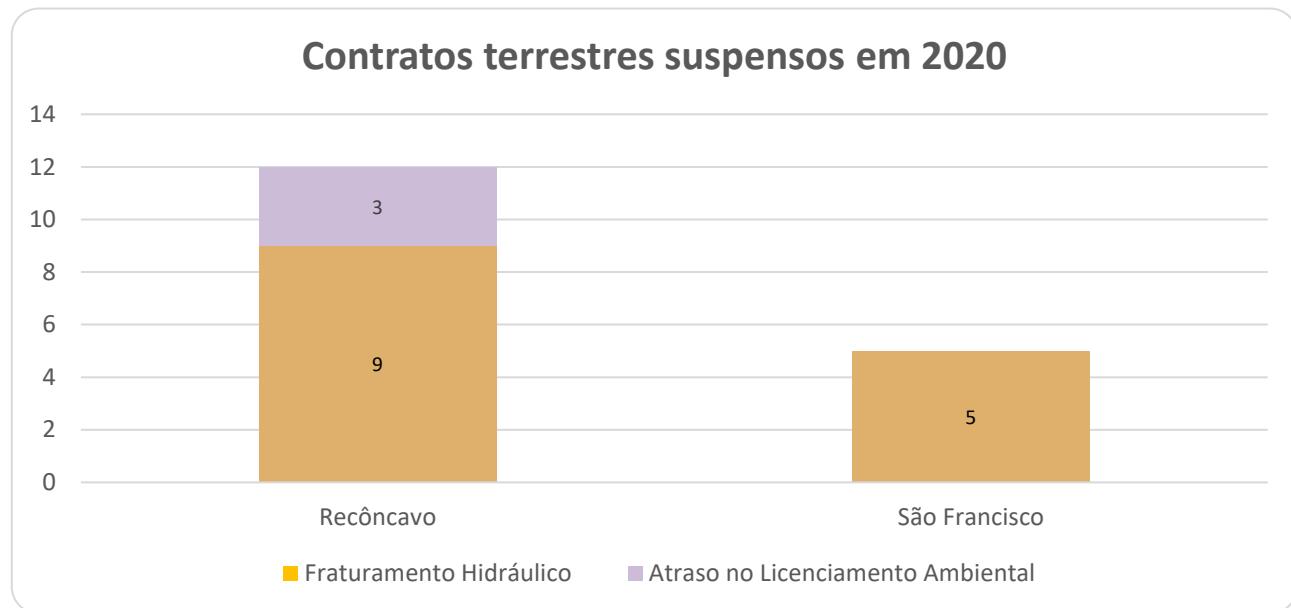


Gráfico 26 – Contratos suspensos em 2020 em bacias sedimentares terrestres, com destaque para a motivação da suspensão

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

Comparativamente ao ano de 2019, quando havia 29 contratos suspensos, observou-se uma redução significativa que pode ser decorrente de: (i) entrada de poucos novos pleitos de suspensão; (ii) devolução de alguns blocos à ANP; (iii) ações da SSM junto ao Inema, órgão ambiental da Bahia, e aos operadores de contratos localizados na bacia do Recôncavo, que tiveram como resultado a resolução de dificuldades e a obtenção das devidas licenças ou autorizações ambientais, permitindo que os contratos retornassem ao curso natural.

9.2 Bacias sedimentares marítimas

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

Análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual em bacias marítimas

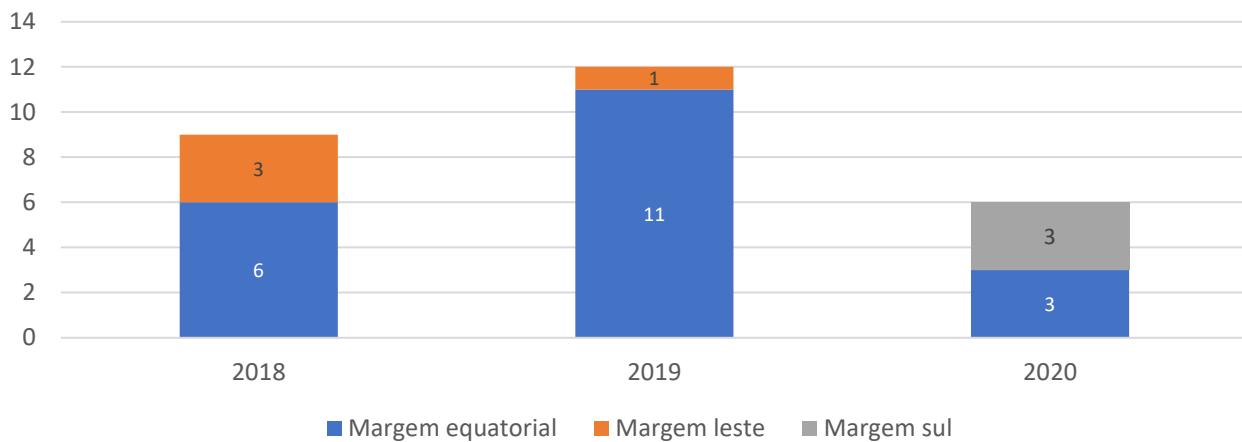


Gráfico 27 – Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados nas bacias sedimentares marítimas

O principal aspecto alegado pelos operadores que motivou a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foi o atraso injustificado por parte do Ibama. Algumas análises concluíram, contudo, que os operadores não faziam jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido.

Como pode ser observado, o número de análises reduziu ao longo dos anos, alcançando seis apreciações em 2020, mas que tratam de apenas três contratos. Historicamente, as bacias sedimentares que concentram maiores dificuldades na obtenção de licenças ambientais, tanto para aquisição de dados sísmicos, quanto para a perfuração de poços exploratórios, estão situadas na margem equatorial, representadas pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. No ano de 2020, foram realizadas três análises nesta região, duas referentes aos blocos operados pela Total na Bacia da Foz do Amazonas, provenientes da 11ª Rodada de Licitações, e uma ao bloco BAR-M-377, da 5ª Rodada de Licitações, operado pela Petrobras e devolvido à ANP em 2018 (contrato BM-BAR-4).

Outro contrato objeto de três análises em 2020 foi o BM-P-2, na Bacia de Pelotas, oriundo da 6ª Rodada de Licitações, operado pela Petrobras, cujo processo de licenciamento foi indeferido pelo Ibama. O operador pleiteava a manutenção da suspensão do contrato junto à ANP, o que não foi considerado cabível, por não se tratar de inércia do órgão ambiental, resultando em sucessivos pedidos de reconsideração.

Nos casos mencionados, além de serem áreas que representam novas fronteiras exploratórias, as dificuldades advieram da proximidade da costa (BAR-M-377) e da tendência de possíveis derramamentos de óleo atingirem ambientes sensíveis e atravessarem fronteiras internacionais, de acordo com os resultados de modelagens de dispersão de óleo (Foz do Amazonas e Pelotas).

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 28 demonstra que 35 contratos de concessão de ativos marítimos se encontravam nesta situação em 2020.

Contratos marítimos suspensos em 2020

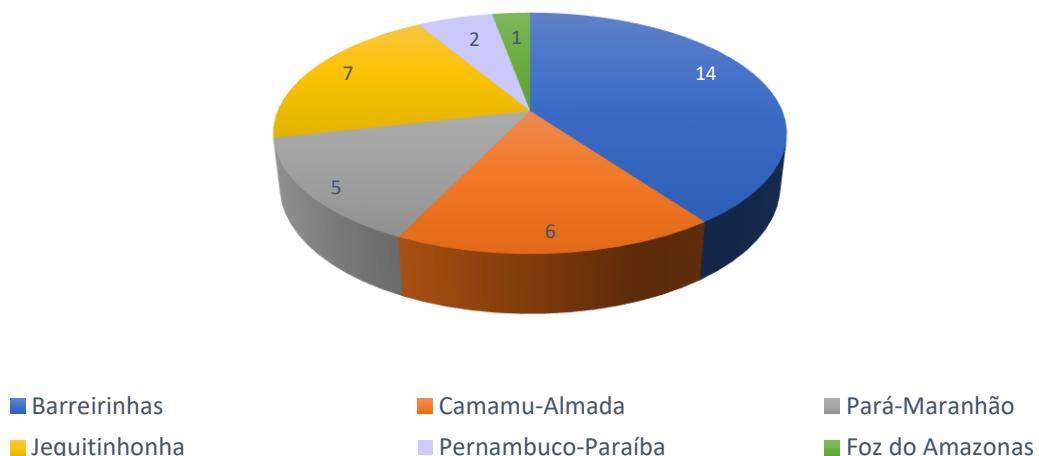


Gráfico 28 – Total de contratos suspensos em 2020 em bacias sedimentares marítimas

Como se observa, as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos são menos suscetíveis a terem contratos suspensos, pois a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural já se encontra consolidada e dispõe-se de uma maior quantidade de informações socioambientais.

9.3 Workshop sobre aperfeiçoamento do licenciamento ambiental

Nos dias 07 e 08 de dezembro de 2020 ocorreu o evento “Encontro sobre as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural Offshore - Como diminuir as incertezas no processo de licenciamento ambiental?”. O encontro reuniu instituições do governo como MME, EPE, Ibama, Secretaria do Programa de Parcerias e Investimentos (SPPI) e a própria ANP, além da indústria, representada pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás e *International Association of Geophysical Contractors* (IAGC), para debaterem questões relacionadas ao planejamento, regulação e licenciamento ambiental das atividades de E&P de petróleo e gás natural offshore a fim de subsidiar a construção de uma agenda futura de ações, com os seguintes objetivos:

- Dirimir dúvidas apontadas pelas entidades envolvidas referentes à atuação das diferentes instituições que atuam no planejamento, na regulação e no licenciamento das atividades de E&P offshore;
- Apresentar visões institucionais sobre temáticas que impactem direta ou indiretamente no licenciamento ambiental das atividades de E&P offshore;
- Promover o debate construtivo de temas relevantes para a diminuição de incertezas no processo de licenciamento ambiental.

Ao final do encontro foi proposta a criação de dois grupos de trabalho (GT) – GT de Planejamento e GT de Licenciamento ambiental – compostos pelas mesmas instituições. Ambos serão iniciados em 2021 e têm como objetivo fornecer subsídios para estabelecer ações que possam diminuir as incertezas no processo de licenciamento ambiental.

9.4 Programa REATE

Em dezembro de 2019, o CNPE aprovou a Resolução nº 27/2019, que instituiu o programa para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REAT).

Nesse contexto, foi criado o subcomitê de Licenciamento Ambiental do REATE, coordenado pelo MME, IBP e Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e com a participação do MMA, OEMAs, Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente (ABEMA), Ministério da Economia, Casa Civil, ANP e EPE. O subcomitê publicou um relatório⁵⁹ que propõe a elaboração de um caderno de boas práticas para o licenciamento ambiental *onshore*, visando a simplificação e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental, buscando o aprimoramento da gestão regulatória e ambiental de forma a simplificar e customizar o processo de licenciamento.

Assuntos relacionados ao aprimoramento do licenciamento ambiental de atividades de E&P terrestres também foram tratados na Mesa REATE realizada no Rio Grande do Norte, em 24/11/2020. Outras Mesas REATE estão previstas para 2021 nos estados da Bahia, Espírito Santo, Alagoas, Amazonas e Sergipe.

No subcomitê do potencial de óleo e gás *onshore*, uma das deliberações foi a proposta de desenvolvimento de um projeto-piloto para desmistificar o tema da exploração e produção de recursos não convencionais, denominado “poço transparente”. A partir deste projeto, espera-se ampliar o conhecimento sobre fraturamento hidráulico, divulgar os resultados para os órgãos ambientais, entes públicos e sociedade civil, eliminando os óbices jurídicos e ambientais que deram motivação a suspensão de diversos contratos de concessão e, com isso, permitir a avaliação do potencial de produção no país, a partir da realização segura da atividade com o atendimento à Resolução ANP nº 21/2014, fomentando a exploração de recursos não convencionais.

10. COOPERAÇÕES E PARCERIAS

As parcerias da ANP com escopo em segurança operacional são fundamentais para abranger todos os aspectos relevantes para a proteção da vida humana e do meio ambiente nas atividades de exploração e produção conduzidas no país.

Os termos de execução descentralizada⁶⁰ (TED) firmados com a Marinha para realização de perícias e monitoramento auxiliam na cobertura necessária para controle e fiscalização das atividades da indústria de óleo e gás. Os trabalhos conjuntos com Ibama e órgãos ambientais estaduais são contínuos para garantia da proteção do meio ambiente desde a definição das áreas a serem ofertadas, no licenciamento ambiental para realização das operações, até seu descomissionamento e recuperação das áreas.

Como já mencionado, a ANP é membro do *International Regulators Forum* (IRF), que reúne órgãos reguladores em saúde e segurança das atividades de E&P marítima de óleo e gás

⁵⁹ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/reate-2020/relatorios-do-comite-reate-2020/documentos/relatorio-subcomite-i-licenciamento-ambiental.pdf/view>

⁶⁰ Resultados das ações dos termos de execução descentralizada disponíveis em <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente-parcerias/termos-de-cooperacao>

de 11 países. Neste fórum, além do compartilhamento de dados, como os de incidentes apresentados neste relatório, são realizadas trocas de experiências e das melhores práticas da indústria, conforme exigido para os operadores nos contratos de concessão e partilha. Em 2020 foram realizados encontros virtuais e intensa troca de informações para a continuidade segura das operações em meio ao combate à pandemia. Os membros do IRF compartilharam entre si como deram continuidade a suas atividades reguladoras e fiscalizatórias com o início da pandemia de Covid-19, além das eventuais preocupações com a segurança operacional e saúde dos trabalhadores a bordo de unidades marítimas de E&P. Neste ano, a ANP liderou o compartilhamento de conhecimentos e experiências com toda indústria internacional deste fórum, por meio de:

- Projeto IRF de indicadores de desempenho e identificação e análise de riscos - o exercício de verificação em modelos regulatórios baseados em desempenho⁶¹;
- Artigo sobre confiabilidade humana no contexto da indústria de óleo e gás *offshore*, publicado em junho de 2020⁶²;
- *Problem Statement*⁶³, proposto pela ANP em conjunto com o regulador irlandês CRU, sobre a qualidade da investigação de incidentes, com a finalidade de compartilhar com as demais agências a necessidade de melhoria nestes processos, além do apontamento desta carência para sugestões de associações internacionais, como a *International Association of Drilling Contractors* (IADC) e a *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP).

Em 2020, em decorrência da pandemia de Covid-19, foi também intensificada a parceria com os órgãos integrantes da operação Ouro Negro, iniciada em 2011. Não obstante, foi assinado e iniciado o acordo de cooperação técnica com o órgão regulador norueguês *Petroleum Safety Authority* (PSA), com temas mutuamente relevantes e desafiadores, na busca pela redução dos riscos para segurança operacional nas atividades de E&P.

10.1 Ouro Negro

A Operação Ouro Negro, parceria firmada desde 2011 entre ANP, Marinha do Brasil, Secretaria de Inspeção do Trabalho do Ministério da Economia, Ibama, Ministério Público do Trabalho (MPT) e, a partir de 2013, Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa), tem como missão principal fomentar o trabalho conjunto em ações de fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás nas águas jurisdicionais brasileiras.

Diante do cenário da pandemia de Covid-19, a Operação Ouro Negro teve atuação diferenciada no ano de 2020, direcionando seus esforços para o acompanhamento regular da resposta à emergência. Foram realizadas duas atividades de fiscalização em março e agosto de 2020, as quais foram conduzidas de forma remota, respectivamente, nas unidades de produção PPM-1 e P-20 (Gráfico 29), em operação pela Petrobras, já que a PPM-1, só passou a ser operada pela Trident, a partir de julho de 2020.

⁶¹ Disponível em: <https://irfoffshoresafety.com/country-performance/>

⁶² Disponível em: <https://irfoffshoresafety.com/wp-content/uploads/2020/06/IRF-Article-Human-Reliability.pdf>

⁶³ *Problems Statements* são artigos curtos desenvolvidos pelo IRF sobre um problema ou desafio observado pelos reguladores, com a finalidade de fomentar discussões com os agentes externos de forma a direcionar esforços para a redução dos riscos que o IRF julga mais prementes.

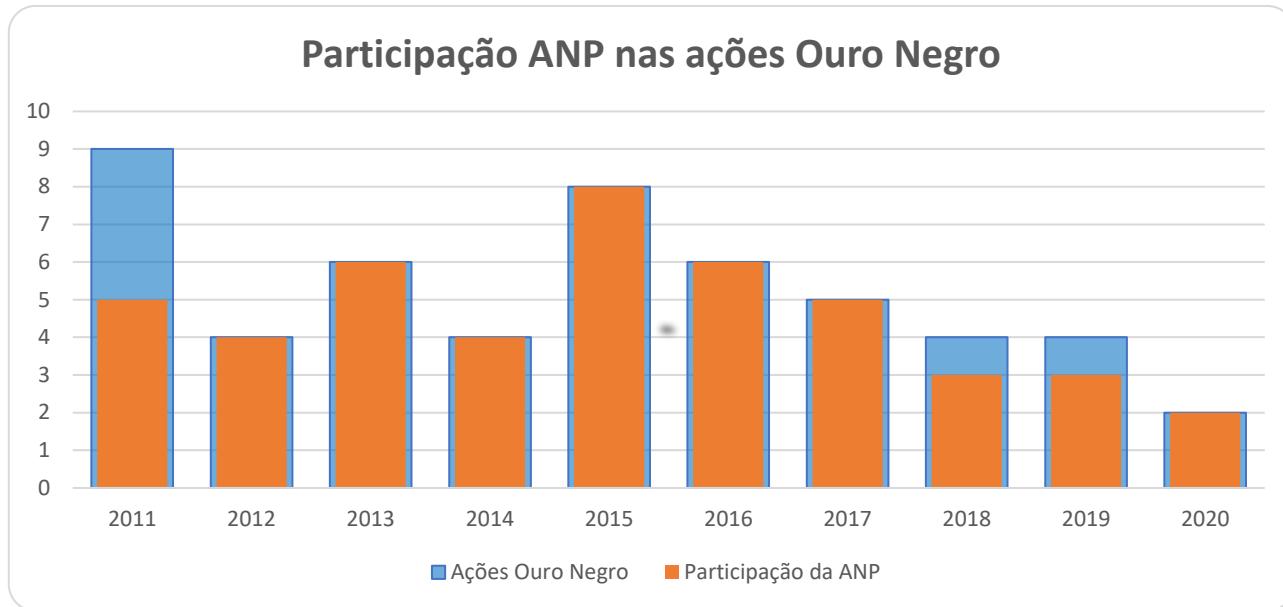


Gráfico 29 – Quantidade de ações Ouro Negro realizadas por ano, com destaque para participação da ANP

Apesar do quantitativo de ações de fiscalização ter sido reduzido, o ano de 2020 foi caracterizado pelo monitoramento mais próximo e continuado da Operação Ouro Negro junto aos agentes regulados, já que outras ações foram adotadas nesse sentido, com encontros semanais entre os membros da operação durante todo o período, podendo-se citar:

- Em março de 2020, a Ouro Negro **publicou um protocolo de segurança**⁶⁴ com recomendações às empresas operadoras e prestadores de serviço sobre a adoção de medidas preventivas e garantidoras do direito dos trabalhadores e da segurança das operações, em razão da pandemia de Covid-19;
- **Acompanhamento semanal**, durante os primeiros meses da pandemia de Covid-19, para verificar a eficácia das ações tomadas pela Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) da Petrobras para o enfrentamento da doença, bem como para discutir a necessidade de implementação de medidas de controle adicional;
- **Trocas de informações sobre paradas das unidades**, bem como dados referentes a quantitativo de POB (*personnel on board*), casos suspeitos, contactantes e óbitos nas unidades de produção e de perfuração offshore;
- Realização de **reuniões junto aos operadores** para identificar *benchmarks* de estabelecimento de medidas de enfrentamento à Covid-19 e para acompanhar aqueles cujas sistemáticas possuíam lacunas e poderiam trazer vulnerabilidades às equipes de bordo;
- **Desenvolvimento de um aplicativo** interligando às plataformas das instituições parceiras com vistas a: (i) aprimorar a troca de informações; (ii) possibilitar acesso rápido a todos os órgãos; e (iii) verificar as inconsistências nas informações prestadas pelos Operadores aos diferentes órgãos.

⁶⁴ Documento de Recomendações Ouro Negro para operações seguras em meio ao combate ao coronavírus disponível em: http://www.anp.gov.br/arquivos/atuacao/e&p/ssm/recomendacao_ouro_negro_coronavirus.pdf

Embora ainda haja a necessidade de aprimorar a realização de fiscalizações remotas, implementadas em resposta às restrições impostas pela pandemia de Covid-19, esse formato se mostrou uma alternativa viável para futuras atividades da Operação Ouro Negro, já que permite a realização de atividades de curta duração, requerendo menor tempo dos servidores para deslocamentos e menor custo para a União e para os Operadores.

10.2 PSA

Em outubro de 2020, foi assinado o memorando de cooperação entre a *Petroleum Safety Authority of the Kingdom of Norway* (PSA-Norway) e a ANP⁶⁵. Ambos são membros do IRF e visam através do acordo de cooperação técnica estabelecer contato mais próximo e regular para promover a cooperação e o compartilhamento de informações e experiências relacionadas à promoção de atividades marítimas seguras na exploração e produção de óleo e gás.

Para tanto, foi estabelecido plano de trabalho visando ao compartilhamento de informações acerca dos seguintes temas:

- Planejamento e execução de auditorias em tema específico (ex.: descomissionamento);
- Lições aprendidas com acidentes relevantes e não conformidades críticas de auditorias;
- Indicadores de desempenho de segurança para acompanhamento da evolução da indústria;
- Fluxos regulatórios de avaliação de: (i) transferência segura de operações; (ii) gerenciamento de envelhecimento e extensão de vida dos ativos; (iii) avaliação do impacto da segurança cibernética nas operações; e (iv) interfaces com órgãos ambientais e autoridade marítima.

As etapas para execução deste plano de trabalho foram iniciadas em 2020 e terão continuidade em 2021.

10.3 US-Brazil Energy Forum

Em maio de 2019 foi iniciado o *US-Brazil Energy Forum* (USB EF) com o objetivo de discutir tópicos de cooperação entre o Brasil e os Estados Unidos, entre eles aqueles relacionados à regulação do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A SSM foi designada para participar em dois temas: (i) aprimoramento do processo de licenciamento ambiental *offshore*, tema que contou com relevante participação do Ibama e que passou a ser acompanhado por esse Instituto; e (ii) descomissionamento de instalações.

As discussões sobre descomissionamento de instalações, que incluem ainda abandono de poços e extensão de vida útil, permanecerão em 2021, com a realização de um *workshop* com o *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE), órgão regulador dos Estados Unidos. Trata-se de ação alinhada ao **Desafio #4** do Relatório de Segurança Operacional de 2019: “*Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção)*”.

⁶⁵ Nota à imprensa sobre a assinatura do acordo de cooperação técnica entre ANP e PSA: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-e-orgao-regulador-de-petroleo-da-noruega-assinam-memorando-de-cooperacao

11. CONCLUSÕES

O ano de 2020, marcado pela pandemia de Covid-19, demandou uma atenção especial para a segurança operacional das instalações de Exploração & Produção (E&P) de petróleo e gás natural. Foi necessário monitorar as medidas tomadas pelos operadores, de modo que a diminuição das atividades não essenciais, causada pela redução do pessoal de bordo, não implicasse em riscos. As lições aprendidas com esta situação precisam ser necessariamente incorporadas aos sistemas de gerenciamento de segurança, para atender a situações semelhantes, decorrentes de surtos, movimentos grevistas, dentre outros.

A fiscalização realizada pela SSM, predominantemente preventiva, aplica o conceito de não conformidades, de caráter pedagógico, gerando oportunidade para reparação da conduta irregular dos operadores, previamente à imposição de penalidades.

A ação regulatória preventiva atua no sentido de manter os riscos das atividades reguladas controlados, de forma a evitar acidentes maiores, considerando que os custos de agir *a posteriori* podem ser excessivamente altos⁶⁶ e os danos irreversíveis. Trata-se de reflexão recorrente em segurança operacional, de que o valor dos custos envolvidos na prevenção de um acidente será sempre inferior àqueles envolvidos na resposta a uma grande emergência, remediação das respectivas consequências e interrupção do negócio:

*“A indústria deve lembrar que os custos de implementação de um protocolo de defesa de segurança cibernética serão inevitavelmente mais baratos do que a perda de vidas ou danos ambientais significativos que podem ocorrer quando um ataque resultar em consequências ao nível do acidente ocorrido com a Deepwater Horizon”.*⁶⁷ [tradução livre]

*“Os custos deste acidente [Deepwater Horizon] ainda não estão totalmente contabilizados, mas já está claro que os impactos nos ecossistemas da região e nas vidas foram enormes, e que as perdas econômicas totalizam dezenas de bilhões de dólares”.*⁶⁸ [tradução livre]

O montante referente ao pagamento das infrações, em 2020, foi de R\$ 76.463.076,36. Caso os operadores tivessem agido proativamente ou solucionado adequadamente os desvios identificados, tais valores poderiam ter sido investidos na melhoria contínua do sistema de gerenciamento de segurança operacional. Uma estratégia consistente quanto aos investimentos em segurança operacional, inclusive no treinamento e na formação de equipes, minimiza acidentes, reduz a incidência de paradas não programadas, interdições e aumenta a produtividade.

Ademais, o comprometimento da alta liderança com a segurança das instalações se concretiza com o provimento de recursos para o correto funcionamento do sistema de gerenciamento de segurança das operações, sendo **evidente a necessidade, em 2021, da elaboração de um planejamento e a estruturação de programa de investimentos na segurança das operações, em especial em processos de integridade estrutural** (SGSO, PG1, item 1.5). Ressalta-se que é esperado o desenvolvimento de indicadores e métricas para

⁶⁶ Baldwin, R.; Cave, M.; Lodge, M. *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. New York: Oxford University Press, 2012.

⁶⁷ Crandal, J. *Cybersecurity and Offshore Oil: The Next Big Threat*, Oil & Gas, Nat. Resources & Energy J. 703 (2019), vol. 4, issue 6. Disponível em: <https://digitalcommons.law.ou.edu/onej/vol4/iss6/>

⁶⁸ National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, *Deep Water The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling*, Report to the President, Jan. 2011. Disponível em: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/GPO-OILCOMMISSION/pdf/GPO-OILCOMMISSION.pdf>

acompanhamento da eficácia dos investimentos/ações implementadas para aprimoramento do sistema de gerenciamento de segurança.

Nos próximos anos, espera-se um aumento de atividades e a ampliação do número de agentes econômicos atuando no E&P. A previsão é que o número de cessões de direitos permaneça elevado em 2021, já que 45% do portfólio de desinvestimento da Petrobras se encontra em andamento⁶⁹. Adicionalmente, a Petrobras prevê a instalação de 13 novos FPSOs no período 2021-2025 para atuar na região do pré-sal, sendo dois em 2021⁶⁰. Outras operadoras, possivelmente, aproveitarão instalações já em período de extensão de vida útil, o que demandará atenção. Não menos relevante, o número de instalações a serem descomissionadas também será elevado⁶⁰, sendo necessário um correto gerenciamento da integridade da instalação, até que as operações de descomissionamento sejam finalizadas.

Essa diversidade de operadores demandará um esforço de otimização da fiscalização dos ativos, que deverá ser apoiada por ações de aperfeiçoamento e simplificação regulatória e de proatividade da indústria. Atrelado a este cenário, considera-se ainda a continuidade da pandemia de Covid-19. Portanto, **maior aderência às normas vigentes e às melhores práticas da indústria durante todo o ciclo de vida das instalações se faz necessária**. A indústria brasileira não só vivenciou acidentes graves em instalações em fase de descomissionamento, com perdas de contenção maiores em 2019 e a uma fatalidade em 2020, como também enfrenta problemas de adequação às boas práticas de abandono em grande quantidade de poços marítimos, demandando ações de injunção do órgão regulador. **Em 2021, espera-se maior alinhamento dos operadores quanto à aplicação das melhores práticas da indústria na condução das operações.**

Outra questão importante, que merece atenção, é a **necessidade de desenvolvimento, pela indústria, de metodologias para incorporar as lições aprendidas de incidentes em seus sistemas de gerenciamento de segurança**, como se observa a partir dos resultados de fiscalização em 2020. A questão foi identificada em outras jurisdições, no âmbito do *International Regulators Forum* (IRF) e a ANP, em conjunto com o regulador da Irlanda (CRU Ireland), vêm desenvolvendo um documento de endereçamento de demanda (*Problem Statement*), visando ao aprimoramento da qualidade das investigações e dos processos de aprendizado de incidentes, a ser endereçado à indústria, através de suas entidades representativas (IOGP e IADC).

De forma análoga, observam-se deficiências nas auditorias internas, realizadas pelos operadores. De forma geral, as auditorias realizadas pela ANP, cujos fiscais realizam atividade em tempo reduzido (cerca de uma semana), têm nível mais aprofundado do que as auditorias internas dos operadores, que possuem mais meios, tempo e conhecimento de suas instalações. Trata-se, portanto, de oportunidade de melhoria contínua dos processos de gerenciamento de riscos, agregando valor às operações e minimizando a constatação de não conformidades durante fiscalizações. É recomendável, portanto, que a indústria se organize para endereçar tal desafio e aprimorar seus processos internos, com o apoio da ANP.

Portanto, o ano de 2021 apresenta desafios importantes para os operadores, visando à melhoria do desempenho em segurança operacional, em relação ao observado em 2020:

⁶⁹ Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/174ab356-7f22-96e7-6828-94b10fcb3349?origin=1>

- Desafio #1: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.
- Desafio #2: Aprimoramento da execução das auditorias internas e da implementação de planos de ação, visando à diminuição dos riscos das atividades e, consequentemente, a redução dos índices de não conformidades críticas.
- Desafio #3: Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.
- Desafio #4: Atendimento às normas vigentes e melhores práticas com avaliação técnica rigorosa da indústria na transferência, adaptação, reutilização, extensão de vida e descomissionamento de instalações (incluindo poços e o sistema de escoamento e produção).

Em relação às questões ambientais, na busca da redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), a transição energética em curso considera, dentre outros aspectos, a substituição gradual da produção e do consumo de combustíveis fósseis, intensivos em carbono, por fontes renováveis.

Por se tratar de assunto relevante e urgente no cenário mundial, ações sobre o tema precisam ser adequadamente endereçadas. Neste sentido, a Agência incluiu, em seu mapa estratégico 2021-2024 a ação “Estimular atividades reguladas mais seguras e sustentáveis, e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa”. Com isso, **busca-se fomentar uma transição energética organizada a partir de práticas seguras, com base em um arcabouço de segurança operacional moderno, robusto e que considere os conceitos de Environmental, Social and Governance (ESG), bem como os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU.**

Em paralelo, entendendo a importância da manutenção das atividades de E&P, torna-se necessário estimular a elaboração das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS), instrumento este que trará previsibilidade e aumentará a segurança jurídica, tanto da outorga de blocos, quanto do licenciamento ambiental, em especial, em áreas consideradas estratégicas. Desde a publicação da Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012, dois Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS) foram concluídos. **Tais estudos, que indicam a classificação da aptidão para realização das atividades de E&P e as respectivas recomendações para o licenciamento ambiental, se encontram na fase de validação pela Comissão Interministerial, composta por representantes do MME e do MMA.** Apesar da longa duração do estudo, entende-se que o caráter estratégico aprimora o processo de licenciamento, pois garante a transparência dos parâmetros, aumenta a participação social e a antecipação de aspectos relacionados com a sensibilidade das áreas. Tais estudos contribuem para a manutenção da licença social para operar empreendimentos exploratórios, em especial em relação à abertura de novas fronteiras, colaborando para a continuidade da indústria do petróleo no Brasil.

Em consonância com o Mapa Estratégico da ANP 2021-2024, a SSM mantém seu compromisso consistente de disseminação de conhecimento e transparência, seja por meio de seus relatórios anuais, de alertas de segurança, de relatórios de investigação de incidentes e de

workshops para tratar de temas específicos. A ANP também organiza os já tradicionais *workshops* de segurança operacional marítima e terrestre – SOMA e SOMAT –, que ocorrem anualmente. Todo material produzido é disponibilizado no *site* da ANP e, mais recentemente, quando se trata de vídeo, no canal da Agência no *youtube*.

O ano de 2021 marcará a relevante revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional, que visa adequar os dispositivos normativos ao novo cenário da indústria no Brasil. A continuidade das ações de fiscalização, em conjunto com ações mais amplas junto a instituições nacionais e internacionais, robustecerá o papel da ANP nos próximos anos. **A missão de promover a segurança das atividades de exploração e da produção, e o estabelecimento de medidas eficazes para o controle dos riscos das operações deve ser perseguida, incessantemente, por todas as partes que integram a indústria do petróleo e do gás natural.** O foco na proteção da vida humana, do meio ambiente e dos ativos é o que garantirá o desenvolvimento sustentável e a licença social para operar da indústria, no médio e no longo prazo.