

Assunto: Análise de incidentes em instalações terrestres em subsídio à revisão do arcabouço regulatório de Segurança Operacional das operações de Exploração e Produção.

Referências:

- [1] Incidente em 27/08/2018 com fatalidade na Sonda Terrestre SPT-02 (CI 1808/000174), processo administrativo 48610.009298/2018-07.
- [2] Incidente em 29/04/20148610.212488/2020-169 com fatalidade no Campo Terrestre de ESTREITO (CI 1904/002223), processo administrativo 48610.207461/2019-78.
- [3] Incidente de blowout no campo de Anambé, durante operação da sonda SPT-112 (CI 1907/000041), processo administrativo 48610.215599/2019-41.
- [4] Incidente de explosão de atmosfera explosiva na Sonda Terrestre SPT 92 Potiguar E&P (CI 2003/003183), processo administrativo 48610.205184/2020-01.
- [5] Explosão com incêndio em Mata de São João | Petrorecôncavo (CI 2002/000157), processo administrativo 48610.203003/2020-01.
- [6] Perda significante de controle de poço | PONTO DE COLETA GTE4DPA-BA [TIÉ] | MAHA ENERGY (CI 2005/000040), processo administrativo 48610.206969/2020-92.
- [7] Descarga maior de água oleosa no campo terrestre de DOM JOÃO (CI 1910/000034), processo administrativo 48610.208477/2020-31.
- [8] Descarga maior de óleo no campo de Biriba (CI 1910/000129), processo administrativo 48610.208679/2020-83.
- [9] Explosão de atmosfera explosiva na Estação Coletora de Jordão [CI 2006/000049] - processo administrativo 48610.209491/2020-52.
- [10] Incêndio significante na Fazenda Boa Esperança [CI 2007/000074] - processo administrativo 48610.210933/2020-11
- [11] Descarga significante de óleo OP-CP (Carmópolis) [CI 2010/000144] - processo administrativo 48610.217352/2020-01.
- [12] Acompanhamento de incidente de perda de contenção maior de gás inflamável ocorrido na ESTAÇÃO COLETORA DE PILAR (CI 2102/000163) - processo administrativo 48610.202987/2021-86.
- [13] Acompanhamento de incidente de princípio de incêndio ocorrido na Estação de Fazenda Iimbé [CI 2103/000057] - processo administrativo 48610.203566/2021-72.

1. OBJETIVO

Esta nota tem como objetivo analisar os incidentes ocorridos em instalações terrestres presentes no banco de dados da ANP, recebidos através do SISO de 2012 a 2021, com o intuito de subsidiar a definição de critérios de dispensa para aplicação de requisitos do Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional (RT-SGSO) nessas instalações.

2. ANÁLISE HISTÓRICA INCIDENTES

2.1. Visão geral

Até 31/03/2021 foram reportados no SISO um total de 1571 incidentes onshore, sendo que 69% deles são considerados leves, 28% moderados e 2% graves. Em relação às operadoras que comunicam incidentes onshore, percebe-se que 78% dos comunicados são provenientes de instalações da Petrobras, em seguida temos 9% pela Eneva e 6% pela Petrosynergy. Nota-se também que desde o início do SISO (2012) apenas 20 operadores comunicaram incidentes em áreas onshore (blocos ou campos), através de análise pelo SIGEP percebe-se que já houveram 41 operadores diferentes de campos onshore. A Figura 1 apresenta a distribuição de incidentes reportados por operador (não Petrobras), mostrando a proporção por gravidade. A Figura 2 apresenta a distribuição dos incidentes reportados pela Petrobras.

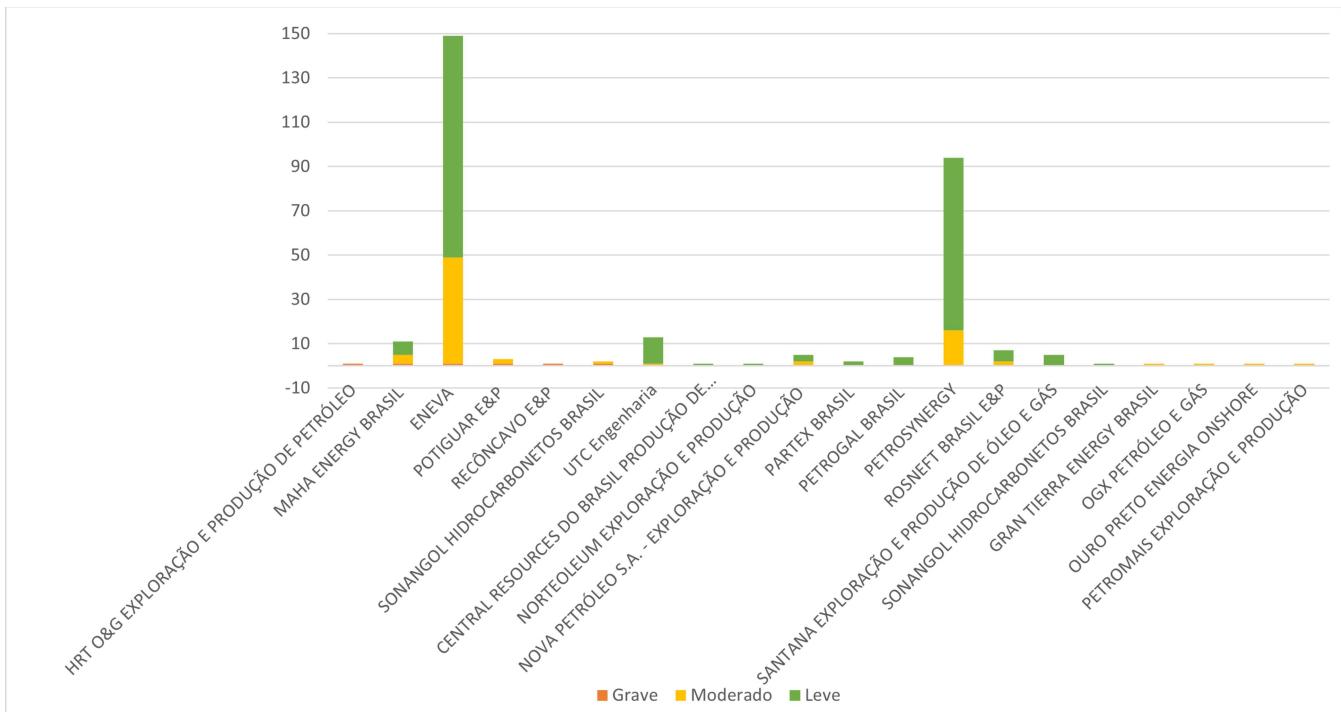


Figura 1: Distribuição de incidentes comunicados em áreas onshore por operador e por gravidade (excluindo Petrobras)

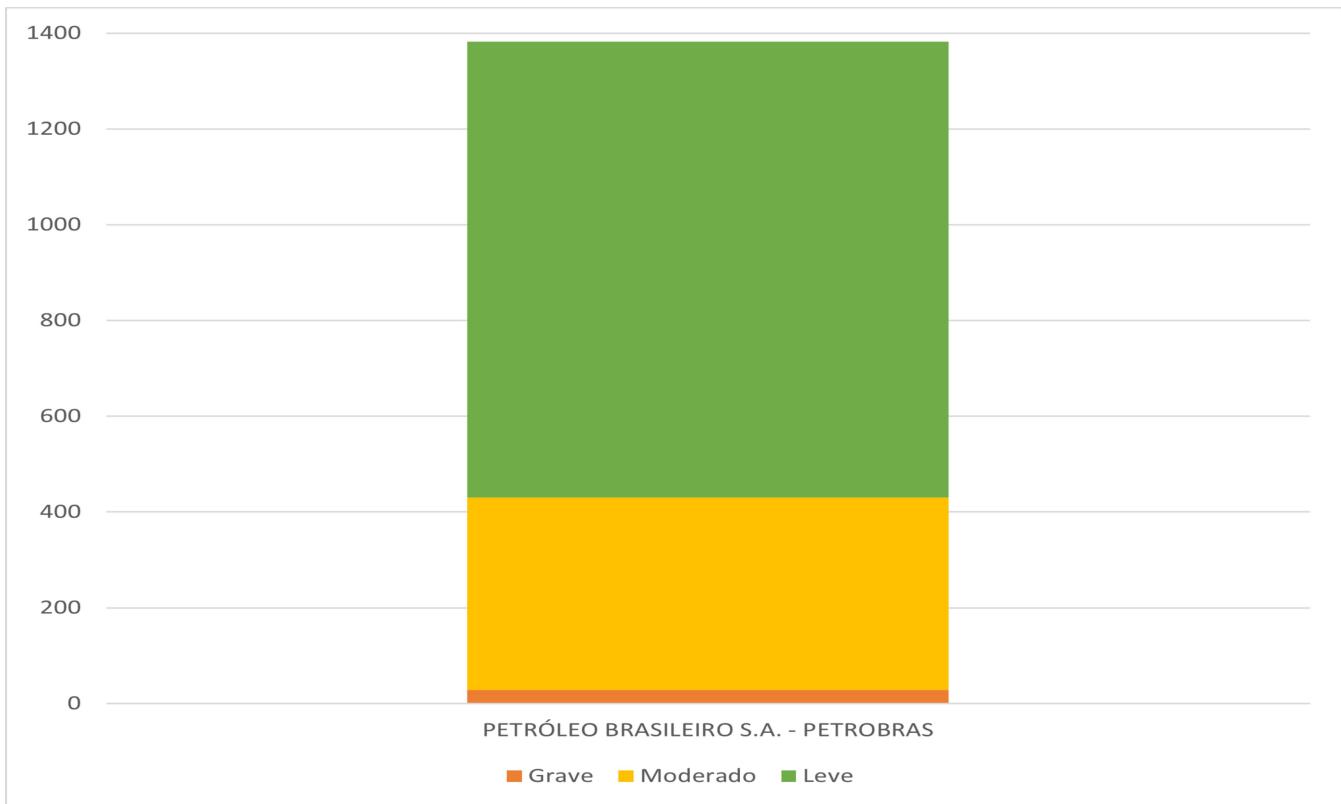


Figura 2: Distribuição de incidentes comunicados em áreas onshore por operador e por gravidade (somente Petrobras)

A partir da análise das Figuras 1 e 2 é possível inferir que metade das operadoras de campos terrestres não comunicam incidentes em suas instalações, assim como que a maior parte das operadoras menores comunicam apenas os incidentes de maior gravidade. Além disso, as empresas UTC Engenharia, Central Resources, Gran Tierra, HRT O&G, Norteoleum, OGX e Ouro negro comunicaram incidentes durante a fase de exploração das áreas que possuíram, já que nunca foram operadoras de campos terrestres.

2.2. Análise de incidentes graves

Para entender melhor os 33 incidentes graves comunicados em áreas onshore, as Tabelas 1 e 2 apresentam o número dos incidentes graves, sua tipologia, prejuízos decorrentes do acidente, atividade sendo realizada (perfuração ou produção), a área onde ocorreu (campo ou bloco), operadora que comunicou e se houve cessão a operadora atual, produção do campo, grau API e poder calorífico do gás, número de poços, status da DSO, se o poço é surgiante, produção do poço e ano de início da produção do campo onde ocorreu o incidente. Os dados de produção, grau API, poder calorífico, operadora da instalação, fluido principal e ano de início da produção foram extraídos do SIGEP, as informações referentes ao incidente retiradas do SISO e as informações referentes ao número de poços, status DSO, número de poços e poços surgiientes foram retirados dos painéis de BI da SSM que integra vários sistemas.

Tabela 1: Acidentes graves ocorridos em áreas onshore

CI	TIPOLOGIA	PREJUIZOS	ATIVIDADE (PERFURAÇÃO/INTERVENÇÃO OU	ÁREA	OPERADORA (ATUAL SE	FLUIDO PRINCIPAL	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	PRODUÇÃO DE
----	-----------	-----------	---	------	------------------------	---------------------	-------------------------	-------------

			PRODUÇÃO)		HOUVE CESSÃO)		EQUIVALENTE NO MÊS DO ACIDENTE (BOE/DIA)	PETRÓLEO NO MÊS DO ACIDENTE (M3/DIA)
1308/000035	Explosão mecânica Incêndio significante	Patrimônio	Produção	MATA DE SÃO JOÃO	Petrobras	ÓLEO	785,70	118,76
1312/000123	Fatalidade	Pessoa	Perfuração	SOL-T-192	HRT O&G			
1312/000173	Explosão de atmosfera explosiva	Patrimônio	Produção	SÃO PEDRO	Petrobras	ÓLEO	18,96	2,37
1403/000121	Incêndio significante	Patrimônio	Produção	RIO DO BU	Petrobras	ÓLEO	1.827,40	286,75
1405/000023	Incêndio significante	Patrimônio	Produção	PILAR	Petrobras	ÓLEO	5.902,05	200,94
1409/000076	Fatalidade	Pessoa	Perfuração	FAZENDA SÃO RAFAEL (7- FSR-64-ES)	Petrobras	ÓLEO	3.446,09	410,82
1411/000068	Incêndio maior	Patrimônio	Produção	CARMÓPOLIS	Petrobras	ÓLEO	18.440,87	2.768,23
1504/000014	Explosão mecânica	Patrimônio	Produção	REDONDA	Petrobras (Duna Energia)	ÓLEO	283,11	44,97
1506/000097	Incêndio maior	Patrimônio	Produção	ARAÇÁS (7- AR-216-BA)	Petrobras	ÓLEO	6.647,65	872,96
1512/000146	Fatalidade	Pessoa	Perfuração	SABIÁ DA MATA (8- SDM-3-RN)	Sonangol	ÓLEO	1.017,41	156,93
1609/000115	Incêndio maior	Patrimônio	Produção	ARARACANGA	Petrobras	GÁS	1.647,27	35,24
1703/000186	Fatalidade	Pessoa	Produção	FAZENDA BELÉM	Petrobras	ÓLEO	1.639,87	258,06
1704/001142	Descarga maior de óleo	Meio Ambiente	Produção	MATO GROSSO	Petrobras	ÓLEO	881,95	130,23
1705/001057	Descarga maior de óleo	Meio Ambiente	Produção	FAZENDA MALAQUIAS (7-FMQ-42- RN)	Petrobras (Potiguar E&P)	ÓLEO	383,98	60,99
1705/001127	Fatalidade	Pessoa	Perfuração	SERRARIA (7- SE-32-RN)	Petrobras	ÓLEO	232,11	36,72
1709/000154	Incêndio maior	Patrimônio	Perfuração	FAZENDA BOA ESPERANÇA (7-FBE-50D- BA)	Petrobras	ÓLEO	932,78	140,41
1710/000071	Descarga maior de água oleosa	Meio Ambiente	Produção	ESTREITO	Petrobras	ÓLEO	8.555,36	1.354,75
1710/000114	Descarga maior de óleo	Meio Ambiente	Produção	TAQUIPE	Petrobras	ÓLEO	2.325,19	337,31
1801/000099	Descarga maior de óleo	Meio Ambiente	Produção	ARAÇÁS	Petrobras	ÓLEO	5.378,63	663,21
1802/000041	Fatalidade	Pessoa	Perfuração	FAZENDA ALVORADA (7-FAV-73-BA)	Petrobras	ÓLEO	888,87	139,82
1804/000047	Descarga maior de água oleosa	Meio Ambiente	Produção	RIO DOS OVOS	Petrobras	ÓLEO	98,27	14,99
1805/000081	Descarga maior de óleo	Meio Ambiente	Produção	DOM JOÃO	Petrobras	ÓLEO	833,49	131,48
1807/000101	Incêndio significante	Patrimônio	Produção	GUAMARÉ	Petrobras	ÓLEO	1.068,54	168,10
1808/000174	Fatalidade	Pessoa	Perfuração	REMANSO (8- RO-38-BA)	Petrobras	GÁS	881,19	96,09
1904/002223	Fatalidade	Pessoa	Produção	ESTREITO (7- ET-376-RN)	Petrobras	ÓLEO	8.757,83	1.386,63
1910/000034	Descarga maior de água oleosa	Meio Ambiente	Produção	DOM JOÃO	Petrobras	ÓLEO	757,34	119,45
1910/000129	Descarga maior de óleo	Meio Ambiente	Produção	BIRIBA	Petrobras	ÓLEO	281,92	0,83
2002/000157	Explosão de atmosfera explosiva e Incêndio significante	Patrimônio	Produção	MATA DE SÃO JOÃO	Petrobras	ÓLEO	1.108,52	166,11
2003/000020	Descarga maior de água oleosa	Meio Ambiente	Produção	BURACICA	Petrobras	ÓLEO	2.559,80	404,55
2003/003183	Explosão de atmosfera explosiva, Incêndio significante,	Patrimônio, meio ambiente e Pessoa	Intervenção	UPANEMA (1- UPN-1-RN)	POTIGUAR E&P	ÓLEO	113,96	7,04

	descarga significante de óleo, ferimento grave, interrupção não programada por mais de 24h e perda de controle do poço							
2006/000049	Explosão de atmosfera explosiva	Patrimônio	Produção	CARMÓPOLIS	Petrobras	ÓLEO	7.182,25	1.098,11
2007/000071	Incêndio significante	Patrimônio	Produção	FAZENDA BOA ESPERANÇA	Petrobras	ÓLEO	612,11	91,92
Faixa de valores	-	-	-	-	-	-	18,96 - 18.440,87	2,37 - 2.768,23

Tabela 2: Acidentes graves ocorridos em áreas onshore relacionados a poço

CI	TIPOLOGIA	PREJUIZOS	ATIVIDADE (PERFURAÇÃO/INTERVENÇÃO OU PRODUÇÃO)	ÁREA	OPERADORA (ATUAL SE HOUVE CESSÃO)	FLUIDO PRINCIPAL	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EQUIVALENTE MÉDIO (BOE/DIA)	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (M3/DIA)	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL TOTAL (MM3/DIA)	GRAU PETRÓLEO
1807/000127	Perda significante de controle de poço	Patrimônio	Perfuração	PN-T-48	Eneva					
1907/000041	Perda maior de controle de poço	Patrimônio	Perfuração	ANAMBÉ (7-ANB-16D-AL)	Petrobras	ÓLEO	1.218,57	111,42	82,32	42,47
2005/000040	Perda significante de controle de poço	Patrimônio	Perfuração	TIÊ (3-GTE-4DPA-BA)	MAHA ENERGY BRASIL	ÓLEO	2.835,48	398,13	52,68	39,17

A partir da análise da Tabela 1 é possível observar que grande parte dos acidentes graves foi proveniente de Campos de produção de óleo como fluido principal e pertencentes à Petrobras. Observa-se incidentes comunicados tanto nas operações de produção quanto de perfuração. É possível observar 11 Incêndios, 10 Descarga maior de óleo e água oleosa, 7 fatalidades, 6 Explosões, e 4 perda de controle de poço. Em relação as fatalidades, foi feito uma análise para tentar comparar com os casos de fatalidades reportados ao INSS e presentes no Observatório de Segurança e Saúde do Trabalho (SmartLabbr) desenvolvido pelo Ministério da Mulher, da Família e dos Direitos Humanos. Nota-se que os dados contemplam todas os tipos de acidente de trabalho, não havendo filtros em relação a indústria. Assim, no período em questão (2013 a 2020) foram reportados 18.624 acidentes de trabalho com óbito. Além disso esses reportes são por município, diferente do que ocorre com nossos dados de incidentes que são reportados por região. Assim, impossibilita a comparação das duas bases de dados. Como sugestão futura a inclusão da cidade onde ocorreu o óbito no reporte do SISO para os casos de fatalidade para permitir uma comparação com os dados do INSS.

Para a **Produção de petróleo equivalente médio (boe/dia)**, **Produção de petróleo no mês (m3/dia)** e **Produção de gás natural total (Mm3/dia)** foi considerado o mês da ocorrência do acidente com base no Painel de Produção. Em relação a produção, é possível observar que existe campos de maior produção como Estreito e Carmópolis, como também baixa produção como São Pedro e Biriba. Assim, um corte considerando apenas a produção iria provavelmente excluir esses campos que também podem ser responsáveis por acidentes graves como explosões, incêndio significante e descarga de maior de água oleosa.

Em relação a produção dos poços, não foi possível identificar os poços em muitos dos comunicados, pois não há exigências nos regulamentos (Resolução 44/2009 e o Manual de comunicação de incidentes). Assim, nos comunicados em que são mencionados os poços foi possível analisar a produção dos mesmos com base nos dados do BMP - Produção de Petróleo, Gás Natural e Água (poço) por campo do ano de 2019 retirado do SIGEP. Analisando a produção dos poços referentes a incidentes graves, é possível observar poços com altas produções como em Tiê e Anambé. Assim como baixas produções nos poços de Fazenda Boa Esperança e Estreito. Isso também pode ser observado em relação ao número de poços, já que observa-se acidentes em campos com muitos poços como Carmópolis, Fazenda Belém e Estreito, como campos com poucos poços como Tiê, Sabiá da Mata e Biriba.

Em relação ao poder calorífico, a maior parte dos incidentes se encontra entre 40 e 50 MJ/m³. Em relação ao grau API, a maior parte refere-se a APIs acima de 30, com exceção aos campos de Gramará, Carmópolis, Redonda, Estreito, Sabiá da Mata, Mato Grosso e Fazenda São Rafael que apresentam óleos mais pesados.

Em relação ao DSO, quase todos os eventos ocorreram em campos com DSO, com exceção a dois eventos relativos a etapa de exploração e o campo de São Pedro por conta de sua baixa produção está isento do SGI. Em relação a produção, considerando apenas o mês do evento, também estaria isento de envio de DSO o campo de Rio dos Ovos.

Em relação ao ano de início da produção é percebido que a maior parte dos incidentes graves são de campos com produção antigos, assim suas instalações já estão provavelmente com problemas de integridade, que é a realidade de grande parte dos campos terrestres do Brasil.

2.3. Análise de frequência de comunicação de incidentes

Antes de iniciar a análise é preciso esclarecer que esses dados são baseados nos incidentes comunicados, como apresentado nas análises acima é provável que muitos dos incidentes ocorridos em áreas onshore ainda não estejam sendo reportados via SISO. A partir de uma análise dos acidentes presentes no SISO de 2011 a 2021 é possível notar as 30 instalações que apresentam maior quantidade de eventos reportados, conforme Figura 3. Isso ocorre, pois não há em regulamento diretriz de como informar a instalação onde ocorreu o incidentes, assim o operador acaba decidindo como fazer, está em andamento a correlação entre os campos e os poços e estações coletoras. Essas instalações correspondem a 54% dos incidentes reportados (826 incidentes).

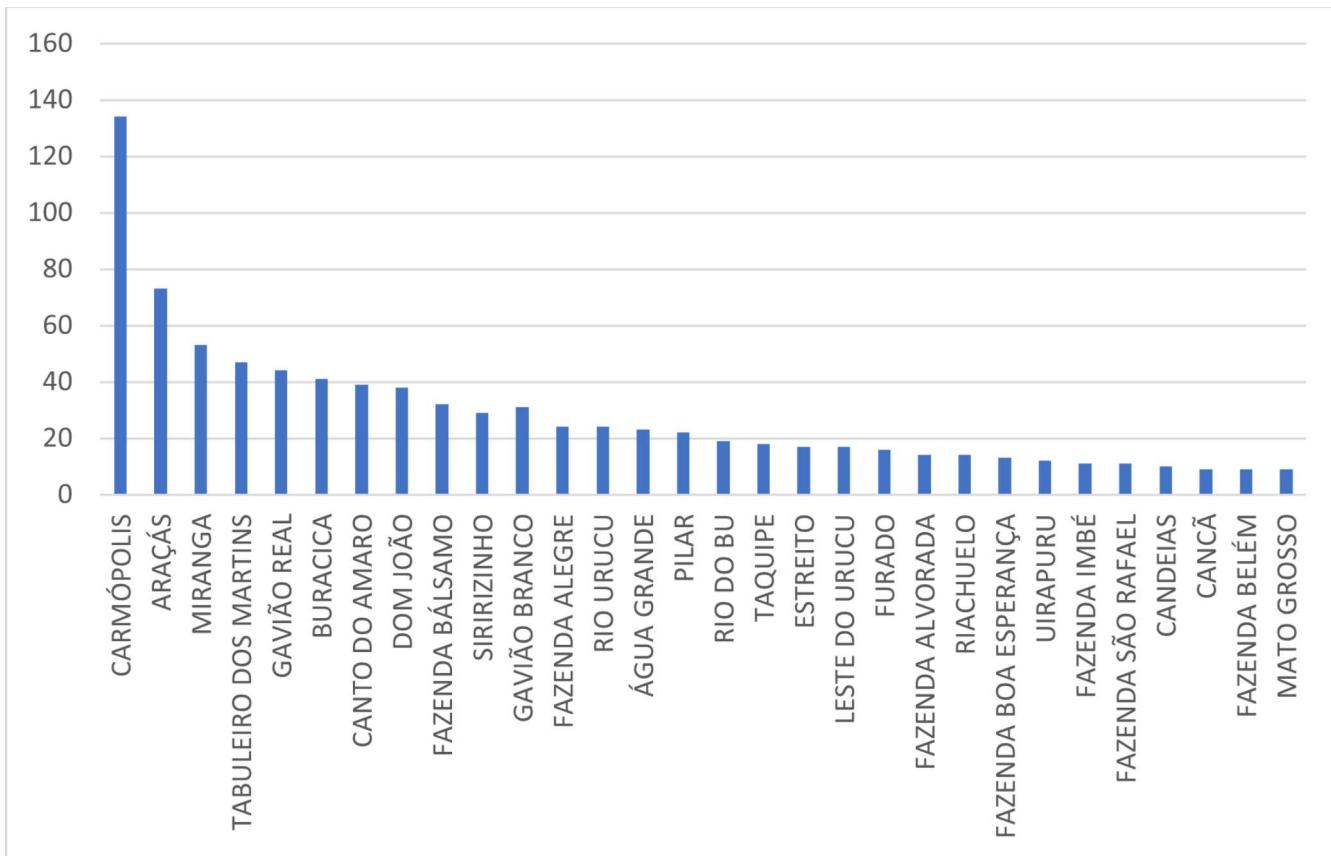


Figura 3: Número de eventos por instalação

Nota-se que Carmópolis é o campo que possui maior quantidade de eventos reportados, possuindo mais que o dobro do segundo campo, que é Araçás. É possível fazer uma análise sobre o impacto da produção e do número de poços em relação a essas instalações, conforme Tabela 3.

Tabela 3: Situação dos campos de maior número de incidentes

Campo	Bacia	Operadora	Situação	Produção de petróleo equivalente médio (boe/DIA)	Produção de Petróleo (m3/dia)	Produção de gás natural total (Mm3/dia)	Número de poços	Ano de início da produção
Carmópolis	Sergipe	Petrobras	Em produção	6.853,15	1.038,34	51,22	2028	31/10/1963
Araçás	Recôncavo	Petrobras	Em produção	4.959,88	549,03	239,53	388	30/04/1965
Miranga	Recôncavo	Petrobras	Em produção	2.970,15	136,11	336,10	620	31/07/1965
Buracica	Recôncavo	Petrobras	Em produção	2.637,30	416,43	2,86	484	31/05/1959
Canto do Amaro	Potiguar	Petrobras	Em produção	8.333,91	1.254,84	32,15	1876	31/01/1986
Dom João	Recôncavo	Petrobras	Em produção	678,50	107,00	0,87	274	31/12/1954
Fazenda Bálsmo	Recôncavo	Petrobras	Em produção	1.513,27	235,32	5,27	308	31/08/1983
Siririzinho	Sergipe	Petrobras	Em produção	1.808,00	274,83	12,63	640	30/11/1967
Gavião Real	Parnaíba	Eneva	Em produção	5.562,31	1,35	882,99	32	19/11/2012
Tabuleiro dos Martins	Alagoas	Petrosynergy	Em produção	249,14	36,88	2,72	53	31/01/1960
Fazenda Alegre	Espírito Santo	Petrobras	Em produção	4.263,74	653,22	24,66	200	31/10/1996
Rio Urucu	Solimões	Petrobras	Em produção	49.155,95	1.015,46	6.799,72	116	31/07/1988
Água Grande	Recôncavo	Petrobras	Em produção	1.027,99	132,94		468	31/07/1951
Pilar	Alagoas	Petrobras	Em produção	2.365,27	93,78	282,27	297	31/01/1982
Gavião Branco	Parnaíba	Eneva	Em produção	5.306,22			25	01/02/2016
Rio do Bu	Recôncavo	Petrobras	Em produção	536,83	84,03	1,32	144	30/06/1984
Taquipe	Recôncavo	Petrobras	Em produção	2.053,70	290,02	36,50	243	31/03/1959
Estreito	Potiguar	Petrobras	Em produção	7.648,44	1.211,07	4,93	2025	31/03/1982

Leste do Urucu	Solimões	Petrobras	Em produção	49.765,83	1.338,38	6.573,75	109	31/03/1992
Furado	Alagoas	Petrobras	Em produção	1.729,63	136,57	138,42	180	31/05/1969
Fazenda Alvorada	Recôncavo	Petrobras	Em produção	609,69	95,98	0,95	151	31/03/1984
Riachuelo	Sergipe	Petrobras	Em produção	1.236,45	192,93	3,65	731	31/10/1965
Fazenda Boa Esperança	Recôncavo	Petrobras	Em produção	620,84	93,59	93,59	84	31/01/1967
Uirapuru	Recôncavo	Petrosynergy	Em produção	26,32	1,61	2,57	2	21/02/2006
Fazenda Iimbé	Recôncavo	Petrobras	Em produção	346,32	47,26	7,80	124	30/09/1964
Fazenda São Rafael	Espírito Santo	Petrobras	Em produção	824,55	116,65	14,44	84	28/02/1997
Candeias	Recôncavo	Petrobras	Em produção	1.594,04	117,22	136,22	227	31/12/1941
Cancã	Espírito Santo	Petrobras	Em produção	1.592,64	248,55	4,66	51	11/07/2008
Fazenda Belém	Recôncavo	Petrobras	Em produção	1.138,56	178,79	2,23	1003	31/05/1987
Mato Grosso	Sergipe	Petrobras	Em produção	496,72	74,42	4,55	113	31/07/1970

Para o cálculo da produção de petróleo médio equivalente foi considerado os últimos 12 meses (de 31/03/2020 a 31/03/2021). Em relação à produção nesse período os campos em questão correspondem a produção de 71% da produção de petróleo equivalente onshore do ano no Brasil, mostrando que os campos que reportaram maior quantidade de incidente apresentam um percentual grande da produção nacional, com destaque para Leste de Urucu (maior produção), Rio Urucu (segunda maior produção) e Gavião Branco (quarta maior produção). Observa-se também que temos campos complexos com um grande número de poços perfurados como Carmópolis e Estreito.

Percebe-se que a maior parte dos incidentes comunicados se encontram em campos da bacia do Recôncavo e são operados pela Petrobras. Percebe-se também que a maior parte dos campos são antigos, o mais antigo é o campo de Candeias que teve início de produção em 31/12/1941.

Portanto, em relação a recorrência de incidentes, os campos de maior produção comunicam mais incidentes.

3.

COMPARAÇÃO ENTRE INCIDENTES ONSHORE E OFFSHORE

Neste item será realizada uma comparação entre os incidentes reportados no onshore e no offshore, analisando número de acidentes e quase acidentes, gravidade, tipos de incidente, número de fatalidades, número de ferimentos graves e volume descarregado. Primeiramente é necessário entender a diferença entre o nível de atividade das atividades onshore e offshore. A Figura 4 apresenta o nível de atividade nos ambientes onshore e offshore relativo ao ano de 2020:

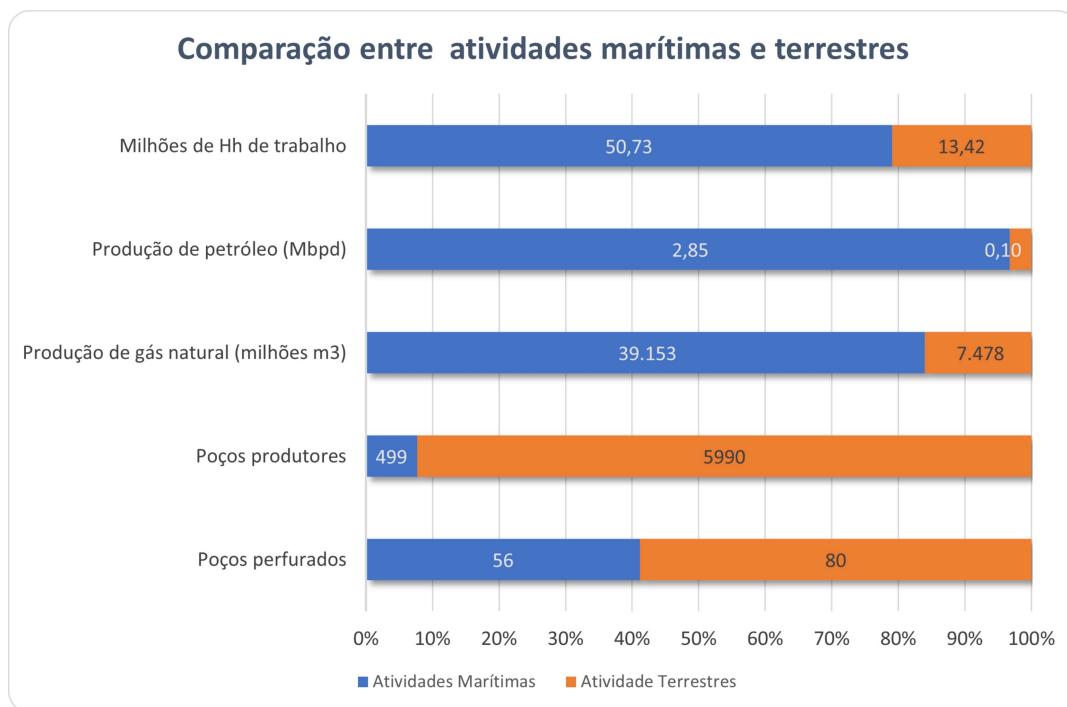


Figura 4: Nível de atividade no Brasil

Da análise da Figura 4 é possível notar que em termos de produção o onshore corresponde apenas a 5% da produção nacional, mesmo possuindo mais de 90% do número de poços produtores. Em termos de horas trabalhadas, que está ligado ao nível de atividade, o onshore corresponde a 20% da atividade de produção de petróleo no Brasil. Para verificar se o número de incidentes comunicados reflete esse nível de atividade, a Figura 5 apresenta uma comparação entre o indicador taxa de quase acidente e acidente no onshore e no offshore. Em termos numéricos o número de incidente comunicados no onshore é aproximadamente 10 vezes menor que no offshore (número de comunicados no onshore 1.370 e offshore 13.005).

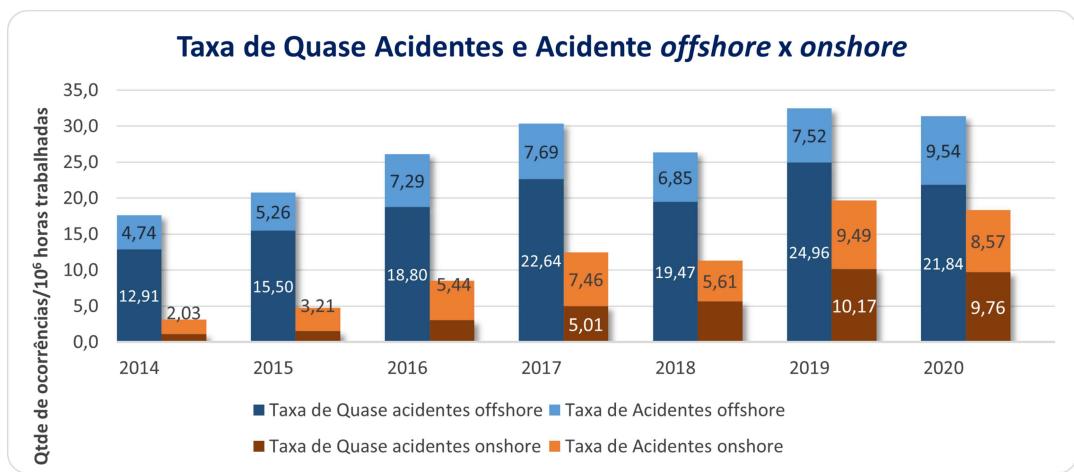


Figura 5: Taxa de quase acidente e acidente onshore e offshore

A análise da Figura 5 mostra que os incidentes onshore ocorrem em menor frequência que no offshore, porém fica clara a subnotificação dos quase acidentes neste ambiente, uma vez que no onshore ocorrem quase na mesma proporção que os acidentes. É importante notar uma evolução na comunicação de incidentes ao longo dos anos, mas a tendência de comunicar prioritariamente os acidentes ainda persiste, o que difere do esperado, já que no geral ocorrem mais quase acidentes do que acidentes.

Em relação ao número de incidentes comunicados, percebe-se que recebemos em torno de 200 incidentes comunicados todo ano no ambiente terrestre, sendo que em números absolutos 61% se trata de acidente e 49% de quase acidentes, diferente do que ocorre no offshore, com em torno de 1600 incidentes reportados por ano, sendo que 30% correspondem a acidentes e 70% a quase acidentes.

Em relação aos eventos de segurança de processos, a Figura 6 apresenta a comparação entre as taxa de eventos classificados como Tier 1 e 2 no onshore e offshore. Nota-se que no onshore desde 2017 decorrem taxas de ocorrência de eventos Tier 2 bem maiores que no offshore, o que mostra que este ambiente possui potencial de riscos de acidentes de segurança de processo (eventos de baixa frequência porém alta gravidade):

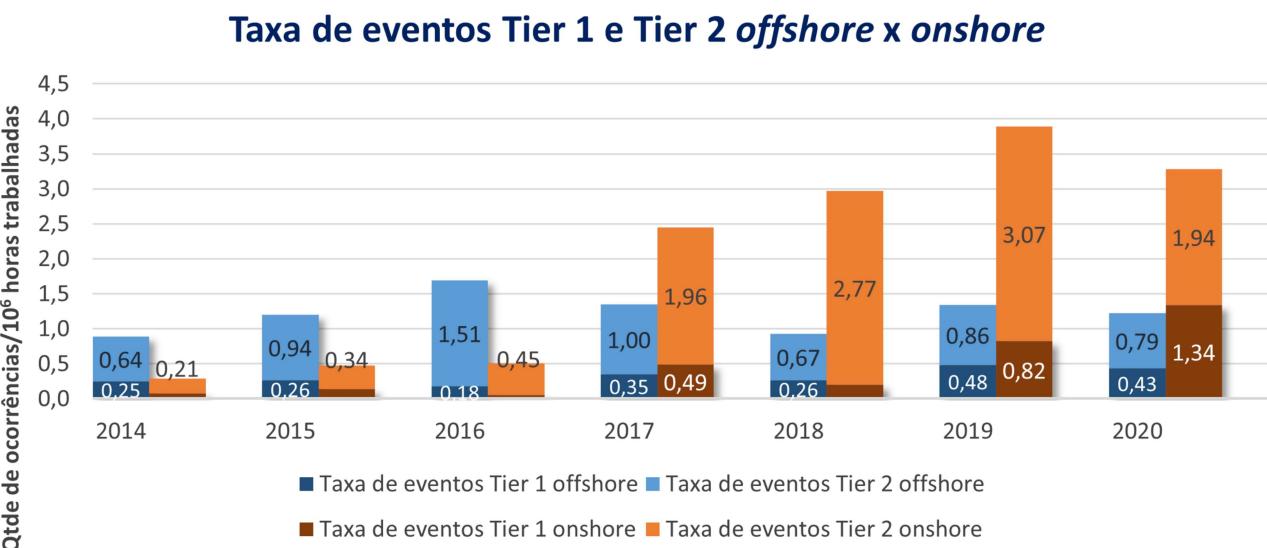


Figura 6: Incidentes por gravidade onshore e offshore

As Figuras 7 e 8 apresentam as tipologias que mais aparecem nos comunicados onshore (Figura 7) e offshore (Figura 8).

Tipo de Incidente	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Perda de contenção primária significante de óleo	7	5	29	67	41	26	2	1	177
Perda de contenção significante de gás inflamável	1	5	8	7	2	1	2	2	26
Perda de contenção de H2S						6	10	5	21
Perda de contenção maior de gás inflamável		2		3	1	2	2	1	11
Perda de contenção primária maior de óleo				5	3	3			11
Incêndio significante	2				1		3		6
Incêndio maior	1	1	1	1					4
Explosão de atmosfera explosiva						3			3
Explosão mecânica			1						1
Total	11	14	9	45	74	52	43	10	258

Figura 7: Tipologia de incidentes mais reportados no onshore

Tipo de Incidente	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Perda de contenção significante de gás inflamável	26	13	31	46	76	33	16	15	11	1	268
Perda de contenção primária significante de óleo	4	3	21	25	17	27	30	38	29	4	198
Perda de contenção de H2S	1	4	5	5	2	9	13	18	16	10	83
Perda de contenção maior de gás inflamável	1	6	13	5	9	3	10	4	3	54	
Incêndio significante	3	5		1	1		1	1	1		12
Explosão mecânica	2	2	1	2	2						9
Explosão de atmosfera explosiva		2	1	1				1			5
Perda de contenção primária maior de óleo							2	1	1		4
Incêndio maior					1					1	2
Total	30	27	71	90	102	80	64	84	62	19	629

Figura 8: Tipologia de incidentes mais reportados no offshore

Em relação às tipologias é percebido que tanto no onshore quanto no offshore as tipologias com maior número de ocorrência são: perda de contenção primária de óleo, perda de contenção de gás inflamável e perda de contenção de H2S. A grande diferença é que no onshore ocorrem mais eventos de perda de contenção de óleo do que de gás inflamável.

Em relação à análise dos incidentes com ferimentos graves e fatalidades as Figuras 9 e 10 apresentam os indicadores relativos a fatalidades (FAR) e ferimentos graves no onshore e no offshore.

FAR onshore x offshore

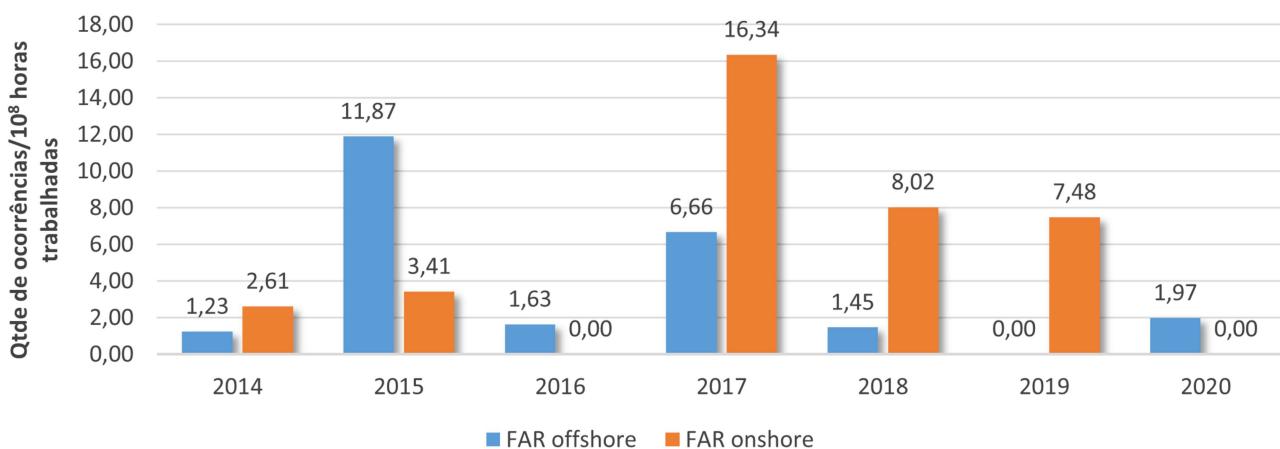


Figura 9: taxa de fatalidades no onshore e offshore

Ferimentos graves onshore x offshore

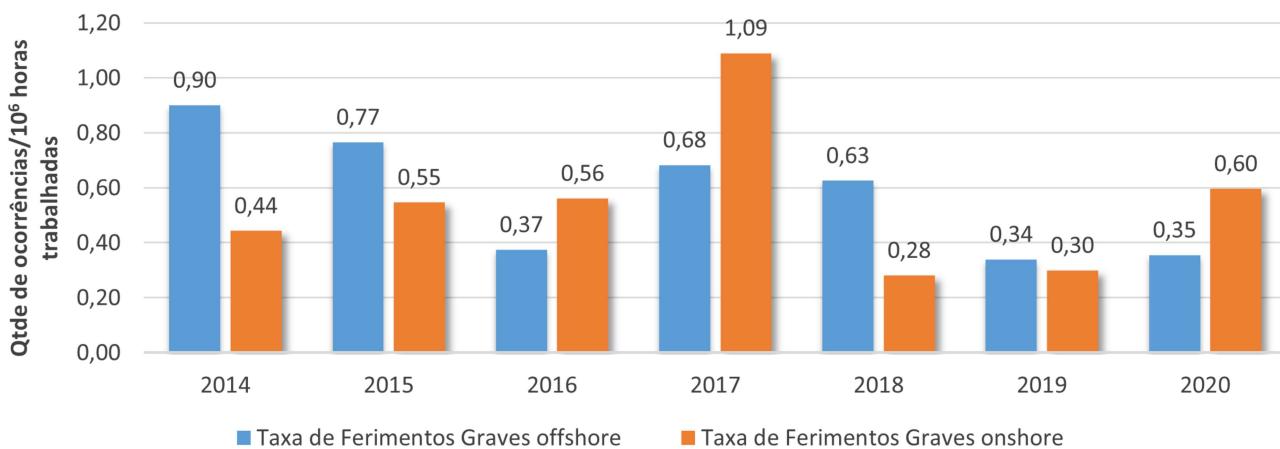


Figura 10: taxa de ferimentos graves no onshore e offshore

A análise das Figuras 9 e 10 mostra que o onshore apresenta em média mais ferimentos graves e fatalidades que o offshore.

Em relação aos volumes de óleo descarregados nos incidentes a Figura 11 apresenta o indicador de volume vazado (m^3 /produção de petróleo).

Volume de óleo descarregado por óleo produzido onshore x offshore

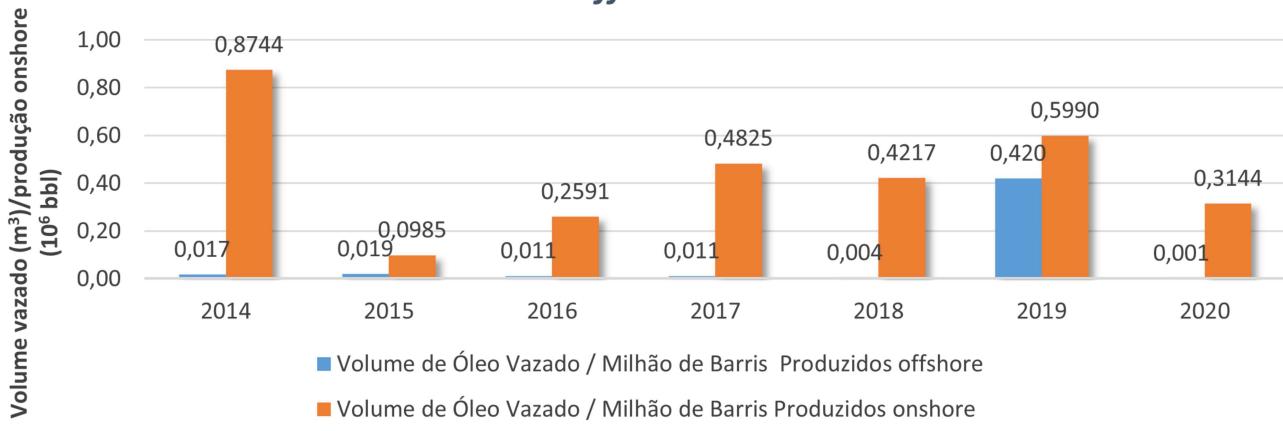


Figura 11: Taxa de volume descarregado no onshore e offshore

Através da análise da Figura 11 é possível notar que o onshore promove mais descarga de óleo por óleo produzido que no offshore.

Portanto, a comparação entre os incidentes no onshore e no offshore mostra que provavelmente o onshore ainda apresenta muita subnotificação em relação aos comunicados de acidentes e principalmente quase acidentes. Em relação à gravidade, é possível constatar que os eventos ocorridos no onshore são em média mais graves do que no offshore, deixando clara a necessidade de regulamentação e gerenciamento dos riscos nesse ambiente para evitar acidentes graves.

4. COMPARAÇÃO DE TAXAS DE INCIDENTES TERRESTRES COM BENCHMARK INTERNACIONAL

Outra comparação que traz elementos úteis à presente análise é entre as taxas de incidentes ocorridos em instalações terrestres no Brasil e valores de benchmarks internacionais. Desde 2018, os dados relativos aos incidentes ocorridos em ambiente terrestres são apresentados no Relatório Anual de Segurança Operacional na forma de taxas, correspondentes à quantidade de ocorrências do incidente dividida por uma grandeza representativa do nível de atividades da indústria que pode ser relacionada àquele tipo de incidente. Para as instalações terrestres é utilizado como *benchmark* a taxa gerada divulgada pelo IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), em seu relatório *IOGP Safety Performance Indicators*.

A primeira taxa que é comparada se trata do FAR (Fatal Accident Rate), relativo à taxa de fatalidades por cada cem milhões de horas trabalhadas:

FAR em instalações onshore

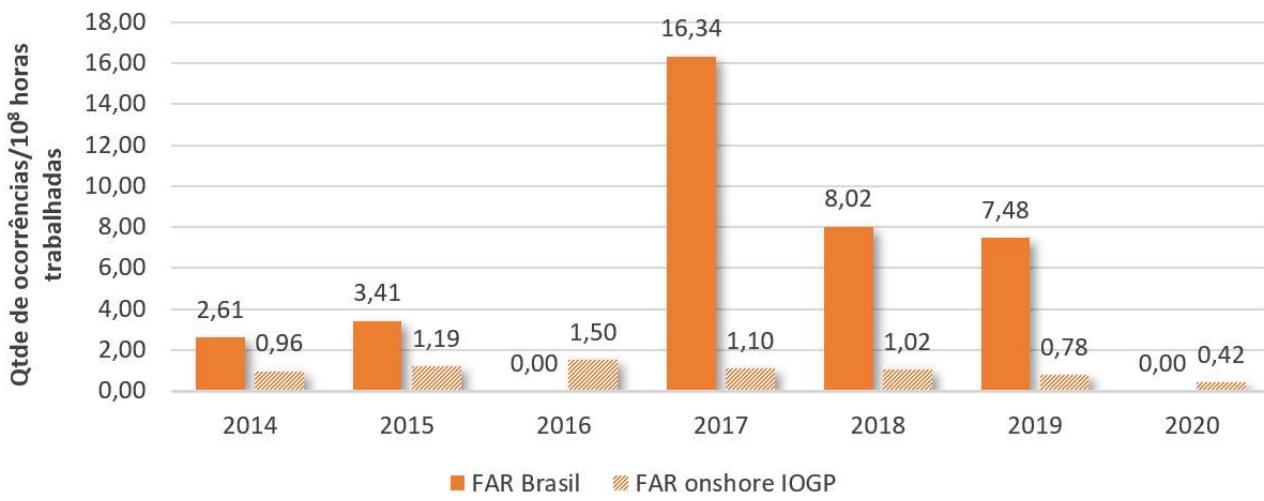


Figura 12: Comparação FAR Brasil x IOGP

Como é possível perceber, o FAR onshore no Brasil, em todos os anos em que são registradas fatalidades, é superior ao valor de referência do IOGP. Abaixo localizam-se os valores para as taxas de ferimentos graves, obtidas dividindo-se a quantidade deste tipo de incidente por milhão de horas trabalhadas:

Ferimentos graves em instalações onshore



Figura 13: Comparação Taxa de ferimentos graves Brasil x IOGP

A análise do gráfico permite depreender que a taxa de ferimentos graves, que apresentou seus menores valores em 2018 e 2019, voltou a crescer, ultrapassando o *benchmark* do IOGP.

5. ANÁLISE DE INCIDENTES RELEVANTES

Nesta seção, serão analisados incidentes relevantes ocorridos em instalações terrestres acompanhados ou investigados pela Coordenação de Gestão de Incidentes.

5.1. Incidente em 27/08/2018 com fatalidade na Sonda Terrestre SPT-02 (CI 1808/000174) no campo de Remanso, processo administrativo 48610.009298/2018-07.

Trata-se de incidente ocorrido durante atividade de perfuração realizada pela sonda PR-02, operada pela PetroRecôncavo no campo de Remanso (BA), cujo operador do contrato era a Petrobras. Conforme o Comunicado de Incidente recebido pela ANP, o acidente ocorreu durante atividade de descida de coluna de produção para limpeza de poço produtor terrestre 7-RO038-BA, ocorreu o rompimento do cabo da Catarina atingindo o funcionário na cabeça, levando-o à óbito.

Foi aberto processo de acompanhamento pela ANP, que resultou na solicitação de apresentação da investigação realizada no dia 24/04/2019. A equipe de investigação contava com funcionários da empresa PetroRecôncavo e da Perbras, e foi constituído um grupo de acompanhamento de investigação pela Petrobras.

A investigação, apontou duas causas básicas (Cultura de segurança ‘carente de robustez’ e Fatores humanos) e sete fatores contribuintes, que abordam desde condições ligadas a barreiras faltantes ou deficientes - Ausência de sistema redundante de limitador de catarina, Ausência de alarmes visual e sonoro de posicionamento da catarina e Ausência de dispositivos eletrônicos de comunicação entre os membros - até deficiências no sistema de gestão que propiciaram a ocorrência do acidente - Ausência de análise de risco das atividades, Falha na gestão de mudança ao alterar posição do limitador da catarina e Ausência de procedimento para desabilitar o limitador da catarina.

Assim, nota-se que apesar de possuir alguns erros conceituais primários, como a falta de entendimento a respeito dos conceitos de causas básicas e causas contribuintes, a investigação aponta sérias deficiências no sistema de gestão da operadora da instalação e tece recomendações que teriam o potencial de corrigi-las. O acidente não foi investigado pela ANP devido ao fato de a instalação não ser contemplada por nenhum regulamento técnico de segurança operacional da ANP, o que ainda limitaria a atuação da ANP em termos de autuar a operadora do contrato em função do resultado da investigação.

5.2. Incidente em 29/04/2019 com fatalidade no Campo Terrestre de Estreito (CI 1904/002223), processo administrativo 48610.207461/2019-78.

Conforme descrição do CI, o acidente se tratou de “Durante movimentação de caixas de resíduos (Policaçambas), o trabalhador foi atingido na região abdominal por uma das caixas, tendo sofrido prensamento”. Assim, tratou-se de acidente de caráter ocupacional, ocorrido no campo de Estreito, operado pela Petrobras. O acidente vitimou um trabalhador de empresa contratada. Não está explícito no CI, porém da leitura depreende-se que o acidente ocorreu durante atividade de apoio à operação de produção do campo, de transporte de materiais.

Foi constituída comissão interna de investigação pela Petrobras, que concluiu como causas básicas falhas do sistema de gestão em atendimento aos seguintes requisitos do SGSO:

- Falhas em APR relativa ao procedimento de movimentação de caçamba e VCP pela empresa contratada [12.2];
- Falha em Permissão de Trabalho em garantir o desempenho das atividades em conformidade com os requisitos estabelecidos [17.3.1]
- Falha em Monitoramento e melhoria contínua do desempenho, em avaliação periódica do atendimento à legislação e regulamentos de segurança inadequada [6.3.2]
 - Falha em Procedimentos operacionais, relativo a procedimento do Manual de Segurança incompleto ou situação não contemplada [15.2.1]
 - Falha em Qualificação, treinamento e desempenho do pessoal, devido a conteúdo de treinamento ministrado inadequado [3.3.5]

Assim, este incidente revelou que as Práticas de Gestão do SGSO possuem potencial de evitar acidentes em operações de apoio em instalações terrestres.

5.3. Incidente de blowout no campo de Anambé, durante operação da sonda SPT-112 (CI 1907/000041), processo administrativo 48610.215599/2019-41.

O Comunicado Inicial do incidente relatava apenas “Perda de contenção maior de gás inflamável”, após análise da ANP foi constatado se tratar de evento de “perda de controle de poço” (blowout), e foi solicitada a inclusão desta tipologia no comunicado. Conforme a descrição do incidente, em 06/07/2019, durante atividade de intervenção no poço 7-ANB-016D-AL, com a sonda terrestre SPT 112 operada pela empresa Braserv, após finalização da etapa de fluxo do Teste de Identificação de Fluido, houve falha no fechamento das válvulas mestra e swab da árvore de pistoneio. Esta falha de fechamento provocou a pressurização do corpo da válvula swab, a qual estava previamente danificada, expondo o o’ring de vedação de suas calotas à pressão do poço, provocando sua extrusão e consequente perda de contenção da válvula swab. Como consequências, houve o vazamento de gás e condensado, oriundos do poço, de respectivamente 104.000 m³ e 257 litros. Em 08/07/2019, o vazamento foi cessado, por meio do fechamento da válvula mestra da árvore de pistoneio. O poço foi controlado por top kill.

O acidente não causou vítimas, mas como consequência foi necessário interditar um trecho da BR-101, o que mostra que um blowout terrestre pode ter alto impacto e consequências extra-muros. Este acidente foi acompanhado pela ANP, e ao final a investigação foi apresentada à agência, tendo constatado como causas do incidente:

- Falhas de treinamento nos padrões da contratada, evidenciadas por práticas em desacordo com procedimento;
- Falta de clareza em Normas e Procedimentos;
- Falta de alinhamento entre Norma Petrobras, contrato com a contratada e recebimento, quanto a especificação de válvula utilizada na árvore de pistoneio
- Falha na gestão operacional da contratada.

5.4. Incidente de explosão de atmosfera explosiva na Sonda Terrestre SPT 92 Potiguar E&P (CI 2003/003183), processo administrativo 48610.205184/2020-01.

O incidente se tratou de evento de explosão de atmosfera explosiva, incêndio significante e descarga significante de água oleosa ocorrido no campo de Upanema (cujo contrato é operado pela Potiguar, subsidiária da PetroRecôncavo), mais especificamente no poço 1-UPN-001-RN. Conforme a descrição, durante atividade de retirada de coluna de tubos, em **intervenção** de limpeza com a sonda SPT-92, de propriedade da Perbras, ocorreu um *flash fire* (incêndio em nuvem) no motor do carro sonda. O *flash* foi identificado por um ruído e início do incêndio nas proximidades da plataforma do carro sonda. Dois colaboradores da Perbras tiveram ferimentos durante o acidente.

Foi constituída equipe de investigação composta por colaboradores da Potiguar e da Perbras, cujo resultado foi enviado à ANP para análise.

Após análise das evidências concluiu-se que ocorreu um incêndio de nuvem de vapores inflamáveis formada por influxo proveniente do anular do poço durante um evento de *kick* ocorrido na sonda. A fonte de ignição foi um ponto quente causado por sobreaquecimento do motor que aspirou gás e operou em rotação excessiva, onde o contato com a mistura de vapores inflamáveis ocorreu visto que o motor foi mantido ligado durante o influxo. Foram identificadas as seguintes causas básicas:

- Procedimento do PRE - Plano Resposta a Emergência da Perbras é inadequado com relação ao acionamento da parada de emergência durante o evento de Kick;
- Falhas de gestão, relativas à não utilização de detectores portáteis e detectores fixos que não alarmaram e devido a descumprimento de procedimentos;
- Falha na fiscalização e gestão de contrato por parte da Potiguar; e
- Falha no treinamento dos colaboradores por parte da Perbras.

A investigação foi considerada de boa qualidade, demonstrando evolução desde a investigação do acidente do campo de Remanso mencionado no item 5.1. O acidente possui a particularidade de ter ocorrido devido a uma conjunção de falhas na gestão de integridade de poço (que propiciou o *kick* ocorrido) e da gestão da sonda, o que causou a não detecção do gás a tempo de evitar a ignição ocorrida. Assim, este incidente revela a necessidade de haver gestão de segurança operacional tanto em relação a integridade de poços quanto a sondas terrestres de forma a evitar acidentes graves. Adicionalmente, tratou-se de mais um incidente envolvendo operação de sonda pela Perbras em operação para PetroRecôncavo/Potiguar, o que revela que o *gap* regulatório relativo a fiscalização de sondas terrestres pela ANP pode ser apontado como um potencial ponto a ser tratado na revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional

5.5. Explosão com incêndio em Mata de São João (Petrorecôncavo), CI 2002/000157, processo administrativo 48610.203003/2020-01.

Este incidente se tratou de incêndio significante ocorrido na Estação Coletora do campo de Mata de São João, operado pela Petrorecôncavo, portanto se tratou de incidentes em fase de **operação** do campo.

Conforme a Comunicação Inicial, foi identificado incêndio na parte superior do tanque TQ-02 da Estação Coletora Ouro Preto, de propriedade da Concessionária Recôncavo E&P, durante o processo de transferência de petróleo para a Petrobras. Acionado o plano de resposta à emergência, a equipe de brigada utilizou o Sistema Fixo de Combate a Incêndio disponível na instalação e teve suporte da Viatura de Combate a Incêndio Móvel próprio, para controlar o evento, sem vítimas.

Este incidente foi acompanhado pela ANP, com ida de fiscais nas instalações do operador, e após a emissão do relatório de investigação pela operadora foi emitido Parecer Técnico analisando-o. Em suma, a investigação realizada pela Recôncavo determinou que a explosão foi causada por detonação desencadeada por um ponto quente, acima da temperatura de autoignição dos gases, em uma das resistências elétricas que aquecem o óleo no interior do tanque. O resultado da investigação indica que a resistência elétrica permaneceu ligada sem estar submersa em líquido devido a uma falha da chave de nível que ficou travada em decorrência do acúmulo de parafina. Portanto, a investigação listou duas causas básicas para o acidente, relacionadas a falha de projeto na especificação da chave de nível, que deveria ter sido projetada de forma a evitar que ocorresse acúmulo de parafina, comprometendo o bom funcionamento do instrumento, e falha na análise de risco realizada, uma vez que o HAZOP da Estação Ouro Preto falhou em identificar um possível cenário de explosão, portanto uma análise mais assertiva deveria ter identificado o cenário de risco e recomendado a implantação de barreiras adicionais de segurança, pois a chave de nível que falhou não possuía redundância.

Assim, nota-se que o incidente revelou falhas na realização de Análise de Risco, considerada Prática de Gestão essencial para o correto gerenciamento dos riscos de instalações de exploração e produção pelo regime de Segurança Operacional vigente. Entretanto, nota-se que investigação foi pouco aprofundada, uma vez que não apontou causas ligadas a gerenciamento de integridade apesar de notadamente ter ocorrido falha na manutenção do medidor de nível, além desta constatação do próprio relatório: "Durante a investigação, a comissão constatou que, exceto pelo sistema de combate a incêndio, a manutenção da estação Ouro Preto vinha sendo realizada muito mais de forma corretiva do que preventiva. Os planos de manutenção preventiva devem ser, de fato, programados para a estação como um todo, sendo que os itens da Lista de Elementos Críticos deverão ter um controle mais rigoroso dos processos de manutenção preventiva, calibração etc."

Este ponto fica notório ao analisar as ações listadas como pontos de melhoria pela investigação, que seriam recomendações não ligadas às causas básicas, listadas abaixo:

- Avaliar a instalação de intertravamento para desligar as resistências elétricas antes de iniciar o processo de esvaziamento do tanque;
- Revisar lista de elementos críticos da estação Ouro Preto após revisão da análise de risco;
- Revisar cadastro de elementos críticos no sistema de compras (ERP);
- Aplicar planos de manutenção considerando criticidade dos itens;
- Monitorar remotamente a estação Ouro Preto a partir da sala de controle da estação São Roque.

Também são recomendadas ações ligadas ao gerenciamento de elementos críticos, que se configura outra prática notadamente deficiente, mas que não foi apontada como causa básica do incidente. Ressalta-se que esta operadora não está sob o regime do Regulamento Técnico do SGSO e sim do SGI.

5.6. Perda significante de controle de poço no poço 3-GTE-4DPA-BA do campo de Tiê, operado pela Maha Energy (CI 2005/000040), processo administrativo 48610.206969/2020-92.

O evento se tratou de perda significante de controle de poço (*blowout*), em 10/04/2020. Durante atividade de manobra de coluna de tubos no poço, realizada pela equipe da sonda operada pela Perbras, sondador percebeu aumento de fluxo de emulsão retorando do poço para a superfície. Comunicou o cenário ao supervisor de completação da operadora do contrato (Maha), que, em reunião com a equipe, decidiu descer o suspensor da coluna de produção e fechar a gaveta de tubos do BOP. A equipe de sonda iniciou a operação para descer o suspensor de coluna de produção quando o fluxo de emulsão aumentou consideravelmente e ocasionou o acionamento dos alarmes de gás da sonda. Foi feita a evacuação da equipe para o ponto de encontro antes do fechamento

completo do poço. A sonda foi desligada, bem como os geradores, e após constatadas a ausência de detecção de gás e interrupção do fluxo de fluido, o poço foi fechado. O volume estimado de emulsão retornado foi de 80 bbl. Não houve feridos e a limpeza do local foi iniciada na sequência, após o fechamento do poço.

A equipe de investigação contou com 3 profissionais de Maha e um da Perbras.

O relatório identifica duas causas imediatas (Falha no fechamento do poço no início do processo de retorno excessivo do fluido do poço e Falha na interpretação e reação a condições anormais de poço e falta de uso do controle volumétrico durante manobras) e 3 causas básicas para o evento:

- Falta de cumprimento de etapas críticas para execução de programa de poço tenham sido formalmente aprovadas e treinadas/discutidas com a equipe de operações;

- Controle operacional deficiente para indicações de instabilidade em parâmetros de poço, não sendo evidenciadas as devidas avaliações e registros após o poço apresentar anormalidades, de forma que possíveis medidas de controle fossem implementadas;

- Falta de gerenciamento de mudanças para alterações em processos e equipamentos após identificarem problemas no cumprimento do programa de intervenção originalmente estabelecido (revisão 2). A revisão 3 não contempla todas as etapas de segurança necessárias e, ainda que seja complementar à revisão 2, não fica claro os pontos de intersecção e controles operacionais obrigatórios.

O relatório não contém uma árvore de falhas e não é apresentando um encadeamento entre as causas imediatas e causas básicas apontadas, tampouco entre as causas básicas apontadas e as evidências que as suportam. São apresentadas no item 5 (Outras Informações relevantes) constatações que suportam algumas das causas básicas, mas que também revelam outras deficiências no sistema de gestão que não figuram entre as causas básicas, a saber:

- Não foi identificada uma matriz formal de responsabilidades para intervenção no poço;

- O programa de poço Rev. 3 não continha informações de configuração e teste do BOP para a etapa de intervenção que estava sendo realizada, em desacordo com a etapa equivalente de retirada descrita na revisão 2 do mesmo;

- Falta de evidências de aprovação e discussão com a equipe de campo da revisão 3 do programa do poço;

- Falta de assinatura evidenciando aprovação por nível adequado do relatório de inspeção de aceitação da sonda e no relatório diário de intervenção.

Assim, é notório que o sistema de gestão do operador da sonda carece de melhorias significativas, assim como o próprio processo de investigação pelo operador do contrato.

5.7. Descarga maior de água oleosa no campo terrestre de DOM JOÃO (CI 1910/000034), processo administrativo 48610.208477/2020-31.

Este incidente ocorreu em 06/10/2019 e consistiu em um vazamento não contido de 10,9m³ de emulsão oleosa com BSW de 94,5% (0,6 m³ de óleo e 10,3 m³ de água produzida), em trecho enterrado, da linha de produção de 6" no campo terrestre de Dom João, operado pela Petrobras. O fluido vazado atingiu cerca de 1000 m² de terreno natural em área rural, sem atingir corpo hídrico e possui salinidade de 30.000 ppm de NaCl. O vazamento foi paralisado.

A ANP realizou contato com a Petrobras, no qual foi informado que uma equipe realizava rotina de passagem de limpeza do duto, com verificação da faixa de dutos realizada com carro. Quando estavam realizando passagem de pig, verificaram que o mesmo não chegou a um determinado ponto, por conta, provavelmente, de parafinação na linha (linha enterrada). Foi então realizada verificação visual faixa de linha, por um técnico de inspeção, que então encontrou o ponto de vazamento.

Após concluir a investigação, o operador enviou o Relatório Detalhado do Incidente (RDI), no qual foram informados fatores causais relativos a Procedimento inadequado ou desatualizado, Avaliação de riscos inadequada ou inexistente e Construção e montagem deficiente.

As causas raiz apontadas foram relacionadas a:

- Procedimentos incompletos ou situações não contempladas (15.2.1): O Manual de Operação da Estação Marapé não contempla informações específicas do duto com relação a existência de trechos com curvas de 45 graus ao longo da diretriz do duto; o padrão "Lançar e Receber PIG na OP-CAN" não contempla informações relacionadas ao tipo de PIG a ser utilizado em dutos de PRFV contendo curvas de 45 graus; e não observância adequada durante processo de escavação da vila para lançamento de outro duto paralelo na mesma faixa, onde existe a probabilidade da concha da máquina escavadeira ter causado dano externo do tubo, levando a uma limitação e redução da pressão máxima de trabalho do tubo.

- Identificação, avaliação, consideração e mitigação de riscos inadequada (10.3): O padrão "Procedimento Operacional Injeção de água com bomba de lama", limita a pressão máxima de operação da bomba de lama em 740 psi para uso em tubos de fibra, porém foi aplicada pressão superior. Não foi realizada Gestão de Mudanças para analisar os riscos envolvidos na operação do duto com o uso da bomba de lama;

- Gerenciamento de mudanças inexistente (16.3): Ausência de Gestão Mudança para avaliação dos riscos envolvidos na operação do duto com utilização de pig, o que nunca havia sido feito anteriormente.

5.8. Descarga maior de óleo no campo de Biriba (CI 1910/000129), processo administrativo 48610.208679/2020-83.

O acidente se tratou de um vazamento estimado de 60m³ de óleo tratado (BSW menor que 1%), devido a vandalismo na câmara de PIG do satélite no campo de Biriba, cuja operadora do contrato é a Petrobras. Foi constatado que parte do óleo (20m³) atingiu terreno natural.

Na investigação, além de apontar causa ligada a vandalismo, que está fora do escopo da gestão de segurança operacional, a operadora apontou causas ligadas a projeto, uma vez que identificou que o dique de contenção possuía volume insuficiente para conter grande liberação, falha em procedimento devido ao procedimento de transferência de petróleo não contemplar a verificação de câmara de PIG localizada em área remota e falha em identificação e análises inadequada, uma vez que foi identificado que o Estudo de Risco de Processo era incompleto.

5.9. Explosão de atmosfera explosiva na Estação Coletora de Jordão [CI 2006/000049] - 48610.209491/2020-52.

Este incidente ocorreu na estação coletora de Jordão, do campo de Carmópolis, operado pela Petrobras. O operador ao ligar a fornalha do Tratador de Óleo da Estação ouviu um ruído anormal próximo ao vaso e ao se aproximar verificou que ocorreria um flash no ambiente interno fornalha com projeção da tampa protetora (portinhola), distante em aproximadamente 1,0 m não atingindo pessoas ou outro equipamento. O operador não viu chama e nem fumaça. Não houve danos a pessoas, nem dano ao meio ambiente (sem perda de contenção) e o dano material (projeção da portinhola) foi irrisório. Dessa maneira, este incidente se ressaltou devido ao seu potencial e não devido às consequências.

O operador, no RDI enviado à ANP, atribuiu as causas do acidente a falhas de projeto (Falha no projeto do recebimento de líquido do gasoduto MG Jordão CB 3) e procedimentos (necessidade de bloqueio das válvulas manuais de alimentação da fornalha em casos de paradas não indicada no procedimento e Purga não realizada com a duração prevista mínima no padrão correspondente).

5.10. Incêndio significante na Fazenda Boa Esperança [CI 2007/000074] - 48610.210933/2020-11.

Tal incidente se tratou de flash no bocal onde estava sendo substituída a válvula de saída de petróleo, atingindo o caldeireiro e seu ajudante durante a execução de serviço frio para a substituição das válvulas de entrada e saída de petróleo do tanque de produção da estação coletora, no campo terrestre de Fazenda Boa Esperança, operado pela Petrobras. Foi realizado combate com extintores, num primeiro momento, e depois acionado o sistema (fixo) de LGE da estação. O inventário do fundo do taque saiu, ficando contido na bacia de contenção. Os colaboradores tiveram queimaduras de 1º e 2º grau, resultando no agravamento da classificação do incidente de Princípio de Incêndio para Incêndio Significante. Foi identificado problemas com a rota de fuga, devido ao posicionamento das estruturas e o acesso ao local onde estava sendo executada a atividade de retirada da válvula.

Após investigação, a fonte de ignição mais provável foi energia elétrica oriunda do traço elétrico instalado na tubulação, identificado como montado de forma incompleta, sem a terminação indicada pelo fabricante, o que provavelmente gerou a faísca.

A investigação identificou 4 causas básicas para o acidente, ligadas a:

- Avaliação de riscos inadequada na Permissão de Trabalho;
- Procedimento de liberação de tanque para limpeza, manutenção, ou desativação/desmontagem inadequado (não contemplava o serviço de substituição de válvulas dos tanques de petróleo);
- Falha no projeto, que não considerou normas, padrões e boas práticas de engenharia no planejamento, construção, instalação e desativação, no caso na montagem incorreta do traceamento elétrico;
- Problemas no plano de manutenção e confiabilidade, devido à execução de manutenção preventiva inadequada, uma vez que o planejamento não considerou a necessidade de eliminar os gases de hidrocarbonetos remanescentes no tanque após drenagem.

A investigação seguiu o padrão corporativo praticado atualmente pela Petrobras tanto no onshore quanto no offshore, resultando em um relatório de investigação completo e aprofundado. Em comparação com investigações mais antigas do mesmo operador relativas a incidentes terrestres, é notória a melhoria na qualidade da investigação. Assim, é evidente que a adoção de padrões e procedimento padronizados a nível corporativo, em operadoras que atuam em diversos ambientes, é desejável do ponto de vista da segurança, pois permite a adoção das melhores práticas e compartilhamento de experiências. Importante ressaltar, portanto, que nesse sentido também é altamente desejável a padronização/harmonização dos requisitos regulatórios para os ambientes marítimo e terrestre, de forma a não inviabilizar a elaboração de padrões corporativos para operadoras que atuam em ambos os segmentos.

5.11. Descarga significante de óleo no campo de Riachuelo [CI 2010/000144] - 48610.217352/2020-01.

Conforme descrição do evento, tratou-se de descarga de emulsão oleosa por linha conjugada do satélite próximo aos poços de produção do campo de Riachuelo, operado pela Petrobras, atingindo área de terceiros de 100 m² de solo e dois rios da região. Volume total de 0,4636 m³ de emulsão oleosa. Atingindo solo 0,100 m³ de emulsão oleosa e atingindo o corpo hídrico 0,3636 m³ de emulsão oleosa.

Após investigação, a operadora concluiu que o vazamento ocorreu por dano causado por atividade de escavação realizada por terceiros (proprietário da área). Dessa maneira, o incidente traz à tona uma particularidade das operações em áreas terrestres que deve estar refletida nos regulamentos de segurança operacional: as operações de exploração e produção possuem potencial de impactos sobre terceiros e vice-versa. Assim, o operador deve contar com mecanismos que garantam uma adequado gerenciamento dos riscos, levando em consideração as possíveis interações com terceiras partes.

5.12. Perda de contenção maior de gás inflamável ocorrido na Estação Coletora de Pilar [CI 2102/000163] - 48610.202987/2021-86.

O incidente consistiu na perda de contenção maior (1512,31 m³) de gás inflamável ocorrida no campo de Pilar, operado pela Petrobras. Mais especificamente, houve perda de contenção de gás natural através de furo localizado na geratriz inferior da linha que interliga o manifold.

Após investigação pela operadora, foram constatadas 3 causas raiz para o acidente, a saber:

- Procedimento de garantia de qualidade na execução de procedimentos inadequado, devido a falha no processo de pintura;
- Inexistência de procedimento operacional, mais especificamente ausência de plano de ciclagem para as válvulas de bloqueio; e
- Performance imprópria de sistema/ equipamento não identificada, causada por ausência de topador na válvula de bloqueio.

Este incidente é mais um exemplo de incidente terrestre cujas causas estão fortemente ligadas a procedimentos.

5.13. Acompanhamento de incidente de princípio de incêndio ocorrido na Estação de Fazenda Iimbé [CI 2103/000057] - 48610.203566/2021-72.

A comunicação do incidente relata que, durante teste diário de funcionamento do sistema de combate a incêndio da Estação, ocorreu um curto circuito nas instalações da bomba a combustão. O campo de Fazenda Iimbé é operado pela Petrobras. Em sua investigação, a operadora apontou apenas duas causas básicas, relacionadas a gestão da integridade:

- Histórico inadequado da operação e/ou manutenção e/ou inspeção e/ou testes dos equipamentos [13.3.1], devido ao fato de o contator de partida da bomba ter ficado colado após última manutenção; e
- Frequência não adequada em manutenção [13.2.1], uma vez que identificou-se que o prazo de manutenção preventiva da bomba de incêndio estava elevado.

O fato de não ter sido apontada causa ligada a elementos críticos e o prazo de manutenção preventiva da bomba estar elevado, a despeito de se tratar de elemento crítico de segurança operacional, é indicativo de um baixo grau de entendimento dos operadores terrestres a respeito da necessidade de haver um tratamento diferenciado em relação a manutenção e inspeção de tais equipamentos.

6. CONCLUSÃO

6.1. Como principal conclusão, pode-se mencionar que foi encontrada uma correlação positiva entre a produção de um campo terrestre (seja em volume de gás ou de óleo) com a ocorrência de acidentes graves, uma vez que os campos de maior produção são também aqueles possuem maior incidência de incidentes comunicados. Esta constatação é bastante intuitiva, uma vez que, quanto maior a produção, maior espera-se que sejam: (i) o inventário de hidrocarbonetos, (ii) a complexidade das instalações e (iii) o nível de atividades do campo (em termos de horas trabalhadas, quantidade de operações realizadas). Estes três fatores influenciam diretamente no risco das atividades e consequentemente na probabilidade de ocorrência de incidentes.

6.2. Entretanto, a produção não é a única variável que parece influenciar a ocorrência de incidentes, uma vez que há incidentes ocorridos em campos de baixa produção. Assim, em relação à regulamentação, sugere-se que o critério para exigência ao enquadramento em relação ao SGSO não seja apenas por produção, já que acidentes graves podem ocorrer em campos de baixa produção, principalmente pois os mesmos são pouco fiscalizados e apresentam dificuldades na implementação de sistemas de gestão robustos. Assim como não se deve pensar em desobrigar totalmente campos de pequeno porte de possuírem sistemas de gestão de segurança mesmo que simplificados, como ocorre hoje nos campos fora do SGI. Todos os campos de produção possuem riscos associados que devem ser identificados e mitigados para evitar a ocorrência de acidentes graves. Ressalta-se que os acidentes em campos onshore podem causar impactos na comunidade como no acidente descrito no item 5.3. Assim, recomenda-se que o potencial de impacto sobre as comunidades e ecossistemas próximos seja considerado como um insumo para a elaboração do critério de enquadramento.

6.3. Ao se observar a comparação entre as taxas de incidentes onshore e offshore, nota-se, em primeiro lugar, uma provável subnotificação de quase acidentes no ambiente terrestre, uma vez que a proporção de quase acidentes em relação a acidentes distanciava-se consideravelmente do perfil de cerca de 3 quase acidentes por acidente comunicado em ambiente marítimo. Há mais acidentes comunicados do que quase acidentes, o que difere totalmente do esperado.

6.4. Assim, sugere-se que sejam promovidas ações de orientação sobre a comunicação de incidentes e como evitá-los com foco nas empresas onshore e de menor porte, já que é perceptível uma subnotificação, bem como existência de empresas operadoras que nunca reportaram qualquer incidente.

6.5. Em relação aos eventos de segurança de processo, classificados entre Tier 1 e Tier 2, foi observado que nos últimos anos a taxa de eventos onshore ultrapassa consideravelmente a taxa offshore. Assim, pode-se concluir que as operações terrestres não devem ser desprezadas quanto ao risco de grandes acidentes de processo. As taxas de fatalidades (FAR) e de óleo derramado por óleo produzido corroboram esta conclusão, pois de forma geral são superiores no ambiente terrestre em relação ao ambiente marítimo, a despeito da possível subnotificação mencionada.

6.6. Comparando-se os índices de ocorrência de acidentes onshore com indicadores internacionais, nota-se que o Brasil possui indicadores relevantes de acidentes com fatalidades e ferimentos graves. Logo, os dados mostrados nesta Nota Técnica apontam que uma desregulamentação deste tipo de instalação não é desejável, uma vez que há um claro indicativo da necessidade de melhorias no que tange a Segurança Operacional destas instalações em comparação com o cenário internacional.

6.7. A revisão dos incidentes ocorridos em campos terrestres permite verificar acidentes graves com ocorrência de fatalidades ligados a sondas terrestres. Portanto, essa análise demonstra o risco envolvido nas operações e a necessidade de melhorias na gestão de segurança de tais instalações.

Adicionalmente, devido ao fato deste tipo de instalação não ser contemplado por nenhum regulamento técnico de segurança operacional da ANP, limita a atuação da agência em termos de investigar os acidentes ocorridos nas sondas terrestres, pois não é possível enquadrar os desvios constatados pela investigação. Dessa maneira, é fortemente recomendado que este tipo de instalação seja incluído no escopo de aplicação do SGSO, na revisão deste regulamento.

6.8. É altamente desejável a padronização/harmonização dos requisitos regulatórios para os ambientes marítimo e terrestres sempre que possível, de forma a não inviabilizar a elaboração de padrões corporativos para operadoras que atuam em ambos os segmentos, pois a adoção de padrões e procedimento padronizados a nível corporativo, em operadoras que atuam em diversos ambientes, é desejável do ponto de vista da segurança, já que permite a adoção das melhores práticas e compartilhamento de experiências.

6.9. Por outro lado, as operações terrestres possuem particularidades que fazem com que tais operações possuam maior potencial de impactos sobre terceiros e também há possibilidade de impacto de terceiros sobre estas operações. Portanto, o arcabouço regulatório deve prever mecanismos que garantam um adequado gerenciamento dos riscos, levando em consideração as possíveis interações com terceiras partes, tais como: protocolos de comunicação, campanhas de conscientização, instalação e manutenção de sinalização, plano de respostas a emergência que preveja atuação extra-muros, dentre outras práticas que possuem o condão de reduzir os potenciais riscos das operações terrestres para as populações e ecossistemas.

6.10. Uma análise mais aprofundada dos acidentes ocorridos e suas causas permite concluir que é recorrente o apontamento de causas ligadas a procedimentos. Este fato revela a necessidade da adoção de um sistema de gestão integrado baseado em práticas de gestão, que transcenda o foco excessivo em gestão de integridade imposto pelo atual RT-SGI. Outro ponto importante está ligado a qualidade das investigações de incidentes ocorridos no onshore, que em muitos casos são ruins e não chegam a causas básicas, dificultando a melhoria contínua do sistema de gestão do campo/empresa.

6.11. Em relação à regulamentação de comunicação de incidentes, sugere-se incluir a exigência de comunicar o município em que ocorreu a fatalidade ou ferimento para que os dados possam ser comparados aos dados de CAT (comunicação de acidente de trabalho). Outro ponto que deve ser definido no regulamento é como reportar os incidentes, se é pelo campo, poço e estação coletora, já que é percebido que não há regularidade nas instalações comunicadas dificultando assim as análises dos dados.



Documento assinado eletronicamente por **DANIELA GONI COELHO**, Coordenadora Geral de Incidentes e Desempenho Operacional, em 28/06/2021, às 16:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANA KAROLINA MUNIZ FIGUEREDO**, Assessora Técnica de Conteúdo Local, em 29/06/2021, às 16:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA RODRIGUES FRANCA**, Superintendente Adjunta, em 10/10/2022, às 14:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1265439** e o código CRC **C1CBB6AB**.