

RELATÓRIO DE
INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE
NA REFINARIA DE PAULÍNIA
(REPLAN)

Superintendência de Produção de
Combustíveis



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTE

EXPLOSÃO SEGUIDA DE INCÊNDIO EM TANQUE DE ARMAZENAMENTO DE ÁGUAS ÁCIDAS NA REFINARIA DE PETRÓLEO DE PAULÍNIA – REPLAN

Superintendência de Produção de
Combustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Christine de Santana Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Claudio Jorge Martins de Souza

Diretora da Superintendência de Produção de Combustíveis

Symone Christine de Santana Araújo

Superintendente de Produção de Combustíveis

Brunno Loback Atalla

Superintendente Adjunta de Produção de Combustíveis

Heloisa Helena Moreira Paraquetti

Equipe da Comissão de Investigação

Bruno Felippe Silva

João Guilherme Verleun

Johny Soares Corrêa

Luiz Omena de Oliveira Filho

Marcela de Miranda Barbosa Moura

AGRADECIMENTOS

Equipe da Comissão de Investigação

Agradecemos a todos os servidores da ANP que, de alguma forma, contribuíram para realização deste trabalho, especialmente:

- ✓ aos gestores da Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC, Superintendência de Segurança Operacional – SSO e Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM pelo apoio e cooperação;
- ✓ aos servidores Robson da Silva Paixão e Leandro Guedes da Fonseca, da Coordenadoria de Gestão do Conhecimento da ANP, pela ajuda e apoio incondicional nas pesquisas bibliográficas da literatura em estudo, normas técnicas relacionadas ao tema, artigos e periódicos, entre outros;
- ✓ ao servidor Thyago Grotti Vieira, gestor da SPC na época do incidente, pelo apoio na estruturação da Comissão, planejamento da investigação e cooperação em trabalho conjunto na ação de fiscalização, realizada nos dias 20/08/2018 e 21/08/2018, visando averiguar o incidente ocorrido e as ações imediatas visando à segurança das instalações industriais, da vida humana, do meio ambiente e das populações circunvizinhas;
- ✓ ao servidor Renan Pinto de Souza, pelo apoio e cooperação em trabalho conjunto na ação de fiscalização realizada nos dias 20/08/2018 e 21/08/2018 visando averiguar o incidente ocorrido e as ações imediatas visando à segurança das instalações industriais, da vida humana, do meio ambiente e das populações circunvizinhas, bem como da ações de fiscalização realizadas nos dias 29/08/2018 e 08/11/2018, visando verificar as condições de segurança das instalações industriais para possível desinterdição e retorno à operação, respectivamente, da refinaria e da unidade de craqueamento catalítico U-220A;
- ✓ ao ex-servidor Rodrigo Rodrigues Lustosa pelo apoio e cooperação em trabalho conjunto na ação de fiscalização realizadas nos dias 29/08/2018 e 20/12/2018, visando verificar as condições de segurança das instalações industriais para possível desinterdição e retorno à operação, respectivamente, da refinaria e da unidade de destilação U-200;
- ✓ aos ex-estagiários da Coordenação de Segurança Operacional da Superintendência de Produção de Combustíveis, Lucas Guimarães Barreto e Rafaela Oliveira de Almeida pelas pesquisas, pelo suporte técnico e revisão deste relatório.

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AEA	Autorização de Exercício da Atividade
AIChE	<i>American Institute of Chemical Engineers</i>
AMN	Associação Mercosul de Normalização
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTT	Agência Nacional de Transportes Terrestres
AO	Autorização de Operação
API	<i>American Petroleum Institute</i>
API STD	<i>American Petroleum Institute Standard</i>
CCI	Central de Controle Integrado
CCPS	<i>Center for Chemical Process Safety</i>
CEE	Comissões de Estudo Especiais
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CB	Comitê Brasileiro
CB	Causas Básicas
CC	Causas Contribuintes
CCI	Centro de Controle Integrado
CFD	Computational Fluid Dynamics
CFTV	Círculo Fechado de TV
CI	Comunicado Inicial de Incidente
CLT	Consolidação das Leis do Trabalho
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPANT	Comissão Pan-Americana de Normas Técnicas
CR	Causa Raiz
DNV GL	<i>Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd</i>
DOU	Diário Oficial da União
EPI	Equipamento de Proteção Individual
FC	Fator Causal
FCC	Craqueamento Catalítico Fluidizado
FISPQ	Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos
GHS	<i>Globally Harmonized System of Classification and Labeling of Chemicals</i>
GLP	Gases Liquefeitos de Petróleo
HAZOP	<i>Hazard and Operability Study</i>

HCO	Óleo pesado de reciclo
IBC	<i>Intermediate Bulk Container</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LCO	Óleo leve de reciclo
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i>
PAM	Plano de Auxílio Mútuo
PBO	Padrão Básico de Operação
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
RDI	Relatório Detalhado de Incidente
RINEM	Rede Integrada de Emergências de Campinas
SCBA	<i>Self Contained Breathing Apparatus</i>
SMS	Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional
SPC	Superintendência de Produção de Combustíveis
URE	Unidade de Recuperação de Enxofre
USD	<i>United States Dollar</i>
UTAA	Unidade de Tratamento de Águas Ácidas

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
1.1. SUMÁRIO EXECUTIVO.....	9
1.2. OBJETIVOS.....	13
1.3. PROCESSO DE INVESTIGAÇÃO.....	14
2. ANÁLISE REGULATÓRIA.....	17
2.1. LEGISLAÇÃO APLICÁVEL.....	17
2.2. REGULAÇÃO DA ANP.....	20
3. DESCRIÇÃO DO INCIDENTE	29
3.1. RELATÓRIO DETALHADO DO INCIDENTE	29
3.1.1. Eventos iniciais	30
3.1.2. O incidente	33
3.1.3. Ações imediatas/Emergências	36
3.1.4. Consequências.....	37
3.1.4.1. Danos ao patrimônio.....	37
3.1.4.2 Danos as pessoas	39
3.1.4.3 Danos ao meio ambiente	39
3.1.5. Causas raízes.....	40
3.1.5.1. Metodologia.....	40
3.1.5.2. Fatores causais	41
3.1.5.3. Causas raízes propriamente ditas	41
3.1.6. Medidas mitigadoras	44
3.1.6.1. Medidas tomadas.....	44
3.1.6.1.1. Parada da refinaria	44
3.1.6.1.2. Plano de resposta a emergência (PRE) e Plano de auxílio mútuo (PAM)	46
3.1.6.1.3. Contenção de vazamentos	47
3.1.6.2. Cronograma de implementação	47
3.1.7. Ações corretivas e preventivas.....	47
4. ANÁLISE GERAL DO PROCESSO INDUSTRIAL.....	52
4.1. PROCESSO INDUSTRIAL.....	52
4.1.1. Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado (FCC)	54
4.1.2. Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (UTAA).....	65
4.1.3. Interface física FCC E UTAA	69
4.2. GASES LIQUEFEITOS DE PETRÓLEO E NAFTAS.....	72
4.2.1. Gases Liquefeitos de Petróleo	73
4.2.1.1. Uso industrial	78
4.2.1.2. Perigos químicos	85
4.2.1.3. Transferência e armazenamento	93
4.2.2. Naftas	98
4.2.2.1. Uso industrial	103
4.2.2.2. Perigos químicos	106
4.2.2.3. Transferência e armazenamento	112

4.3. TANQUE DE CARGA DA UTAA	117
5. ANÁLISE GERAL DA COMISSÃO E AÇÕES DA ANP	119
5.1. AVALIAÇÃO DA(S) CAUSA(S) RAIZ(ES) E FATORES CAUSAIS	119
5.2. CAUSA(S) RAIZ(ES) APONTADAS PELA ANP	128
5.3. CONTRIBUIÇÕES DAS CAUSAS.....	130
5.3.1. Fator causal nº 1: Falha na avaliação dos riscos da interligação do vaso V-22508 com o tanque TQ-68301.....	130
5.3.1.1. Causa raiz 1: Nas etapas de revisões dos HAZOP as interfaces entre unidades não são analisadas.	131
5.3.2. Fator causal nº 2: Malhas de controle em manual e sua instrumentação indisponível na torre T-22503, impossibilitando aos técnicos de operação do painel identificar a não abertura do desvio da válvula correta	134
5.3.2.1. Causa raiz 2: Ausência de instrumentação na torre T-22503	135
5.3.2.2. Causa raiz 3: Não houve avaliação na mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503).135	135
5.3.3. Fator causal nº 3: Abertura indevida do desvio da LV- 22526 (Nível de água do vaso V- 22508). ... 139	139
5.3.3.1. Causa raiz 4: Comunicação inadequada entre a CCI e o técnico de operação de campo (não houve confirmação de tag no comando via rádio) e não houve elaboração de procedimento de operação temporária em razão de mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503).	140
5.4. AVALIAÇÃO DAS AÇÕES.....	142
5.4.1. Avaliação das medidas mitigadoras	142
5.4.1.1. Parada de emergência	142
5.4.1.2. Acionamento do plano de resposta a emergência e plano de auxílio mútuo.....	143
5.4.1.3. Contenção de fluidos vazados e emitidos	144
5.4.2. Avaliação das ações corretivas e preventivas	145
5.4.2.1. Apresentação das ações no RDI	145
5.4.2.2. Comentários sobre as recomendações.....	145
5.5. AÇÕES TOMADAS PELA ANP	155
5.5.1. Ação de fiscalização – primeira vistoria	155
5.5.2. Ação de fiscalização – segunda vistoria	155
5.5.3. Ação de fiscalização – Outras vistorias.....	156
6. ABRANGÊNCIA.....	157
6.1. NÃO CONFORMIDADES.....	157
6.1.1. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 11 – Identificação e análise de riscos	158
6.1.2. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 15 – Gerenciamento de mudanças.....	158
6.1.3. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 12 – Integridade mecânica.....	159
6.1.4. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 14 – procedimentos operacionais	160
6.2. ABRANGÊNCIA PARA A INDÚSTRIA	161
6.2.1. Recomendações adicionais	162
6.3. PONTOS DE MELHORIA E OBSERVAÇÕES GERAIS.....	163
7. CONCLUSÃO	165
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	166
ANEXOS	168
APÊNDICE A: ÁRVORE DE FALHAS APRESENTADA NO RDI.....	168

1. INTRODUÇÃO

1.1. Sumário Executivo

A Refinaria de Paulínia – REPLAN, filial da empresa Petróleo Brasileiro S.A., CNPJ nº 33.000.167/0643-47, localizada em Paulínia – SP, se enquadra como agente regulado da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, tendo vigente no âmbito da Superintendência de Produção de Combustíveis - SPC dessa Agência a Autorização nº 669, de 27/12/2016, publicada no DOU de 28/12/2016: Autorização de Operação da instalação (AO), com capacidade autorizada de processamento de petróleo de 69.000 m³/d.

A unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A) da REPLAN passou por parada programada de manutenção em junho de 2018. Concluídas as atividades de parada programada, foram necessárias à execução de mais duas paradas, essas não programadas. A unidade retornava de parada, tendo iniciado a entrada de carga na unidade no dia 19/08/2018 por volta das 17h00min.

Nesse mesmo dia, às 22h50min, a operação da unidade eleva a carga da unidade a capacidade nominal de 8.500 m³/d de gasóleo de vácuo. Neste momento o processo começa a apresentar dificuldades com a ocorrência de reciclo de propano, observado através de oscilações do nível de hidrocarbonetos no vaso de alta pressão, seguido de arraste de nafta.

Às 00h51min do dia 20/08/2018, durante atividades de repartida da unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A), ocorreu sobrepressão levando a rompimento do costado do tanque de carga (tanque de águas ácidas TQ-68301) com liberação de hidrocarbonetos seguida de explosão e incêndio na unidade de tratamento de águas ácidas (U-683) e unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A).

Após a explosão, ocorreu projeção do tanque TQ-68301 a uma altura de aproximadamente 176m vindo a se projetar sobre a unidade de destilação atmosférica (U-200) localizada a uma distância de 106 m, causando explosão e incêndio nesta unidade.

Foi executada a parada da unidade de craqueamento U-220A, unidade de destilação U-200 e, posteriormente, de todas as demais unidades de processo da refinaria.

Foi acionado o plano de resposta a emergência da refinaria, com encaminhamento da brigada de incêndio. Foi acionado também o Plano de Auxílio Mútuo das refinarias do estado de São Paulo e mobilização do RINEM (Rede Integrada de Emergências de Campinas) e executadas as comunicações internas e junto aos órgãos reguladores.

As 03h00min do dia 20/08/2018 foi encerrado o combate dos focos de incêndio e liberado o acesso a área pela gerência de SMS da Replan, as operações de rescaldo continuaram.

Ao longo de todo evento houve perda de contenção com vazamento de 213,6 m³ de águas ácidas e 239,9 m³ de hidrocarbonetos, sendo que a taxa de vazamento da pior hora foi estimada em 344 kg/h.

Foi declarado oficialmente o término da contingência no dia 21/08/2018, às 14h30min.

Foram descritos pela Petrobras danos ao próprio patrimônio e à saúde de um empregado. A Petrobras também informou que não foram identificados danos ao meio ambiente, apesar de estes terem sido identificados e descritos pelo órgão ambiental competente do Estado de São Paulo (CETESB). A análise de possíveis danos ambientais está fora do escopo deste relatório.

Registrhou-se um ferido que, devido a onda de choque e ruído da explosão, perdeu o equilíbrio vindo a colidir com a parte anterior da perna contra uma tubulação o que causou pequena laceração, não havendo mais vítimas.

As consequências do acidente foram basicamente prejuízos materiais, estimados pela Petrobras na ordem de USD 62 milhões.

Em 20/08/2018, a SPC deslocou servidores à refinaria de Paulínia – Replan para realização de ação de fiscalização com o objetivo de verificar o acidente ocorrido e acompanhar as ações imediatas que estavam sendo tomadas.

Em 23/08/2018, a refinaria de Paulínia – Replan foi interditada, como medida cautelar prevista no art. 5º, inciso III, da Lei nº 9.847/1999, com a finalidade principal de evitar novos acidentes. A desinterdição estava condicionada ao envio de documentação relacionada à segurança operacional.

Como procedimento para análise da possibilidade de desinterdição das unidades não afetadas no acidente, em 29/08/2018, a SPC deslocou servidores à

refinaria de Paulínia – Replan para realização de ação de fiscalização, além da realização de verificação técnica das condições de segurança do isolamento das unidades U-200 (Unidade de Destilação Atmosférica), U-220A (Unidade de Craqueamento Catalítico fluidizado) e U-683 (Unidade de Tratamento de Águas Ácidas).

Após pleno cumprimento das solicitações elencadas no Documento de Fiscalização de interdição, e verificação *in loco* das condições de segurança do isolamento das unidades U-200 (Unidade de Destilação Atmosférica), U-220A (Unidade de Craqueamento Catalítico) e U-683 (Unidade de Tratamento de Águas Ácidas), unidades estas afetadas no acidente ocorrido no dia 20/08/2018, a Replan teve suas unidades não afetadas desinterditadas no dia 29/08/2018.

Importante ressaltar que as unidades U-200 (Unidade de Destilação Atmosférica), U-220A (Unidade de Craqueamento Catalítico) e U-683 (Unidade de Tratamento de Águas Ácidas) permaneceram interditadas, já que foram afetadas pelo acidente e o retorno à operação segura dependia de várias intervenções pertinentes à segurança de processo.

A desinterdição das unidades afetadas estava vinculada ao pleno atendimento de documentação solicitada pela ANP, pertinente à segurança operacional e legislação aplicável, bem como da vistoria *in loco* das instalações industriais da unidade de processo.

A vistoria deveria ser solicitada pela Petrobras após a implementação de todas as intervenções necessárias para o retorno seguro da operação, incluindo atualizações de documentos emitidos por outros órgãos governamentais, a exemplo da Licença de Operação e Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros.

O quadro abaixo apresenta as datas das vistorias e desinterdição das unidades afetadas.

UNIDADE DE PROCESSO	DATA DA VISTORIA	DATA DA DESINTERDIÇÃO
Craqueamento catalítico fluidizado (U-220A)	07 a 09/11/2018	21/11/2018
Destilação atmosférica (U-200)	19 a 21/12/2018	16/01/2019
Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (U-683)	06 a 08/07/2022	12/08/2022

Da análise do incidente ocorrido, considerando os objetivos descritos neste relatório da ANP, nos termos da Resolução ANP nº 882, de 27 de julho de 2022, e da Instrução Normativa ANP nº 6, de 31 de maio de 2021, a Comissão de investigação da ANP identificou quatro causas raízes¹, todas correlacionadas aos requisitos estabelecidos pela Resolução ANP nº 5/2014, em específico às diretrizes descritas nas Práticas de Gestão do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014 – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) para Refinarias de Petróleo.

Foram apontadas também não conformidades e indicação de 5 recomendações com abrangência para todas as empresas que possuem refinarias autorizadas pela ANP, para execução das lições aprendidas com o incidente em questão e, em especial, para as refinarias cujo sistema de interligação vaso-tanque se assemelhe ao sinistrado. Estas estão relacionadas diretamente com as Práticas de Gestão do SGSO, para o qual todas as refinarias devem seguir obrigatoriamente.

Em decorrência das não conformidades, a Refinaria de Paulínia – REPLAN foi autuada em conformidade ao disposto nos incisos VIII e IX, do artigo 3º, da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.

¹ Causa-raiz: falha do sistema de gestão que possibilitou a ocorrência ou a existência dos fatores causais do incidente investigado, conforme definição descrita no inciso III, do art. 2º, da Resolução ANP nº 882/2022.

1.2. Objetivos

Este Relatório tem por objetivo detalhar todas as etapas e ações que foram realizadas pela ANP, dentro de sua esfera de competências, no acompanhamento e análise da investigação do incidente em relato.

Na análise da investigação, busca-se avaliar o planejamento e medidas adotadas pelo agente regulado, considerando que a gestão de segurança é abrangente, devendo englobar não apenas os impactos causados nas instalações industriais e equipamentos, em decorrência do incidente, mas também a estruturação do planejamento referente ao gerenciamento de riscos, considerando as condições de operação e manutenção dos equipamentos e instalações, qualificação e reciclagem contínua da força de trabalho, estrutura organizacional, atendimento aos procedimentos da empresa, normas, regulamentações, legislações pertinentes, boas práticas de engenharia e comunicações com os órgãos governamentais competentes.

No desdobramento do objetivo, a investigação de incidentes conduzida pelos servidores da ANP nas instalações industriais de empresas das indústrias do petróleo, gás natural e biocombustíveis, tem por premissas básicas:

- ✓ Auxiliar no levantamento, se for necessário, e esclarecer o(s) fator(es) causal(is) e a(s) causa(s) raiz(es) do incidente;
- ✓ Avaliar as medidas mitigadoras adotadas pelo agente regulado e apresentar recomendações quando necessário;
- ✓ Apresentar ações complementares a serem tomadas pelo agente regulado e pela ANP para evitar a recorrência do incidente e/ou aprimorar a gestão e cultura da segurança operacional;
- ✓ Verificar a aderência das operações à regulamentação aplicável, em especial ao Regulamento Técnico ANP nº 2/2014 que versa das diretrizes de elaboração de sistema de gestão que atenda às práticas do Sistema de

Gerenciamento da Segurança Operacional - SGSO para Refinarias de Petróleo, parte integrante da Resolução ANP nº 05/2014; e

- ✓ Tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação realizada pela ANP 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.

1.3. Processo de investigação

A investigação do incidente é precedida de processo administrativo no qual consta toda a tramitação legal, incluindo:

- I. Documentos enviados pela empresa visando atendimento à legislação pertinente;
- II. Solicitações de informações complementares por parte da ANP; e
- III. Despachos, atas de reuniões, e-mails e ofícios que permearam a formação da comissão de investigação da ANP e ações gerais relacionadas ao incidente.

Em geral, as principais informações técnicas descritas no relatório de investigação enviado pelo agente regulado, visando esclarecer fenômenos físicos e químicos que explicariam a ocorrência do acidente em estudo, foram analisadas pela comissão de investigação da ANP.

O relatório do agente regulado foi elaborado com a qualidade técnica esperada para um relatório de investigação interna, sendo bastante importante para a avaliação da comissão de investigação da ANP sobre o acidente, bem como ao posicionamento das não conformidades e demais observações e recomendações emitidas pela Agência.

Este relatório buscou trazer informações técnicas mais detalhadas para melhor análise do incidente. Tais informações têm por base a metodologia científica em que se busca fontes bibliográficas acadêmicas reconhecidas por instituições de pesquisa e centros universitários, normas técnicas nacionais e internacionais,

revistas técnicas e periódicos de grande aceitação pelo mercado, dados e informações de instituições governamentais e não-governamentais de reconhecimento nacional e internacional no assunto em estudo, catálogos e manuais de fabricantes de equipamentos, entre outros.

Os apontamentos citados acima são apresentados no item 8 – Referências Bibliográficas.

Além do processo administrativo que trata especificamente da tramitação da investigação do acidente, outros processos administrativos, que tratam de outros atos administrativos, podem estar relacionados, além das ações de fiscalização resultantes de vistorias “*in loco*” nas instalações industriais logo após o acidente e que carecem de ações imediatas de medidas cautelares por parte da ANP e daquelas vistorias que estão vinculadas aos trâmites de desinterdições decorrentes da necessidade de interdições parciais ou totais das instalações industriais, estas motivadas por questões de riscos iminentes que poderiam comprometer a operação segura.

Dos termos técnicos usados para definir “segurança”, considerando todas as etapas das atividades operacionais das instalações industriais, a comissão de investigação da ANP usa o termo “segurança operacional”.

Entende-se do termo “segurança operacional” a visão geral da segurança relacionada aos processos físico-químicos envolvidos e equipamentos utilizados, entendida como “segurança de processos”, e a “segurança ocupacional”.

O termo “segurança ocupacional” está relacionado diretamente à proteção da força de trabalho. Para reforçar a conceituação desse termo, a comissão traz o entendimento da definição dada nas diretrizes da Norma ABNT NBR ISO 45001, conforme subitem 3.11 do item 3 “Termos e definições”.

“3.11

sistema de gestão da segurança e saúde ocupacional

sistema de gestão de SSO

sistema de gestão (3.10) ou parte de um sistema de gestão utilizado para alcançar a política de SSO (3.15)

Nota 1 de entrada: **Os resultados pretendidos do sistema de gestão de SSO são prevenir lesões e problemas de saúde (3.18) dos trabalhadores (3.3) e fornecer locais de trabalho (3.6) seguros e saudáveis.**

Nota 2 de entrada: Os termos “saúde e segurança ocupacional” (SSO) e “segurança e saúde ocupacional” (SST) têm o mesmo significado.” (grifo nosso)

Decorre disto o fato de que a experiência nas análises das investigações de incidentes mostra que situações de riscos ocupacionais, ou seja, que geralmente podem ocorrer com um único trabalhador ou um reduzido grupo de trabalhadores, podendo ter consequências graves, entretanto produzem efeitos mais limitados. A delimitação desses casos está associada à “segurança ocupacional”.

Entretanto, incidentes relacionados ao processo industrial em si, tais como explosões de equipamentos, incêndios e vazamentos de consideráveis proporções, no que se refere aos riscos de processos, podem ocasionar acidentes com consideráveis impactos catastróficos às instalações industriais das empresas e à vida humana.

Grandes impactos econômicos e ambientais também são possíveis, tanto para a empresa quanto para a sociedade.

A preocupação com incidentes dessa magnitude se torna mais latente e considera o fato de que podem atingir as populações circunvizinhas aos limites físicos das instalações industriais, ampliando assim os efeitos do incidente (acidentes ampliados ou acidentes maiores).

A análise detalhada dos riscos associados aos processos industriais, no que tange às operações unitárias e os produtos químicos relacionados (transferência, manuseio, armazenamento, entre outras atividades), é mais abrangente e configura a “segurança de processos”.

2. ANÁLISE REGULATÓRIA

2.1. Legislação aplicável

Neste relatório, considerando a natureza e cenário do incidente em tela, serão tratados assuntos que adentram situações de aspectos relacionados à segurança operacional e, quando necessário e dentro dos limites de competências da ANP, podem ser discutidos também assuntos que tratam de possíveis impactos ambientais.

As diretrizes legais que norteiam a política nacional de preservação ambiental e as tramitações relacionadas aos licenciamentos ambientais para construção, operação e ampliação de instalações industriais são abordadas pela Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, e Resolução Conama² nº 237/1997.

No âmbito da segurança operacional no Brasil, a Lei nº 6.514, de 22 de dezembro de 1977, trouxe alterações no Capítulo V, do Título II, da Consolidação das Leis do Trabalho - CLT, relativo à segurança e medicina do trabalho.

Importante citar o artigo 200 da Lei citada no parágrafo anterior, na qual descreve a competência do Ministério do Trabalho em estabelecer disposições complementares às normas de que trata o Capítulo V, tendo em vista as peculiaridades de cada atividade ou setor de trabalho. Em atendimento ao referido artigo, no estabelecimento de normas complementares e considerando as peculiaridades de cada atividade, foi publicado em 08 de junho de 1978 a Portaria nº 3.214, que estabeleceu as Normas Regulamentadoras – NRs.

A Norma Regulamentadora nº 1 traz as disposições gerais, o campo de aplicação, os termos e as definições comuns às Normas Regulamentadoras - NRs relativas à segurança e saúde no trabalho.

Em suma, as Normas Regulamentadoras são disposições complementares ao Capítulo V da CLT, consistindo em obrigações, direitos e deveres a serem cumpridos por empregadores e trabalhadores com o objetivo de garantir trabalho seguro e sadio, prevenindo a ocorrência de doenças e acidentes de trabalho. [1]

² Conama: Conselho Nacional do Meio Ambiente.

Além das 38 Normas Regulamentadoras vigentes no Brasil de caráter obrigatório, de suma importância destacar na aplicação das boas práticas de engenharia, a Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT.

A ABNT é uma entidade privada e sem fins lucrativos, sendo membro fundador no Brasil da *International Organization for Standardization* (Organização Internacional de Normalização - ISO), da *Comisión Panamericana de Normas Técnicas* (Comissão Pan-Americana de Normas Técnicas - COPANT) e da *Asociación Mercosur de Normalización* (Associação Mercosul de Normalização - AMN). Desde a sua fundação, é também membro da *International Electrotechnical Commission* (Comissão Eletrotécnica Internacional - IEC). [2]

A elaboração das Normas Brasileiras - ABNT NBR fica sob responsabilidade dos Comitês Brasileiro - ABNT/CB, Organismos de Normalização Setorial - ABNT/ONS e Comissões de Estudo Especiais - ABNT/CEE.

Na estruturação de normas técnicas voltadas para a área de segurança operacional, destacamos alguns comitês que são responsáveis pela elaboração e atualização de importantes normas usadas pelas indústrias que atuam nas atividades de produção de derivados de petróleo e gás natural, considerando a atividade em estudo neste relatório de investigação:

- ✓ ABNT/CB-003 - Comitê Brasileiro de Eletricidade
- ✓ ABNT/CB-024 - Comitê Brasileiro de Segurança Contra Incêndio
- ✓ ABNT/CB-043 - Comitê Brasileiro de Corrosão
- ✓ ABNT/ONS-034 - Petróleo

Na semântica das normas brasileiras ABNT NBR que estruturam os diversos aspectos relacionados à segurança operacional, o quadro 1 indica importantes normas que podem ser usadas como referências neste relatório, mas não se limitando a estas.

Quadro 1: Exemplo de normas brasileiras editadas pela ABNT.

NORMA	DESCRIÇÃO
ABNT NBR 5419	Proteção contra descargas atmosféricas
ABNT NBR IEC 60079	Atmosferas explosivas
ABNT NBR 17505 ³	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis
ABNT NBR 16799	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis - Gestão de incêndios em tanques
ABNT NBR 15219	Plano de emergência contra incêndio - Requisitos
ABNT NBR ISO 31000	Gestão de riscos – Diretrizes
ABNT NBR ISO 45001	Sistema de gestão de saúde e segurança ocupacional - Requisitos com orientação para uso

Fonte: Elaboração própria.

No contexto geral das aplicações legais voltadas para a segurança operacional, para a construção, alteração, ampliação e operação das instalações produtoras de derivados de petróleo e gás natural – refinaria de petróleo, no caso em estudo, as empresas devem cumprir as normativas legais, bem como atentar para as normas e padrões técnicos aplicáveis à atividade.

Devem ser tomadas como referências as normas editadas pela ABNT. No caso da inexistência dessas, utilizar normas internacionalmente aceitas. Caso não haja norma ou padrão técnico para tratar de situações específicas, devem ser adotadas as melhores práticas de engenharia.

³ O atendimento à norma ABNT NBR 17505 tem caráter obrigatório, em termos de legislações aplicáveis da ANP, considerando o disposto na Resolução ANP n° 30/2006.

2.2. Regulação da ANP

É de competência da ANP estabelecer diretrizes e proceder a fiscalização da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, para que as empresas reguladas garantam a utilização das melhores práticas de engenharia na proteção da saúde humana, do meio ambiente e das populações circunvizinhas, durante a condução de suas atividades.

A fiscalização das atividades relativas às indústrias do petróleo e dos biocombustíveis são de responsabilidade da ANP, incluindo também aspectos relacionados à segurança operacional das instalações industriais tanto na construção quanto na operação, conforme descrito no parágrafo 2º, do artigo 1º, da lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999:

“Art. 1º

(...)

§ 2º A fiscalização abrange, também, a construção e operação de instalações e equipamentos relativos ao exercício das atividades referidas no parágrafo anterior.

(..)” (grifo nosso)

Ainda em relação às diretrizes prescritas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, as empresas reguladas ficarão sujeitas às sanções administrativas. Nos casos relacionados à segurança operacional, há previsão de multa nos termos dos incisos VIII e IX, artigo 3º, da respectiva lei, conforme descrito:

“Art. 3º A pena de multa será aplicada na ocorrência das infrações e nos limites seguintes:

(...)

VIII - deixar de atender às normas de segurança previstas para o comércio ou estocagem de combustíveis, colocando em perigo direto e iminente a vida, a integridade física ou a saúde, o patrimônio público ou privado, a ordem pública ou o regular abastecimento nacional de combustíveis;

Multa - de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais);

IX - construir ou operar instalações e equipamentos necessários ao exercício das atividades abrangidas por esta Lei em desacordo com a legislação aplicável;

Multa - de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) a R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais);

(...).” (grifo nosso)

Importante para os casos de risco grave e iminente, em que são perceptíveis situações de perigo direto e iminente à vida, à integridade física ou à saúde da força de trabalho e populações circunvizinhas, às instalações industriais e ao meio ambiente, decorrentes de condições indevidas de integridade mecânica de equipamentos, falhas e ausências de controle de sistemas de segurança e intertravamento, ingerências no planejamento, execução e controle de documentos pertinentes à segurança operacional, entre outros, a Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, em seus incisos I e III, do artigo 5º, prevê ações de medidas cautelares em que se é possível interditar, total ou parcialmente, as instalações industriais visando evitar a ocorrência de incidentes considerando as situações descritas neste parágrafo.

"Art. 5º Sem prejuízo da aplicação de outras sanções administrativas, a fiscalização poderá, como medida cautelar

I - interditar, total ou parcialmente, as instalações e equipamentos utilizados se ocorrer exercício de atividade relativa à indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis sem a autorização exigida na legislação aplicável;

(...)

III - interditar, total ou parcialmente, nos casos previstos nos incisos II, VI, VII, VIII, IX, XI e XIII do art. 3º desta Lei, as instalações e equipamentos utilizados diretamente no exercício da atividade outorgada;

(...)" (grifo nosso)

A Refinaria de Paulínia – REPLAN, filial da empresa Petróleo Brasileiro S.A., CNPJ nº 33.000.167/0643-47, localizada em Paulínia – SP, se enquadra como agente regulado da ANP, tendo vigente no âmbito da Superintendência de Produção de Combustíveis - SPC dessa Agência a seguinte autorização:

- Autorização nº 669, de 27/12/2016, publicada no DOU de 28/12/2016:
Autorização de Operação da instalação (AO), com capacidade autorizada de processamento de petróleo de 69.000 m³/d.

O quadro 2 apresenta as unidades de processo que contemplam as instalações industriais da refinaria de Paulínia, sendo importante caracterizá-las para melhor compreensão do incidente ocorrido e as respectivas unidades de processos que foram diretamente afetadas.

Quadro 2: Unidades de processo da refinaria de Paulínia – Replan.

IDENTIFICAÇÃO	UNIDADES DE PROCESSO
U-200	Destilação Atmosférica
U-200A	Destilação Atmosférica
U-210	Destilação a Vácuo
U-210A	Destilação a Vácuo
U-220	Craqueamento Catalítico
U-220A	Craqueamento Catalítico
U-980	Coqueamento Retardado
U-980A	Coqueamento Retardado
U-283	Hidrotratamento de Instáveis
U-283A	Hidrotratamento de Instáveis
U-4283	Hidrotratamento de Instáveis
U-1280	Hidrodessulfuração de Nafta Craqueada
U-2280	Hidrodessulfuração de Nafta Craqueada
U-3283	Hidrotratamento de Nafta de Coque
U-1230	Reforma Catalítica
U-241	Geração de Hidrogênio
U-241A	Geração de Hidrogênio
U-3241	Recuperação de Hidrogênio
U-4241	Geração de Hidrogênio
U-910B	Recuperação de Enxofre
U-910C	Recuperação de Enxofre
U-5910	Recuperação de Enxofre
U-970	Separação de Propeno

Fonte: Elaboração própria, a partir da Autorização ANP nº 669, de 27/12/2016.

Por ser agente regulado pela ANP, no exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural – refino de petróleo, a empresa deve seguir as diretrizes da Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021. Essa resolução trata dos requisitos que devem ser atendidos por todas as empresas que possuem

interesses econômicos no exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural.

No tocante aos aspectos relacionados à segurança operacional, para análise documental em ações de fiscalização, solicitações de novas autorizações e ampliações de capacidade ou até investigações de acidentes, a empresa deve mostrar gerenciamento sobre os documentos listados no § 1º, do artigo 12, da Resolução ANP nº 852/2021:

*"Art. 12
(...)*

§ 1º Deverão ser mantidos atualizados e disponíveis na instalação produtora, para fins de vistoria da ANP, os seguintes documentos:

- I - análises de risco e gerenciamento de implementação das recomendações;*
- II - estudos de gestão de mudanças;*
- III - procedimentos operacionais;*
- IV - comprovações de capacitação de pessoal;*
- V - planos de emergência interno e externo;*
- VI - plantas dos sistemas de segurança e de proteção contra incêndio, aprovadas pelo Corpo de Bombeiros competente;*
- VII - estudos de classificação de áreas;*
- VIII - laudos do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) e do sistema de aterramento elétrico;*
- IX - comprovações de utilização de permissão de trabalho;*
- X - planos de inspeção e manutenção de equipamentos e sistemas e seus relatórios;*
- XI - planos de comissionamento e relatórios de testes com hidrocarbonetos;*
- XII - análise de vulnerabilidade e consequências;*
- XIII - desenho do sistema de intertravamento seguro de equipamentos (matriz de causa e efeito); e*
- XIV - Fichas de Informações de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) de todas as substâncias químicas utilizadas na instalação produtora."* (grifo nosso)

A implementação, execução, rastreabilidade e controle dos documentos acima listados são alicerces básicos da estrutura da gestão de segurança, partindo da premissa de proteção da saúde humana e das populações circunvizinhas.

Trata-se de documentos que permeiam estreita relação com aqueles solicitados nas normas regulamentadoras, a exemplo das normas NR-10, NR-13, NR-20, NR-33 e NR-35.

Como já foi mencionado, todas as normas regulamentadoras possuem caráter obrigatório quanto à implementação e gerenciamento.

Visando nortear as melhores práticas de engenharia que garantam os requisitos mínimos necessários para a operação segura das instalações industriais

produtoras de derivados de petróleo e gás natural, foi descrito no texto da Resolução ANP nº 852/2021, em seu § 3º, do artigo 12, que orientações mais detalhadas acerca dos documentos pertinentes à segurança operacional seriam publicadas no sítio eletrônico da ANP.

Tais orientações estão descritas no documento intitulado Manual Orientativo de Vistoria - MOV⁴, no qual constam os requisitos a serem atendidos na elaboração e gestão dos documentos elencados no parágrafo 1º, do art. 12, bem como das normas pertinentes e padrões técnicos.

Particularmente, nos termos do § 2º, do artigo 12, da Resolução ANP nº 852/2021, no caso das refinarias de petróleo, deve ser comprovado o atendimento à Resolução ANP nº 5, de 29 de janeiro de 2014, que trata do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional.

*"Art. 12
(...)"*

*§ 2º No caso do refinador de petróleo, **deve ser comprovado o atendimento** à Resolução ANP nº 5, de 2014, que trata do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional." (grifo nosso)*

Em aspecto mais abrangente, no tocante às diretrizes relacionadas ao gerenciamento da segurança operacional, a empresa também deve atentar para o Regulamento Técnico ANP nº 2/2014 – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) para Refinarias de Petróleo, parte integrante da Resolução ANP nº 5/2014.

*"Art. 2º.
(...)"*

§ 1º Considera-se como Regime de Segurança Operacional a estrutura regulatória estabelecida pela ANP visando à garantia da segurança operacional, consideradas as responsabilidades da empresa autorizada a exercer a atividade de operação de refinarias de petróleo e as atribuições da ANP na regulação das atividades de refino de petróleo.

*§ 2º Na gestão de segurança operacional das refinarias, **são consideradas responsabilidades da empresa autorizada** a exercer a atividade de refino de petróleo:*

*I - dispor de um sistema próprio de gestão que atenda às práticas do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) instituído pela ANP conforme estabelecido no Regulamento Técnico em anexo;
(...)"*

⁴ Manual Orientativo de Vistoria – MOV. Disponível no sítio eletrônico da ANP.

III - prover acesso irrestrito e imediato à refinaria de petróleo, para fins de levantamento de dados e informações e apuração de responsabilidades sobre incidentes operacionais ocorridos nas instalações cobertas pelo Regulamento Técnico, conforme o disposto no art. 1º da Resolução ANP nº 44, de 22 de dezembro de 2009, ou em legislação que venha substituí-la.(...)" (grifo nosso)

O Regulamento Técnico do SGSO contempla 16 (dezesseis) Práticas de Gestão divididas em 03 (três) grupos, a serem implementadas pelos agentes autorizados. O objetivo de cada Prática está detalhado no quadro 3.

Quadro 3: Objetivo das Práticas de Gestão descritas no Regulamento Técnico do SGSO para Refinarias de Petróleo.

PRÁTICAS DE GESTÃO RELATIVAS À LIDERANÇA, PESSOAL E GESTÃO	
Prática de Gestão nº 1 Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	Definir os valores e a política de segurança operacional, implementar uma estrutura organizacional com definição de responsabilidades e atribuições do pessoal envolvido, criar meios de comunicação de valores, políticas e metas bem como comprometer-se com a disponibilização de recursos para a implementação, o funcionamento e a melhoria contínua do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional.
Prática de Gestão nº 2 Envolvimento do Pessoal	Conduzir a prática de gestão de modo a promover o envolvimento, a conscientização e a participação da força de trabalho na aplicação do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional.
Prática de Gestão nº 3 Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	Conduzir a prática de gestão de modo a garantir que a força de trabalho exerça suas funções de maneira segura, de acordo com a estrutura organizacional e responsabilidades no Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional.
Prática de Gestão nº 4 Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	Promover um ambiente de trabalho adequado e que considere os fatores humanos.
Prática de Gestão nº 5 Seleção, Controle e	Estabelecer e implementar critérios de seleção e avaliação de contratadas, considerando aspectos de

Gerenciamento de Empresas Contratadas	segurança operacional nas atividades cobertas por este Regulamento Técnico.
Prática de Gestão nº 6 Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho	Estabelecer e monitorar os indicadores de desempenho e as metas que avaliem a eficácia do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional e promovam a melhoria contínua das condições de segurança das instalações.
Prática de Gestão nº 7 Auditorias	Executar auditorias envolvendo o conteúdo de todas as práticas de gestão, buscando a conformidade com os requisitos contidos neste Regulamento Técnico.
Prática de Gestão nº 8 Gestão da Informação e da Documentação	Definir procedimentos de controle e acesso à documentação relativa à segurança operacional.
Prática de Gestão nº 9 Investigação de Incidentes	Descrever os requisitos que devem ser considerados para a condução da investigação de cada incidente ocorrido na Instalação que seja afeto à segurança operacional.
PRÁTICAS DE GESTÃO RELATIVAS A INSTALAÇÕES E TECNOLOGIA:	
Prática de Gestão nº 10 Elementos Críticos de Segurança Operacional	Descrever os requisitos que devem ser considerados pelo Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para identificar os Elementos Críticos de Segurança Operacional da instalação e estabelecer sistemas de gerenciamento e controle dos mesmos.
Prática de Gestão nº 11 Identificação e Análise de Riscos	Estabelecer requisitos para identificação e análise de riscos que podem resultar em incidentes, por meio da utilização de ferramentas reconhecidas e com resultados devidamente documentados.
Prática de Gestão nº 12 Integridade Mecânica	Descrever os requisitos que devem ser considerados pelo Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para que a instalação, seus sistemas, estruturas e equipamentos, passem por inspeções, testes e manutenções necessárias, de forma planejada e controlada, buscando a integridade mecânica e

	adequação ao uso.
Prática de Gestão nº 13 Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	Assegurar o adequado planejamento e o gerenciamento de emergências que possam ocorrer durante a operação da instalação.
PRÁTICAS DE GESTÃO RELATIVAS A PRÁTICAS OPERACIONAIS	
Prática de Gestão nº 14 Procedimentos Operacionais	Descrever os requisitos que devem ser considerados pelo Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional no estabelecimento de procedimentos visando à operação segura da instalação.
Prática de Gestão nº 15 Gerenciamento de Mudanças	Descrever os requisitos que devem ser considerados pelo Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para assegurar que as mudanças permanentes ou temporárias a serem efetuadas na Instalação estejam em conformidade com os requisitos de segurança operacional estabelecidos neste Regulamento Técnico.
Prática de Gestão nº 16 Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais	Descrever os requisitos que devem ser considerados pelo Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para controlar e gerenciar os riscos para a segurança operacional durante as atividades especiais da instalação, não contempladas nas outras Práticas de Gestão.

Fonte: Elaboração própria a partir do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

No caso de ocorrência de incidentes, a empresa deve atender o disposto no Inciso I, do artigo 32, da Resolução ANP nº 852/2021:

*“Art. 32. O produtor de derivados de petróleo e gás natural **fica obrigado a atender**, no que couber, à:*

I - Resolução ANP nº 44, de 2009, que trata do procedimento para comunicação de incidentes;

(...)" (grifo nosso)

A Resolução ANP nº 44, de 22 de dezembro de 2009 – mencionada no trecho destacado acima – descreve os procedimentos para comunicação de incidentes que devem ser adotados pelos agentes regulados.

Importante ressaltar que, em 1º de fevereiro de 2023, entrou em vigor a Resolução ANP nº 882, de 27 de julho de 2022, que estabelece o procedimento para a comunicação de incidentes e o envio de relatórios de investigação pelos operadores de contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural e pelas empresas autorizadas a exercer as atividades da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

A Resolução ANP nº 882/2022 revogou a Resolução ANP nº 44/2009. Entretanto, na data do incidente ocorrido na Replan encontrava-se em vigência a Resolução ANP nº 44/2009. Considerando o exposto, a Comissão tratará a análise da investigação realizada pelo agente regulado nos termos da Resolução ANP nº 44/2009. Ambas as resoluções, em seus objetivos principais, trazem a obrigatoriedade para o agente regulado comunicar um incidente ocorrido em suas instalações industriais e, dependendo da gravidade do incidente, há também a exigência de envio de relatório detalhado de incidente.

Alguns pontos importantes que foram apontados na Resolução ANP nº 882/2022 e que podem ser abordados neste relatório:

- ✓ Atualização do nome do relatório de investigação para Relatório de Investigação de Incidente – RII. No caso da Resolução ANP nº 44/2009, o referido relatório era chamado de Relatório Detalhado de Incidente - RDI. Ainda que revogada, a Comissão tratará o relatório de investigação enviado pela empresa como RDI, considerando a data do incidente e todo trâmite tratado nos termos da Resolução ANP nº 44/2009.
- ✓ Aprimoramento do conceito de causa-raiz: “*falla do sistema de gestão que possibilitou a ocorrência ou a existência dos fatores causais do incidente investigado.*”, que será considerado pela comissão no desenvolvimento do relatório da ANP.

Considerando as competências legais da ANP pertinentes à segurança operacional, a Resolução ANP nº 882/2022, assim como a Prática de Gestão nº 9 do SGSO, remete os agentes regulados à obrigatoriedade de realizar processos de investigações e a implementar as devidas ações mitigadoras que forem necessárias visando evitar a reincidência do incidente ocorrido. O Anexo II da respectiva resolução detalha tais prerrogativas.

Quanto às diretrizes que norteiam a análise de investigação do incidente em estudo, a comissão de investigação da ANP seguirá o procedimento descrito na Instrução Normativa ANP nº 6, de 31 de maio de 2021.

3. DESCRIÇÃO DO INCIDENTE

3.1. Relatório Detalhado do Incidente

Em atendimento ao Anexo II da Resolução ANP nº 44/2009, a Petrobras encaminhou em 18/10/2018 o Relatório Detalhado de Incidente – RDI, referente ao incidente em análise.

O incidente ocorreu no dia 20/08/2018, e o RDI deveria ser entregue até o dia 20/09/2018, considerando os 30 dias previstos no Art. 3º, da Resolução ANP nº 44/2009. Entretanto, dada a complexidade das análises do incidente e o comprometimento de diversos equipamentos, a Petrobras solicitou em 13/09/2018 a postergação de prazo de envio, nos termos do § 4º, do Art. 3º, da Resolução ANP nº 44/2009.

Após análise da Comissão de investigação da ANP, verificou-se que o relatório encaminhado pela Petrobras contempla todas as informações que são descritas no Anexo II da Resolução ANP nº 44/2009.

A Comissão de investigação da ANP não julgou necessária a solicitação de informações complementares. O RDI apresenta detalhamento completo, principalmente no desenvolvimento da Metodologia adotada, levantamento dos fatores causais e apresentação das causas raízes.

Serão apresentadas apenas as informações mais importantes transcritas no relatório encaminhado pela Petrobras, visando a descrição concisa e contendo a

informação completa para compreensão do incidente, nos termos do § 1º, do Art. 15, da Instrução Normativa ANP nº 6, de 31 de maio de 2021.

3.1.1. Eventos iniciais

A unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A) passou por parada programada de manutenção em junho de 2018. Concluídas as atividades de parada programada, foram necessárias à execução de mais duas paradas, essas não programadas. A unidade retornava de parada, tendo iniciado a entrada de carga na unidade no dia 19/08/2018 por volta das 17h00min.

Nesse mesmo dia, às 22h50min, a operação da unidade eleva a carga da unidade a capacidade nominal de 8.500 m³/d de gasóleo de vácuo. Neste momento o processo começa a apresentar dificuldades com a ocorrência de reciclo de propano, observado através de oscilações do nível de hidrocarbonetos no vaso de alta pressão (V-22508), seguido de arraste de nafta.

O reciclo de propano consiste no aquecimento excessivo da torre retificadora (T-22504) fazendo com que o propano, que deveria sair na corrente de fundo e ir para a torre desbutanizadora (T-22506), saia na corrente de topo, retornando para o vaso V-22508 e podendo retornar pelo fundo da torre absorvedora primária (T-22503).

Entre outras ações, para normalizar o reciclo de propano e bloquear o retorno na torre T-22503, foi decidido fechar a válvula de fundo da respectiva torre (LV-22528), aguardando a formação de nível de fundo para então se abrir novamente a válvula LV-22528.

Às 23h07min, durante procedimento de abertura, identificou-se que a válvula LV-22528 havia travado em 40% e foram executadas outras tentativas de abertura fazendo com que a válvula LV-22528 fosse aberta até 48%, mas continuando travada. As oscilações no vaso V-22508 cessam (figura 1 – simplificação do diagrama do processo – Elaboração própria da Comissão de investigação da ANP visando melhor compreensão do incidente).

Apesar de haver uma malha de controle de nível no fundo da T-22503 (LIC-22528) (conforme apresentado na figura 1) ela não é operada há muito tempo,

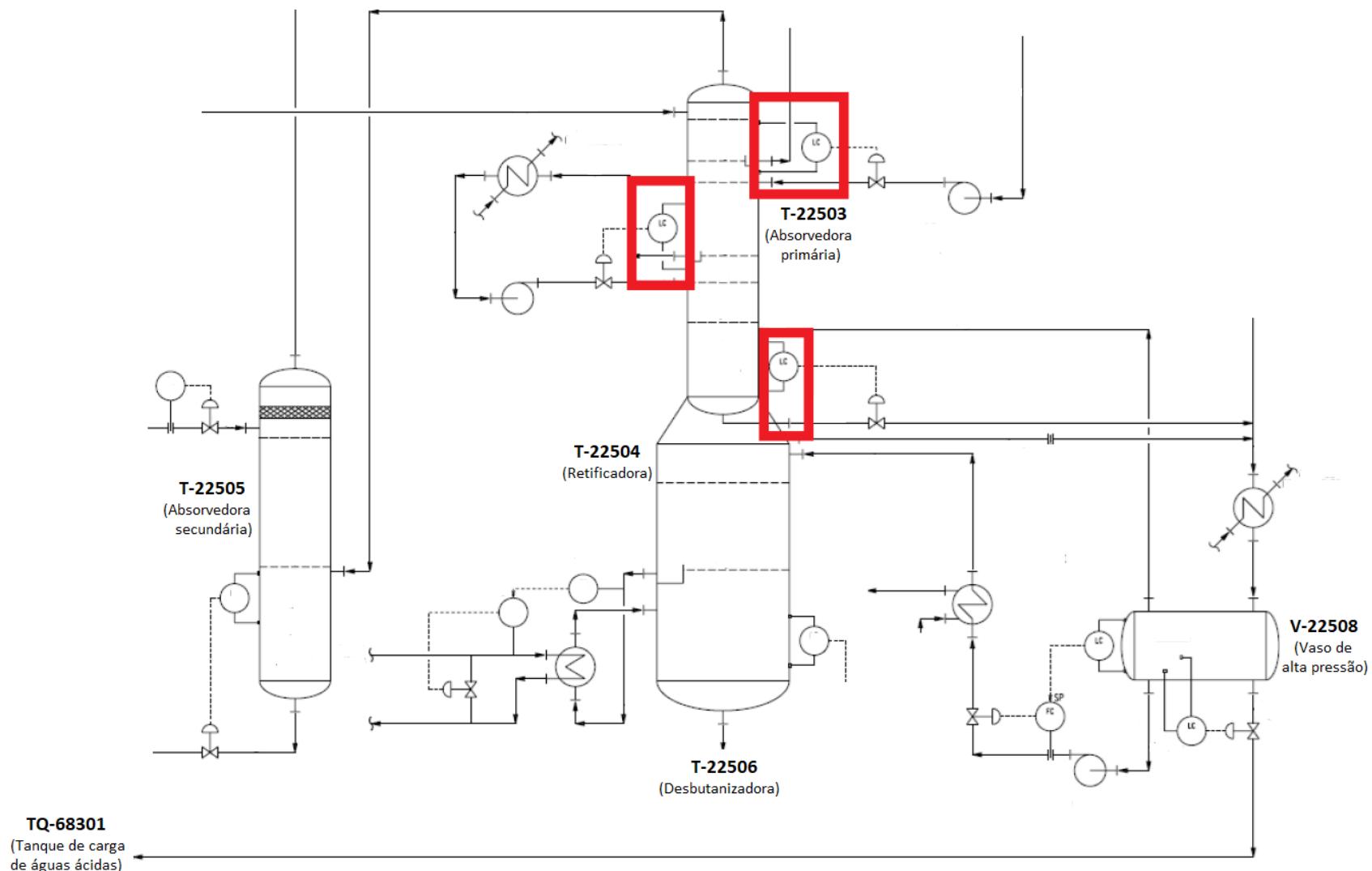
deixando-se a válvula de controle constantemente em manual com 100% de abertura, e a indicação de nível não estava operacional.

Além disso, as outras duas malhas de controle de nível da torre T-22503 (LIC-22529 e LIC-22530), apesar de disponíveis, também estão sendo operadas em modo manual.

Esta forma de operação foi adotada para minimizar o risco de arraste de líquido para o sistema de gás, o que já ocorreu algumas vezes na unidade, ocasionando vários distúrbios na refinaria.

Não foi possível identificar nota de manutenção para correção destas medições, possivelmente porque a forma de operação adotada permite a convivência com instrumentos indisponíveis. Também não foi encontrada gestão de mudança para operação da torre desta forma.

Figura 1: Simplificação do diagrama de processo mostrando equipamentos detalhados no RDI.



Fonte: Elaboração própria visando melhor compreensão do incidente.

Devido à restrição da válvula LV-22528, o nível de líquido no fundo da torre T-22503 começa a subir, ocasionando arraste de líquido desta torre para a torre absorvedora secundária (T-22505) e causando oscilações no nível de fundo da torre T-22505, observadas a partir das 23h28min.

O arraste de líquido consiste no envio de líquido junto com o gás do topo da torre T-22503 para a torre T-22505, que é bombeado do fundo da torre T-22505 de volta para a torre fracionadora principal da unidade⁵ (T-22501).

Ao ser percebido este evento, tomam-se ações para resolver o problema, como por exemplo o início da redução de carga da unidade, iniciada no dia 20/08/2018 às 00h08min50s.

Paralelamente o supervisor inicia uma pesquisa do motivo deste arraste. Identifica-se o travamento da válvula LV-22528 em 48% e é solicitado ao campo a verificação da mesma. O campo informou que a abertura estava em 10%. Foi então solicitada a abertura do desvio da válvula LV-22528 e na sequência informado pelo operador de campo que o desvio havia sido aberto e que era possível identificar aumento do fluxo devido ao ruído e vibração na linha.

Por fim, o supervisor de produção, que estava no painel de controle, solicitou a abertura total do desvio, o que ocorre por volta das 00h33min, uma vez que em plena carga a válvula LV-22528 vinha sendo operada com 100% do desvio aberto, antes da parada de manutenção.

3.1.2. *O incidente*

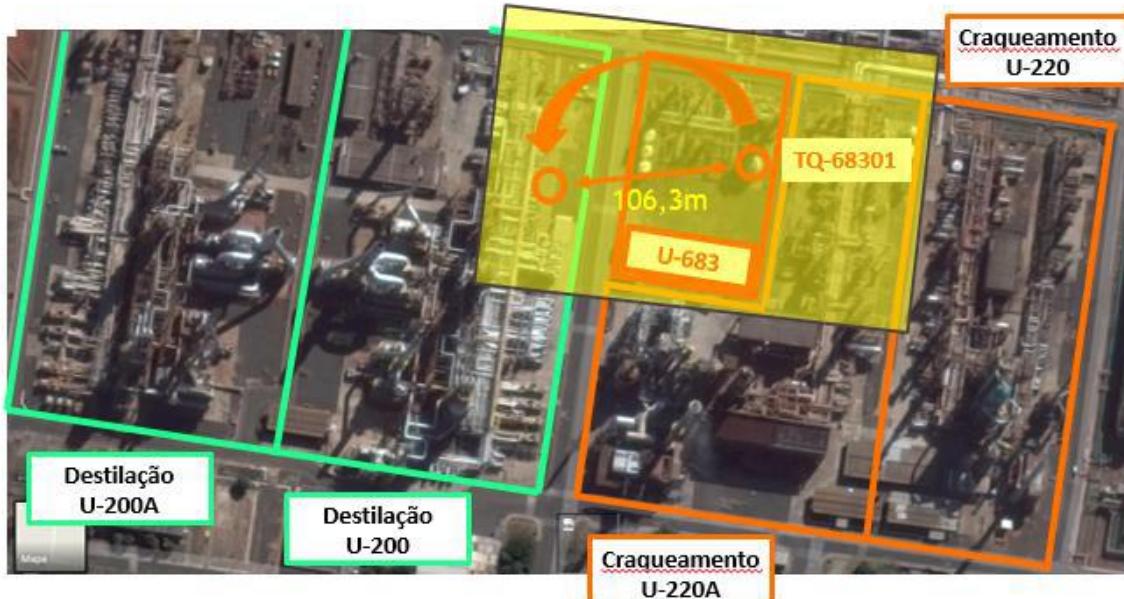
Às 00h51min do dia 20/08/2018, durante atividades de repartida da unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A), ocorreu sobrepressão levando a rompimento do costado do tanque de carga (tanque de águas ácidas TQ-68301) com liberação de hidrocarbonetos seguida de explosão e incêndio na unidade de tratamento de águas ácidas (U-683) e unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A).

Após a explosão, ocorreu projeção do tanque TQ-68301 a uma altura de aproximadamente 176m vindo a se projetar sobre a unidade de destilação

⁵ A torre fracionadora principal da unidade (T-22501) não está representada na figura 1.

atmosférica (U-200) localizada a uma distância de 106 m, causando explosão e incêndio nesta unidade (foto 1).

Foto 1: Vista aérea das áreas impactadas U-683, U-220A, U-200 e área impactada pela explosão e incêndio hachurada em amarelo.



Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

A comissão de investigação da Petrobras apurou que, devido a falha de comunicação, com ausência de confirmação do tag da válvula a ser atuada, a atuação de campo (técnico de operação de campo) foi no desvio da válvula de controle de nível de interface hidrocarboneto/água (LV-22526) do vaso V-22508 (figura 1); e não no desvio do controle de nível de fundo da torre T-22503 como pretendido, ou seja, a válvula LV-22528, conforme detalhado no item 3.1.1 deste relatório.

Por consequência, ocorreu queda de nível de interface entre água ácida e hidrocarboneto (constituído de GLP⁶ e nafta) do vaso V-22508. Simultaneamente o medidor de vazão FT-22561 indicou aumento da vazão de água ácida de 840 m³/d para mais de 2000 m³/d e às 00h34min ocorreu o fechamento da LV-22526, porém a taxa de queda do nível de interface não sofreu alteração.

⁶ GLP: Gás Liquefeito de Petróleo - fração leve derivada da destilação do petróleo constituída basicamente da mistura propano e butano. Maiores detalhamentos serão explicados no item 4 deste relatório.

Ocorreu acionamento do alarme de nível baixo da interface do vaso V-22508, reconhecido pelo operador do painel 4 da CCI (Centro de Controle Integrado), às 00h36min. Neste momento o medidor de vazão FT-22561 indica 3.520 m³/d (fim de escala), correspondendo a um grande aumento de vazão oriundo do respectivo vaso.

Às 00h40min, a válvula controladora de pressão PV-68304A do tanque TQ-68301 abre 100%. O set point do alarme de pressão alta do tanque TQ-68301 estava incorretamente definido em 1,0 kgf/cm², acima da pressão de abertura das válvulas de segurança PSV-68301 e PSV-68302 (0,85 kgf/cm² e 0,90 kgf/cm², respectivamente). Neste momento o medidor de vazão FT-22561 indica 3080 m³/d, a alteração de vazão é causada pela alteração da massa específica do fluido que passa na placa de orifício de 992 kg/m³ para 662 kg/m³, indicando a passagem de GLP, nafta e água ácida.

Entre 00h40min e 00h51min, após a drenagem de todo nível de interface água/hidrocarbonetos, o vaso V-22508 permanece enviando uma mistura de água na vazão de 350 m³/d com outra mistura de GLP e nafta, na proporção 50:50 em volume, totalizando uma vazão estimada maior que 3360 m³/d ao tanque TQ-68301.

Durante estes 11 minutos a medição de nível de interface do vaso V-22508 permanece abaixo do limite de detecção, a medição de pressão do tanque TQ-68301 também permanece indicando o limite de detecção em 1 kgf/cm².

A pressão e temperatura do vaso V-22508 são 17,5 kgf/cm² e 45ºC, respectivamente. Nesta condição o GLP permanece na fase líquida.

O envio da mistura água, GLP e nafta para o tanque TQ-68301, que se encontrava na pressão de 0,35 kgf/cm², faz com que o GLP existente na fase líquida se vaporize expandindo significativamente. Isto faz com que a pressão do TQ-68301 suba até que ocorra o rompimento do costado próximo a sua base, com a pressão entre 4,7 e 8,5 kgf/cm².

Com o rompimento do costado do tanque TQ-68301, às 00h51min34s ocorre a liberação abrupta de água ácida, GLP na fase gasosa e nafta, que sofre ignição levando a formação de bola de fogo e explosão do tanque TQ-68301, que é projetado a uma altura de 176m vindo a cair sobre o *pipe-rack* e permutadores de calor da unidade de destilação atmosférica (U-200) a 106 m de distância. A queda do TQ-68301 sobre a unidade U-200 levou a liberação de hidrocarbonetos, explosão e incêndio.

Foi executada então a parada da unidade de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A), unidade de destilação (U-200) e, posteriormente, todas as demais unidades de processo da refinaria.

3.1.3. Ações imediatas/Emergências

Foi executada a parada da unidade de craqueamento U-220A, unidade de destilação U-200 e, posteriormente, de todas as demais unidades de processo da refinaria.

Foi acionado o plano de resposta a emergência da refinaria, com encaminhamento da brigada de incêndio. Foi acionado também o Plano de Auxílio Mútuo das refinarias do estado de São Paulo e mobilização do RINEM (Rede Integrada de Emergências de Campinas) e executadas as comunicações internas e junto aos órgãos reguladores.

As 03h00min do dia 20/08/2018 foi encerrado o combate dos focos de incêndio e liberado o acesso a área pela gerência de SMS da Replan, as operações de rescaldo continuaram.

Ao longo de todo evento houve perda de contenção com vazamento de 213,6 m³ de águas ácidas e 239,9 m³ de hidrocarbonetos, sendo que a taxa de vazamento da pior hora foi estimada em 344 kg/h.

Foi declarado oficialmente o término da contingência no dia 21/08/2018, às 14h30min.

Quanto às ações voltadas para proteção do meio ambiente, o RDI aponta que foram tomadas ações preventivas de contenção e a equipe de resposta a emergência não identificou vazamentos de poluentes ao Rio Atibaia. Das emissões gasosas, houve a queima de hidrocarbonetos nas tochas devido a parada e despressurização da unidade.

Entretanto, foi entendimento do órgão ambiental (CETESB) que o acidente causou impactos ambientais e desta forma emitiu o auto de infração 37001712 em 05/09/2018.

Informações acerca da ação de fiscalização realizada por técnicos da ANP logo após o acidente serão detalhadas no item 5.4 “Ações da ANP”.

3.1.4. Consequências

Foram descritos pela Petrobras danos ao próprio patrimônio e à saúde de um empregado. Não foram identificados danos ao meio ambiente, apesar de estes terem sido identificados e descritos pelo órgão ambiental competente do Estado de São Paulo (CETESB).

3.1.4.1. Danos ao patrimônio

As consequências do acidente foram basicamente prejuízos materiais, estimados na ordem de USD 62 milhões.

Devido a ignição e explosão da nuvem de hidrocarbonetos e projeção do tanque TQ-68301 sobre a unidade de destilação atmosférica U-200, houve o rompimento de linhas e danos em trocadores de calor, o que levou a nova explosão e incêndio nesta unidade.

A avaliação realizada à época, pela equipe de engenharia responsável pela recuperação das unidades impactadas apresentou a necessidade de reconstrução integral da unidade de tratamento de águas ácidas (U-683) e o seguinte escopo para reconstrução das demais áreas impactadas:

- Escopo da unidade de processo U-200:
 - Demolição e reconstrução das bases de alguns permutadores da bateria de pré-aquecimento.
 - Troca e reparo de alguns permutadores de calor.
 - Recomposição de *fireproofing*.
 - Abertura, limpeza e inspeção de torres, vasos e permutadores de calor.
 - Cerca de 30 toneladas de tubulação, sendo 650 kg de aço liga e inox, envolvendo 67 isométricos.
 - Análise metalúrgica das linhas sem deformação.
 - Substituição de todos os multicabos e cabos.
 - Substituição e manutenção de instrumentação de controle de processo e válvulas.

- Revisão externa de motores elétricos.
 - Recuperação de iluminação da área afetada.
 - Manutenção preventiva dos ignitores dos fornos.
 - Limpeza e inspeção de bombas e turbinas.
 - Substituição e calibração de válvulas de segurança – PSVs.
- Escopo da unidade de processo U-220A:
- Limpeza externa, recomposição de isolamento, pintura e plataformas de torres.
 - Abertura, limpeza interna e inspeção de vasos e filtros.
 - Abertura, limpeza interna e inspeção de permutadores de calor.
 - Reparo de fundo de tanque.
 - Recalibração de válvulas de segurança – PSVs.
 - Troca de trechos, recomposição de pintura e isolamento de tubulações de pequenos diâmetros, drenos e vents.
 - Recuperação de motores elétricos (média e baixa tensão).
 - Substituição e manutenção de instrumentação de controle de processo e válvulas de controle.
- Fotos dos impactos causados com a projeção do tanque TQ-68301:

Foto 2: Base do tanque TQ-68301 após explosão.



Fonte: arquivo de fotos da ação de fiscalização realizada por técnicos da ANP.

Foto 3: Local da queda do tanque TQ-68301 sobre a unidade de destilação (U-200), a 106 m do local da explosão.



Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

3.1.4.2 Danos as pessoas

Registrhou-se um ferido que, devido a onda de choque e ruído da explosão, perdeu o equilíbrio vindo a colidir com a parte anterior da perna contra uma tubulação o que causou pequena laceração, não havendo mais vítimas.

A Petrobras informou que este evento foi registrado através da CAT 2018.304.378-2/01 tendo sido classificado como Classe 1.

3.1.4.3 Danos ao meio ambiente

Apesar de terem sido tomadas ações preventivas de contenção e a equipe de resposta a emergência não ter identificado vazamento de poluentes ao Rio Atibaia, foi entendimento do órgão ambiental (CETESB) que o acidente causou impactos ambientais e desta forma emitiu o auto de infração 37001712 em 05/09/2018,

apontando possíveis danos ao Rio Atibaia, queima incompleta de hidrocarbonetos e causando inconvenientes ao bem-estar público com a seguinte descrição:

“Causar poluição pela emissão de material particulado e gases, oriundos da queima incompleta de derivados de petróleo, na atmosfera, pelo lançamento de derivados de petróleo no solo e pelo lançamento de efluentes líquidos no rio Atibaia, contendo materiais flutuantes e agente(s) químico(s) em concentração suficiente(s) para causar efeito tóxico na mobilidade dos organismos testados em laboratório da CETESB e concentração de óleos e graxas e de Demanda bioquímica de Oxigênio superiores aos padrões de emissão estabelecidos na legislação ambiental...”

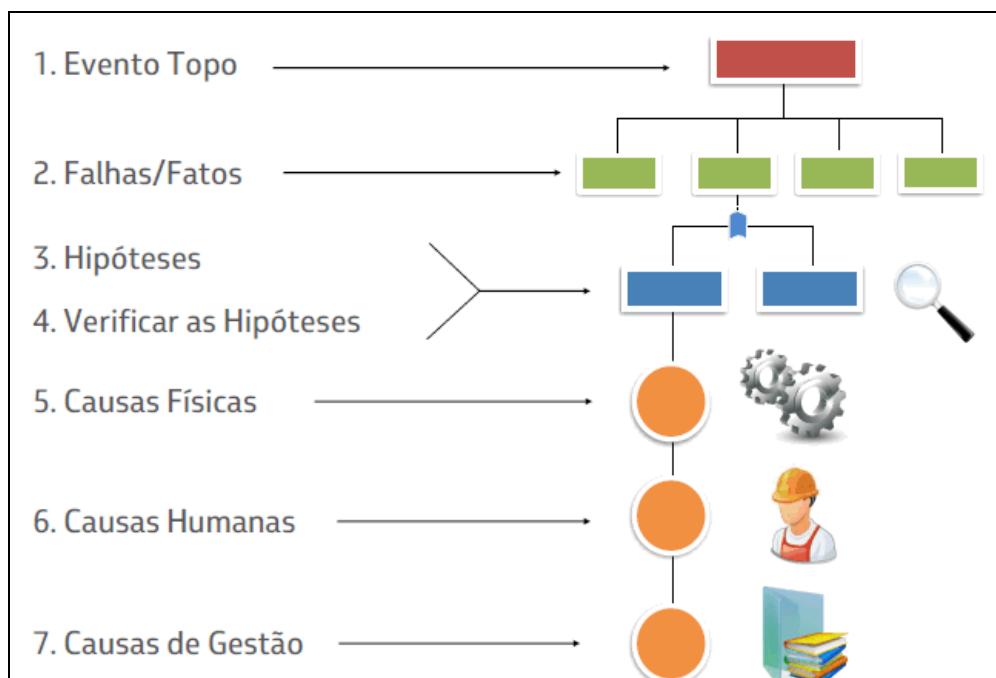
3.1.5. Causas raízes

3.1.5.1. Metodologia

O método utilizado pela Petrobras para análise de causas raízes foi a Árvore de Falhas. A árvore contém uma representação esquemática das relações causa-efeito e tem como objetivo identificar as ausências ou deficiências do sistema de gestão que possam resultar em um evento não desejado (anomalia).

Os elementos que foram considerados na árvore de falhas: evento topo, fatos, hipóteses e causas raiz, conforme representação apresentada na figura 2.

Figura 2: Representação esquemática dos elementos da árvore de falhas.



Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

Uma vez identificado o evento topo e os fatos relacionados a anomalia, a equipe de investigação deve avaliar as possíveis hipóteses associadas a cada fato observado.

A partir de evidências coletadas durante o processo de investigação, a equipe deverá validar ou descartar as hipóteses em todos os ramos da árvore. No caso de impossibilidade de validar e/ou rejeitar alguma hipótese, a metodologia considera a possibilidade de inserir a chamada hipótese não desenvolvida.

Para todas as hipóteses validadas, a equipe de investigação deverá associar as respectivas causas raízes que geraram a anomalia. Poderá ser associada uma ou mais causas raízes para cada ramo da árvore.

3.1.5.2. Fatores causais

O relatório não apresentou os fatores causais. A Petrobras não utilizou essa caracterização, apesar da solicitação descrita no Anexo II da Resolução ANP nº 44/2009.

3.1.5.3. Causas raízes propriamente ditas

Considerando a metodologia aplicada, a Petrobras descreveu a conceituação de causas raízes, causas básicas e causas contribuintes, sendo apresentadas no quadro 4.

As causas raízes são classificadas de acordo com sua natureza:

- ✓ Causas físicas: relacionadas a equipamentos ou componentes;
- ✓ Causas humanas: podem ser entendidas como erros de decisão ou omissão, que culminarão em acontecimentos de causas físicas; e
- ✓ Causas de gestão: relacionadas a falhas ou não atendimento do sistema de gestão da Petrobras e/ou empresas prestadoras de serviço.

Complementarmente, as causas foram apresentadas em duas classificações:

- ✓ Causas Básicas (CB): são aquelas que, uma vez eliminadas, evitam a ocorrência do acidente ou incidente;
- ✓ Causas Contribuintes (CC): são aquelas que influenciam significativamente o acidente, afetando sua severidade, sua

probabilidade de ocorrência, sua velocidade, etc. A eliminação de causas contribuintes necessariamente não evita o acidente.

A Árvore de Falhas definida pela comissão de investigação da Petrobras (anexo – apêndice A) identificou 4 (quatro) causas básicas e 5 (cinco) causas contribuintes associadas ao incidente em análise. Do total, 4 (quatro) delas classificadas como humanas e 5 (cinco) classificadas como causas de gestão.

Quadro 4: Causas básicas e causas contribuintes identificadas.

CAUSAS – METODOLOGIA ÁRVORE DE FALHAS		
CAUSAS BÁSICAS	NATUREZA	CARACTERIZAÇÃO
CB 01	Gestão	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha na sistemática de projetos. <p>Na etapa de projeto não foram consideradas no HazOp as interligações entre as unidades de processo e a unidade de tratamento de águas ácidas.</p>
CB 02	Gestão	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha na sistemática de análise de riscos. <p>Nas etapas de revisões dos HazOp da unidade operacional as interfaces entre unidades não foram analisadas sistematicamente.</p>
CB 03	Humana	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha cumprimento de procedimento operacional. <p>Comunicação inadequada entre o CCI (Centro de Controle Integrado) e técnico de operação de campo (não houve confirmação de tag no comando via rádio conforme - PBO nº 2).</p>

CB 04	Humana	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha cumprimento de procedimento operacional. <p>Supervisão imediata (o painel 02 era operado pelo supervisor no momento do acidente) não cobrou solicitação de confirmação de tag a ser manobrado pelo técnico de operação de campo conforme procedimento operacional - PBO nº 2.</p>
CAUSAS CONTRIBUINTES	NATUREZA	CARACTERIZAÇÃO
CC 01	Humana	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha na avaliação de perigos e riscos. <p>Revisão do HazOp da unidade U-220A que avaliou o risco de passagem de hidrocarbonetos do vaso V-22508 até o tanque TQ-68301 não considerou cenário de sobrepressão no tanque e risco de ruptura e explosão.</p> <p>A operação da U-683 e sistemas associados eram considerados como de menor risco.</p>
CC 02	Gestão	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha na capacitação das equipes de HazOp. <p>Revisão do HazOp da unidade U-220A que avaliou o risco de passagem de hidrocarbonetos do vaso V-22508 até o tanque TQ-68301 não considerou cenário de sobrepressão no tanque e risco de ruptura e explosão.</p> <p>A operação da U-683 e sistemas associados eram considerados como de menor risco.</p>

CC 03	Gestão	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha na supervisão. <p>Supervisão imediata não cobrou solicitação de confirmação de tag a ser manobrado do técnico de operação de campo conforme procedimento operacional - PBO nº 2.</p>
CC 04	Gestão	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Forma de operação da T-22503 desconsidera suas medições e controle. <p>Convivência com malhas de controle em manual e sua instrumentação indisponível, impossibilitando aos técnicos de operação do painel identificar a não abertura do desvio da válvula correta.</p>
CC 05	Humana	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falha no cumprimento do procedimento operacional. <p>Erro de procedimento Operacional ao reconhecer dois alarmes sem deflagrar ações de correção - PBO nº 4.</p>

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

3.1.6. Medidas mitigadoras

3.1.6.1. Medidas tomadas

3.1.6.1.1. Parada da refinaria

A queda do tanque TQ-68301 na unidade de destilação (U-200) causou o rompimento de linhas de produtos (diesel pesado, querosene e resíduo de vácuo), provocando incêndio nesta unidade, sendo necessária a parada imediata da mesma, às 00h53min.

A queda do tanque também rompeu linhas de água de resfriamento, causando perda de água e redução do nível das torres de resfriamento TR-6121 e

TR-6122. Diante deste cenário, o coordenador de turno solicitou a redução de carga das unidades que recebem água dessas torres e a preparação para uma eventual parada.

A grande perda de água de resfriamento do sistema das torres de resfriamento TR-6121 e TR-6122 começou a afetar os compressores de ar.

A geração interna de energia elétrica também foi afetada pela perda de água de resfriamento, ocorrendo parada dos turbogeradores, porém foi suprida por fornecimento externo.

Com a queda da pressão de ar de instrumento da refinaria, decidiu-se pela parada de todas as unidades, inclusive daquelas que recebem água do circuito da torre de resfriamento TR-6151.

Foi solicitado também que, após a parada, fossem bloqueadas no limite de bateria, as linhas de ar de instrumento, de ar de serviço e de água de resfriamento, preservando assim a operação da área de utilidades.

Na medida do possível, tentou-se escalarizar as paradas das unidades, realizada conforme o quadro 5.

Quadro 5: Sequência de parada dos processos da refinaria.

Dia e hora	Tag	Unidade de processo
20/08/2018 00:53	U-200	Destilação
20/08/2018 01:02	U-200A	Destilação
20/08/2018 01:10	U-283	Hidrotratamento de diesel
20/08/2018 01:10	U-3283	Hidrotratamento de nafta de coque
20/08/2018 01:10	U-1280	Hidrodessulfurização de nafta craqueada
20/08/2018 01:13	U-2280	Hidrodessulfurização de nafta craqueada
20/08/2018 01:17	U-980	Coqueamento retardado
20/08/2018 01:34	U-4283	Hidrotratamento de diesel
20/08/2018 01:36	U-283A	Hidrotratamento de diesel
20/08/2018 01:37	U-220	Craqueamento catalítico
20/08/2018 01:39	U-980A	Coqueamento retardado

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

3.1.6.1.2. Plano de resposta a emergência (PRE) e Plano de auxílio mútuo (PAM)

Foi acionado o plano de resposta a emergência da refinaria, com encaminhamento da brigada de incêndio às 00h51min. Devido à extensão dos danos foi decidido às 01h02min do dia 20/08/2018 iniciar a parada total da produção da refinaria.

Para o combate do incêndio atuaram todas as brigadas de incêndio da Replan, tendo sido também acionado o PAM (Plano de Auxílio Mútuo) e o RINEM (Rede Integrada de Emergências de Campinas) e executadas as comunicações internas e junto aos órgãos reguladores.

O incêndio foi combatido em duas frentes contando com dois supervisores para coordenação dos trabalhos, sendo uma frente dedicada ao lado norte (rua M) das unidades U-220A e U-683 e outra com foco de suas atividades na rua 12 e proximidades da subestação SE-220B, da unidade U-200.

Foi considerada eficaz na estratégia adotada e realizou todas as atividades de combate a emergência previstas nos PRE's, demonstrando desta forma que as equipes estão treinadas e capacitadas para lidar com situações complexas de emergência nas instalações da Replan.

Além dos recursos fixos de combate a incêndio do tipo canhões monitores e hidrantes localizados nas unidades afetadas no evento também foram utilizados os seguintes recursos: viatura de comando, viaturas proporcionadoras de espuma, viatura de apoio, barreiras de contenção, barreiras de absorção, caminhão vácuo, retroescavadeira e barcos.

Foram utilizados sistemas de espuma com canhões de alta vazão, canhões monitores fixos e sistemas de dilúvio.

Às 03h00min do dia 20/08/2018 foi encerrado o combate dos focos de incêndio e liberado o acesso a área pela gerência de SMS da Replan, as operações de rescaldo continuaram.

Foi declarado oficialmente o término da contingência no dia 21/08/2018 14h30min.

Durante o combate as emergências, as bombas incêndio de B-6201B, B-6201C, B-61101A e B-61101B foram as bombas que atuaram durante todo o combate e de acordo com relatos do supervisor de turno líder da brigada, que atuou nas emergências da U-200 e rua 12, não houve intercorrências que pudessem

comprometer a estratégia no que diz respeito a vazão e pressão, havendo pronto acionamento dos abastecimentos de água.

3.1.6.1.3. Contenção de vazamentos

Foram tomadas ações preventivas de contenção de vazamentos de águas ácidas e hidrocarbonetos no tanque TQ-68301 e na unidade de destilação U-200, sendo o volume vazado estimado em 224 m³ de água ácida e 240 m³ de hidrocarbonetos.

Houve vazamento de água contaminada para o canal de água pluvial, não sendo registrado pela Petrobras impacto ambiental em nenhum corpo hídrico do entorno da refinaria.

3.1.6.2. Cronograma de implementação

O relatório não apresentou cronogramas de implementação de medidas que deveriam ser tomadas após a ocorrência do incidente.

3.1.7. Ações corretivas e preventivas

Foram apresentadas 15 (quinze) recomendações (R01 a R15) de ações corretivas e preventivas, a partir da identificação das causas raízes, conforme os quadros 6 e 7.

Quadro 6: Recomendações oriundas das causas básicas que foram levantadas.

CAUSA BÁSICA (CB)	DESCRÍÇÃO	RECOMENDAÇÃO (R)
CB01	<p>Na etapa de projeto não foram consideradas no HazOp as interligações entre as unidades de processo e a unidade de tratamento de águas ácidas.</p>	<p>R01) Realizar HazOp e APR considerando as interfaces entre sistemas e unidades na análise de riscos do projeto.</p> <p>R02) Reavaliar a APR e o HazOp de projeto das interfaces entre sistemas e unidades antes da operação das novas unidades.</p>
CB02	<p>Nas etapas de revisões dos HazOp da unidade operacional as interfaces entre unidades não foram analisadas sistematicamente.</p>	<p>R03) Avaliar as interfaces entre sistemas e unidades nas revisões periódicas de HazOps e APRs.</p>

CB03	<p>Comunicação inadequada entre CCI (Centro de Controle Integrado) e técnico de operação de campo (não houve confirmação de tag no comando via rádio conforme - PBO nº 2).</p>	<p>R04) Realizar avaliação e diagnóstico da utilização do PBO, envolvendo equipe técnica e gerencial de todas as unidades operacionais e propor melhorias.</p> <p>R05) Aprimorar programa de conscientização quanto a importância do uso do PBO com base nos resultados obtidos no diagnóstico.</p>
CB04	<p>Supervisão imediata não cobrou solicitação de confirmação de tag a ser manobrado do técnico de operação de campo conforme procedimento operacional - PBO nº 2.</p>	<p>Utilizar as recomendações da R04 e R05.</p>

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

Quadro 7: Recomendações oriundas das causas contribuintes que foram levantadas.

CAUSA CONTRIBUINTE (CC)	DESCRÍÇÃO	RECOMENDAÇÃO (R)
CC01	<p>Revisão do HazOp da U-220A que avaliou o risco de passagem de hidrocarboneto do vaso V- 22508 até o tanque TQ-68301 não considerou cenário de sobrepressão no tanque e risco de ruptura e explosão.</p> <p>A operação da U-683 e sistemas associados eram considerados como de menor risco.</p>	<p>R06) Implantar programa de capacitação periódica dos profissionais que integram as equipes de análise de risco.</p> <p>R07) Implantar programa de capacitação de líderes de análise de risco.</p>
CC02	<p>Revisão do HazOp da U-220A que avaliou o risco de passagem de HC do V- 22508 até o TQ-68301 não considerou cenário de sobrepressão no TQ e risco de ruptura e explosão.</p> <p>A operação da U-683 e sistemas associados eram considerados como de menor risco.</p>	<p>R08) Atender integralmente a N-2782 (Dimensionamento das equipes, dedicação, qualificação, etc.) durante a execução de análises de risco.</p> <p>R09) Revisar padrão PE-2RGN-00155 - Gestão das análises de risco de processo buscando alinhamento (hierarquia de salvaguardas, tipos de sistemas analisados, etc.) com a Diretriz 3 de SMS - Avaliação e Gestão de Risco e o PP-1PBR- 00392 - Avaliação de Gestão de riscos operacionais relacionados a SMS.</p> <p>R10) Divulgar as APRs e HazOps para todas as equipes de operação envolvidas gerando evidências da divulgação.</p>

CC03	<p>Supervisão imediata não cobrou solicitação de confirmação de tag a ser manobrado do técnico operacional de campo conforme procedimento operacional - PBO nº 2.</p>	<p>Implementar R04 e R05.</p> <p>R11) Incluir nos processos de Auditoria da Liderança a verificação do cumprimento de itens críticos do PBO (Comunicação via rádio, tratamento de alarmes, liberação de equipamentos, etc).</p>
CC04	<p>Convivência com malhas de controle em manual e sua instrumentação indisponível, impossibilitando aos técnicos de operação do painel identificar a não abertura do desvio da válvula correta.</p>	<p>R12) Levantar e analisar os equipamentos/sistemas que possuem malhas de controle rotineiramente em manual.</p> <p>R13) Avaliar necessidade de manutenção e/ou plano de manutenção dos instrumentos das malhas de controle rotineiramente em manual.</p> <p>R14) Realizar gestão de mudança e análise de risco para equipamentos que possuem malhas de controle rotineiramente em manual para operacionalizar a malha (alteração do princípio de medição, alteração da lógica de controle, etc.) ou descomissionar quando necessário.</p>
CC05	<p>Erro de procedimento Operacional ao reconhecer dois alarmes sem deflagrar ações de correção - PBO nº 4.</p>	<p>Implementar R04 e R05.</p> <p>R15) Definir claramente as funções de cada operador no painel da CCI, especialmente durante procedimentos de partida, de modo a garantir a verificação de todos os alarmes recebidos.</p>

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

4. ANÁLISE GERAL DO PROCESSO INDUSTRIAL

4.1. Processo industrial

O escopo dos eventos iniciais que culminaram no incidente em análise está centrado em duas importantes unidades de processo⁷ existentes nas refinarias de petróleo: unidade de craqueamento catalítico fluidizado – UFCC e a unidade de tratamento de águas ácidas – UTAA.

Das lições aprendidas com os incidentes, o incidente ocorrido na Replan mostra a importância das análises de riscos associadas às diversas interfaces existentes entre unidades de processos.

As interfaces estão associadas às necessidades de interligações entre as unidades de processos existentes em uma refinaria. Estruturalmente, as interligações são caracterizadas pelas correntes⁸ de entrada e saída de cada unidade de processo. Nesse contexto, as correntes de saída de uma determinada unidade de processo podem ser correntes de entrada para outras unidades de processos. Visão que reforça a importância da interface encontra-se descrita no texto 1.

A descrição de processos químicos específicos, fluxogramas simplificados de processo, das propriedades físico-químicas, usos, perigos químicos, transferência e armazenamento, dos hidrocarbonetos que estão envolvidos no incidente, é resultado da pesquisa realizada pela comissão de investigação da ANP em diferentes fontes de consulta: literatura acadêmica, periódicos, teses, normas, entre outros.

Por se tratar de relatório técnico, alguns textos serão copiados na íntegra, mas com a expressa indicação da fonte de consulta, mantendo assim a lisura dos textos e o devido direito autoral das produções científicas.

⁷ Conforme definição descrita no inciso XLVIII, do Artigo 2º, da Resolução ANP nº 852/2021, unidades de processo: unidade industrial que processa ou realiza tratamentos de petróleo, gás natural ou correntes intermediárias, gerando novas correntes intermediárias ou produtos acabados.

⁸ Correntes: neste relatório consideradas como fluxos de petróleo, seus derivados e contaminantes, obtidos de processos físicos e químicos diversos existentes nas unidades de processo de uma refinaria. As correntes de entrada de uma unidade de processo também são chamadas de “cargas” e as correntes de saída como “produtos”, “subprodutos” e “rejeitos” dependendo da destinação final.

Texto 1

As áreas e sistemas apresentam interfaces. Interface é a região comum a sistemas, áreas, componentes, sistema e meio ambiente, componente e meio ambiente. **A intervenção em interface é crítica em termos de controle de riscos. Quanto maior a interface, maior a dificuldade para controlar o risco, pois é difícil definir claramente as responsabilidades.** Sempre que possível, a interface deve ser reduzida a uma linha de fronteira.

As interfaces entre áreas podem ser demarcadas em desenhos. No local, são úteis as cordas, barreiras, faixas pintadas, fitas e cavaletes, principalmente quando as fronteiras são temporárias. As interfaces entre sistemas podem ser demarcadas por raquetes, cadeados e etiquetas de advertência. **O risco é maior quando a interface separa um sistema que não tem agentes agressivos de outro que tem.** O risco de determinada área também aumenta quando os meios disponíveis para o controle pertencem ao responsável por outra área.

Por extensão, pode-se definir interfaces no tempo, que surgem no final do empreendimento, quando os sistemas vão sendo transferidos do projetista para o montador ou deste para o operador. Para que não haja dúvidas quanto a responsabilidade pelo controle de risco, a transferência deve ser formalizada e ritualizada. A documentação é fundamental. [3] (grifo nosso)

Em contexto geral, uma refinaria de petróleo é formada por diversas unidades de processo que se interligam de forma integrada, já que a corrente de entrada (carga) a ser processada em uma unidade de processo específica é oriunda da corrente de saída de outra unidade.

Está interrelação entre as unidades de processo está associada a capacidade de diversificação na obtenção de diferentes produtos em uma refinaria.

Não adentrando no estudo da complexidade de uma refinaria, a comissão de investigação da ANP busca ressaltar, no viés da segurança operacional, a

importância da avaliação preliminar dos riscos associados às interfaces entre as diversas unidades de processos existentes nas refinarias.

O controle bem planejado dos parâmetros operacionais das diversas correntes de entrada e saída, tais como temperatura e pressão, também é de suma importância para que se possa garantir a operação segura das diversas interligações entre as unidades de processos.

Mudanças bruscas de temperatura e pressão podem causar repentinhas mudanças de fases, podendo alterar drasticamente as condições termodinâmicas das correntes de entrada e saída de uma unidade de processo. Reitera-se a importância deste conceito, já que o incidente em análise está associado, no estudo das propriedades físicas das substâncias e misturas, à mudança de fase do GLP que passou bruscamente da fase líquida para gasosa.

O controle dos parâmetros operacionais dependerá da operação conjunta de vários equipamentos e dispositivos, e suas interconexões, englobando válvulas, bombas, vasos, trocadores de calor, sistemas de automação (malhas de controle, atuação de dispositivos digitais em equipamentos físicos, controladores, transmissores etc.), entre outros.

Na ótica da segurança operacional, a capacidade de controle dos parâmetros operacionais está intimamente relacionada ao controle dos níveis aceitáveis de segurança (redução dos riscos associados) nas operações das unidades de processo. Tal capacidade é bastante complexa pois depende da eficaz sinergia de estudos de análise de riscos visando a operação segura de equipamentos através da estruturação de eficientes malhas de controle e sistemas de intertravamento, planejamento integrado de manutenção e inspeção e conhecimento das propriedades físicas e químicas das diferentes misturas de substâncias químicas que percorrem os diversos equipamentos e suas interconexões em uma unidade de processo.

4.1.1. Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado (FCC)

Unidade de processo usada na conversão de frações (misturas) de hidrocarbonetos de massa molecular e pontos de ebuições maiores visando a obtenção de produtos de maior valor agregado.

Em termos técnicos, são unidades de processo que utilizam gasóleos leves e pesados oriundos das unidades de destilação a vácuo obtendo-se, através de processos químicos catalíticos, produtos como gasolina⁹, gases e outros produtos.

Entre os gases, cita-se o bom rendimento na obtenção de gases liquefeitos de petróleo – GLP, além de outras correntes gasosas como o propano, butano, isobutano e compostos olefínicos¹⁰ (propeno e buteno, por exemplo).

Em suma, são unidades de processos que transformam correntes de baixo valor (econômico) agregado, tais como gasóleos de destilação a vácuo e resíduos atmosféricos, em produtos nobres como a gasolina e o GLP, através de reações de craqueamento em presença de catalisadores específicos, produzindo ainda outras correntes como gás combustível, óleo leve de reciclo – LCO (*light cycle oil*), óleo pesado de reciclo – HCO (*heavy cycle oil*) e óleo clarificado, coque que é queimado no próprio processo gerando energia, além de enxofre e dissulfetos.

De forma didática e, com foco na análise do incidente descrito neste relatório, a comissão de investigação da ANP não abordará a unidade de FCC em sua complexidade característica. Na visão geral do processo, o FCC pode ser dividido em quatro seções específicas: seção de conversão (reação), seção de fracionamento, seção de recuperação de gases e seção de tratamento.

Na figura 3 é apresentado um diagrama de blocos simplificado que mostra as interligações entre as quatro seções descritas no parágrafo anterior.

O quadro 8 traz a descrição resumida de cada seção do FCC. Tipicamente, todas as unidades de craqueamento catalítico fluidizado apresentam estas mesmas seções em suas instalações industriais, diferenciando-se em tecnologias diversas quanto a conformação de equipamentos (principalmente reator e regenerador) e outras configurações de projeto, não sendo abordadas em suas complexidades conforme já foi mencionado.

⁹ Importante ressaltar que nas unidades de processo de uma refinaria são retiradas correntes denominadas naftas, que possuem várias aplicações. Entre essas aplicações destaca-se a utilização energética como gasolina. Mas para uso como gasolina, a nafta deve atender à legislação específica da ANP que trata da especificação da gasolina. Em termos técnicos, a gasolina é uma nafta especificada.

¹⁰ Compostos olefínicos: o termo “olefinas” se refere aos hidrocarbonetos classificados com alcenos, ou seja, hidrocarbonetos que possuem ligação dupla na cadeia carbônica. São importantes matérias-primas para o segmento petroquímico, possuindo assim valor agregado considerável.

Quadro 8: Seções típicas de uma unidade craqueamento catalítico fluidizado.

SEÇÃO	DESCRIÇÃO
Conversão (reações de craqueamento)	<p>Região onde ocorrem as principais reações químicas do processo, tendo por base o craqueamento de hidrocarbonetos através do uso de catalisadores específicos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Equipamentos principais: riser, vaso separador e regenerador.
Fracionamento (Destilação)	<p>Região em que a corrente obtida após a conversão é fracionada nos principais produtos obtidos no FCC.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Equipamento principal: fracionadora principal.
Recuperação de gases (fracionamentos e absorção)	<p>Região formada por colunas fracionadoras que convertem as frações¹¹ leves, obtidas na seção de fracionamento, em gás combustível, GLP e naftas de craqueamento.</p> <p>Também é possível fracionar o GLP em correntes de propano/propeno e butano/butenos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Equipamentos principais: colunas de fracionamento (retificadoras, debutanizadoras, entre outras).
Tratamento	<p>Região responsável pelo tratamento das principais correntes obtidas no FCC (gás combustível, GLP e naftas de craqueamento) visando adequá-los às especificações vigentes para que possam ser comercializados. Tem por finalidade principalmente reduzir os teores de enxofre.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ São consideradas unidades de tratamento: tratamento MEA/DEA¹², tratamento cáustico de GLP, entre outros.

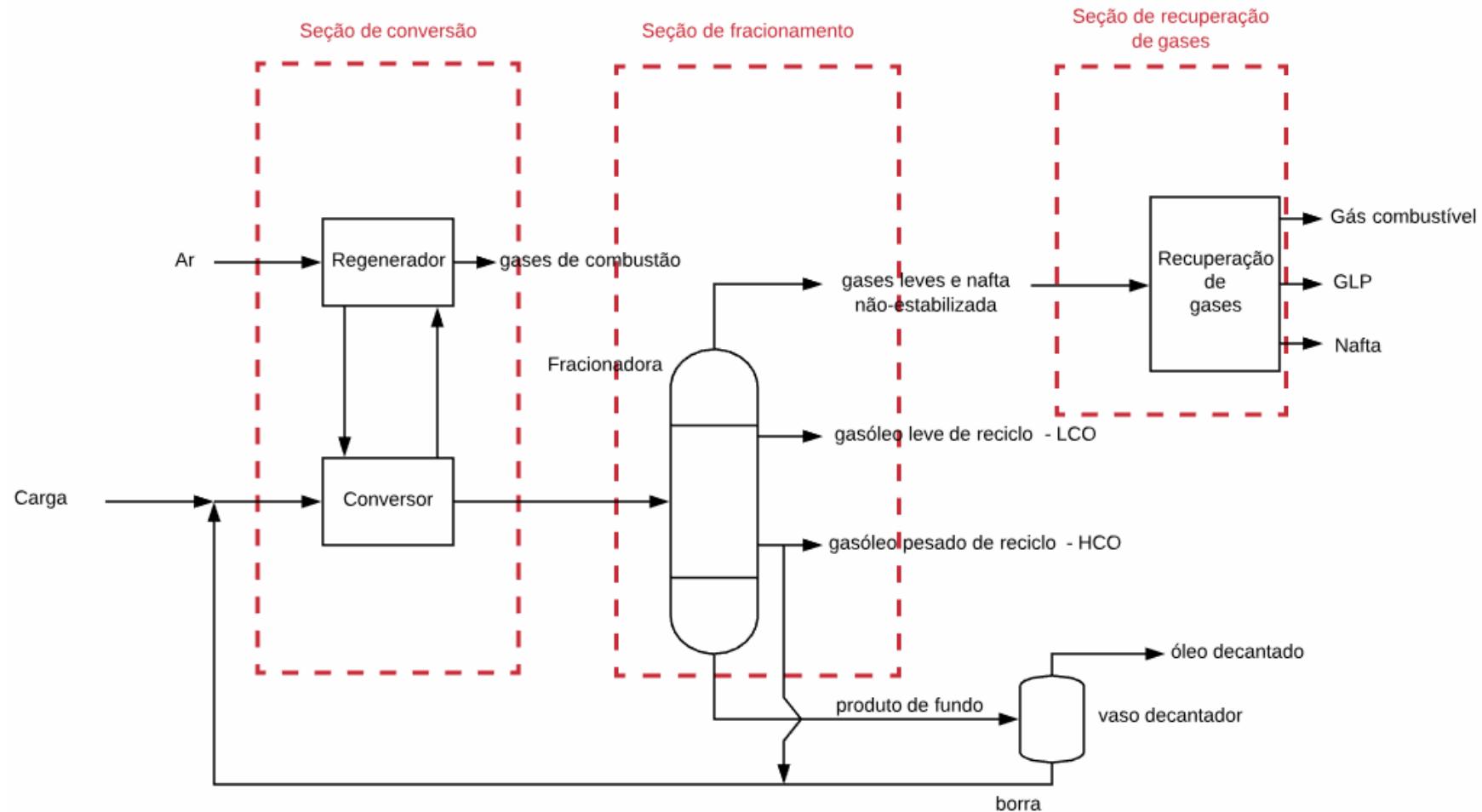
Fonte: Elaboração própria, a partir de [5].

¹¹ Frações: correntes obtidas na destilação do petróleo e seus derivados. Cada fração do petróleo é caracterizada por suas “temperaturas de corte”, ou seja, pela faixa de intervalo de temperaturas de ebulição. Por exemplo, a gasolina (nafta especificada) é uma fração do petróleo que possui a faixa de destilação variando entre 30° C (temperatura inicial de ebulição) até 220° C (temperatura final de ebulição). Fonte da faixa de destilação de gasolina: [4]

Frações leves: designação dadas às frações de menores temperaturas de ebulição obtidas na destilação (fracionamento) do petróleo ou de um derivado de petróleo ou de uma corrente qualquer. Fisicamente, tais frações possuem maior volatilidade (maior pressão de vapor) e são retiradas no topo da coluna de fracionamento específica em fase gasosa. As frações retiradas no fundo da coluna de fracionamento são chamadas de “frações pesadas”.

¹² MEA: monoetanolamina e DEA:dietanolamina

Figura 3: Diagrama de blocos simplificado das seções típicas de uma unidade de FCC.



Fonte: Elaboração própria, a partir de [5] e [6].

Para melhor entendimento dos equipamentos e interfaces que estão envolvidos no incidente em análise, a comissão de investigação da ANP detalhará com mais profundidade a seção de recuperação de gases.

➤ Seção de recuperação de gases

Como já explicitado resumidamente no quadro 8, a seção de recuperação é a responsável pelo fracionamento das frações leves oriundas do topo da torre principal de fracionamento.

Desse fracionamento resultará a obtenção de gás combustível, GLP e nafta estabilizada de craqueamento.

De forma didática, para atingir o objetivo descrito acima, são utilizadas colunas¹³ de fracionamento específicas que possibilitam separar diferentes tipos de frações conforme a demanda da refinaria.

A exemplo, o GLP pode ser decomposto, numa coluna fracionadora específica, em duas correntes: propano, como produto de topo e butanos, como produto de fundo. Para tal adequação de projeto, este fracionamento específico é realizado quando há demandas do setor petroquímico, que usam essas correntes como matéria-prima na obtenção de diversos produtos petroquímicos.

O quadro 9 apresenta as colunas utilizadas nessa seção e que são responsáveis pela separação das diversas correntes que podem ser obtidas a partir da corrente oriunda da fracionadora principal.

¹³ As colunas também são chamadas, na linguagem técnica, de torres. Em algumas literaturas podem ser chamadas de torres de fracionamento.

Quadro 9: Colunas utilizadas na seção de recuperação de gases do FCC.

COLUNA	DESCRIÇÃO E FINALIDADE
Absorvedora	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Na seção são utilizadas 2 absorvedoras: absorvedora primária e secundária; ➤ São utilizadas para separar o gás combustível das frações mais pesadas oriundas da corrente que chega da fracionadora principal.
Desetanizadora (retificadora)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizada para separar moléculas mais leves, no caso o metano, etano, eteno e parte do H₂S.
Desbutanizadora	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizada na separação entre GLP e nafta não-estabilizada. ➤ Coluna de fracionamento convencional, com produtos de topo (GLP) e fundo (nafta craqueada), condensadores, reverevedores e refluxo de topo.
Tratamento	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Região responsável pelo tratamento das principais correntes obtidas no FCC (gás combustível, GLP e naftas de craqueamento) visando adequá-los às especificações vigentes para que possam ser comercializados. Tem por finalidade principalmente reduzir os teores de enxofre. ➤ São consideradas unidades de tratamento: tratamento MEA/DEA, tratamento cáustico de GLP, entre outros.

Fonte: [5].

A figura 4 apresenta um fluxograma simplificado das interligações entre as colunas que foram detalhadas no quadro 9.

A coluna fracionadora principal é responsável pela separação da carga craqueada em várias correntes (frações), algumas são utilizadas para aquecer outros sistemas, e outras como produtos que são enviados para armazenamento em tanques e possuem utilizações diversas.

As correntes mais leves, praticamente nafta não-estabilizada e gases leves, são enviadas para o sistema de recuperação de gases para separação e enquadramento à especificação vigente.

No sistema de recuperação de gases é possível separar o gás combustível com o mínimo teor possível de GLP, sendo usado para tal finalidade duas colunas absorvedoras, compressor, vaso de alta pressão e resfriadores que operam com pressão elevada (14 Kgf/cm² a 18 Kgf/cm²) e baixas temperaturas. Detalhes do processo com o uso das colunas absorvedoras encontram-se descritos no texto 2.

As pressões elevadas visam liquefazer o GLP em temperaturas próximas da temperatura ambiente. As propriedades físico-químicas do GLP serão detalhadas no item 4.2 deste relatório.

A corrente de gás combustível que é retirada do processo passa por tratamento na unidade DEA visando retirar o máximo de gás sulfídrico (H_2S), sendo posteriormente enviada para o sistema de gás combustível da refinaria para queimar em fornos. Lembrando que o detalhamento dos tratamentos específicos das correntes que são geradas não faz parte do escopo da análise do incidente em estudo.

A corrente líquida formada pela mistura de GLP e nafta é enviada para a coluna desetanizadora (também chamada de retificadora) para retirada de frações leves (metano e etano) e H_2S e a seguir, segue para a coluna desbutanizadora.

A desbutanizadora é uma coluna de fracionamento projetada para separar o GLP da nafta. Assim como o gás combustível, a corrente de GLP é tratada na unidade DEA para retirada de H_2S e passa por tratamento cáustico para remoção de mercaptanas¹⁴.

A nafta (já considerada estabilizada) é enviada ao tratamento *merox* para transformar mercaptans em dissulfetos e depois segue para o armazenamento em tanques.

Como possibilidade de separar o propano e o butano do GLP, conforme já foi mencionado, é usada uma coluna específica que é projetada para tal finalidade. Essa coluna é denominada despropanizadora, sendo responsável pela separação do GLP nas correntes de propano (produto de topo) e butano (produto de fundo).

Texto 2

O líquido do vaso de topo da fracionadora principal é enviado à torre absorvedora primária (sob controle de nível do vaso) e os incondensáveis, nas condições de temperatura e pressão do vaso, são comprimidos em duplo estágio (compressor centrífugo acionado por turbina a vapor) com resfriador inter-estágios, elevando a

¹⁴ Mercaptanas: Também chamadas de mercaptans ou tióis, quimicamente fazem parte dos contaminantes sulfurados presentes na composição química do petróleo, já que possuem o átomo de enxofre em suas estruturas moleculares na forma R – SH, em que R são cadeias carbônicas.

pressão para 16 a 20 Kgf/cm² man¹⁵, e controlando a pressão do vaso de topo da fracionadora. Esses gases juntamente com o líquido do vaso condensador inter-estágios chegam ao vaso de alta pressão. Os gases desse vaso de alta pressão é carga da absorvedora primária onde o líquido de absorção é o líquido do condensador de topo da fracionadora principal mais um reciclo de nafta estabilizada. O produto de fundo dessa torre retorna ao mesmo vaso de alta pressão e o produto de topo segue para a absorvedora secundária onde o líquido de absorção desta vez é uma corrente de reciclo da fracionadora principal.

O produto de topo da absorvedora secundária é o gás combustível não tratado que segue, sob controle de pressão, para o tratamento DEA para remoção do gás sulfídrico.

As absorvedoras têm como objetivo recuperar as frações mais pesadas que o etano.

O líquido do vaso de alta pressão é a carga da retificadora ou desetanizadora, onde são removidos os componentes mais leves que o propano que retornam ao vaso de alta pressão, e o produto de fundo é a nafta instabilizada.

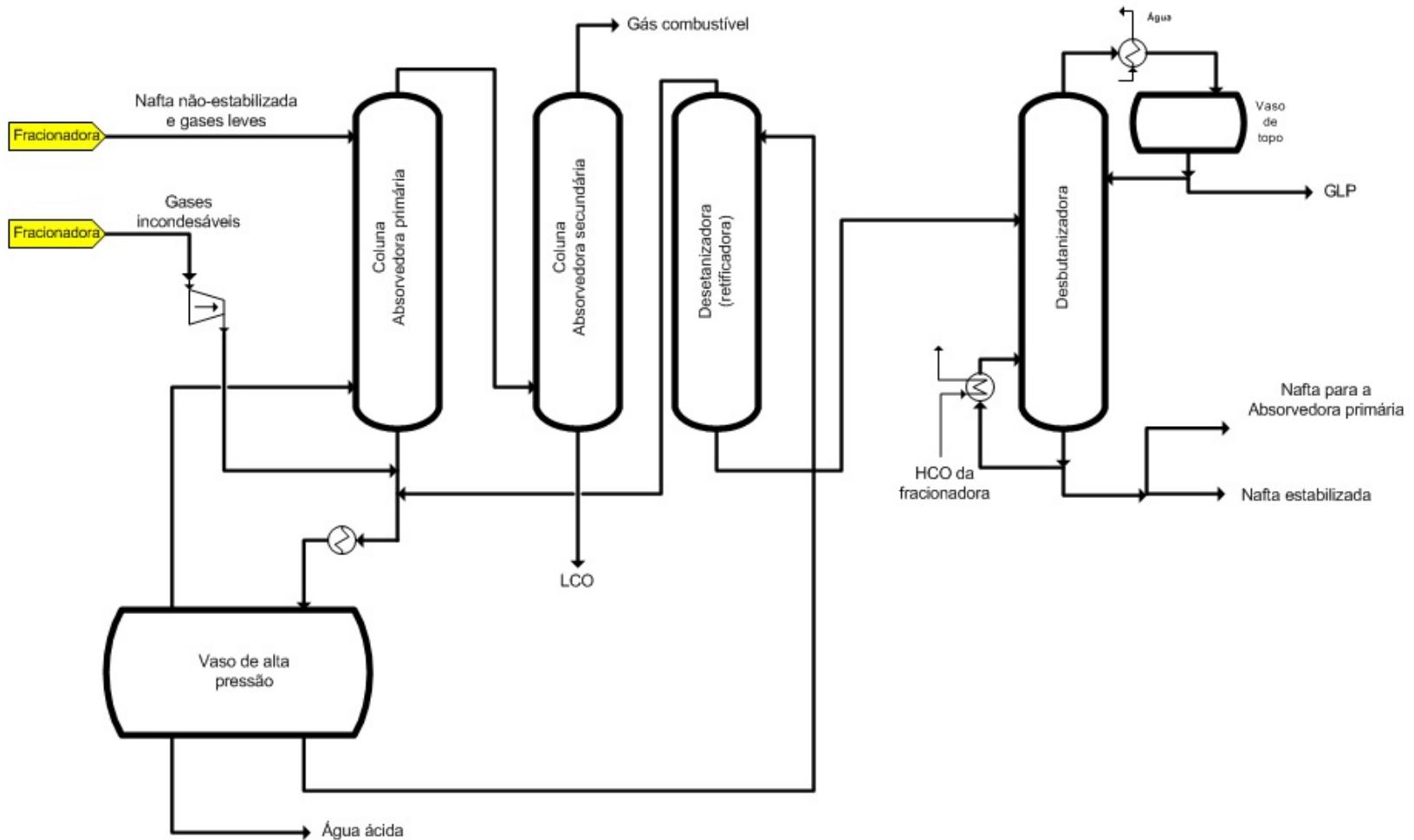
As absorvedoras primária e secundária têm 30 e 24 pratos, respectivamente e a retificadora contém 20 pratos e operam a pressões de 14 a 20 Kgf/cm² man. [7]

Um equipamento importante para o estudo do incidente é o vaso de alta pressão, já que este faz parte dos equipamentos que estão envolvidos diretamente no incidente.

Na seção de recuperação de gases é injetada água para lavagem de permutadores de forma a remover sais e outros contaminantes solúveis em água. É o princípio da formação da chamada “águas ácidas” já que possuem consideráveis concentrações de H₂S e amônia. Na unidade 4.1.2 serão descritas com mais detalhes.

¹⁵ Kgf/cm² man: indicação de pressão manométrica.

Figura 4: Fluxograma simplificado das interligações entre as colunas da seção de recuperação de gases.

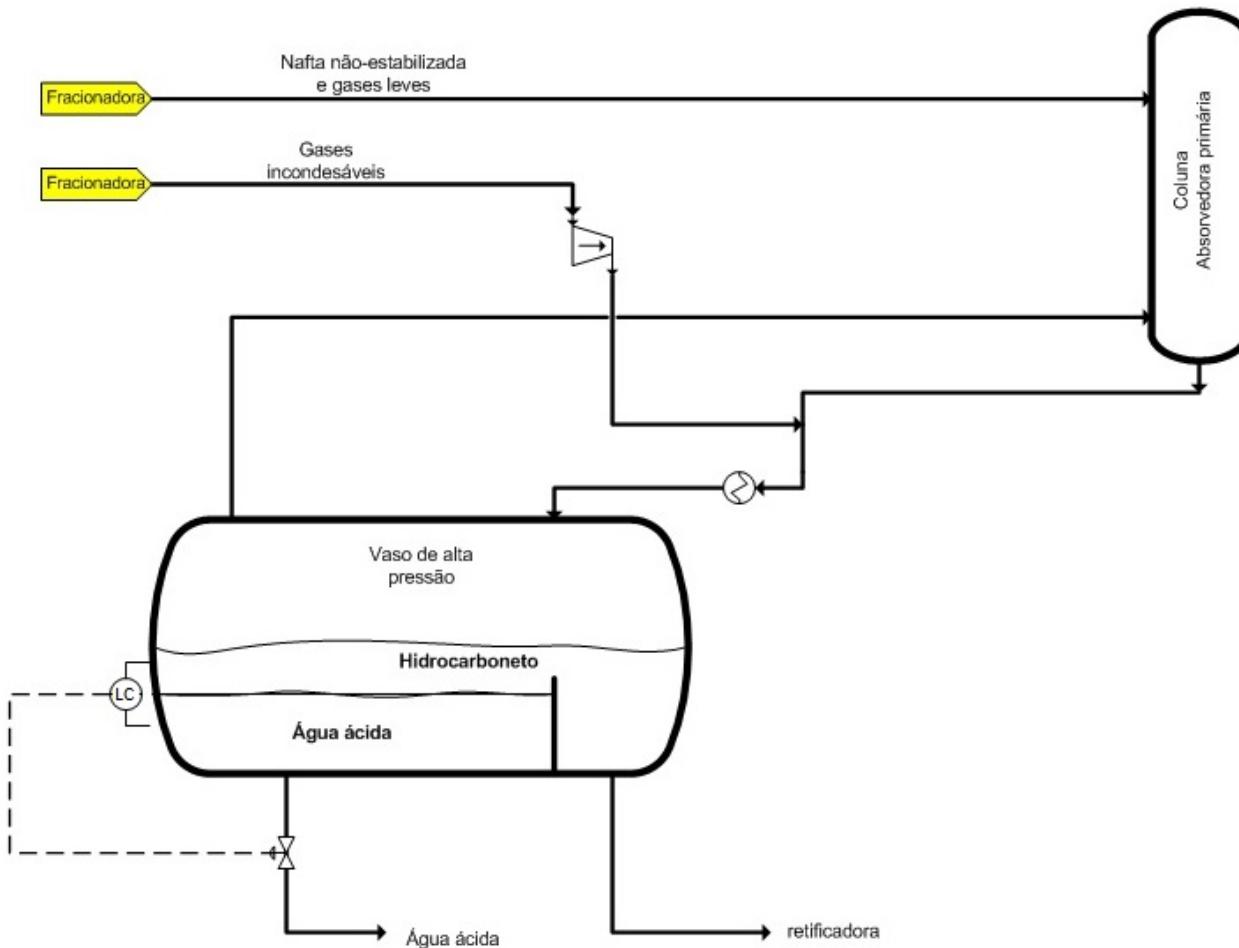


Fonte: Elaboração própria a partir de informações da Replan e [5].

Para que possam ser tratadas, as águas ácidas devem ser separadas do processo. No caso da seção de recuperação de gases, esta separação é realizada no vaso de alta pressão.

Este vaso tem a configuração de um vaso separador trifásico (figura 5) e é utilizado na seção para separar 3 fases: uma fase gasosa rica em gás combustível que retorna para a coluna absorvedora, a fase oleosa (hidrocarbonetos) que é enviada para a coluna desetonizadora e a fase aquosa formada pelas águas ácidas.

Figura 5: Vaso separador trifásico de alta pressão da seção de recuperação de gases do FCC



Fonte: Elaboração própria a partir de informações da Replan e [5].

4.1.2. Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (UTAA)

Nas refinarias, vapor d'água é usado nas unidades de destilação atmosférica e a vácuo, assim como, no hidrocraqueamento, no craqueamento catalítico (FCC), no hidrotratamento, no craqueamento térmico e na alquilação, com o objetivo de diminuir as pressões parciais dos hidrocarbonetos e com o intuito de se trabalhar em condições menos drásticas de temperatura. [8]

A água ácida é a denominação genérica do rejeito líquido gerado a partir do contato de diversas correntes de hidrocarbonetos com a água injetada no processo, seja para reduzir as pressões parciais dos hidrocarbonetos, bem como água de lavagem em permutadores de forma a remover sais e outros contaminantes solúveis em água, conforme já foi explicitado no item 4.1.1 deste relatório.

Devido à presença de contaminantes sulfurados e nitrogenados nos hidrocarbonetos, estes acabam sendo solubilizados na água tornando-a consideravelmente concentrada em ácido sulfídrico e amônia. O texto 3 reforça a explicação detalhada neste parágrafo.

Texto 3

Nas unidades de processamento de refino de petróleo, os compostos sulfurados e nitrogenados são, majoritariamente, convertidos em gás sulfídrico (H_2S) e amônia (NH_3), respectivamente. O H_2S e NH_3 são retirados das correntes de hidrocarbonetos pelas seguintes rotas: tratamento amínico, tratamento cáustico ou pela geração de águas ácidas.

As águas ácidas são efluentes gerados a partir do contato das correntes de hidrocarbonetos com a água injetada nas unidades. Os solutos (gás sulfídrico e amônia) são transferidos da fase oleosa para a fase aquosa (solvente), conforme processo de extração líquido-líquido. Esta migração é viabilizada pela maior solubilidade dos solutos na fase aquosa. Os elevados teores de contaminantes da água ácida impedem o envio direto desta corrente para a estação de tratamento de efluentes, sendo necessária uma etapa de tratamento intermediária. Esta etapa é efetuada na UTAA, unidade responsável

pela remoção da maior parte de H₂S e NH₃ através do processo de esgotamento (termo em inglês: “stripping”). Este processo ocorre em equipamentos chamados de torres ou colunas de esgotamento, onde há a separação dos contaminantes da corrente de água ácida.

Os petróleos brasileiros apresentam uma característica peculiar em sua composição, a elevada concentração de compostos nitrogenados. Esta particularidade torna mandatório o projeto e construção de unidades de UTAA de duas seções (duas torres): a primeira para remoção da maior parte do H₂S e a segunda para a retirada de amônia e o H₂S residual. Esta configuração é necessária para evitar problemas de deposição de sais de amônia nas Unidades de Recuperação de Enxofre (URE), as quais processam o gás gerado na primeira seção da UTAA (KNUST, 2013).

A operação de unidades de duas torres é consideravelmente mais complexa que a de unidade de torre única. Esta complexidade ocorre devido à estreita faixa operacional da primeira torre esgotadora. A faixa estreita de operação é consequência da necessidade de atendimento de duas metas conflitantes que devem ser atendidas durante o tempo de campanha do equipamento, a saber: eficiência de remoção de H₂S e teor de amônia no gás ácido de topo. [9]

Uma unidade de tratamento de águas ácidas, em geral, é dividida em três seções: seção de recebimento de carga, seção de esgotamento de H₂S e seção de esgotamento de NH₃.

➤ Seção de recebimento de carga

Em geral, as correntes de águas ácidas oriundas das diversas unidades de processo, são misturadas em linha, fora do limite de bateria da unidade, e seguirão para o tanque de carga, sendo este tanque que armazena a água ácida, a qual é a carga da UTAA.

Esta água pode conter eventualmente a presença de hidrocarbonetos líquidos, devendo ser removidos para não ocasionar problemas operacionais nas colunas de esgotamento de H₂S e NH₃.

Por esta razão, são previstos dispositivos diferentes para a remoção dos hidrocarbonetos. Primeiramente, o tanque de carga contém internamente um dispositivo flutuante que submerge nos hidrocarbonetos, mas não na água. Este dispositivo é conectado a uma tubulação que drena os hidrocarbonetos acima da fase aquosa para um vaso de óleo recuperado.

O tanque de carga possui controle de pressão e nível. O controlador de nível pode ajustar a taxa de fluxo de alimentação, com alarmes de nível alto e baixo. Contém ainda indicador de nível para identificar a interface água/hidrocarboneto, para drenar manualmente os hidrocarbonetos ao vaso de óleo recuperado, caso haja necessidade.

Assim como o vaso de alta pressão da seção de recuperação de gases do FCC, a seção de recebimento de carga da UTAA é muito importante no entendimento do incidente em análise, já que a explosão ocorreu no tanque de carga (águas ácidas) que contempla a seção de recebimento conforme foi detalhado.

➤ Seção de esgotamento de H₂S

A corrente efluente do tanque de carga (seção de recebimento) é enviada à coluna esgotadora de H₂S, que opera com refluxo total e pressão que torna possível o esgotamento seletivo do H₂S com relação ao NH₃.

O produto de topo da coluna, corrente gasosa rica em H₂S, é resfriado no condensador de topo gerando assim uma corrente bifásica que é enviada ao vaso de topo da coluna esgotadora de H₂S.

O vaso de topo da esgotadora de H₂S possui controlador de pressão específico projetado para enviar a corrente gasosa rica em H₂S à unidade de recuperação de enxofre – URE ou à tocha química. Este gás efluente deve ser aquecido a fim evitar a condensação da água e reduzir taxas de corrosão nestas linhas.

A água separada no vaso de topo da coluna esgotadora de H₂S é enviada novamente para o tanque de carga, sendo adicionado novamente à alimentação da unidade. E a fração oleosa encontrada no respectivo vaso é enviada ao vaso de óleo recuperado da seção de recebimento de carga.

➤ Seção de esgotamento de NH₃

A corrente de fundo da coluna esgotadora de H₂S, após trocar calor com algumas correntes do processo, é enviada à coluna esgotadora de NH₃.

A coluna esgotadora de NH₃ também opera com refluxo total e pressão necessária para assegurar a remoção máxima do NH₃.

A corrente gasosa de topo, rica em NH₃, é resfriada no condensador de topo gerando uma corrente bifásica que é enviada ao vaso de topo da coluna esgotadora de NH₃.

O vaso de topo da esgotadora de NH₃ possui controlador de pressão específico projetado para enviar a corrente gasosa rica em NH₃ à tocha química.

O líquido separado no vaso de topo da esgotadora de NH₃ retorna para a coluna esgotadora de NH₃ como refluxo de topo.

A água ácida tratada é reaproveitada tendo várias aplicações, principalmente nas unidades de processo. O texto 4 detalha algumas dessas aplicações.

Texto 4

A água ácida retificada é uma água de boa qualidade, mesmo contaminada principalmente por cloretos, sendo, portanto, adequada para reciclagem.

Usualmente, a água ácida retificada é utilizada como água de diluição no sistema de dessalgação do petróleo, de modo a reduzir o consumo de água fresca.

No caso específico da água ácida gerada na unidade de craqueamento catalítico, a reutilização completa o tratamento da água ácida por incorporar o fenol presente nesta água ao petróleo.

Além da vantagem de reciclar a água em outra etapa, a dessalgação reduz a emissão deste contaminante nos efluentes líquidos.

Parte da água tratada na unidade de hidrotratamento é reutilizada na própria unidade como água de lavagem na tubulação para evitar o entupimento de permutadores com sais de amônio. [10]

4.1.3. Interface física FCC E UTAA

Fazendo-se uma análise teórica detalhada dos processos de craqueamento catalítico e tratamento de águas ácidas é possível identificar os principais equipamentos que fazem parte da interface entre essas duas unidades de processo.

Águas ácidas oriundas das unidades de craqueamento catalítico são separadas dos hidrocarbonetos através dos vasos de alta pressão. São vasos trifásicos, conforme mostrado na figura 5, que possibilitam a separação da mistura bifásica líquida formada entre hidrocarbonetos (GLP e nafta no caso da seção de recuperação de gases do FCC) e águas ácidas. São imiscíveis pela natureza química das moléculas presentes nos hidrocarbonetos (apolares) e na fase aquosa (polar), formando assim uma mistura com fases líquidas distintas.

Após a separação, a água ácida é enviada para o tanque de carga da seção de recebimento de carga da UTAA.

A interface física ocorre na interligação entre o vaso trifásico de alta pressão do FCC (doador de águas ácidas) e o tanque de carga da UTAA (receptor de águas ácidas). Esta característica não é única destas duas unidades de processo, ocorrendo diversas interfaces entre as unidades de processo de uma refinaria.

No relatório buscou-se exemplificar apenas a interface detalhada no parágrafo anterior, sendo esta interface e os respectivos equipamentos relacionados, parte direta do incidente em estudo.

A figura 6 ressalta essa interface visando melhor esclarecimento da área e equipamentos que estão envolvidos no incidente.

Na ótica da segurança de processos, alguns pontos devem ser levados em consideração na interface em estudo:

1. A separação da mistura bifásica ocorre através da diferença de densidade entre as fases hidrocarboneto e aquosa. Considerando as propriedades físico-químicas dos hidrocarbonetos e os riscos relacionados à transferência e armazenamento dos mesmos, deve-se atentar para o fato de que a fase aquosa pode carrear frações de hidrocarbonetos para o tanque de carga da UTAA.

2. Para manter o GLP em fase líquida na temperatura ambiente é necessário atingir altas pressões, motivo pelo qual o vaso trifásico opera em pressões consideráveis (14 Kgf/cm² a 18 Kgf/cm²). Na mistura bifásica hidrocarbonetos/água ácida, é importante ressaltar que a fase apolar é uma mistura de GLP e nafta.

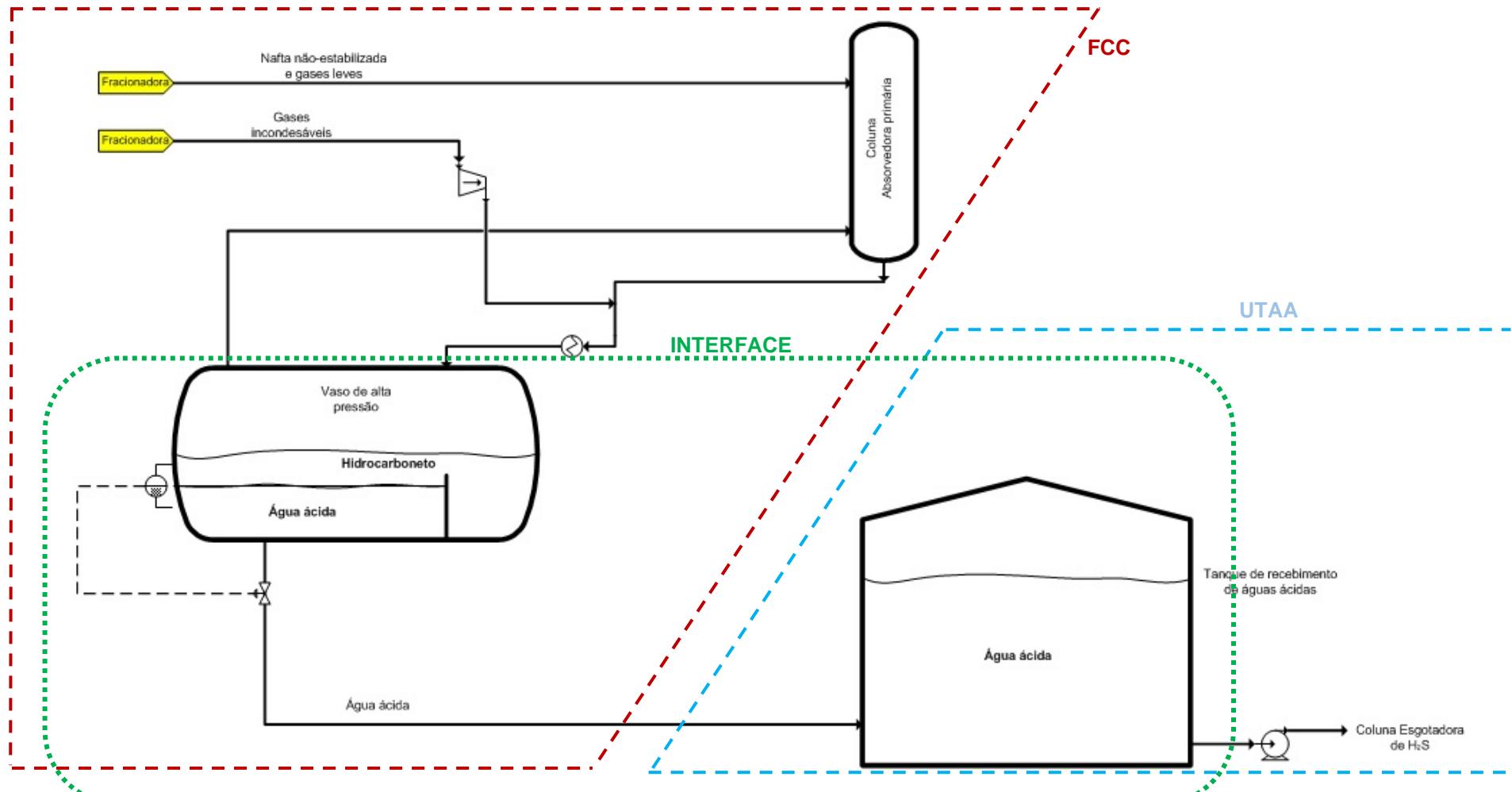
Já o tanque de carga da UTAA opera com pressões próximas de 0,6 kgf/cm² sendo considerado um tanque pressurizado e construído conforme norma API 620¹⁶.

Importante ressaltar os riscos associados à interligação de um vaso que opera em pressões elevadas com um tanque que opera em baixa pressão. Os riscos mais latentes não estão associados à transferência da água ácida de um equipamento para o outro, mas na possibilidade de carreamento de hidrocarbonetos com a presença de GLP na corrente, em que a mudança de pressão implica em mudança de fase. Neste caso em si, com a redução de pressão o GLP passará da fase líquida para a fase gasosa, ocorrendo alteração significativa nas propriedades físicas-químicas.

3. O carreamento de frações oleosas junto às águas ácidas possibilita a formação de uma camada de hidrocarbonetos que fica emersa sobre o tanque de carga da UTAA, decorrente do carreamento destes com a água ácida. Importante salientar que esta camada é composta de hidrocarbonetos leves e os riscos associados à presença destes hidrocarbonetos devem ser levados em consideração no projeto de sistemas de alívio do tanque e estudos de área classificada.

¹⁶ Norma API 620: Norma da *American Petroleum Institute*

Figura 6: Interface entre UTAA e FFC (seção de recuperação de gases)



Fonte: Elaboração própria, a partir de informações da Replan.

4.2. Gases Liquefeitos de Petróleo e Naftas

No incidente, o incêndio e sua propagação foram provocados pelo acúmulo de gases liquefeitos de petróleo e naftas presentes no tanque de carga da UTAA, carreados pelas águas ácidas em quantidades consideráveis decorrente dos eventos já descritos no item 3 deste relatório.

Derivados obtidos na destilação direta do petróleo¹⁷, gases liquefeitos de petróleo e naftas também podem ser obtidos de outras importantes unidades de processo de uma refinaria, a exemplo das unidades de craqueamento catalítico, hidrocraqueamento catalítico - HCC e unidades de coqueamento retardado.

São compostos químicos orgânicos altamente inflamáveis e com propriedades físico-químicas peculiares. Devido à considerável importância para uso em diversos setores econômicos, tanto para o uso energético como não-energéticos, a produção em grande escala é fundamental e a transferência, manipulação, estocagem e utilização requerem vários estudos e medidas voltadas para a segurança operacional. O texto 5 descreve os riscos inerentes à produção e uso do GLP.

Texto 5

O GLP, assim como outros gases inflamáveis como o gás natural, é frequentemente produzido, armazenado e distribuído em unidades de refino de petróleo. Além de sua comercialização, ele também pode ser usado pela própria unidade industrial em seu processo, como por exemplo em fornos, mostrando ser uma boa alternativa na estratégia de produção. **Apesar disso, devido as suas condições físico-químicas e operacionais, o uso do GLP pode gerar riscos diversos como explosões, incêndios e grandes vazamentos.** Como exemplo de grande tragédia, cita-se o acidente ocorrido em 1984 em um terminal de armazenamento de GLP em San Juan Ixhuatépec na Cidade do México.

¹⁷ Destilação direta: designação dada à unidade de destilação atmosférica (UDA). Descrita na literatura como UDD (Unidade de Destilação Direta).

De acordo com o CCPS (2014), um grande incêndio seguido de uma série de explosões causou 600 mortes, 7000 feridos, 200 mil pessoas evacuadas e a destruição do terminal. As causas do acidente nunca foram definitivamente estabelecidas devido à destruição e à ausência de relatos de testemunhas, mas se acredita que o GLP vazou de um dos tanques formando uma nuvem de dois metros de altura. A nuvem foi inflamada causando o evento acidental. Exemplos como estes mostram o poder de destruição que plantas de GLP possuem. (grifo nosso) [11]

4.2.1. Gases Liquefeitos de Petróleo

Misturas de hidrocarbonetos de baixos pesos moleculares (etano, propano, propeno, butano, buteno e pentano) e contaminantes, obtidas das frações mais leves da destilação direta do petróleo ou das frações mais pesadas de gás natural.

À pressão atmosférica e temperatura ambiente, é um produto gasoso e mais pesado que o ar, inflamável e inodoro na ausência de enxofre.

À temperatura ambiente, mas submetido a pressões elevadas (na faixa de 14 a 18 kgf/cm²), o GLP se liquefaz e apresenta-se na fase líquida. Desta propriedade física deriva o nome – gases liquefeitos de petróleo.

Além da obtenção em unidades de destilação atmosférica, as unidades de craqueamento catalítico fluidizado (FCC) são potenciais geradoras de GLP nas refinarias, sendo esta responsável pela produção de olefinas (propenos e butenos) na composição química do GLP. No texto 6 destaca-se a produção de olefinas no GLP.

Além do FCC, outras unidades de processos também podem gerar GLP. Assim, unidades como o coqueamento retardado e o hidrocraqueamento catalítico contribuem com correntes de propano e butano para compor o GLP final de uma refinaria.

Outro processo de onde é extraído parte do GLP é o que ocorre nas unidades de processamento de gás natural - UPGNs, na quais as frações mais pesadas do gás são separadas da corrente, produzindo GLP e um derivado conhecido como gasolina natural.

Texto 6

O gás liquefeito de petróleo (GLP) é constituído por hidrocarbonetos que são produzidos durante o processamento do gás natural ou durante o processamento convencional de refino do petróleo. Dependendo da origem e dos processos de beneficiamento a que forem submetidos, podem apresentar variações na composição. Assim, quando provenientes do processamento de gás natural, não contém hidrocarbonetos insaturados, ao passo que, **quando são obtidos a partir de gases de refinarias, olefinas podem aparecer em quantidades variáveis.**

Em um GLP proveniente de gases de refinaria, os hidrocarbonetos que aparecem em maiores proporções são os compostos de três átomos de carbono (propano e propeno) e de quatro átomos de carbono (butanos e butenos). Pequenas quantidades de etano e pentanos também podem ser encontradas. (grifo nosso) [12]

Importante ressaltar que, devido ao principal uso do GLP na cocção de alimentos, o GLP também é conhecido como “gás de cozinha”. [4]

Além dessa denominação, é comum associar que o GLP é um único produto formado, principalmente, pela mistura de propano e butano. Não deixa de ser uma verdade, entretanto é um conceito limitado.

Em termos de comercialização, a ANP considera quatro diferentes tipos de produtos como GLP. Nesse entendimento, a correta descrição da sigla GLP é gases liquefeitos de petróleo (transcrita no plural).

Para a comercialização, o GLP deve atender aos parâmetros de especificação descritos na Resolução ANP nº 825, de 28 de agosto de 2020.

A Resolução, em seu artigo 3º, descreve os quatro tipos diferentes de misturas que são considerados gases liquefeitos de petróleo – GLP.

"Art. 3º Para efeitos desta Resolução, o GLP classifica-se em:

I - propano comercial: mistura de hidrocarbonetos contendo em maior proporção propano e/ou propeno;

II - butano comercial: mistura de hidrocarbonetos contendo em maior proporção butano e/ou buteno;

III - propano/butano: mistura de hidrocarbonetos contendo em maior proporção, em percentuais variáveis, propano e/ou propeno e butano e/ou buteno; e

IV - propano especial: mistura de hidrocarbonetos contendo, no mínimo, 90% de propano em volume e, no máximo, 5% de propeno em volume." (grifo nosso)

Importante esclarecer que, pela definição acima, um incidente ocorrido em uma instalação industrial envolvendo o propano especial ou butano comercial, por exemplo, ambos são considerados GLP conforme classificação dada pela ANP, podendo ser caracterizado que o incidente estava relacionado ao uso do GLP.

Por serem misturas com diferentes composições de hidrocarbonetos, os quatro gases possuem propriedades físico-químicas diferentes, o que acarretará variados comportamentos nos estudos relacionados à segurança operacional. Com isso, incluir numa análise de risco a descrição “estudo de cenários envolvendo a transferência e estocagem de GLP” deve-se ter menção de qual gás (mistura) está se referindo, considerando a classificação descrita acima. A falta desta caracterização pode levar ao desenvolvimento de estudos errôneos, já que classicamente o termo “GLP” está associado apenas à mistura propano e butano.

Em termos de especificação, o maior desafio operacional de um refinador é ajustar o GLP aos parâmetros de especificação, principalmente da pressão máxima de vapor (que limita os teores de frações leves no GLP, no caso etano e propano) também conhecida como PVR¹⁸, da quantidade de frações pesadas que dificultam a boa vaporização do GLP (Ensaios de “Butanos e mais pesados” e “Pentanos e mais

¹⁸ PVR: Pressão de vapor Reid (método REID). Ensaio usado para quantificar a pressão de vapor de uma mistura visando indicar a presença relativa de produtos leves, e é utilizado para monitorar as emissões evaporativas e a segurança no manuseio e na estocagem do produto. [13]

pesados") e limitação dos teores de contaminantes, principalmente de gás sulfídrico (H_2S).

No Anexo I da Resolução ANP nº 825, de 31/08/2020, estão descritos todos os limites operacionais das características (propriedades físico-químicas) que podem impactar nos requisitos de desempenho do GLP. No quadro 10 é mostrado parte deste anexo com descrição de algumas características de dois produtos comercializados como GLP.

Quadro 10: Parte do Anexo I da Resolução ANP nº 825/2020.

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	PROPANO COMERCIAL	BUTANO COMERCIAL	MÉTODO DE ENSAIO	
				ASTM	ISO/EN
Pressão máxima de Vapor a 37,8° C	KPa	1430	480	D1267 D2598	ISO 4256 ISO 8973
Butanos e mais pesados, máx ¹⁹ .	%vol.	2,5	-	D2163	ISO 7941
Pentanos e mais pesados, máx.	%vol.	-	2,0	D2163	ISO 7941
Enxofre total, máx.	mg/kg ²⁰	185	140	D5504 D5623 D6667	-

Fonte: Adaptado do Anexo I da Resolução ANP nº 825, de 31/08/2020.

Do quadro 10 é possível verificar que o propano e butano comercial, devido aos diferentes limites de características apontados pela legislação, poderão apresentar características diferenciadas quanto aos comportamentos físico-químicos em estudos relacionados à segurança operacional.

No uso de frações do GLP para fins como matéria-prima em processos químicos e físicos, não há necessidade de atendimento às diretrizes de especificações descritas Resolução ANP nº 825, de 31/08/2020, devendo ser atendida apenas para usos com fins industriais, residenciais e comerciais.

No item 4 do detalhamento dos processos industriais relacionados, as colunas denominadas desetanizadoras e desbutanizadores, usadas na seção de recuperação de leves das unidades de FCC, desempenham importante papel na

¹⁹ máx.: limite máximo de butanos e mais pesados, em percentuais volumétricos.

²⁰ mg/kg: Equivalente à ppm (sigla para partes por milhão) em unidades de concentração.

finalidade de adequarem à especificação vigente as frações de GLP e naftas nos parâmetros de PVR e a quantidade de frações pesadas, entre outras características.

O quadro 11 resume as principais propriedades físico-químicas dos gases liquefeitos de petróleo, sendo algumas de importante conhecimento visando à operação segura na produção, transferência, manuseio e estocagem.

Quadro 11: Propriedades físico-químicas inerentes aos gases liquefeitos de petróleo.

PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS ²¹	
Estado físico	Gasoso à pressão atmosférica e temperatura ambiente
Cor	Gás incolor
Odor	Característico
Ponto de ebulação (° C e 760mmHg)	- 42 (propano) - 47,7 (propeno) - 0,5 (butano) - 6,3 (buteno)
Limite de Explosividade (%v/v ar)	Inferior: 2,3 / Superior: 9,5 (propano)
Densidade relativa	1,5 a 2,1 (fase vapor a 20° C) 0,5 (fase líquida a 20° C)
Solubilidade	Insolúvel em água, benzeno e etanol.

Fonte: Elaboração própria a partir das FISPs de empresas que atuam na comercialização dos gases liquefeitos de petróleo.

²¹ Mistura de hidrocarbonetos, contendo proporções variáveis de propano e/ou propeno e butano e/ou buteno.

O GLP em fase líquida possui densidade (massa específica) próxima de 500kg/m³. Sendo praticamente insolúvel em água, importante ressaltar que o GLP fica emerso (flutua) na presença de água devido à menor densidade. Destaca-se a importância desta propriedade quando em referência aos tanques de carga da UTAA, conforme explicado no item 4.1.3 deste relatório em que uma camada de hidrocarbonetos é formada e fica emersa sobre a fase aquosa no tanque de carga da UTAA, decorrente do carreamento destes com a água ácida.

4.2.1.1. Uso industrial

Além da principal utilização no Brasil para cocção de alimentos, os gases liquefeitos de petróleo possuem diversas aplicações industriais, tanto de uso energético como não-energético, sendo importante matéria-prima para a indústria petroquímica, uso em motores de empilhadeiras como combustíveis, aplicações em sistemas de refrigeração e congelamento, entre outras. O quadro 12 descreve, resumidamente, os principais usos industriais do GLP.

Importante ressaltar que, por motivação legal descrito na lei nº 8.176, de 08 de fevereiro de 1991, o GLP possui limitações em suas utilizações que devem ser observadas pelas empresas evitando assim infringir dispositivo legal que define crime contra a ordem econômica.

“Art. 1º Constitui crime contra a ordem econômica:

I - adquirir, distribuir e revender derivados de petróleo, gás natural e suas frações recuperáveis, álcool etílico, hidratado carburante e demais combustíveis líquidos carburantes, em desacordo com as normas estabelecidas na forma da lei;

II - usar gás liquefeito de petróleo em motores de qualquer espécie, saunas, caldeiras e aquecimento de piscinas, ou para fins automotivos, em desacordo com as normas estabelecidas na forma da lei.
Pena: detenção de um a cinco anos.

(...)" (grifo nosso)

A ANP, em sua Resolução nº 49, de 30/11/2016, traz o mesmo dispositivo legal quanto às limitações no uso do GLP no Brasil.

"Art. 33. É vedado o uso de GLP em:

- I - motores de qualquer espécie, inclusive com fins automotivos, exceto empilhadeiras e equipamentos industriais de limpeza movidos a motores de combustão interna;*
- II - saunas;*
- III - caldeiras; e*
- IV - aquecimento de piscinas, exceto para fins medicinais."*

Não sendo tema voltado diretamente para questões relacionadas à segurança operacional, a comissão de investigação da ANP aproveita a análise acerca do GLP para ressaltar o cuidado que as empresas devem tomar quanto à proibição do uso de GLP em caldeiras, atentando para o fato de que o termo GLP, conforme já mencionado, refere-se aos gases liquefeitos de petróleo descritos na Resolução ANP nº 825/2020.

Quadro 12: Aplicações industriais para os gases liquefeitos de petróleo – GLP.

Aplicação	Resumo	Fonte de pesquisa
Residencial e comercial	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização como fonte energética para cocção de alimentos. 	
Aquecedores	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Os aquecedores a GLP podem ser portáteis, consoles embutidos ou um sistema de duto completo embutido na casa. ✓ Uma das aplicações do GLP é para lareiras a gás. Essas unidades usam GLP para fornecimento de calor. 	https://www.elgas.com.au/blog/1681-what-is-lpg-used-for-liquefied-petroleum-gas-propane-applications
Combustível para Geradores de elétricos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Usar o GLP para alimentação de geradores de reserva tem uma grande vantagem. Diferente do óleo Diesel e da gasolina, o GLP não degrada com o tempo de armazenamento. As aplicações de GLP para geradores de reserva são muito populares nos EUA. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Kojima, M. (2011), The Role of Liquefied Petroleum Gas in Reducing Energy Poverty, Extractive Industries for Development Series #25 (December 2011), World Bank, Washington D.C. Available at: http://siteresources.worldbank.org/INTOGM/C/Resources/LPGReportWeb-Masami.pdf 2. https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/09/lpg-and-energy-transition.pdf

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ O GLP também complementa as fontes renováveis de energia solar, que dependem da luz solar e do clima. Já estão no mercado novas unidades de cogeração que também produzem calor, além de eletricidade. 	
Gás refrigerante	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A utilização dos fluidos refrigerantes naturais vem crescendo rapidamente, em todo o mundo. Entre eles, destacam-se os hidrocarbonetos – R600A, ou isobutano, e R290, ou propano. ✓ Esses fluidos já tinham uma presença forte em algumas regiões, especialmente na Europa. Mas, nos últimos anos, vêm ganhando espaço no mercado brasileiro, tanto por suas características positivas, quanto por dois outros motivos: <ul style="list-style-type: none"> • A eliminação gradual das substâncias que provocam danos à camada de ozônio (como os CFCs e os HCFCs); e • As restrições aos fluidos refrigerantes que contribuem para o aquecimento global (caso dos HFC). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. EMBRACO, Informação Técnica – Refrigerantes Hidrocarbonetos como Substitutos ao. R12. Código 93561. 1993 2. https://refrigerationclub.com/pt-br/r290-e-r600a/

Indústria de aerossóis	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Por ser um gás sem cor e odor, o GLP é considerado ideal para uso como propelente pela indústria de aerossóis. Utilizado na fabricação de pesticidas, desodorizadores de ambiente, perfumes, cosméticos, tintas spray e embalagens de alimentos. ✓ É o propelente aerosol mais aplicado em ambientes livres de água ou em produtos com quantidade reduzida de água. 	https://lpg-apps.org/index.php?mact=LPGApi,cntnt01,sector,0&cntnt01sector_id=1&cntnt01returnid=17
Indústria de tijolos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ O GLP foi identificado como uma alternativa de combustível mais limpo a ser utilizado no processo de queima de tijolos – para aumentar e manter a temperatura do forno no nível requerido por algumas horas visando vitrificar os tijolos de argila. ✓ Quando disponível, o GLP apresenta preço competitivo e emissões significativamente reduzidas. 	https://lpg-apps.org/index.php?mact=LPGApi,cntnt01,sector,0&cntnt01sector_id=1&cntnt01returnid=17

Indústria química	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Na produção química, o GLP pode ser convertido em gases petroquímicos como etileno, propileno, butileno, butadieno, etc. Isso é feito via processos de separação para produzir plásticos sintéticos, borrachas e fibras, assim como para produção de fármacos, explosivos, corantes, etc. ✓ Em processos industriais, o GLP é utilizado como combustível para processos de aquecimento (através de vapor), torrefação e secagem de químicos. 	https://lpg-apps.org/index.php?mact=LPGApi,cntnt01,sector,0&cntnt01sector_id=1&cntnt01returnid=17
Indústria de vidro e cerâmica	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A manufatura de produtos de vidro e cerâmica é complicada por envolver muitas reações químicas durante o processo. O uso de combustíveis limpos como o GLP reduz problemas técnicos relacionados à atividade de manufatura e, assim, tende a elevar a qualidade dos produtos. 	https://lpg-apps.org/index.php?mact=LPGApi,cntnt01,sector,0&cntnt01sector_id=1&cntnt01returnid=17

	<p>✓ O vidro é fundido nas chamas de GLP por uma ou mais das razões a seguir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Arredondar extremidades afiadas; • Suavizar marcas de esmerilhamento; • Vedar rachaduras; • Aumentar o brilho da superfície; e • Remover marcas de corte pelo calor. <p>✓ O GLP é o combustível ideal a ser utilizado na produção de porcelanas e cerâmicas (alimenta fornos e secadoras), a qual pode sofrer efeitos adversos da fuligem produzida na queima de outros combustíveis.</p>	
--	---	--

Fonte: Elaboração própria a partir das fontes de pesquisas citadas neste quadro.

4.2.1.2. Perigos químicos

Em se tratando de líquidos, a conceituação de substâncias químicas em inflamáveis e combustíveis se torna mais fácil devido ao uso do ponto de fulgor por referência, a exemplo da Norma Regulamentadora NR-20 e a Norma ABNT NBR 17505.

No item 20.3 das definições, a NR-20 assim classifica os líquidos:

"20.3.1 Líquidos inflamáveis: são líquidos que possuem ponto de fulgor ≤ 60°C (sessenta graus Celsius).

20.3.1.1 Líquidos que possuem ponto de fulgor superior a 60°C (sessenta graus Celsius), quando armazenados e transferidos aquecidos a temperaturas iguais ou superiores ao seu ponto de fulgor, se equiparam aos líquidos inflamáveis.

20.3.3 Líquidos combustíveis: são líquidos com ponto de fulgor > 60°C (sessenta graus Celsius) e ≤ 93°C (noventa e três graus Celsius)." (grifo nosso)

Para os casos de gases inflamáveis, a Norma Regulamentadora NR-20 traz a seguinte definição em seu item 20.3.2:

"20.3.2 Gases inflamáveis: gases que inflamam com o ar a 20°C (vinte graus Celsius) e a uma pressão padrão de 101,3 kPa (cento e um vírgula três quilopascal)."

Analizando diferentes fichas de informações de segurança de produtos químicos – FISPQs verifica-se que o GLP é considerado um gás inflamável.

Importante salientar que a comissão de investigação da ANP buscou analisar FISPQs que atendem aos padrões do Sistema Globalmente Harmonizado de Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, designado pela sigla GHS²² (do inglês *Globally Harmonized System of Classification and Labeling of Chemicals*), conforme determina a norma ABNT NBR 14725.

²² GHS: abordagem técnica desenvolvida para definir os perigos específicos de cada produto químico, para criar critérios de classificação utilizando dados disponíveis sobre os produtos químicos e seus perigos já definidos e para organizar e facilitar a comunicação da informação de perigo em rótulos e FISPQ (Fichas de Informação de Segurança para Produtos Químicos).

Fonte: <https://www.ambientec.com/qual-diferenca-entre-ghs-e-msds-ou-fispq-e-ficha-de-emergencia/>. Pesquisa realizada em 08/10/2020.

Para o modelo apontado pela norma ABNT NBR 14725, parte 4, uma FISPQ deve fornecer as informações sobre a substância ou mistura em 16 seções²³, cujos títulos-padrão, numeração e sequência não podem ser alteradas. Dentre as 16 seções abordadas, destaca-se a seção 2 sendo intitulado “Identificação de perigos”. A seção 2 apresentada nas FISPQs deve ser dividida em 3 subseções, sendo uma delas a classificação da substância ou mistura.

Para classificação da substância ou mistura, recorre-se à parte 2, da ABNT NBR 14725, que descreve em seu escopo: “**estabelece critérios para o sistema de classificação de perigos de produtos químicos, sejam eles substâncias ou misturas, de modo a fornecer ao usuário informações relativas à segurança, à saúde humana e ao meio ambiente**”. (grifo nosso)

Analizando a parte 2, da ABNT NBR 14725, definem-se duas categorias para classificação de gases inflamáveis:

- Categoría 1: Gases que a 20° C e uma pressão normal (101.3kPa):
 - a) São inflamáveis em uma mistura com ar a 13% (volume/volume) ou menos;
 - b) têm um poder de inflamabilidade em uma mistura com o ar em pelo menos 12%, independente, do limite inferior de inflamabilidade
- Categoría 2: Outros gases, além daqueles da categoria 1, a 20° C e a uma pressão normal (101,3kPa), têm um poder de inflamabilidade ao serem misturados com o ar.

De acordo com a classificação em destaque, nas FISPQs que foram analisadas, o GLP é classificado como “Gases inflamáveis – Categoria 1”.

O quadro 13 reúne importantes informações acerca dos perigos e recomendações de segurança que estão relacionadas à produção, transferência, manuseio e estocagem dos gases liquefeitos de petróleo.

²³ Para mais esclarecimentos, a Norma ABNT 14725 descreve, na parte 4, do item 5 intitulado “Conteúdo e modelo geral de uma FISPQ”, as 16 seções que uma FISPQ deve abordar.

Quadro 13: Perigos e recomendações de segurança.

Perigos associados à mistura	
Perigos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gás extremamente inflamável; ✓ Contém gás sob pressão: pode explodir sob ação do calor; ✓ Flutua e ferve em água; ✓ Produz nuvem de vapor inflamável; ✓ Incompatível com oxidantes fortes; ✓ Deve ser mantido afastado do calor, faísca, chama aberta e superfícies quentes; ✓ É um asfixiante simples, mas em concentrações elevadas pode causar asfixia por redução de concentração de oxigênio do ambiente; ✓ Mais densos que o ar, podendo se acumular em áreas baixas ou confinadas, como bueiros, galerias, canais de drenagem e canaletas; ✓ Podem deslocar-se por grandes distâncias provocando retrocesso da chama ou novos focos de incêndio tanto em ambientes abertos como confinados. ✓ Pode causar queimaduras na pele, por congelamento em contato com o gás liquefeito.
Medidas de combate a incêndio	
Meios de extinção apropriados	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pó químico seco; ✓ Dióxido de carbono; ✓ Neblina d'água.

Proteção das pessoas envolvidas no combate a incêndio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilizar equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA²⁴) com pressão positiva e vestuário protetor completo; ✓ Utilizar roupa de proteção completa à prova de fogo - RF; ✓ O calor pode acumular pressão, rompendo os recipientes fechados, espalhando fogo e aumentando o risco de queimaduras e ferimentos. ✓ Para grandes incêndios, utilizar suportes de mangueiras ou monitorar os esguichos, se isto for impossível abandonar a área.
Medidas de controle para derramamento ou vazamento	
Pessoal que não faz parte dos serviços de emergência	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Isolar o vazamento de fontes de ignição; ✓ Não tocar em recipientes danificados ou no material derramado sem o uso de vestimentas adequadas.
Pessoal de serviço de emergência	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilizar Equipamento de Proteção Individual - EPI completo com óculos com proteção lateral ou protetor facial, luvas de proteção de PVC, vestimenta impermeável e sapatos fechados; ✓ Em caso de grandes vazamentos, onde a exposição é grande, recomenda-se o uso de máscara de proteção com filtro contra gases e névoas.
Precauções ao meio ambiente	

²⁴ SCBA: sigla em inglês para Self Contained Breathing Apparatus. Este equipamento é indicado para a proteção das vias respiratórias de pessoas, possibilitando ação humana em operações de combate a incêndio, situações de grandes vazamentos de gases, acesso em locais com deficiência de gás oxigênio e resgates em espaços confinados.

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Evitar que o gás disperso atinja cursos d'água e rede de esgotos. Reduzir o vapor com neblina d'água ou água pulverizada; ✓ Utilizar ar forçado para manter a concentração do gás abaixo do valor explosivo.
Procedimentos de emergências e sistemas de alarme	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Instalar sistema de alarme de incêndio e detecção de vazamento nos locais de armazenamento e utilização do produto.
Estabilidade e reatividade	
Estabilidade química	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gás extremamente inflamável; ✓ Estável sob condições normais; ✓ Não sofre polimerização.
Produtos perigosos da decomposição	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A combustão incompleta libera monóxido de carbono e outros gases tóxicos.
Materiais incompatíveis	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Agentes oxidantes; ✓ Metais: Níquel e Alumínio; ✓ Halogênios e ácidos.

Fonte: Elaboração própria a partir das FISPQs de empresas que atuam na comercialização dos gases liquefeitos de petróleo

Das propriedades físicas e reatividade dos gases liquefeitos de petróleo, a pressão de vapor é uma das propriedades mais importantes em termos de riscos de processos, decorrente da possibilidade de mudanças bruscas de fase líquido/gás.

Foi a partir dessa propriedade que se agravou o incidente ocorrido na Replan, uma vez que a mistura de hidrocarbonetos (formada por GLP e naftas) foi carreada de um vaso que estava em alta pressão (visando manter o GLP em fase líquida)

para um tanque que opera em pressão relativamente baixa, ocorrendo naturalmente a passagem de GLP para a fase gasosa.

Em todos os processos ocorridos nas refinarias em que há possibilidade de produção comercial de GLP, após os processos de separação, o GLP a ser retirado para fins de comercialização é mantido em fase líquida e assim permanece em toda a sua cadeia logística até sua utilização pelo consumidor final, o qual retorna para a fase gasosa em uso energético nos processos de combustão.

Para manter o GLP em fase líquida, conforme já foi citado no item 4 deste relatório, deve-se operar em condições de altas pressões.

A mistura é formada, basicamente, dos gases propano e butano. A tabela 1 mostra a temperatura de ebulação desses gases à pressão atmosférica.

Tabela 1: Temperaturas de ebulação dos gases propano e butano na pressão atmosférica

Gás	Temperatura de ebulação, em °C
	(pressão atmosférica = 1 atm = 1,03 kgf/cm ² = 101,3 kPa)
Propano	- 42
Butano	- 0,5

Fonte: [13]

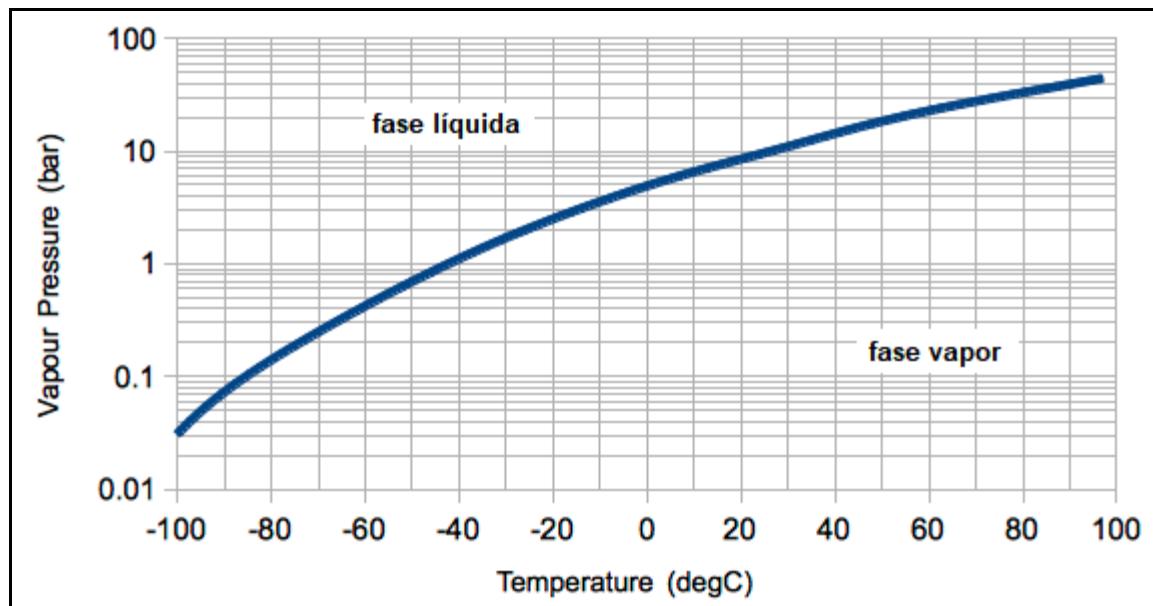
Analizando a tabela 1, em condições normais de pressão (pressão atmosférica = 1 atm = 1,03 kgf/cm² = 101,3 kPa) o propano só estará em fase líquida para temperaturas abaixo de – 42° C.

Diante da propriedade termodinâmica em que a pressão interfere na temperatura de ebulação de substâncias puras e misturas, para que ocorra a liquefação do propano e butano, e suas misturas, em temperaturas mais elevadas, é necessário operar em pressões mais elevadas.

Não adentrando especificamente em propriedades e conceitos da termodinâmica envolvendo vapores e gases, condensação e liquefação, pressão de vapor, pontos de orvalhos e bolha na transição vapor-líquido, na curva de equilíbrio vapor e líquido é possível verificar que um aumento na pressão acarreta um aumento na temperatura de ebulação/liquefação, independente se misturas ou substâncias puras.

Na figura 7 reforça-se o fenômeno usando a curva de uma substância pura (no caso o gás propano que é parte da composição do GLP) para facilitar o entendimento, tendo o mesmo comportamento para o caso de misturas.

Figura 7: Gráfico pressão de vapor versus temperatura para 100% de propano.



Fonte: Adaptada. Figura original ver referência²⁵.

Na figura 7 é possível observar que:

1. Próximo da pressão atmosférica padrão (1 bar) a temperatura de liquefação do propano fica próxima de – 40º C. Para liquefação em temperaturas próximas de 20º C a pressão de vapor equivale a 10 bar (10,2 kgf/cm²);
2. A temperatura de ebulação (temperaturas da curva de equilíbrio) de um determinado líquido é função da pressão que sobre ele está exercendo o ambiente. Quanto maior for a pressão exercida, maior será a temperatura de ebulação do líquido. Com isso, aumentando-se a pressão, aumenta-se também a temperatura de ebulação do líquido em questão.

²⁵ Engineering ToolBox, 2006. **Propane - Vapor Pressure.** Disponível em: <https://www.engineeringtoolbox.com/propane-vapor-pressure-d_1020.html>. Acesso em 14/10/2020.

No texto 7 detalha-se, sem aprofundamento termodinâmico, a relação entre a pressão de vapor e a temperatura de ebulação no equilíbrio entre as fases líquida e vapor. Busca-se evidenciar o motivo pela qual a transferência de GLP em fase líquida, em temperatura ambiente, somente é possível através de equipamentos que operam em pressões elevadas.

Devido à baixa temperatura de liquefação em pressão atmosférica, para ser mantido no estado líquido, o GLP deve estar pressurizado, refrigerado ou ambos os processos combinados. A forma líquida favorece a logística de transporte do GLP por ocupar menos volume em relação à fase gasosa.

Texto 7

A key component to understanding the impact of system pressure on liquid measurement is equilibrium vapour pressure (P_e). The equilibrium vapour pressure of a liquid is the pressure exerted by the liquid vapour, at a given temperature, which is required to keep the liquid from changing state.

As such, there is a relationship between vapour pressure and the boiling point of liquids: the lower the boiling point of a product, the higher the equilibrium vapour pressure will be.

Products with vapour pressures above standard atmospheric pressure (i.e., 101.325 kPa) are normally considered high vapour pressure products in metrological practice. These products are not normally liquid at standard temperature and pressure.

High vapour pressure products have boiling points below standard temperature and pressure.

Liquefied petroleum gas (LPG) for example has a boiling point of -42°C at a standard atmospheric pressure of 101.325 kPa. **This means that for LPG to remain in a liquid form, it needs to be cooled to below -42°C or to have additional pressure applied as the temperature increases above its boiling point.** (grifo nosso) [14]

4.2.1.3. Transferência e armazenamento

O armazenamento de GLP pode ser realizado através de esferas, tanques e cilindros.

Normalmente, cilindros são utilizados em grandes consumidores finais e bases de distribuição. Operam em temperatura ambiente e pressurizados.

Tanques e esferas são utilizados para armazenamento em refinarias, bases de distribuição e terminais. Em geral, as refinarias utilizam esferas e os terminais ambos.

As esferas operam em temperatura ambiente e pressurizadas e os tanques em pressão ambiente e baixas temperaturas.

Informações relativas à segurança nas operações de transferência e armazenamento, considerando a cadeia logística do GLP, estão disponíveis nas FISPQs dos principais produtores e distribuidores de GLP.

O incidente em análise não está diretamente relacionado às operações de transferência e armazenamento do GLP nos parques de refino. Dessa forma, a comissão de investigação da ANP não se aprofundará nos aspectos relacionados à segurança operacional destas operações em si.

Ainda assim a comissão de investigação da ANP destaca a extrema importância de estudos e gerenciamentos de segurança operacional eficazes relacionados às operações de transferência e armazenamento de GLP, considerando toda a cadeia logística do GLP.

Seguem algumas ponderações relacionadas à segurança operacional que ressaltam a importância descrita no parágrafo anterior:

1. Gases inflamáveis quando transportados em fase líquida deve-se atentar para os riscos associados à mudança para a fase gasosa devido ao fenômeno de expansão (texto 8).

Texto 8

Quando liberados, os gases mantidos liquefeitos por ação da pressão e/ou temperatura, tenderão a passar para seu estado natural

nas condições ambientais, ou seja, estado gasoso. **Durante a mudança do estado líquido para o estado gasoso, ocorre uma alta expansão do produto gerando volumes gasosos muito maiores do que o volume ocupado pelo líquido.** A isto se denomina taxa de expansão.

O cloro, por exemplo, tem uma taxa de expansão de 457 vezes, ou seja, um volume de cloro líquido gera 457 volumes de cloro gasoso.

Para o GLP – Gás Liquefeito de Petróleo a taxa de expansão é de 270 vezes. (grifo nosso) [15]

2. De fácil combustão, o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) é inodoro, mas por questões de segurança, sua odorização é obrigatória através da injeção de mercaptanas²⁶ como agente odorante (Art. 15 da Resolução ANP nº 825, de 31/08/2020). Ela (mercaptana) produz o cheiro característico percebido quando há algum vazamento de gás. O GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) não é corrosivo, poluente e nem tóxico, mas se inalado em grande quantidade produz efeito anestésico.

“Art. 15. Caberá ao produtor ou ao importador a responsabilidade pela odorização do GLP, conforme previsto na seção 4.2 LP - Gas Odorization do código da National Fire Protection Association - NFPA 58 - Liquefied Petroleum Gas Code.

Parágrafo único. A odorização será dispensada quando o GLP:

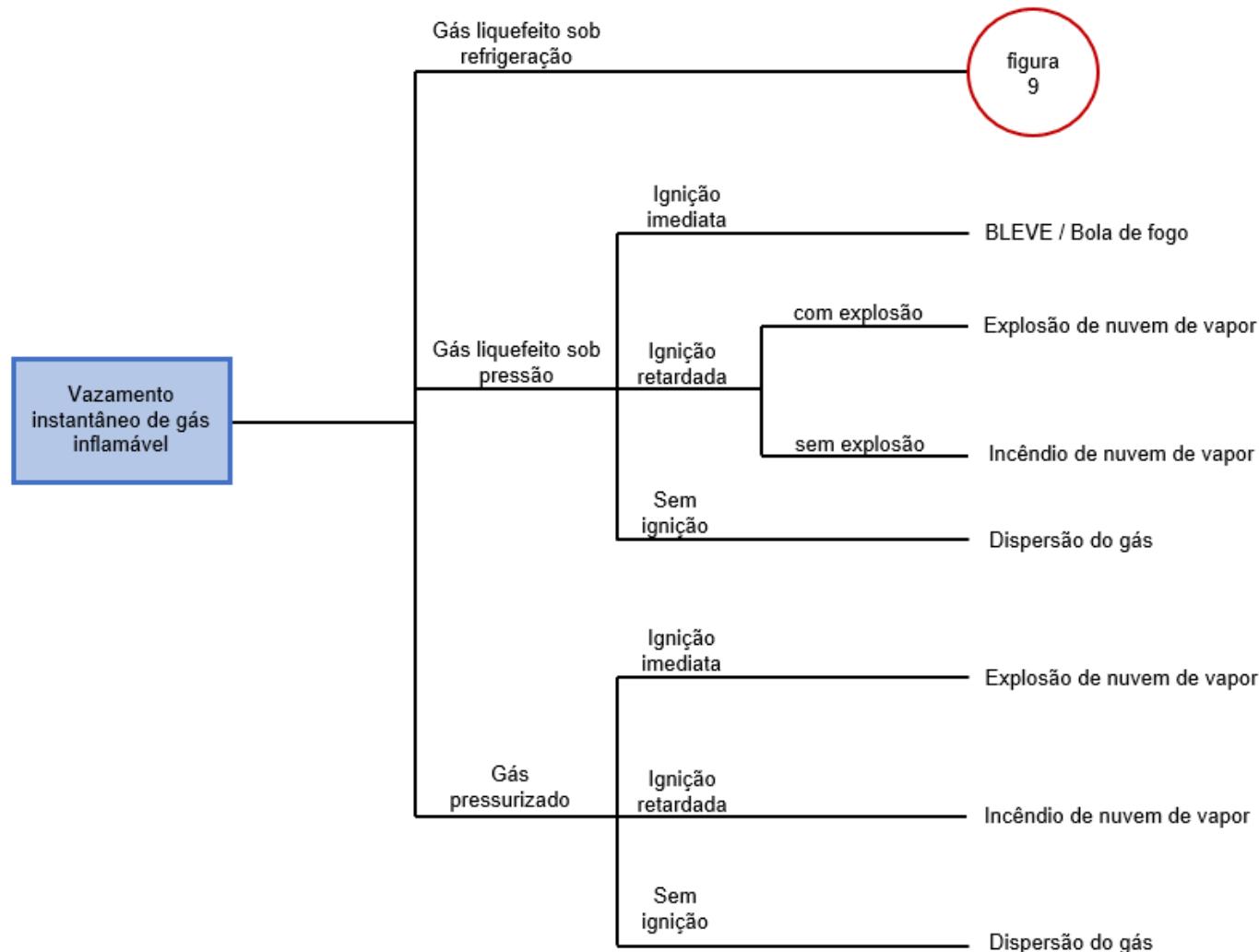
I - apresentar teor de enxofre, decorrente do processo de produção, suficiente que torne detectáveis eventuais vazamentos, de acordo com o caput deste artigo; e

II - destinar-se a processo industrial incompatível com a presença do odorizante, de acordo com os termos definidos em contrato e/ou pedido firmado entre as partes, ficando esse documento à disposição da ANP pelo prazo de até um ano da emissão para eventual verificação.” (grifo nosso)

3. Visando armazenamento no estado líquido do GLP, sua liquefação requer a utilização de vasos pressurizados, ou tanques sob refrigeração. O vazamento pode gerar diferentes eventos acidentais, alguns com efeitos catastróficos, conforme descritos nas figuras 8 e 9.

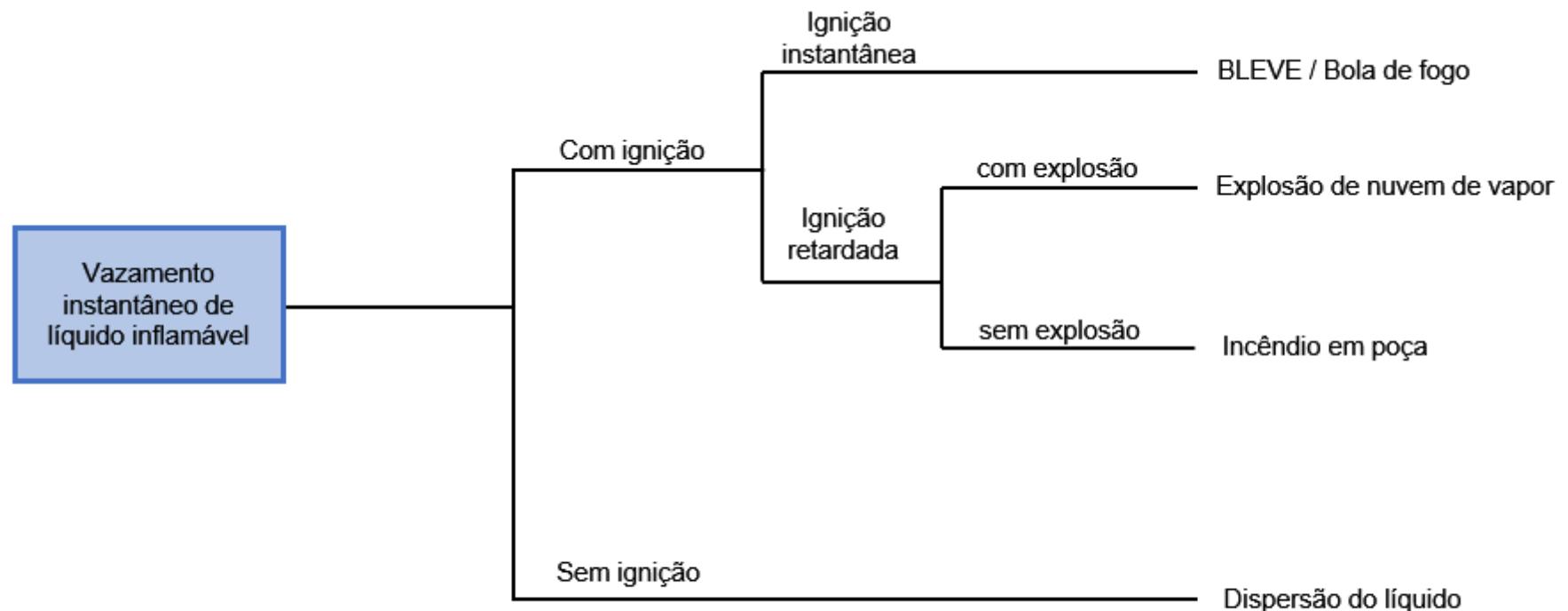
²⁶ Mercaptanas: Também chamadas de mercaptans, quimicamente são compostos sulfurados que possuem cadeiras carbônicas ligadas ao grupamento SH. A exemplo do etil-mercaptana ($\text{H}_3\text{C} - \text{CH}_2 - \text{SH}$) que é um odorante utilizado na odorização do GLP.

Figura 8: Eventos acidentais típicos envolvendo o armazenamento do GLP considerando vazamentos instantâneos.



Fonte: [16].

Figura 9: Eventos acidentais típicos envolvendo o armazenamento do GLP considerando vazamentos instantâneos.



Fonte: [16].

Dos eventos acidentais apresentados na figura 8, o fenômeno associado ao BLEVE (*Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion*), tradução para Explosão de Vapores em Expansão de Líquido em Ebulação, merece destaque.

Esse tipo de explosão pode ocorrer em vasos e tanques sob pressão que, ao receberem uma considerável carga térmica ou impacto, sofrem ruptura e desprendimento de energia com consequências severas às instalações e às pessoas. O texto 9 traz uma descrição mais detalhada do fenômeno.

Detalhes mais aprofundados sobre o tema podem ser estudados no *Guidelines for chemical process quantitative risk analysis*, do *Center for Chemical Process Safety - CCPS of the American Institute of Chemical Engineers – AIChE*.

Texto 9

É denominada BLEVE “a explosão que marca a falha catastrófica do corpo do tanque, sob a ação da expansão do vapor do líquido em ebulação e da fragilização do aço, devido ao contraste térmico”. Isso pode ocorrer, tanto em vasos de processo, tanques pressurizados de armazenamento e trechos entre bloqueios de linhas de transferência quanto em pequenos botijões (2,5kg).

A ocorrência do BLEVE pode ou não ser seguida por uma bola de fogo (*fire ball*). A maior parte dos exemplos encontrados na literatura trata de BLEVES envolvendo hidrocarbonetos, sendo muito comum a associação. Às explosões de tanques de GLP e outros gases combustíveis, segue-se, de fato, uma bola de fogo, resultado da combustão de grande massa liberada instantaneamente.

Nas esferas de armazenamento de GLP, as bolas de fogo podem chegar a 1 Km de diâmetro. No entanto, os acidentes não estão necessariamente ligados. Pode-se supor um BLEVE de nitrogênio ou outro gás inerte, com as características físico-químicas adequadas. Nesses casos, a explosão, com a falha catastrófica da contenção, não seria seguida de uma bola de fogo. Para as substâncias que, mantidas líquidas e sob pressão, congelam-se instantaneamente, em virtude da despressurização súbita, a onda de choque é de menor intensidade. [17]

4.2.2. Naftas

Conforme descrito no relatório de incidentes enviado pela Replan, o carreamento de hidrocarbonetos pelas águas ácidas faz referência à presença de GLP e nafta na composição destes hidrocarbonetos.

Diante da informação, além das características do GLP, a comissão de investigação da ANP traz a descrição de algumas importantes informações sobre as naftas, desde a caracterização até os riscos inerentes à transferência e armazenamento.

Naftas são correntes obtidas em algumas unidades de processo das refinarias, entre elas a Destilação atmosférica, Reforma Catalítica, Alquilação catalítica, Craqueamento Catalítico Fluidizado e o Coqueamento Retardado.

Dependendo da unidade, as naftas possuem composição diferenciadas quanto aos tipos de hidrocarbonetos, o que confere importantes alterações em algumas propriedades físico-químicas das naftas, impactando diretamente na qualidade (especificação) dos produtos obtidos.

Além da presença de extensa faixa de hidrocarbonetos em sua composição, variando dentro da faixa de 5 átomos de carbono (pentano) até 12 átomos de carbono (dodecano²⁷), as naftas também possuem contaminantes sulfurados, nitrogenados e oxigenados.

Para eliminação desses contaminantes, a refinaria utiliza unidades de processo voltadas para o devido tratamento, entre elas as unidades de tratamento cáustico, merox²⁸ e hidrotratamento.

²⁷ Nomenclatura segundo orientações da União Internacional de Química Pura e Aplicada (em inglês: *International Union of Pure and Applied Chemistry*)

²⁸ Processo de tratamento que realiza o tratamento, quanto à presença de compostos químicos sulfurados, denominado pelo termo “adoçamento”. Esse tratamento é diferente da dessulfurização, ou seja, no adoçamento convertem-se compostos de enxofre mais corrosivos (mercaptanas) em outros compostos não corrosivos (dissulfetos).

A mais importante aplicação das naftas está voltada para o uso energético em veículos movidos por motores à combustão interna²⁹. Para tal são denominadas gasolinas, devendo para tal fim atender às especificações da ANP, conforme será explicado adiante.

O texto 10 complementa as informações até aqui descritas.

Texto 10

A composição da gasolina é variável e depende da faixa de componentes que pode ser usada. As gasolinas automotivas são geralmente misturas de correntes provenientes de processos de destilação direta do petróleo, craqueamento catalítico e/ou térmico, reforma catalítica, alquilação e hidrocraqueamento (craqueamento em presença de hidrogênio). Os tipos de hidrocarbonetos encontrados na gasolina automotiva comercial são parafinas, ciclopárafinas (naftênicos), olefinas e aromáticos. [18]

As naftas destinadas à produção e comercialização de gasolinas de uso automotivo devem atender às diretrizes da Resolução ANP nº 807, de 23/01/2020, e as faixas limites para as características (propriedades físico-químicas) descritas nas tabelas 1, 2 e 3 desta resolução.

Importante ressaltar as implicações do atendimento à especificação da gasolina, e nesse caso também se adiciona pontos relacionados à segurança operacional, já que as refinarias devem adaptar a produção de naftas nas unidades de processo visando ajustar as correntes às faixas limites para cada característica, conforme mostrado no quadro 14, parte da tabela 1 da Resolução ANP nº 807, de 23 de janeiro de 2020.

²⁹ Há também o uso energético para movimentação de aeronaves, com a denominação (e propriedades específicas) de gasolinas de aviação – GAV.

Para melhor contextualização do assunto, a referida resolução classifica a gasolina em A e C.

"Art. 3º As gasolinas automotivas classificam-se em:

I - gasolina A comum: combustível produzido a partir de processos utilizados nas refinarias, nas centrais de matérias-primas petroquímicas e nos formuladores, destinado aos veículos automotivos dotados de motores de ignição por centelha, isento de componentes oxigenados;

II - gasolina A premium: combustível de elevada octanagem, produzido a partir de processos utilizados nas refinarias, nas centrais de matérias-primas petroquímicas e nos formuladores, destinado aos veículos automotivos dotados de motores de ignição por centelha cujo projeto exija uma gasolina com maior octanagem, isento de componentes oxigenados;

III - gasolina C comum: combustível obtido a partir da mistura de gasolina A comum e de etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor; e

IV - gasolina C premium: combustível obtido a partir da mistura de gasolina A premium e de etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor." (grifo nosso)

Em suma, a gasolina A é a gasolina produzida diretamente das correntes de naftas obtidas nas unidades de processo da refinaria, como já foi mencionado. Desde a produção até a estocagem final, o atendimento aos limites das características descritas para a gasolina A é o foco do refinador.

Quadro 14: Parte da tabela 1 da Resolução ANP nº 807/2020.

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	GASOLINA COMUM		GASOLINA PREMIUM		MÉTODO DE ENSAIO	
		A	C	A	C	ASTM	ISO/EN
Destilação							
10% evaporados, máx	° C			65,0		9619	D86 D7345
50% evaporados	° C	77,0 a 120,0	máx. 80	77,0 a 120,0	máx. 80		
Pressão de vapor a 37,8° C	KPa	45,0 a 62,0	69,0 (máx.)	45,0 a 62,0	69,0 (máx.)	14149 16306	D4953 D5191 D5482 D6378
Teor de enxofre, máx.	mg/Kg	-	50	-	50	-	D2622 D3120 D5453 D6920 D7039 D7220

Fonte: Adaptado da Tabela 1 da Resolução ANP nº 807, de 23/01/2020.

Como já mencionado para o caso do GLP, de forma similar, o maior desafio operacional do refinador é ajustar as naftas, para os fins de comercialização, como gasolinas automotiva e aviação.

Em termos de especificação, o refinador visa ajustar as naftas quanto ao limite máximo de frações leves e pesadas. Para as frações leves tem um impacto direto na segurança operacional relativa à volatilidade das naftas, principalmente quanto à presença de propano e butano (GLP) nas naftas, sendo limitadas principalmente pelas características “Pressão de vapor” e “Destilação dos 10% evaporados”.

Como já explicado na seção de recuperação de gases do FCC, colunas como a desbutanizadora são usadas para retirar propano e butanos das correntes de naftas. Em termos técnicos, muitas colunas que são denominadas “retificadoras” ou “estabilizadoras” possuem a função primordial de retirar as frações mais leves de hidrocarbonetos de uma determinada corrente.

Decorre a denominação devido ao fato do termo “estabilizar uma corrente” o que significa retirar as frações mais leves, sendo um termo genérico para quaisquer correntes de hidrocarbonetos. A exemplo das naftas, uma nafta com a denominação de “nafta estabilizada” significada que já foi processada em uma coluna estabilizadora e frações mais leves já foram retiradas.

Em geral, característica básica dos processos de refino, as naftas apresentam teores de frações mais leves, no caso propano e butano, que fazem parte da composição do GLP.

Fato este em que se realiza a recuperação de frações mais leves das naftas que são geradas, otimizando a produção de propano, butano e GLP.

Na visão da segurança operacional, a retirada de frações mais leves tende a diminuir a pressão de vapor da mistura (no caso as naftas) o que acarreta menor volatilidade tornando as correntes mais estáveis quanto às perdas por vaporização (o que minimiza a formação de vapores inflamáveis) na transferência e armazenamento. [5]

Em termos de estado físico nas condições de pressão atmosférica e temperatura ambiente, as naftas já estabilizadas estão em fase líquida. Quando não

estabilizadas (presença de frações leves), apresentam-se nas duas fases (gasosa e líquida).

A tabela 2 mostra as temperaturas de ebulação, à pressão atmosférica, das duas primeiras moléculas que caracterizam a fração das naftas. Considerando as propriedades físico-químicas já discutidas para o caso do GLP, em que o aumento da pressão acarreta o aumento na temperatura de ebulação, subentende-se que um aumento na pressão tende a aumentar as temperaturas de ebulação do n³⁰-pentano e n-hexano.

Há também de se considerar que o aumento do tamanho da cadeia carbônica de um hidrocarboneto tende a aumentar a temperatura de ebulação desse hidrocarboneto, o que deixa evidente que todos os hidrocarbonetos presentes nas naftas possuem temperaturas de ebulação bem acima de 36 °C, em condições de pressão atmosférica.

Das evidências descritas acima, na temperatura ambiente as naftas encontram-se em fase líquida, permanecendo no mesmo estado físico em sistemas pressurizados.

Tabela 2: Temperaturas de ebulação do pentano e hexano na pressão atmosférica.

Gás	Temperatura de ebulação, em °C
	(pressão atmosférica = 1 atm = 1,03 kgf/cm ² = 101,3 kPa)
n-pentano	36
n-hexano	69

Fonte: [13].

Na análise do incidente ocorrido, as diferenças de pressão que causaram alterações nas fases líquido/gás do GLP não afetaram o comportamento de fases da nafta presente, permanecendo no estado líquido em todas as fases do incidente, não considerando a fase de ignição e posterior combustão dos hidrocarbonetos presentes.

³⁰ n-pentano: Designação para normal-pentano. Usado na nomenclatura de hidrocarbonetos, o termo “normal - n” denota que o respectivo hidrocarboneto não apresenta ramificações em sua cadeia carbônica.

Quanto à mistura nafta e águas ácidas no tanque de recebimento de águas ácidas da UTAA, a corrente de naftas em estado líquido ascenderá formando a camada de hidrocarbonetos emersa na fase aquosa (flutua na água), conforme já foi explicada para o caso de GLP.

Reforça o comportamento de formação e posicionamento da camada de hidrocarbonetos duas importantes características:

1. Como já foi mencionado, hidrocarbonetos são apolares e não se misturam em presença da fase aquosa que é polar, formando assim uma mistura com fases líquidas distintas.
2. O GLP estará em fase gasosa nas condições de pressão do tanque de recebimento de águas ácidas da UTAA, o que explica a formação de fase gasosa no tanque rica em hidrocarbonetos mais leves. As naftas permanecerão em fase líquida e justificam a camada de hidrocarbonetos que fica emersa na fase aquosa, lembrando que a densidade relativa das naftas fica em torno de 0,626 (pentano) a 0,749 (dodecano) considerando as propriedades de misturas³¹.

4.2.2.1. Uso industrial

A principal aplicação da nafta é na utilização como gasolina automotiva para uso em veículos movidos por motores à combustão interna de ignição por centelhamento e que funcionam segundo o ciclo Otto.

Dependendo da especificação, a gasolina também pode ser usada em aeronaves de pequeno porte, sendo comercializada como gasolina de aviação.

Além da aplicação energética, a nafta possui alta demanda como insumo petroquímico na obtenção de plásticos, borrachas, corantes, entre outros. O quadro 15 descreve, resumidamente, os principais usos industriais das naftas.

³¹ O cálculo da densidade de uma determinada corrente de naftas é complexa e envolve a caracterização de outras propriedades físico-químicas e composição de hidrocarbonetos, e o detalhamento não faz parte dos objetivos deste relatório de investigação. A indicação da faixa de densidade relativa visa evidenciar com mais clareza que as naftas possuem densidades (massas específicas) menores que a densidade da água.

Quadro 15: Aplicações industriais para naftas.

Aplicação	Resumo	Fonte de pesquisa
Indústria automotiva	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilização como fonte energética para veículos movidos por motores à combustão interna de ignição por centelhamento e que funcionam segundo o ciclo Otto 	
Olefinas para indústria petroquímica	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Olefinas leves são hidrocarbonetos insaturados de pequena cadeia carbônica que encontram grande aplicação na indústria química, pois a dupla ligação presente na molécula torna-a quimicamente reativa, possibilitando sua polimerização e outras reações que produzem uma grande variedade de produtos químicos. ✓ Eteno (ou etileno) e propeno (ou propileno) são as olefinas de maior aplicação comercial, sendo os precursores de resinas plásticas, fibras, elastômeros, solventes, tintas e adesivos e diversos outros produtos amplamente utilizados na sociedade moderna. ✓ A nafta leve geralmente é parafínica e é destinada à pirólise (ou craqueamento térmico) se possuir um teor de parafínicos superior a 75%. Deste processo são produzidas as olefinas leves. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. MEIRELLES, Lívia B.- Caracterização da nafta petroquímica para a produção de aromáticos. DISSERTAÇÃO- Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ/EQ) 2014 2. LEITE, Luiz Fernando- Olefinas leves: tecnologia, mercado e aspectos econômicos - 1. ed. – Rio de Janeiro- Editora Interciência, 2013. 196 p.: il.; 25 cm

Resinas Plásticas e Polímeros	<p>✓ Os polímeros, em sua maioria, são hoje sintéticos, fabricados tomando-se por base matérias-primas derivadas do petróleo, em especial a nafta petroquímica. Após a transformação em produtos petroquímicos de primeira geração, como o eteno e o propeno, dão origem aos polímeros na segunda geração petroquímica, como o polietileno e o polipropileno, que são os principais insumos para a produção de resinas termoplásticas, através da polimerização.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. TORRES, Eduardo Mc Mannis. A evolução da indústria petroquímica brasileira. Quím. Nova, São Paulo, v. 20, n. spe, p. 49-54, Dec. 1997. 2. BASTOS, Valéria D.- Biopolímeros e polímeros de matérias-primas renováveis alternativos aos petroquímicos - Revista do BNDES, Rio de Janeiro, V. 14, N. 28, P. 201-234, dez. 2007 3. http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/insumos/4PDPETRO_4_3_0301-1.pdf
-------------------------------	--	---

Fonte: Elaboração própria a partir das fontes de pesquisas citadas neste quadro.

4.2.2.2. Perigos químicos

Dando continuidade ao assunto mencionado no item 4.2.1.2, quanto aos perigos inerentes ao GLP, por se tratar de substância que se encontra em fase líquida na temperatura ambiente, a caracterização das naftas como substâncias químicas inflamáveis se torna mais fácil devido ao uso do ponto de fulgor por referência, a exemplo da Norma Regulamentadora NR-20 e a Norma ABNT NBR 17505.

O denominado Ponto de Fulgor (*flash point*) é a principal propriedade físico-química para o enquadramento das naftas como substâncias químicas inflamáveis. O texto 11 descreve a caracterização e importância dessa propriedade.

Texto 11

O ponto de fulgor é a menor temperatura na qual um combustível libera vapores em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável por uma fonte externa de calor. A temperatura de fulgor não é suficiente para que a combustão seja mantida, ou seja, retirando-se a fonte de calor, acaba a inflamação da mistura. Trata-se de um dado importante para classificação dos produtos combustíveis, em especial no que se refere à segurança, aos riscos de transporte, armazenagem e manuseamento. [19]

Em termos técnicos, no texto 11 ressalta-se que o ponto de fulgor indica a menor temperatura que um líquido deve atingir para que uma fonte de ignição, próxima à sua superfície, seja capaz de inflamar os vapores formados, sendo extinta imediatamente (flash rápido), uma vez que a temperatura ainda não é suficiente para produzir vapores em quantidades suficientes para sustentar a combustão.

Consultando as FISPQs das gasolinhas tipo A observa-se que possuem ponto de fulgor próximo de -43° C, considerado em termos de segurança operacional uma temperatura extremamente baixa em relação à temperatura ambiente, o que torna a gasolina uma substância química altamente inflamável.

No item 20.3 das definições, a norma regulamentadora NR-20 assim classifica os líquidos:

"20.3.1 Líquidos inflamáveis: são líquidos que possuem ponto de fulgor ≤ 60°C (sessenta graus Celsius).

20.3.1.1 Líquidos que possuem ponto de fulgor superior a 60°C (sessenta graus Celsius), quando armazenados e transferidos aquecidos a temperaturas iguais ou superiores ao seu ponto de fulgor, se equiparam aos líquidos inflamáveis.

20.3.3 Líquidos combustíveis: são líquidos com ponto de fulgor > 60°C (sessenta graus Celsius) e ≤ 93°C (noventa e três graus Celsius)." (grifo nosso)

Dessa classificação da NR-20, a gasolina é considerada um líquido inflamável.

Em relação a norma ABNT NBR 17505³², em seu item 4.2, tabela 1, para um líquido ser considerado inflamável deve ter ponto de fulgor³³ menor que 37,8 °C e pressão de vapor menor que 275,7 kPa. Condição válida para a gasolina A, já que possui ponto de fulgor próximo de – 43°C e pressão de vapor que deve estar entre 45,0 a 62,0 kPa (conforme previsto na especificação).

Ainda em relação aos critérios da norma ABNT NBR 17505, os líquidos inflamáveis são divididos nas subclasses IA, IB e IC. Para a classe IA, estabelecida para todos os líquidos inflamáveis que possuem ponto de fulgor menor que 22,8° C e ponto de ebulação menor que 37,8 °C. Neste caso a gasolina é considerada um líquido inflamável de classe IA.

Tais caracterizações em subclasses é de suma importância para o correto projeto com foco na segurança operacional e boas práticas das instalações de armazenamento, manuseio e uso de líquidos inflamáveis e combustíveis. Dependendo das classes, os critérios a serem adotados são mais rigorosos, considerando a premissa que, quanto o menor for o ponto de fulgor, maiores serão os riscos associados à transferência e armazenamento de líquidos inflamáveis.

Partindo deste princípio, líquidos inflamáveis da classe IA (aqueles que possuem menores pontos de fulgor e temperaturas de ebulação), como a gasolina, requerem maior rigor técnico para atendimento das diretrizes pertinente à operação

³² Todos os agentes regulados pela ANP, considerando o escopo de abrangência, devem atender as diretrizes da Norma ABNT NBR 17505, em atendimento à Resolução ANP nº 30, de 26/10/2006.

³³ Segundo critérios da Norma ABNT NBR 17505, ponto de fulgor é a menor temperatura corrigida para uma pressão barométrica de 101,3kPa (760 mmHg), na qual a aplicação de uma fonte de ignição faz com que os vapores da amostra se inflamem, porém, não mantendo a combustão, sob condições específicas de ensaio.

segura das instalações industriais, plataformas de carregamento/descarregamento e áreas de armazenamento de substâncias inflamáveis e combustíveis.

A adoção da divisão em classes decorrente dos riscos associados é uma prática adotada mundialmente. O texto 12 descreve trecho da *National Fire Protection Association - NFPA*³⁴, especificamente da NFPA 30, em edição aprovada em 13/05/2023 (*Flammable and Combustible Liquids Code*), que reforça o conceito da divisão em classes em função dos riscos associados e os diferentes critérios adotados.

Texto 12

G.2.1.5 Liquid Classes. Class IA liquids [FP < 73°F (22,8°C) and BP < 100°F (37,8°C)] should be considered independently from other liquids because of their inherent hazards. Protection criteria can be developed for different classes of liquids, for example, motor oils that have protection criteria different from those for Class IB liquids [FP < 73°F (22,8°C) and BP ≥ 100°F (37,8°C)]. For a maximum reasonable hazard, n-heptane has been used for general evaluation for liquids up to and including Class IB. (grifo nosso)

Como líquido inflamável, outro ponto importante para a segurança se refere às áreas classificadas, também conhecidas como “atmosferas explosivas” quando na presença de líquidos inflamáveis.

Ambientes industriais nos quais o risco de explosão é considerável, basicamente proporcionado pela presença de substâncias inflamáveis, são categorizados como “áreas classificadas” e merecem especial atenção quanto ao gerenciamento de segurança operacional.

De forma mais conceitual a norma regulamentadora NR-10 define atmosfera explosiva como “*mistura com o ar, sob condições atmosféricas, de substâncias*

³⁴*National Fire Protection Association (NFPA) is a global self-funded nonprofit organization, established in 1896, devoted to eliminating death, injury, property and economic loss due to fire, electrical and related hazards.* Fonte: <https://www.nfpa.org/overview>.

inflamáveis na forma de gás, vapor, névoa, poeira ou fibras, na qual após a ignição a combustão se propaga.” e área classificada como “local com potencialidade de ocorrência de atmosfera explosiva.”

Importante ressaltar que a NR-10 traz na definição de atmosfera explosiva a possibilidade de ocorrer combustão após ignição de substâncias inflamáveis. Descreve também a importância da instalação de dispositivos de proteção para instalações elétricas que se encontram sob a abrangência da área classificada.

“10.9.4 Nas instalações elétricas de áreas classificadas ou sujeitas a risco acentuado de incêndio ou explosões, devem ser adotados dispositivos de proteção, como alarme e seccionamento automático para prevenir sobretensões, sobrecorrentes, falhas de isolamento, aquecimentos ou outras condições anormais de operação.” (grifo nosso)

Projetos para instalações de equipamentos elétricos em áreas classificadas seguem as diretrizes da Norma ABNT NBR IEC 60079, dentro do escopo nela definido.

O quadro 16 reúne importantes informações acerca dos perigos e recomendações de segurança que estão relacionadas à produção, transferência, manuseio e estocagem da gasolina.

Quadro 16: Perigos e recomendações de segurança.

Perigos associados à mistura	
Perigos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Líquido e vapores altamente inflamáveis; ✓ Fase gás/vapor mais pesado que o ar³⁵. Mais pesados do que o ar, os vapores podem percorrer grandes distâncias junto ao solo, inflamarem-se ou explodirem e regressarem à fonte; ✓ A combustão incompleta libera monóxido e dióxido de carbono perigosos e outros gases tóxicos; ✓ Pode ser fatal se ingerido e penetrar nas vias respiratórias.
Medidas de combate a incêndio	
Meios de extinção apropriados	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pó químico seco; ✓ Dióxido de carbono; ✓ Neblina d'água; ✓ Espuma.
Proteção das pessoas envolvidas no combate a incêndio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilizar equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo; ✓ Utilizar roupa de proteção completa à prova de fogo - RF; ✓ Resfriar as embalagens fechadas expostas ao fogo com água pulverizada.

³⁵ Importante característica físico-química que deve ser levada em consideração na gestão de segurança das empresas, em que determinados vapores são mais pesados que o ar atmosférico, como é o caso da gasolina,

Medidas de controle para derramamento ou vazamento	
Pessoal que não faz parte dos serviços de emergência	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Manter afastados de fontes de ignição; ✓ Eliminar todas as fontes de ignição se puder ser feito com segurança.
Pessoal de serviço de emergência	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilizar Equipamento de Proteção Individual - EPI completo com óculos com proteção lateral ou protetor facial, luvas de proteção de PVC, vestimenta impermeável e sapatos fechados; ✓ Remover qualquer possível fonte de ignição. Evacuar e limitar o acesso.
Precauções ao meio ambiente	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Evitar que o produto atinja cursos d'água e rede de esgotos; ✓ Absorver o líquido restante com areia ou material absorvente inerte e levar para um lugar seguro. Recolher todo o resíduo em recipientes adequados e rotulados e eliminá-los de acordo com a legislação local.
Procedimentos de emergências e sistemas de alarme	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Eliminar todas as fontes de ignição se puder ser feito com segurança. Evacuar o pessoal desnecessário;
Estabilidade e reatividade	
Estabilidade química	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Líquido e vapores extremamente inflamáveis; ✓ Estável sob condições normais;
Produtos perigosos da decomposição	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A combustão incompleta libera monóxido de carbono e outros gases tóxicos; ✓ Em caso de combustão: liberação de gases/vapores

	(muito) tóxicos, hidrocarbonetos de baixo peso molecular e seus produtos de oxidação; ✓ Quando aquecido pode liberar sulfeto de hidrogênio.
Materiais incompatíveis	✓ Agentes oxidantes fortes.

Fonte: Elaboração própria a partir das FISPQs de empresas que atuam na comercialização de naftas e gasolinhas.

4.2.2.3. Transferência e armazenamento

Normalmente produtos leves na faixa da gasolina e naftas leves podem ser armazenados em:

- tanques atmosféricos do tipo teto flutuante externo tipo duplo (*double deck*);
- tanques atmosféricos do tipo teto flutuante externo tipo pontão (*pontoon deck*);
- tanques com diâmetros maiores, acima de 40m, teto flutuante externo tipo pontão com lençol reforçado e cobertura de teto geodésico com gomos de alumínio; ou
- tanques atmosféricos do tipo teto fixo de domo geodésico com gomos de alumínio e selo interno flutuante.

Os tanques atmosféricos de tetos fixo e flutuantes, descritos acima, atendem as diretrizes da norma ABNT NBR 17505, e são projetados e construídos conforme a norma ABNT NBR 7821 “Tanques Soldados para armazenamento de Petróleo e Derivados”.

No caso das naftas, há também a possibilidade de armazenamento em tanques de teto fixo pressurizado, projetados conforme as diretrizes da norma API STD 620.

Os tanques de teto fixo acumulam um volume apreciável de gases e vapores, sobre o nível do líquido armazenado, chamado de espaço de vapor, e o mecanismo principal das perdas e emissões são os vapores expelidos decorrentes das movimentações do tanque. Nas etapas de enchimento há expulsão dos vapores e

gases contidos no espaço de vapor do tanque; enquanto no descarregamento há a entrada de ar no espaço de vapor, que ao se tornar não saturado, induz à nova evaporação das partes mais voláteis do produto.

Outras situações que também contribuem para as perdas evaporativas são as variações climáticas ou ambientais de temperatura (noite e dia; chuva e sol; verão e inverno) e o efeito de vento sobre o tanque, que fazem o tanque “respirar” exalando os vapores internos ou admitindo o ar atmosférico, na medida em que o volume do produto expande ou contrai, pela variação da temperatura.

Nos tanques de teto flutuante externo, as perdas evaporativas acontecem pelo espaço anular entre o costado e o teto, por aberturas ou deformações do selo periférico e por aberturas no próprio teto, que expõem o produto, a saber: o guia antirrotacional, a escotilha de medição e coleta de amostra, as válvulas quebra-vácuo, as guias das pernas de sustentação do teto, os bocais de drenagem da água de chuva acumulada no teto, os dispositivos de alívio de pressão sob o teto e as bocas de visita.

Uma parcela menor acontece pela evaporação da película líquida que fica aderida sobre a parede molhada no costado, durante a descida do teto flutuante.

Em relação ao tanque de teto fixo, o teto flutuante externo reduz drasticamente as emanações devidas à “respiração” do tanque e as perdas nos enchimentos e esvaziamentos.

O texto 13 traz informações técnicas que reforçam o uso de tanques de teto flutuantes para armazenamento de naftas e gasolina, em comparação aos tanques de teto fixo, ressaltando a importância da minimização de perdas evaporativas no armazenamento de produtos como a gasolina que apresentam boa volatilização.

Texto 13

Os tetos fixos apresentam elevadas perdas por evaporação. Por esse motivo, são utilizados para os derivados mais pesados de petróleo (asfalto, parafina, óleo combustível, diesel, etc.) e para produtos químicos como a soda cáustica e a amônia.

As altas perdas por evaporação se devem ao espaço vapor³⁶ deixado pela configuração dos tetos fixos. O vapor acumulado nesse espaço entre o fluido e o teto também aumenta os riscos operacionais e ambientais do tanque.

Existem quatro condições cruciais para a ocorrência de evaporação:

1. Temperatura elevada da superfície livre;
2. Grande espaço vapor;
3. Renovação constante dos gases do espaço vapor; e
4. Grande área de superfície líquida.

O aumento de temperatura da superfície ocorre principalmente pela troca de calor com o ambiente, devido à energia solar. Neste ponto, os tetos fixos transferem menos calor para o líquido pela existência de maior espaço vapor.

A condutividade térmica de chapas de aço é alta, portanto, a existência de uma camada de ar entre o teto e o líquido retarda o aquecimento do produto armazenado.

O segundo e o terceiro fatores são drasticamente reduzidos com a utilização de tetos flutuantes, já que esses tetos são sustentados pelo próprio fluido armazenado. A área de superfície líquida é dependente apenas do tamanho do tanque de armazenamento. **A maior vantagem dos tetos flutuantes está no fato de flutuarem no produto armazenado, o que deixa o mínimo de espaço entre o teto e o fluido, reduzindo significativamente a perda por evaporação.**

Segundo Alves, cerca de 3% de todo o conteúdo do tanque é perdido por esta causa e este número pode ser reduzido em mais de 90% com a utilização de tetos flutuantes. Essa redução representa uma melhora econômica, ambiental e de segurança, pois a supressão do espaço vapor confere ao tanque redução nas perdas de produto, no risco de explosão, na poluição ambiental e no custo de armazenamento.

Os tetos flutuantes são mais utilizados para produtos de frações mais leves como petróleo, naftas e gasolina. Um bom exemplo prático da importância da redução do espaço vapor é que alguns

³⁶ Conforme definição do autor do texto 12, “Espaço vapor é definido como o espaço entre a superfície do líquido armazenado e a cobertura do tanque de armazenamento”.

tanques de teto fixo possuem internamente um segundo teto, flutuante. Entretanto, os tetos flutuantes também podem funcionar como único teto da estrutura, ou seja, podem ser externos. (grifo nosso) [20]

Assim como foi descrito para o caso do GLP, as operações de transferência e armazenamento das naftas/ gasolinas nos parques de refino não estão diretamente relacionados com o incidente em análise, fato este em que a comissão de investigação da ANP não se aprofundará nos aspectos relacionados à segurança operacional destas operações em si.

Ainda assim a comissão de investigação da ANP destaca a extrema importância de estudos e gerenciamentos de segurança operacional eficazes relacionados às operações de transferência e armazenamento de naftas e gasolina, considerando toda a cadeia logística da nafta e da gasolina.

Seguem algumas ponderações relacionadas à segurança operacional que ressaltam a importância descrita no parágrafo anterior:

1. Naftas e gasolinas são substâncias inflamáveis que conferem às instalações industriais características de áreas classificadas, conforme já foi explicado. Equipamentos elétricos, como bombas e sistemas de instrumentação e automação, devem ser específicos para operações em áreas classificadas, incluindo também as plataformas de carregamento que devem atender aos mesmos parâmetros para áreas classificadas;
2. Vazamentos envolvendo gasolina, salientando o fato de que os vapores são mais pesados que o ar atmosférico, podem acarretar:
 - Incêndio em poças;
 - Incêndio em nuvem de vapor (*flash fire* ou *vapor cloud fire*);
 - Explosão em nuvem de vapor (*vapor cloud explosion*).

O texto 14 ressalta a importância deste estudo e indica o acidente ocorrido em Buncefield no ano de 2005³⁷ como marco inicial para o desenvolvimento de vários estudos científicos mais detalhados dos eventos relacionados à formação de

³⁷ Incidente ocorrido em 2005, decorrente da explosão de tanque de armazenamento de combustíveis, *Hertfordshire Oil Storage Terminal*, localizado em *Buncefield, UK*.

nuvem de substâncias inflamáveis e explosões associadas. O texto destaca também a gasolina na formação de nuvens de vapor.

Texto 14

Major incidents worldwide have involved large vapour cloud explosions, including the Buncefield explosion in 2005. It is important to learn from historical incidents to understand the risk profile of installations.

Following the Buncefield explosion, a large body of published research has improved scientific understanding of the release event, the flammable cloud formation and the explosion.

This report describes work done by HSE with US safety regulators to consolidate previous research and to incorporate recently published analysis into a single, systematic review of historical incidents. Important new conclusions have been reached that a high proportion of large vapour cloud explosions occur at nil or very low wind speeds. In these conditions, the dispersion from large and medium scale releases will be gravity-driven and the vapour cloud will continue to grow as long as it remains undetected.

Large vapour clouds will almost always ignite, the probability of a severe explosion event is very high, especially for gasoline.

These findings have important implications for safety practitioners considering installations where such releases of flammable substances can occur. **They reinforce the importance of the main risk control measures of overfill prevention and maintaining plant integrity;** but they also suggest that the value of mitigation measures such as vapour detectors and vapour barriers should be reviewed. (grifo nosso) [21]

4.3. Tanque de carga da UTAA

O ponto culminante do incidente ocorrido na Replan estava localizado no tanque de carga da UTAA, o qual recebe as águas ácidas para tratamento e o carreamento dos hidrocarbonetos. No tanque, pelos motivos já expostos, ocorreu a mistura que possibilitou a ocorrência do incêndio seguido de explosão (comburente, combustível e fonte de ignição).

Diante do exposto, a comissão de investigação da ANP descreve alguns detalhes deste tanque visando agregar conhecimento para todos que se interessam em se aprofundar no incidente ocorrido e os detalhes inerentes ao equipamento envolvido e as normas relacionadas.

A descrição faz referência aos projetos de tanques de águas ácidas das unidades de processo UTAA desenvolvidos para as refinarias do sistema Petrobras. Em função do teor de contaminantes das correntes que são enviadas para a UTAA, para evitar problemas com emissão de gases tóxicos, normalmente estes tanques são pressurizados.

Os tanques são projetados e construídos com as seguintes características:

1. Projetados conforme diretrizes da norma API STD 620, com pressão interna para minimizar as emissões e queima em incinerador e, quando conveniente, possibilitar a interligação com o sistema de tocha;
2. A pressão normal de operação é realizada com injeção, por válvula de controle, de gás nitrogênio, gás natural ou gás de refinaria;
3. Há duas válvulas de alívio de pressão, com cálculo de dimensionamento de vazão pela norma API STD 2000:

- Uma operacional, de controle da pressão máxima de operação, descarregando para o incinerador ou para a tocha (*flare*). Em geral, a pressão máxima, controlada pela válvula operacional, é de 0,8 kgf/cm²;
- Outra para a condição de fogo, descarregando para a atmosfera. A pressão controlada pela válvula de fogo é de 1 kgf/cm².

4. O gás aliviado pela válvula operacional, contendo H₂S, deve ser descarregado para o sistema de tocha ou incinerador próprio, sem risco para o meio ambiente.

5. Prever uma válvula independente para vácuo, com cálculo de dimensionamento de vazão pela norma API STD 2000;
6. Os níveis de operação normal variam em função das variações de vazão de chegada, de forma a absorvê-las, mantendo ou amortizando as variações da vazão de saída, que alimentam a UTAA, evitando perturbações bruscas na unidade;
7. Em geral, estes tanques são instalados em áreas próprias para tancagem (contém gás e hidrocarbonetos) e não no interior do limite de bateria da unidade de processo, com o agravante da presença do H₂S.

5. ANÁLISE GERAL DA COMISSÃO E AÇÕES DA ANP

5.1. Avaliação da(s) causa(s) raiz(es) e fatores causais

A abordagem mais ampla e detalhada dos fatores causais e causas raízes, no desenvolvimento da investigação de um determinado incidente, depende da metodologia que foi utilizada.

A Resolução ANP nº 44/2009 solicita, no Anexo II, que o agente regulado descreva no RDI qual foi a metodologia utilizada na investigação do incidente.

Importante ressaltar que não há indicação na Resolução ANP nº 44/2009 do uso obrigatório de determinada metodologia de investigação, ainda que em casos de acidentes graves, caso em que se enquadra o incidente em análise ocorrido nas instalações industriais da Replan no dia 20/08/2018.

Em análise à nova resolução vigente, a Resolução ANP nº 882/2022, que revogou a Resolução ANP nº 44/2009, conforme foi explicado, observa-se que a interpretação permanece a mesma, na qual é solicitada a identificação da metodologia de investigação que foi utilizada, sem a obrigação de aplicação de determinada metodologia.

Importante frisar que, a depender dos eventos e da complexidade do incidente, algumas metodologias são capazes de tornar a investigação mais ampla, com possibilidades de se obterem resultados que apontem para um maior número de fatores causais e causas raízes. Assim, ao longo da investigação e aplicação do método, há a possibilidade de indicação até de eventos que não estão diretamente ligados ao incidente em si, mas que possuem potencial para gerar/contribuir para a ocorrência de novos incidentes.

Com a indicação mais ampla de fatores causais e causas raízes, é possível proceder uma avaliação mais adequada das não conformidades, ou seja, das práticas ou procedimentos que se encontram em desacordo com requisitos dispostos nas normas e/ou regulamentações aplicáveis à atividade, ou que vai de encontro às boas práticas da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis em matéria de segurança operacional, possibilitando assim a mitigação do maior número possível das não conformidades que foram identificadas.

Quanto aos fatores causais, a Resolução ANP nº 44/2009 define fator causal como sendo “*qualquer evento e/ou fator externo que permitiu a ocorrência ou o agravamento do incidente e/ou de suas consequências*”.

A Resolução ANP nº 882/2022 também traz a obrigatoriedade de identificar os fatores causais, definindo como sendo “*ocorrência ou condição indesejada que, caso fosse eliminada, evitaria a ocorrência do incidente ou reduziria a sua severidade*”.

Essa conceituação possui reconhecimento internacional nas boas práticas de investigações, sendo apresentada pela CCPS³⁸ - *Center for Chemical Process Safety*, em suas diretrizes para investigação de incidentes descritas no *guidelines for investigating process safety incidents*.

Assumindo-se uma forma mais abrangente, os fatores causais podem ser identificados nas falhas de equipamentos, nos erros humanos que causaram um incidente, os quais permitiram que um incidente ocorresse, ou mesmo permitiram que as consequências do incidente fossem mais impactantes do que o esperado.

Do exposto, em uma investigação em que se consideram fatores causais, conforme definidos na Resolução ANP nº 44/2009, e que decorrem de falhas de equipamentos ou humana, ou até mesmo de fatores externos, da análise de um determinado incidente pode ser indicado mais de um fator causal.

Adicionalmente, as causas, num contexto mais geral, devem levar em consideração todos os aspectos relacionados à estruturação organizacional de uma empresa no enfoque à segurança operacional e ao meio ambiente, indo desde o conhecimento técnico aos aspectos gerenciais. Considerando o contexto, entende-se que as causas raízes decorrem da ausência, negligência ou deficiência dos sistemas gerenciais que possibilitaram a ocorrência de falhas de equipamentos/sistemas; e/ou erros humanos determinantes para a ocorrência do incidente investigado.

Para tal caracterização, o termo “ocorrência de falhas de equipamentos/sistemas; e/ou erros humanos” já se identifica como fatores causais e, na relação semântica das definições, para um determinado fator causal podem ser indicados mais de uma causa raiz.

³⁸ A CCPS é uma organização corporativa sem fins lucrativos da *American Institute of Chemical Engineers - AIChE*, com mais de 200 membros, que identifica e aborda as necessidades relacionadas à segurança de processos nas indústrias química, farmacêutica e de petróleo. Fonte: <https://www.aiche.org/ccps>.

Reforça o enfoque do relacionamento das causas raízes com a ausência, negligência ou deficiência dos sistemas gerenciais, o entendimento descrito na Resolução ANP n° 882/2022.

“Art. 2º

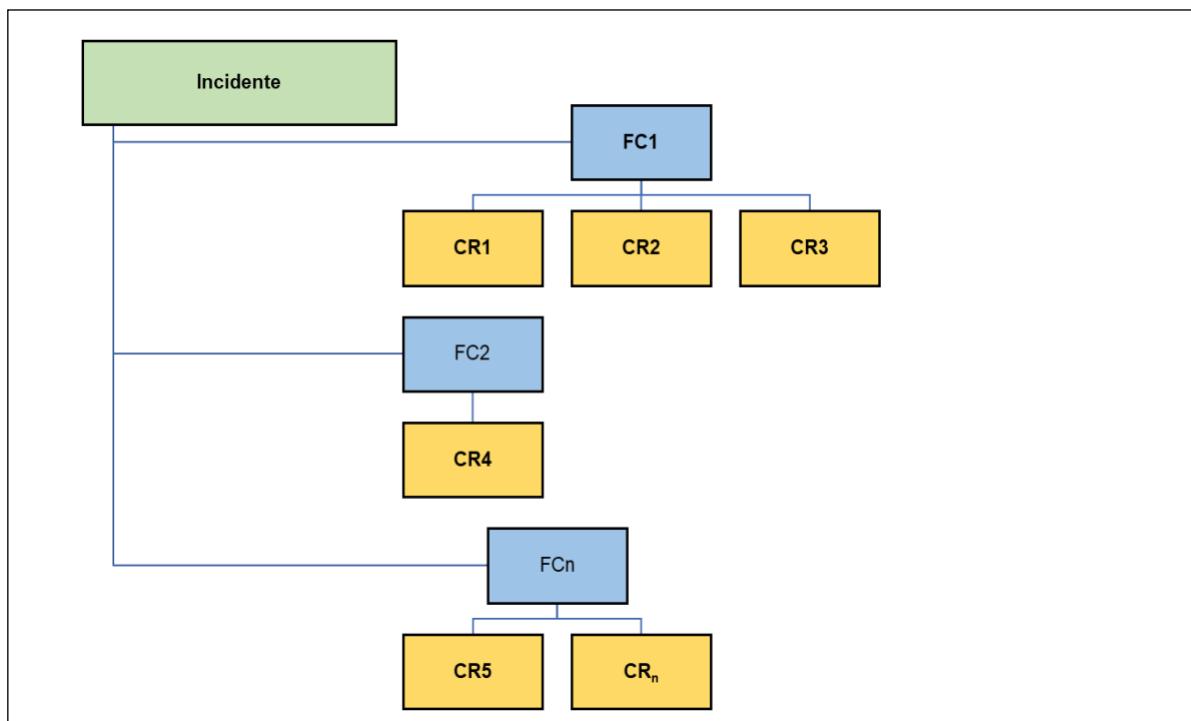
(...)

III - causa-raiz: falha do sistema de gestão que possibilitou a ocorrência ou a existência dos fatores causais do incidente investigado;

(...)" (grifo nosso)

Esquematicamente as definições e consideração aqui expostas podem gerar a seguinte inter-relação, apresentada na figura 10.

Figura 10: Inter-relação entre fatores causais e causas raízes.



Fonte: elaboração própria.

FC: Fator causal
CR: causa raiz

A correta identificação das causas raízes favorece a implementação de ações corretivas e preventivas eficazes, além de evitar a recorrência de incidentes similares.

É possível também identificar outros eventos potenciais que não estejam diretamente ligados ao incidente em análise e que podem ser preventivamente

gerenciados. Tal entendimento é apresentado na Resolução ANP nº 882/2022 como “fato relevante” em que se define como “*deficiência, erro ou falha não diretamente relacionado com o incidente, mas que foi identificado durante o curso da investigação e pode representar uma oportunidade de melhoria*”.

Texto 15

Segundo Kepner e Tregoe (1981), é **mandatório que o efeito que observa-se (problema) seja relacionado a sua causa raiz exata; somente dessa forma pode-se ter certeza da correta tomada de decisão, que corrigirá o problema e garantirá que este não ocorra novamente**. Porém, usualmente, as organizações no dia a dia corrigem apenas os sintomas do problema, ou seja, corrigem pontualmente o problema, tendo como preocupação principal, continuar o fluxo de produção, liberar as peças que se encontraram defeituosas, corrigir tais peças, dentre outros. Quando isso ocorre, a preocupação se dá apenas com os sintomas do problema e não com suas causas. Tratar apenas os sintomas do problema garante que momentaneamente o problema foi resolvido, mas grande [sic] é a chance do mesmo problema ocorrer novamente.

Rooney e Heuvel (2004) defendem que a **identificação da causa raiz é a atividade chave para que se evite recorrência de erros**. A análise de causa raiz é um processo que visa a não recorrência do mesmo problema. Utilizando-se a premissa de que determinado problema possui uma causa raiz, ao se tratar a causa do problema e tomar as ações corretivas apropriadas, tem-se a garantia que o problema gerado por tal causa específica não ocorra novamente. “Somente quando investigadores são capazes de determinar por que um evento ou falha ocorreu eles serão capazes de especificar medições corretivas viáveis que previnam futuros eventos do tipo observado” (tradução do autor para Rooney e Heuvel, 2004). (grifo nosso) [22]

A análise das causas raízes é parâmetro indicativo das melhorias de um sistema de gestão de segurança, conforme apontamentos da Norma ISO 45001 -

“A.10 Melhoria

A.10.1 Generalidades

Convém que a organização considere os resultados da análise e avaliação de desempenho de SSO, avaliação de conformidade, auditorias internas e análise crítica da Direção, ao tomar medidas para melhoria.
(...)

10.2 Incidente, não conformidade e ação corretiva

(...)

A análise da causa-raiz refere-se à prática de explorar todos os possíveis fatores associados a um incidente ou não conformidade, perguntando o que aconteceu, como aconteceu e por que aconteceu, para fornecer a contribuição para o que pode ser feito para evitar que isto ocorra novamente.

Ao determinar a causa-raiz de um incidente ou não conformidade, convém que a organização use métodos apropriados para a natureza do incidente ou não conformidade em análise. O foco da análise da causa-raiz é a prevenção. Esta análise pode identificar múltiplas falhas contributivas, incluindo fatores relacionados à comunicação, competência, fadiga, equipamentos ou procedimentos.

Revisar a eficácia das ações corretivas [ver 10.2 f)] refere-se à extensão em que as ações corretivas implementadas controlem adequadamente as causas-raiz.

(...)" (grifo nosso)

É imprescindível o entendimento de que um sistema de gestão de segurança só será eficiente quando possui em sua estrutura a participação ativa da alta direção e pessoas de níveis gerenciais das empresas, em que haja o apontamento das falhas dos sistemas gerenciais nas investigações de acidentes, conforme definição dada às causas raízes. No item A.10 da Norma ISO 45001 fica evidente que medidas para melhorias devem considerar a análise crítica da Direção.

Considerando as premissas básicas que foram discutidas, a ANP não define quais metodologias de investigação de incidentes que devem ser aplicadas pelos agentes regulados na identificação dos fatores causais e causas raízes.

Entretanto, ao caracterizar uma determinada metodologia, sua aplicação deve estar evidente na análise, devendo ser apontadas as premissas que tiveram que ser adotadas visando atender as limitações do método em si, bem como da aderência do método à complexidade do incidente a ser investigado.

Especificamente para as refinarias de petróleo, conforme discutido no item 2.2 deste relatório, nos termos do § 2º, do artigo 12, da Resolução ANP nº 852/2021, deve ser comprovado o atendimento à Resolução ANP nº 5/2014, que trata do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional – SGSO.

A Prática de gestão nº 9, do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014 do SGSO, descreve os requisitos que devem ser considerados para a condução da investigação de cada incidente ocorrido na Instalação que seja afeto à segurança operacional. O item 9.3.2 do Regulamento Técnico aponta que os procedimentos de investigação devem incluir técnicas de investigação que devem ser utilizadas nas investigações em função da gravidade do incidente.

Tais prerrogativas até aqui descritas foram consideradas na análise da investigação realizada pela comissão de investigação da ANP e, tendo por base os apontamentos apresentados, bem como as diretrizes da Instrução Normativa ANP nº 6, de 31 de maio de 2021, segue a avaliação da investigação realizada pela Petrobras.

O relatório detalhado de incidente (RDI) apresentado pela Petrobras contempla todos os requisitos solicitados no Anexo II da Resolução ANP nº 44/2009, sendo a resolução vigente na época do incidente.

Foi adotada a metodologia da Árvore de Falhas para identificação das possíveis causas raízes que culminaram no incidente. A comissão de investigação da ANP considerou satisfatório o uso desta metodologia pela Petrobras, considerando a complexidade do incidente e a ampla utilização da metodologia na análise de investigação de incidentes complexos.

No desenvolvimento da metodologia, considerando as hipóteses que foram suscitadas, a Petrobras apresenta todas as premissas que foram consideradas para a aceitação ou rejeição das hipóteses. Entre elas:

- ✓ Análise do histórico de registros dos comportamentos das variáveis de processos no dia do incidente;
- ✓ Entrevistas com os operadores de campos e supervisório que estavam realizando as operações relacionadas com o incidente;
- ✓ Análise do histórico das vazões de produção de nafta leve e GLP;
- ✓ Simulação dinâmica do processo com o levantamento do perfil de pressão e nível do TQ-68301 e atuação do sistema de controle e alívio de pressão;

- ✓ Análise de falha mecânica através de cálculo e análise de elementos finitos do tanque TQ-68301;
- ✓ Estimativa da curva de pressurização do tanque TQ-68301 através de bombas;
- ✓ Análise do projeto do tanque TQ-68301, incluindo a memória de cálculo, nos termos da Norma API 620;
- ✓ Testes e inspeções das válvulas de segurança instaladas no tanque TQ-68301;
- ✓ Análise de vídeos de câmeras internas da refinaria, bem como cálculos de engenharia de incêndio e o Estudo de Análise de CFD – Modelagem de Consequências emitido pela empresa DNV-GL;
- ✓ Análise das revisões de projeto do sistema de carga do tanque da unidade U-683;
- ✓ Análise dos estudos de riscos;
- ✓ Avaliação do número de alarmes no dia do incidente;
- ✓ Análise de fatores humanos;
- ✓ Análise das atividades desenvolvidas, no dia do incidente, pelo operador de campo que atuou no desvio da válvula LV-22526;
- ✓ Análise do relatório preliminar de emergência, visando avaliar as atividades de combate a emergência previstas no Plano de Resposta a Emergências; e
- ✓ Análise dos arquivos do circuito fechado de TV – CFTV.

Com as hipóteses que foram validadas, o RDI descreve todas as causas raízes que foram levantadas. Sublinha-se que as hipóteses descartadas no RDI, não serão abordadas no relatório da comissão de investigação da ANP pela própria insuficiência para confirmação das mesmas.

Importante ressaltar que a Petrobras utiliza duas classificações para as causas: Causas Básicas e Causas Contribuintes.

Apresentadas as definições de causas básicas e causas contribuintes, verifica-se que não há relação direta com as conceituações de fatores causais que são solicitadas nas resoluções da ANP, considerando tanto a Resolução ANP nº 44/2009, já revogada, mas vigente na época, bem como a Resolução ANP nº 882/2022.

A comissão de investigação da ANP reforça que, com a vigência da Resolução ANP nº 882/2022, a Petrobras deve adequar a definição de Causas Básicas, direcionando a caracterização das causas raízes como falhas do sistema de gestão que possibilitou a ocorrência ou a existência dos fatores causais do incidente investigados.

O RDI apresenta 4 (quatro) causas raízes, a saber:

- ✓ Causa básica 1: Falha na sistemática de projetos.
- ✓ Causa básica 2: Falha na sistemática de análise de riscos.
- ✓ Causa básica 3: Falha no cumprimento de procedimento operacional – falha de comunicação.
- ✓ Causa básica 4: Falha no cumprimento de procedimento operacional – falha na confirmação de *tag*.

As causas raízes 1 e 2 (intituladas como causas básicas) foram classificadas como falhas de gestão e a causas raízes 3 e 4 relacionadas à falha humana.

Após análise da comissão de investigação da ANP, seguem algumas considerações:

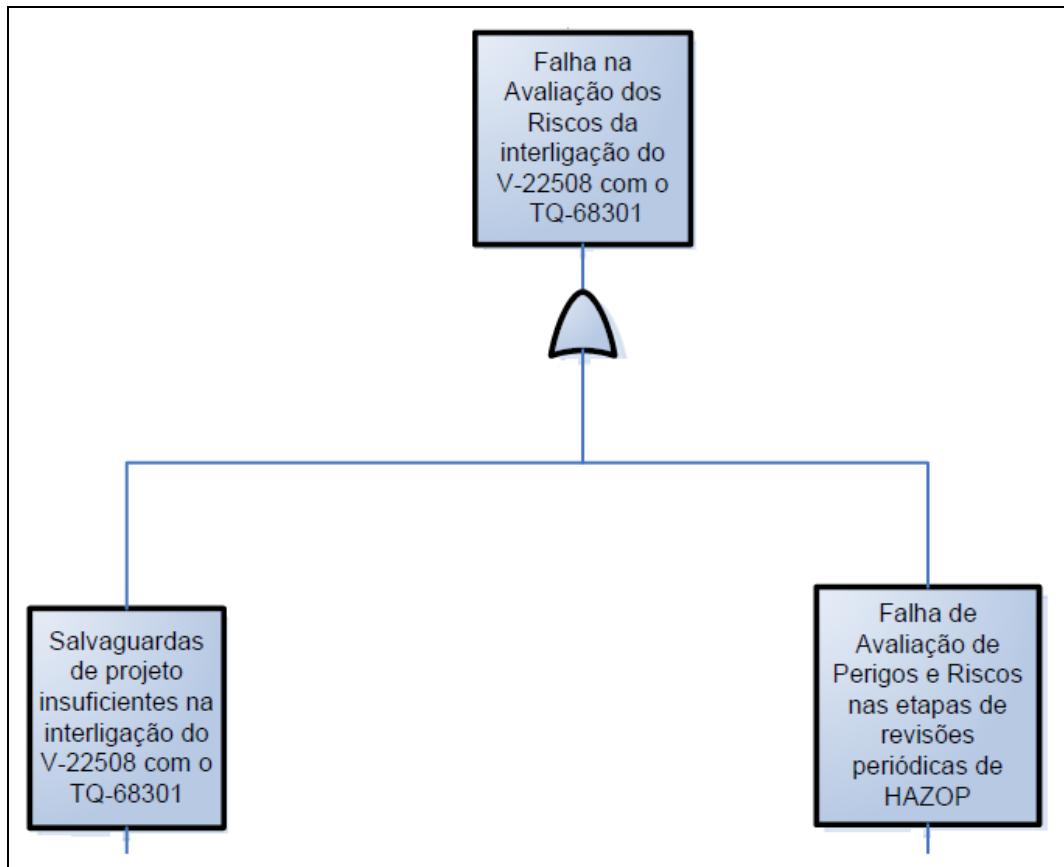
1. Sendo consideradas falhas no sistema de gestão, o RDI deveria apontar as causas raízes dentro do escopo das Práticas de Gestão apontadas no SGSO, considerando que por obrigação legal, nos termos da Resolução ANP nº 5/2014, a refinaria deve ter seu Sistema de Gestão condizente com as diretrizes do SGSO.
2. Considerando o exposto, as causas apontadas como falhas de gestão já poderiam ter sido relacionadas com as Práticas de Gestão do SGSO.
3. Para as causas apontadas como falhas humanas, há também relação como falhas no sistema de gestão.
4. As causas raízes não foram relacionadas com os fatores causais, que não foram apresentados. As ramificações desenvolvidas na Árvore de Falhas foram bem estruturadas, entretanto não foram apresentados os fatores causais.

Quanto a análise das Causas Contribuintes que foram apresentadas, listadas abaixo, é possível constatar que algumas possuem relação direta com as causas básicas, e já poderiam ser apresentadas como causas raízes. A exemplo, cita-se a Causa Contribuinte 2 que aponta para falha na capacitação das equipes de Hazop.

- ✓ Causa contribuinte 1: Falha na avaliação de perigos e riscos.
- ✓ Causa contribuinte 2: Falha na capacitação das equipes de HazOp.
- ✓ Causa contribuinte 3: Falha na supervisão.
- ✓ Causa contribuinte 4: Forma de operação da T-22503 desconsidera suas medições e controle.
- ✓ Causa contribuinte 5: Falha no cumprimento do procedimento operacional.

Observando a figura 11, parte da árvore de falhas desenvolvida pela Petrobras, é possível questionar a independência da hipótese “*Salvaguardas de projeto insuficientes na interligação do vaso V-22508 com o tanque TQ-68301*”, sendo que ambos os fatos concorrem simultaneamente para a causa, em relação a hipótese “*Falha de avaliação de perigos e riscos nas etapas de revisões periódicas de HAZOP*”. No caso exposto, pode-se também constatar que a presença de falhas de avaliação de perigos e riscos nas etapas de revisões periódicas de HAZOP já impactará no correto apontamento das salvaguardas necessárias na interligação do vaso V-22508 com o tanque TQ-68301.

Figura 11: ramificação da árvore de falhas.



Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

5.2. Causa(s) raiz(es) apontadas pela ANP

Considerando as ponderações descritas no item 5.1, quanto aos fatores causais e causas raízes, bem como a importância da caracterização dos mesmos para que se possa implementar ações corretivas e preventivas eficazes, seguem no quadro 17 as descrições dos fatores causais e causas raízes e as respectivas inter-relações que foram apontadas pela comissão de investigação da ANP.

A análise e considerações seguintes tiveram por base as informações transcritas no RDI enviado pela Petrobras.

Importante ressaltar que o RDI não explicita de forma adequada os fatores causais e causas raiz encontrados pela investigação da Petrobras, impossibilitando análises mais detalhadas por parte da comissão de investigação da ANP.

Quadro 17: Fatores causais e causas raízes apontadas pela comissão de investigação da ANP.

FATOR CAUSAL	DESCRÍÇÃO		PRÁTICA DE GESTÃO DO SGSO
Fator causal nº 1	Falha na avaliação dos riscos da interligação do vaso V-22508 com o tanque TQ-68301.		
	Causa-raiz 1	Nas etapas de revisões dos HAZOP as interfaces entre unidades não são analisadas.	11 (Item 11.7.1.1)
Fator causal nº 2	Malhas de controle em manual e sua instrumentação indisponível na torre T-22503, impossibilitando aos técnicos de operação do painel identificar a não abertura do desvio da válvula correta.		
	Causa-raiz 2	Ausência de instrumentação na torre T-22503.	12 (Item 12.2.3)
	Causa-raiz 3	Não houve avaliação na mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503).	12 (Item 12.3.5) 15 (Item 15.3.2)
Fator causal nº 3	Abertura indevida do desvio da LV- 22526 (Nível de água do vaso V- 22508).		
	Causa-raiz 4	Comunicação inadequada entre a CCI e o técnico de operação de campo (não houve confirmação de tag no comando via rádio) e não houve elaboração de procedimento de operação temporária em razão de mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503).	14 (Item 14.3.4)

Fonte: Elaboração própria a partir de informações descritas no RDI elaborado pela Petrobras.

5.3. Contribuições das causas

Na busca da caracterização das causas raízes de um incidente, importantes aprendizados podem ser caracterizados, incluindo estudos mais aprofundados das propriedades e impactos envolvendo processos químicos específicos, cuidados no armazenamento e transferências de produtos químicos, falhas em equipamentos, controle mais eficaz da gestão documental da empresa, entre outros.

Importante ressaltar que o maior interesse não está focado apenas no entendimento de fenômenos físicos, químicos ou culturais, mas principalmente em evitar a reincidência de danos às vidas humanas (incluindo as populações circunvizinhas), patrimoniais (manter a credibilidade e imagem da empresa, além dos impactos na produção de determinado bem para a sociedade e garantia de empregos) e ambientais.

5.3.1. Fator causal nº 1: Falha na avaliação dos riscos da interligação do vaso V-22508 com o tanque TQ-68301.

Analizando o RDI, é possível concluir que há falhas latentes na avaliação dos riscos relacionados à interface entre as unidades de craqueamento catalítico fluidizado (U-220A) e a unidade de tratamento de águas ácidas (U-683), considerando a interligação entre o vaso de alta pressão (V-22508) e o tanque de carga de águas ácidas TQ-68301.

Dos padrões voltados para os critérios de análise de risco, os riscos são calculados seguindo metodologia contida no Anexo I de determinado padrão. Em planilha apresentada para atendimento deste Anexo I, foi verificado que o pior cenário avaliado para a unidade U-683 foi de grande vazamento de H₂S, ou seja, não houve análise do efeito de expansão por frações liquefeitas de hidrocarbonetos leves que ocorreu na comunicação entre o vaso V-22508 e o tanque TQ-68301, por desconhecimento ou por ausência de mapeamento do cenário em questão.

Adicionalmente, um grande vazamento de H₂S apresentou-se como Classe III, considerado baixo risco operacional para a unidade, descartando a necessidade de execução de HazOp.

Complementarmente, foi identificado que o cenário em questão só seria identificado se houvesse análise de risco das interfaces entre a U-683 e U-220A.

5.3.1.1. Causa raiz 1: Nas etapas de revisões dos HAZOP as interfaces entre unidades não são analisadas.

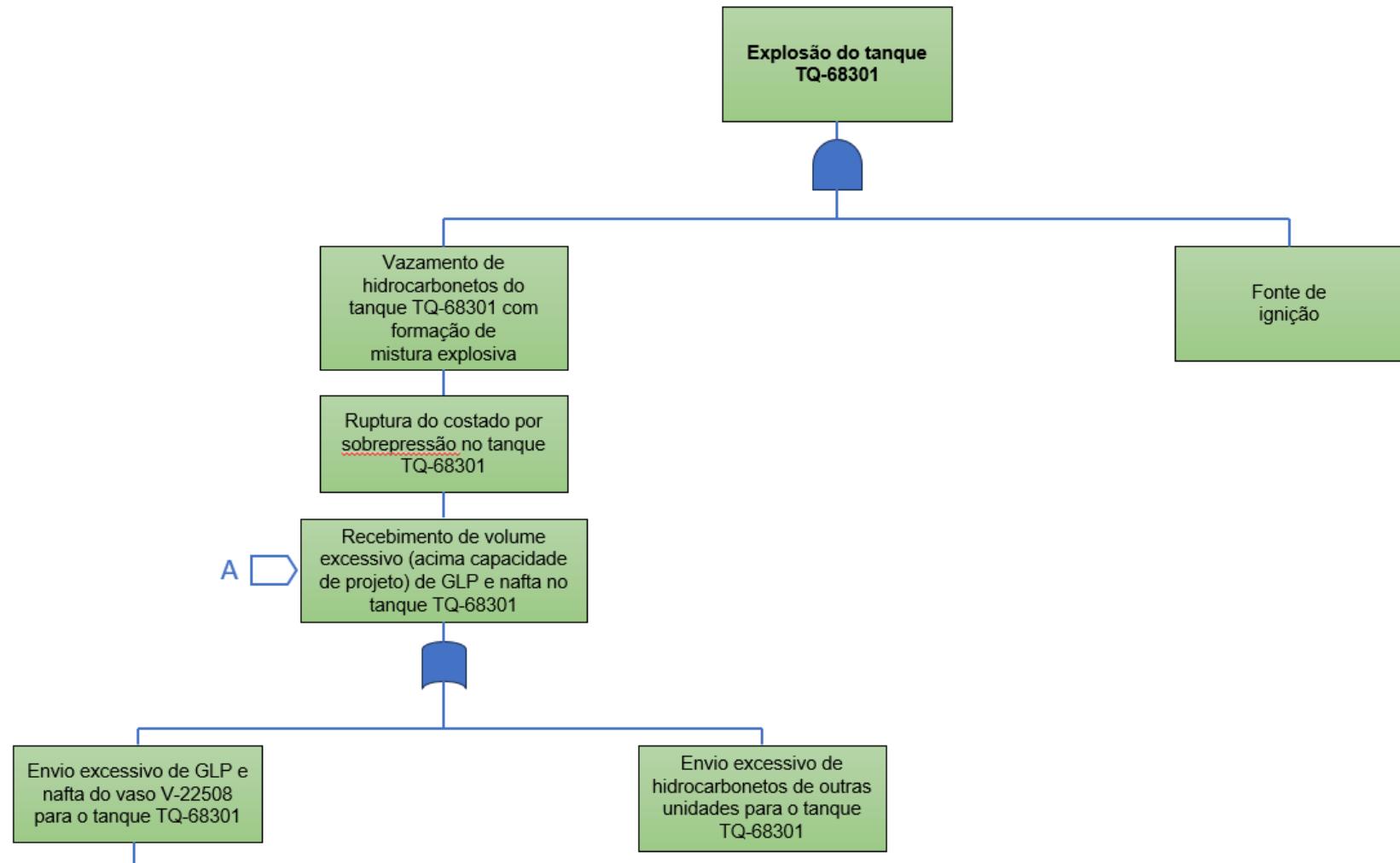
A ausência de avaliação de riscos inerentes às interfaces, evidenciada após a ocorrência do incidente, foi apontada no RDI como causa raiz e caracterizada como causa relacionada à gestão.

Considerando a relevância do assunto quanto a identificação e análise criteriosa dos riscos associados às operações das diversas unidades de processo de uma refinaria, a comissão de investigação da ANP corrobora com o apontamento da Petrobras e registra também a análise de risco como causa raiz, atentando para o fato que não foi considerada a observância ao atendimento legal à Resolução ANP nº 5/2014, em específico às diretrizes descritas na Prática de Gestão 11 do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

A referida prática versa sobre a responsabilidade do agente regulado na identificação e análise qualitativa ou quantitativa dos riscos de toda a instalação, conforme aplicável, com o propósito de recomendar ações para controlar e reduzir incidentes que comprometam a segurança operacional e o meio ambiente.

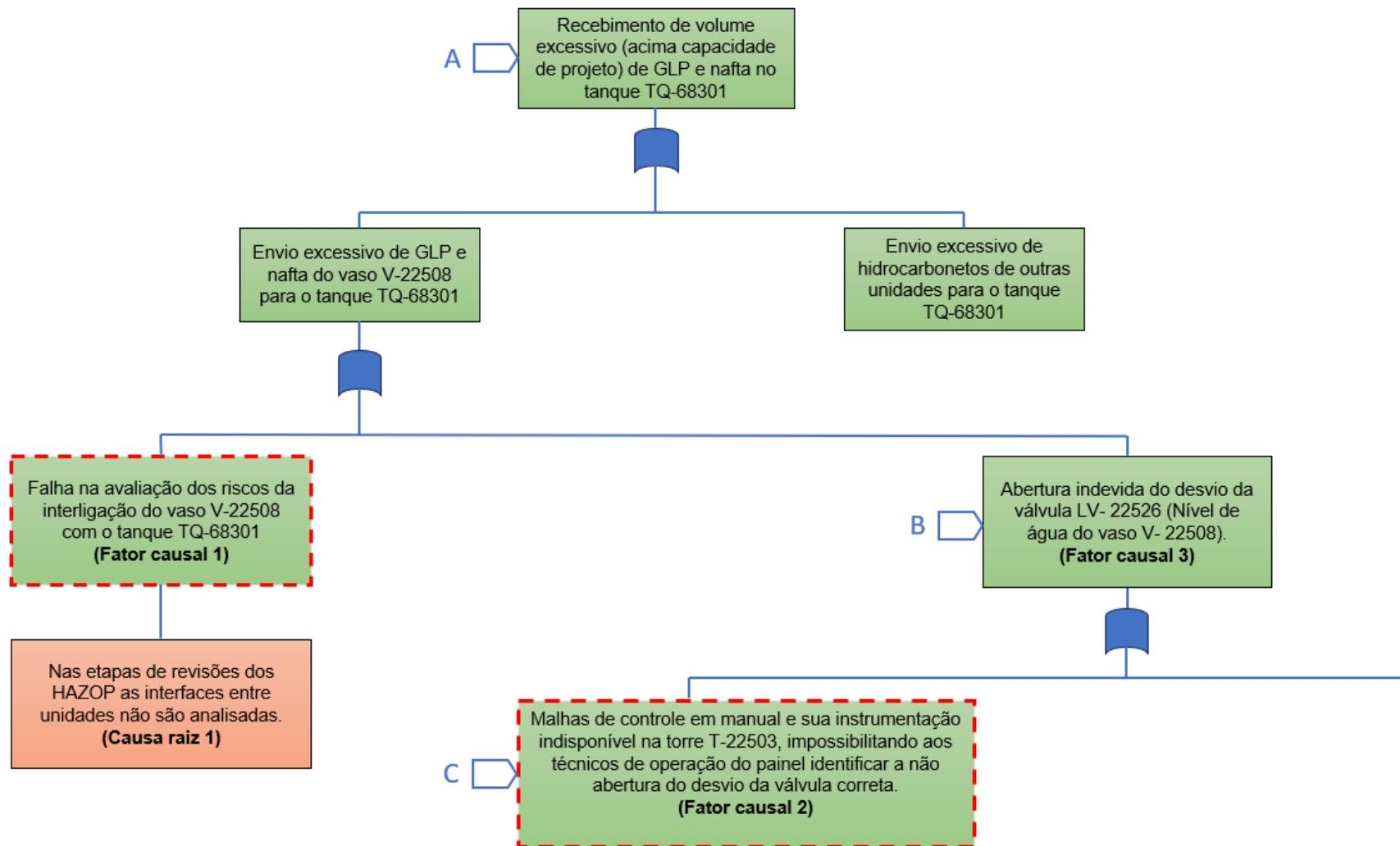
O relato descrito no RDI quanto ao histórico das análises de risco da Replan, bem como o atendimento aos padrões corporativo, deixa evidente a importância da revisão contínua das análises de risco, conforme descrito no item 11.7 do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Figura 12: Árvore de falhas – Evento topo.



Fonte: Elaboração própria a partir de informações descritas no RDI elaborado pela Petrobras.

Figura 13: Árvore de falhas – Causa raiz 1.



Fonte: Elaboração própria a partir de informações descritas no RDI elaborado pela Petrobras.

5.3.2. Fator causal nº 2: Malhas de controle em manual e sua instrumentação indisponível na torre T-22503, impossibilitando aos técnicos de operação do painel identificar a não abertura do desvio da válvula correta

No RDI relata-se que a malha de controle de nível no fundo da torre T-22503, ainda que existente, encontrava-se inoperante há muito tempo. Fato este que obrigava a operação válvula de controle (LV-22528) constantemente em manual com 100% de abertura, e a indicação de nível não estava operacional.

Agravando o fato, registra-se no RDI que as outras duas malhas de controle de nível da torre T-22503 (LIC-22529 e LIC-22530), apesar de disponíveis, também estão sendo operadas em modo manual.

Devido à restrição da válvula LV-22528, o nível de líquido no fundo da T-22503 começa a subir, ocasionando problemas técnicos já descritos nos itens 3.1.1 e 3.1.2 deste relatório, e a decisão técnica que foi tomada não foi devidamente efetivada e culminou no incidente, já que a atuação de campo (técnico de operação de campo) foi no desvio da válvula de controle de nível da interface hidrocarboneto/água (LV-22526) do vaso V-22508; e não no desvio do controle de nível de fundo da torre T-22503 como pretendido, ou seja, a válvula LV-22528.

Caso a malha de controle estivesse operacional, o operador do painel teria uma pronta identificação da ação do operador sobre o desvio da válvula incorreta. Caso típico de condição indesejada que, caso fosse eliminada, evitaria a ocorrência do incidente ou reduziria a sua severidade.

Quanto a condição predominante de operação manual, não foi apresentado no RDI relato de procedimento operacional temporário em decorrência de mudança da tarefa de operação do equipamento, e nem análise dos parâmetros de processo e riscos associados (gestão de mudança).

5.3.2.1. Causa raiz 2: Ausência de instrumentação na torre T-22503

No RDI relata-se que, em relação malhas de controle de nível da torre T-22503 (LIC-22529 e LIC-22530), apesar de disponíveis, também estavam sendo operadas em modo manual.

E a forma de operação foi adotada para minimizar o risco de arraste de líquido para o sistema de gás, o que já ocorreu algumas vezes na unidade, ocasionando vários distúrbios na refinaria.

Descrição importante aponta que não foi possível identificar nota de manutenção para correção destas medições, possivelmente porque a forma de operação adotada permite a convivência com instrumentos indisponíveis.

Diante do relato, a comissão de investigação da ANP entende que houve ausência de planejamento de manutenção periódica para o equipamento em referência, o que retrata não atendimento ao disposto no item 12.2.3 do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

5.3.2.2. Causa raiz 3: Não houve avaliação na mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503)

No contexto geral apresentado no RDI, a torre de absorção primária T-22503 praticamente operava em modo manual, apesar da presença dos sistemas de controle e automação, já que suas principais malhas de controle estavam inoperantes.

Possuindo sistema de malhas de controle, a torre foi projetada para operar de forma automatizada, dentro de parâmetros operacionais pré-estabelecidos e ajustados conforme as demandas de vazões, temperaturas, entre outras variáveis, bem como se serve dos sistemas de intertravamento em relação direta com possíveis desvios fora do controle da operação normal.

No RDI aponta-se que possivelmente a forma de operação adotada permite a convivência com instrumentos indisponíveis, e reforça que não foi encontrada gestão de mudança para operação da torre desta forma. À despeito da possibilidade de convivência de operação da torre com instrumentos indisponíveis, não registrar tal entendimento nos procedimentos internos próprios para estudo de mudança, demonstra pouco zelo na obediência às diretrizes estabelecidas pela Petrobras,

como também leva a força de trabalho assimilar a nova operação sem ter ciência dos riscos de forma rastreável, a excluindo a possibilidade de revisão e melhorias.

Na prática, a ausência de instrumentação na torre levou ao operador de painel inferir, por sua conta e risco, parâmetros de processo sem que a nova condição de tarefa tivesse mapeados riscos inerentes.

Ademais, sendo uma condição indesejada e que favoreceu a ocorrência do incidente, a operação permanente com malhas de controle em manual e sua instrumentação indisponível, impossibilitou aos técnicos de operação do painel identificar a não abertura do desvio da válvula correta.

Para a situação exposta, o RDI aponta que não foi encontrada gestão de mudança para operação da torre desta forma.

Considerada como um dos parâmetros mais importantes da gestão de segurança operacional de uma empresa, o termo “gestão de mudança” está relacionado ao gerenciamento oriundo de mudanças nas operações, processos, sistemas, procedimentos, padrões, instalações, equipamentos ou força de trabalho de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.

Diversos acidentes têm sua causa raiz na falha ou ausência de um sistema de gestão de mudança, em que alterações nos padrões técnicos de especificação de projeto podem afetar a integridade mecânica de um equipamento ou sistema.

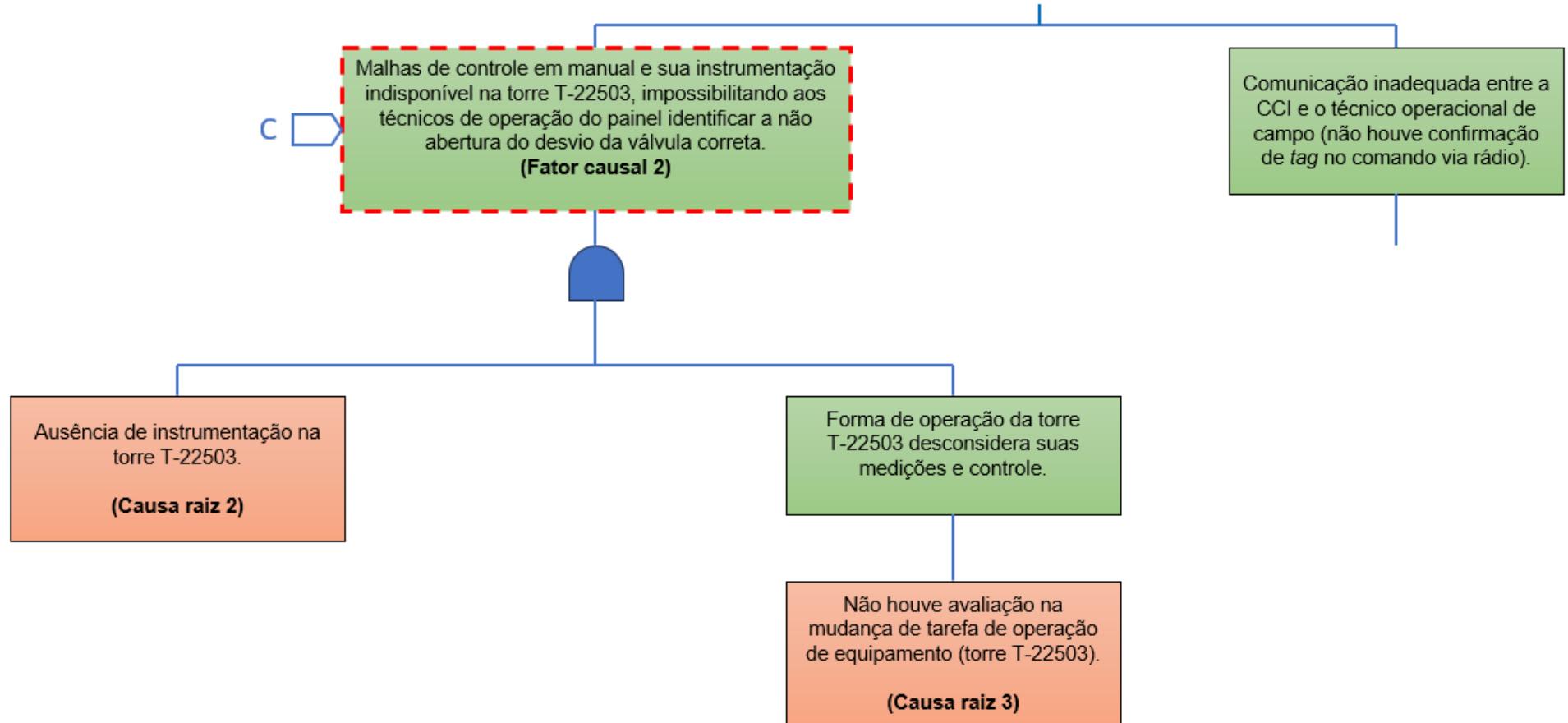
Diante do relato, a comissão de investigação da ANP entende que houve ausência de planejamento de gestão de mudança para a nova condição operacional da torre T-22503, o que retrata não atendimento ao disposto no item 15.3 do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Ainda na esteira de não se evidenciar gestão de mudança para operação normal da torre com instrumentos ausentes, a alteração da operação está fora do previsto no projeto. Para cobrir esse cenário, o item 12.3.5 do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014 insta as refinarias a prever a hipótese em seu SGSO, adiante *in verbis*:

“12.3.5. Qualquer alteração das especificações de projeto deve ser abordada através dos requisitos da Prática de Gestão de Mudanças.”

Portanto, no entendimento da comissão de investigação da ANP, houve também descumprimento do item 12.3.5 do referido Regulamento Técnico.

Figura 14: Árvore de falhas – Causas raízes 2 e 3.



Fonte: Elaboração própria a partir de informações descritas no RDI elaborado pela Petrobras.

5.3.3. Fator causal nº 3: Abertura indevida do desvio da LV- 22526 (Nível de água do vaso V- 22508).

A abertura indevida da válvula foi fator primordial para a ocorrência do incidente.

Das bases teóricas relacionadas à gestão de riscos, a sucessão de fatos que culminaram no incidente pode ser exemplificada pelo “Modelo do queijo suíço” definido na década de 90 por James Reason. No modelo propõe-se que todo perigo possui barreiras e salvaguardas, e que na ocasião é importante detectar como e porque estas barreiras falharam.

Sem adentrar nas limitações do modelo, os relatos apresentados no RDI relacionam-se ao referido modelo com a presença da falha ativa (ato inseguro por descumprimento de procedimento operacional na comunicação entre o CCI e o técnico de operação de campo) e efeitos adversos das falhas latentes que criaram buracos nas barreiras (malhas de controle inoperantes, descumprimento de procedimentos e ausência de análise de risco específica).

A exemplificação busca ressaltar como a recorrência de incidentes ainda é comum, ainda que em sistemas complexos que demandem eficientes sistemas de gerenciamento de segurança de processos.

Além da ausência de procedimento de operação temporária em razão de mudança no modo de operação da torre T-22503, já detalhada no item 5.3.2.2 deste relatório, a falha de comunicação entre a CCI e o técnico de operação de campo foi relatada como falha no cumprimento de procedimento operacional, já que não houve confirmação de *tag* no comando via rádio.

No RDI registra-se a classificação como falha humana e a equipe de investigação da ANP reitera que se trata de fator causal, sendo ocorrência que, caso fosse eliminada, evitaria a ocorrência do incidente ou reduziria a sua severidade.

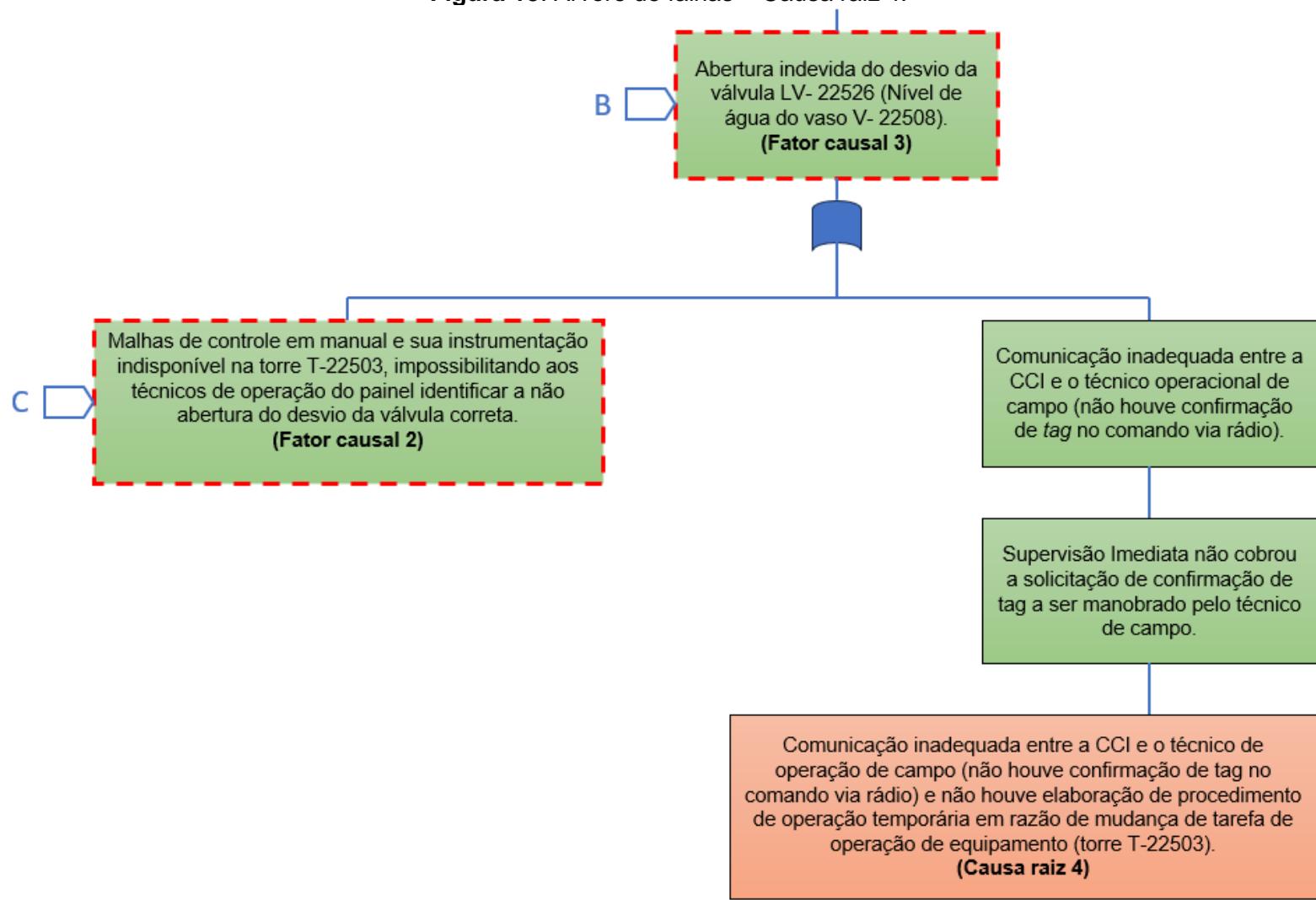
5.3.3.1. Causa raiz 4: Comunicação inadequada entre a CCI e o técnico de operação de campo (não houve confirmação de tag no comando via rádio) e não houve elaboração de procedimento de operação temporária em razão de mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503).

Analizando os relatos descritos no RDI, a comissão de investigação da ANP verificou que houve dois fatos preponderantes relacionados ao gerenciamento de procedimentos operacionais, sendo que a Petrobras descreveu apenas o fato da comunicação inadequada entre a CCI e o técnico de operação de campo (não houve confirmação de tag no comando via rádio), bem como da ausência de cobrança da supervisão imediata de confirmação de tag da válvula que seria manobrada pelo técnico de operação de campo, sendo apontado como causa humana relacionada ao descumprimento de operacional já existente - Padrão Básico de Operação nº 2 (PBO) e que culminou em causa raiz (causas básicas 3 e 4).

A comissão de investigação da ANP corrobora com a causa apresentada pela Petrobras, como também ressalta a falta de registro de outro fato relacionado ao gerenciamento de procedimentos operacionais. A mudança no modo de operação da torre T-22503 requer a existência de procedimento operacional temporário, e este não foi evidenciado, o que já era esperado em decorrência da ausência de gestão de mudança que apontaria para a necessidade de elaboração do referido documento.

Diante do relato, a comissão de investigação da ANP entende que houve ausência de planejamento de procedimento operacional temporário, em decorrência da mudança para a nova condição operacional da torre T-22503, o que retrata não atendimento ao disposto no item 14.3.4 do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Figura 15: Árvore de falhas – Causa raiz 4.



Fonte: Elaboração própria a partir de informações descritas no RDI elaborado pela Petrobras.

5.4. Avaliação das ações

5.4.1. Avaliação das medidas mitigadoras

O item 3.1.6 do presente relatório tratou da descrição das medidas mitigadoras do incidente, as quais foram apresentadas no Relatório Detalhado de Incidente elaborado pela Petrobras e encaminhado para esta Superintendência.

Esta seção é dedicada à verificação da suficiência de tais ações, no sentido de se observar quanto a necessidade de tomar medidas mitigadoras complementares quando for pertinente.

5.4.1.1. Parada de emergência

O item 3.1.2 deste relatório descreve como ocorreu o acidente. No presente item, parte-se dos desvios que levaram à sequência de eventos e que deram lugar à explosão e projeção do tanque TQ-68301 sobre o *pipe-rack* e permutadores de calor da unidade de destilação U-200.

Após a explosão e projeção do tanque TQ-68301, houve a liberação de hidrocarbonetos, explosão e incêndio nesta unidade U-200. Tem-se, com isso, um primeiro momento em que uma ação mitigadora mais contundente teve de ser lançada: a parada da Unidade de Craqueamento U-220A e a Unidade de Destilação U-200. Relata o Agente Regulado que posteriormente todas as demais unidades de processo da refinaria também sofreram parada no processamento.

Sabe-se que, por boa prática de processo, tradicionalmente não se executa *shut down* na refinaria inteira logo de imediato, porque tal manobra é de complexidade operacional elevada e por vezes é possível se isolar a unidade em acidente, permitindo-se o curso normal nas demais unidades.

A decisão por parar outras unidades de processamento também passa, em paralelo, por avaliar a magnitude do sinistro em curso, da capacidade da equipe em debelar possíveis cenários de incêndio, explosão e vazamentos, bem como da possibilidade de a situação sofrer alastramento e possibilidade de vítimas humanas e ambientais. Caso aponte viabilidade na continuidade operacional, a unidade vizinha poderá manter a produção em capacidade normal ou mesmo sofrer

diminuição proposital da capacidade produtiva. Sendo pessimista a verificação da equipe convocada para tal, opta-se pela parada. Neste caso, é esperado que haja certa organização na sequência das paradas das demais unidades.

Não houve alastramento da parte mais grave do sinistro para outras unidades de processamento, além das inicialmente atingidas.

Desse modo, infere-se que, por resguardar as demais unidades de risco de alastramento do sinistro, a decisão de parada em sequência pareceu ter sido corretamente tomada.

5.4.1.2. Acionamento do plano de resposta a emergência e plano de auxílio mútuo

No RDI encaminhado pela Petrobras, está descrito que o plano de resposta à emergência da refinaria Replan foi disparado, através do encaminhamento da brigada de incêndio aos locais atingidos. Em seguida, foi acionado também o Plano de Auxílio Mútuo das refinarias do Estado de São Paulo e mobilizado o chamado RINEM (Rede Integrada de Emergências de Campinas).

Aqui o entendimento é de que tais planos de respostas foram acionados de forma simultânea às avaliações sobre a decisão de se efetuar parada de emergência. Tais conjunto de medidas também são normalmente avalizadas durante um incidente, principalmente com este tipo de magnitude.

Tendo-se em mente que a refinaria conhecia que o acidente estava diretamente ligado à emissão de hidrocarbonetos em estado líquido ou gasoso e que, nos primeiros minutos é muito complicado ter exatidão da quantidade vazada ou dispersa, é temerário não ser conservativo quanto à se lançar mão do maior número possível de planos de emergência intramuros e extramuros.

Portanto, se depreende que diante do cenário em progressão, a execução dos planos de contingência intramuros (brigada própria de incêndio) e extramuros (PAM das refinarias do Estado de São Paulo e RINEN), foi adequada.

Registrhou-se que às três horas do dia 20/08/2018 foi encerrado o combate dos focos de incêndio, mas as operações de rescaldo seguiram curso.

A partir desse momento, a Gerência de SMS da Replan liberou o acesso da área para avaliação.

O término da contingência se deu no dia 21/08/2018, às 14 horas e 30 minutos, conforme relatado pela Petrobras.

Não houve relato de eventuais dificuldades de admissão de água, bem como de quaisquer outras dificuldades técnicas que pudessem postergar o fim do contingenciamento das equipes.

O emprego de tempo utilizado para rescaldo final dos equipamentos e linhas atingidas pelo acidente, reflete razoabilidade frente à magnitude do acidente e condução para garantir segurança interna e população circunvizinha.

5.4.1.3. Contenção de fluidos vazados e emitidos

No RDI contabilizou-se como perda de contenção ao longo de todo evento, 213,6 metros cúbicos de águas ácidas e 239,9 metros cúbicos de hidrocarbonetos. A taxa de vazamento da pior hora foi estimada em 344 quilogramas por hora.

Ao se observar os cenários de explosão, incêndio e os vazamentos descritos, bem como uma longa duração de rescaldo de equipamentos e linhas, é razoável supor que haja vítimas.

Entretanto, conforme o RDI encaminhado, houve apenas uma vítima, a qual sofreu pequena lesão da parte anterior da perna de um operador de campo.

Obviamente, caso o acidente tivesse ocorrido em horário administrativo, os riscos para um aumento do número de vítimas humanas seriam evidentes. Contudo, tal especulação não se encontra nos contornos do presente relatório.

No que diz respeito à possíveis danos ambientais, a Petrobras informa que a CETESB (Companhia Ambiental do Estado de São Paulo) emitiu auto de infração, o qual aponta possíveis danos ao Rio Atibaia, queima incompleta de hidrocarbonetos, o que poderia causar inconvenientes ao bem-estar público.

Em matéria das questões ligadas ao meio ambiente, a CETESB é reconhecida pela sua proficiência. Em razão disso e porque comissão de investigação da ANP não dispõe de especialistas com notório saber na área ambiental ao se comparar com os técnicos da referida Instituição que fiscalizaram as instalações industriais da Replan, não há o que acrescentar a esse ponto.

5.4.2. Avaliação das ações corretivas e preventivas

O presente item discorre acerca das ações corretivas e preventivas oriundas da conclusão da investigação interna da empresa e enumera uma série de anotações da comissão de investigação da ANP, a respeito dos mesmos.

5.4.2.1. Apresentação das ações no RDI

A partir da página 21 do RDI está apresentado um quadro, o qual resume as ações preventivas e corretivas recomendadas para se evitar a recorrência de acidente com causas básicas semelhantes. Nesse sentido, por parte da Petrobras, foram 15 recomendações listadas.

Em que pese a boa qualidade do RDI, a comissão de investigação da ANP entendeu a necessidade de exploração de pontos adicionais relacionados às recomendações nele contida.

5.4.2.2. Comentários sobre as recomendações

Os comentários desenvolvidos estão posicionados da seguinte forma: (i) correspondência das causas básicas (CB) e/ou causas contribuintes (CC) – ambas nominadas no RDI, a critério da Petrobras – com as respectivas recomendações dadas e (ii) discussão sobre novas observações, quando pertinente, extraídas a partir do RDI e que estão relacionadas às mesmas recomendações ou CB/CC, as quais não foram consideradas expressamente pela Petrobras.

Para facilitar o entendimento do que foi explanado acima, reúne-se as informações, de acordo com os quadros 18, 19, 21 e 22, a seguir.

Quadro 18: CB01 e CB02 – Gestão: Falha sistemática de projetos /Falha na sistemática de análise de riscos.

CAUSA BÁSICA (CB) OU CAUSA CONTRIBUINTE (CC)	RECOMENDAÇÃO (R)
CB01	R01) Realizar HazOp e APR considerando as interfaces entre sistemas e unidades na análise de riscos do projeto.
	R02) Reavaliar a APR e o HazOp de projeto das interfaces entre sistemas e unidades antes da operação das novas unidades.
CB02	R03) Avaliar as interfaces entre sistemas e unidades nas revisões periódicas de HazOps e APRs.

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

Inicialmente, cabe ressaltar que a escolha do esquema do parque de refino tem relação direta com a estratégia de negócio da empresa. Muitas vezes, fatores adicionais a esta, *i.e.*, mercado e investimento se constituem como forças que podem induzir uma mudança no parque de refino, quais sejam a introdução de novas unidades de processamento, surgimento de novas e mais rentáveis tecnologias – substituindo as existentes – ou mesmo a supressão de unidades de processo inviáveis. Observa-se frequentemente que, com o passar do tempo, uma refinaria ganha complexidade em processamento, aumentando capacidade de produção ou variedade de produtos.

Nesse sentido, não é fora de conhecimento geral que a idealização, projeto, execução e partida de uma unidade de processamento pode se dar em momentos diferentes. Não raro, isso ocorre com distância de alguns anos ou décadas, dependendo frequentemente da estratégia de negócio da empresa, dentre outros fatores, conforme já mencionado.

Ao longo do tempo, técnicas de projeto e processo evoluem, como também as técnicas afetas à segurança operacional e seus respectivos estudos de risco.

No caso da Replan, são 23 unidades de processamento que passaram da idealização à efetiva implantação ao longo do tempo, desde 1972. Adicionalmente, o ganho em complexidade da refinaria insere mais graus de liberdade a serem

gerenciados em termos de segurança de processos, uma vez que muitas unidades se acham interconectadas.

Portanto, tem-se uma matriz complexa de elementos de risco a serem levados em consideração para elaborar uma análise de risco de uma unidade de processo, ganhando maior atenção ao se olhar suas conexões com outras unidades.

Em suma: época que o projeto foi concebido, técnica de estudo de risco lançada, entrada ou saída de unidades em alinhamento umas com as outras, são fatores normalmente considerados para um estudo de risco ou revisão desse mesmo estudo.

Isto posto, ao se observar as recomendações R01 a R03, faz-se necessário indagar se havia uma sistemática de revisão de análise de riscos nas unidades, sempre que se houvesse mudança de arranjo na refinaria. Entre 1972 até a primeira década dos anos 2000 a Replan passou por aumento de capacidade das unidades de processamento, assim como a implantação de novas unidades, o que enseja oportunidade e conveniência em revisar cada estudo de risco pertinente à tais mudanças.

Desse modo, é razoável supor que não ter ou não obedecer a uma sistemática de revisão de estudo de riscos periodicamente em todas as unidades de processo, pode levar a desconhecer lacunas de risco em projetos antigos.

Quadro 19: CB03 e CB04 – Humana: Falha no cumprimento de procedimento operacional / Gestão: Falha na supervisão.

CAUSA BÁSICA (CB) OU CAUSA CONTRIBUINTE (CC)	RECOMENDAÇÃO (R)
CB03	R04) Realizar avaliação e diagnóstico da utilização do PBO, envolvendo equipe técnica e gerencial de todas as UOs e propor melhorias. R05) Aprimorar programa de conscientização quanto a importância do uso do PBO com base nos resultados obtidos no diagnóstico.
CB04	Utilizar as recomendações da R04 e R05.
CC03	Implementar R04 e R05. R11) Incluir nos processos de Auditoria da Liderança a verificação do cumprimento de itens críticos do PBO (Comunicação via rádio, tratamento de alarmes, liberação de equipamentos, etc).

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras

Embora as recomendações R04, R05 e R11 recaiam sobre conscientização e revisão nos procedimentos desde a camada operacional até a camada gerencial – seja na Replan, seja nas demais refinarias da Petrobras, o RDI traz outras informações ligadas a fatores humanos e que não foram consideradas como relevantes a ponto de serem envolvidas nas recomendações.

O primeiro ponto a destacar está relacionado à organização das equipes de operadores e supervisão. O item 9.11.4 (Descrição da equipe de operação) do RDI descreve sobre o modo de funcionamento normal das equipes, como também quando há situações especiais, a exemplo da partida de unidade.

É relatado que a equipe de operação é composta por cinco grupos, em revezamento por escala, os quais são compostos por um supervisor, três operadores de painel e cinco operadores de campo. Quando em partida, pode se lançar mão de mais trabalhadores – seja do horário administrativo, seja de equipes de dia ou de folga.

Com relação ao painel da Central de Controle Integrado (CCI), há um operador por unidade de processamento – no caso das unidades U-220 e U-220A – e um terceiro acompanha as duas simultaneamente, objetivando estar a par, caso

seja necessário assumir o controle de painel, por alguma excepcionalidade. Este terceiro operador assume o painel mantendo o planejamento do operador anterior.

Ainda na esteira de destaque de outras informações ligadas a fatores humanos e que não foram consideradas como relevantes a ponto de serem envolvidas nas recomendações, esta Comissão focaliza nas próximas linhas na atuação do operador de campo, uma vez que esta foi uma situação importante que levou ao acidente.

No RDI relata-se que a equipe de operação das unidades em análise tinha experiência entre dez e vinte e quatro anos, atuando em conjunto com outros operadores com cerca de quatro anos de experiência. Para a Petrobras, devido a baixa frequência de acidentes como o que ocorreu, o tempo de experiência não obrigatoriamente representa experiência consolidada nessas situações.

Assim, se tal questão para a Petrobras aparenta não se constituir como fator relevante para o acidente, é razoável supor que o engajamento com a tarefa desenvolvida seja um ponto a se ter maior ênfase.

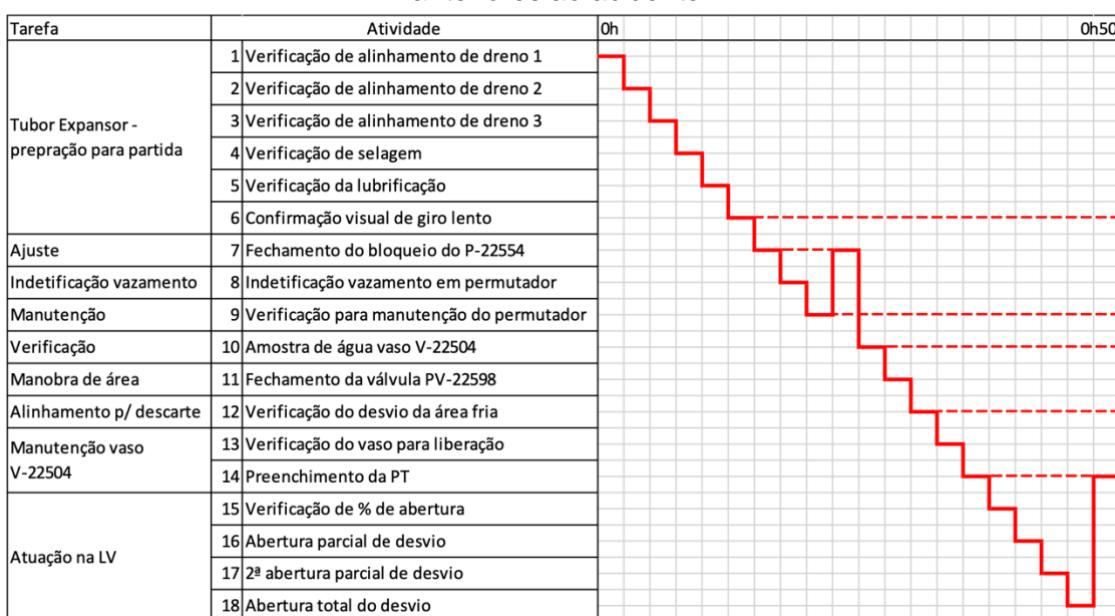
Porém, antes de focalizar este ponto, cabe relembrar brevemente o que antecedeu a decisão de manobra da válvula LV-22528, conforme já foi mencionado.

A U-220A se encontrava em repartida após a parada de manutenção de julho de 2018 e apresentava problemas de arraste de nafta para a torre T-22503 e recirculação de propano, o que teve contribuição da indisponibilidade de alguns instrumentos de medição. O carreamento de nafta para esta torre é indesejado porque impacta em outras tarefas dentro do processo. É comum se observar uma série de instabilidades na planta durante a partida e, para tanto, efetua-se ajustes até se atinja a condição normal de operação da unidade. Porém, reforçamos que a torre tinha o indicador de nível indisponível, o que levava ao operador de painel acompanhar sua variabilidade por outros indicadores. Assim, na tentativa de corrigir a especificação de processo na torre, o operador de painel decide então fechar remotamente a válvula LV-22528 objetivando fazer nível na dita torre. Passado algum tempo, o operador de painel dá o comando de abertura para a mesma válvula, o que posteriormente fora observado pelo mesmo estar aparentemente emperrada, dado a uma resposta insatisfatória no processo apesar de sucessivas tentativas de abertura remota. A resposta insatisfatória ensejou a verificação in loco

do funcionamento da válvula LV-22528 e consequente atuação manual para uma possível correção.

Dispara-se, a partir da necessidade de verificação da válvula e não abertura de 100% da mesma, solicitação para um operador de campo efetuar esta tarefa. Conforme levantamento feito pela Petrobras, o operador de campo efetuou de 18 tarefas de campo distintas em cinquenta minutos. O quadro 20 adiante, retirado do RDI, enumera as tarefas desempenhadas pelo operador.

Quadro 20: últimas tarefas desempenhadas pelo operador de campo anteriores ao acidente.



Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

Percebe-se, a partir da leitura do quadro 20, que o operador de campo efetuou catorze tarefas anteriores à intervenção na LV pretendida. Porém, se sabe que da 14^a a 15^a tarefa evidencia-se aparente desatenção que levou a leitura e operação na válvula LV-22526 ao invés da LV-22528.

A partir daí, a Petrobras afirma que o erro foi não seguir o procedimento chamado PBO nº 2 por parte do operador de campo e do respectivo supervisor de operação, o qual basicamente orienta checar o tag da válvula manipulada e informar ao supervisor via rádio.

Isto posto, a comissão de investigação da ANP lança duas outras reflexões, para o caso do operador de campo e o equívoco de manobra da válvula, as quais

possibilita se extrair duas contribuições que podem ter influência direta no engajamento e entrega de solução, quais sejam:

- ✓ O primeiro deles se refere à quantidade de tarefas distintas em curto espaço de tempo que foram executadas pelo operador. Surge as seguintes indagações a esse respeito: haveria oportunidade de melhoria em se avaliar o volume e a densidade de tarefas a serem desempenhadas por um operador de campo?
- ✓ Em relação ao ambiente de campo, a forma pela qual o mesmo se encontra disposto (a exemplo de iluminação, pintura, posicionamento de equipamentos e instrumentos) não induziria à erro humano, principalmente quando a atividade não for rotineira?

Quadro 21: CC01 e CC02 – Humana: Falha na avaliação de perigos e riscos / Gestão: Falha na capacitação das equipes de HazOp.

CAUSA BÁSICA (CB) OU CAUSA CONTRIBUINTE (CC)	RECOMENDAÇÃO (R)
CC01	<p>R06) Implantar programa de capacitação periódica dos profissionais que integram as equipes de análise de risco.</p> <p>R07) Implantar programa de capacitação de líderes de análise de risco.</p>
CC02	<p>R08) Atender integralmente a N-2782 (Dimensionamento das equipes, dedicação, qualificação, etc.) durante a execução de análises de risco.</p> <p>R09) Revisar padrão PE-2RGN-00155 - Gestão das análises de risco de processo buscando alinhamento (hierarquia de salvaguardas, tipos de sistemas analisados, etc.) com a Diretriz 3 de SMS - Avaliação e Gestão de Risco e o PP-1PBR- 00392 - Avaliação de Gestão de Riscos Operacionais relacionados a SMS.</p> <p>R10) Divulgar as APRs e HazOps para todas as equipes de operação envolvidas gerando evidências da divulgação.</p>

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

Efetuando-se a leitura do quadro 21, depreende-se que as anotações formuladas para o quadro 18 podem ser perfeitamente aproveitadas para o quadro em análise.

Dos pontos finais do quadro 18, para o quadro 21, a ênfase está posicionada no treinamento. O princípio da busca sistemática das melhores metodologias para análise de risco se completa com o devido treinamento nas equipes de especialistas em risco de segurança operacional da companhia.

Nessa mesma linha, para cada novo resultado de revisão de análise de risco de um sistema, é igualmente importante a devida divulgação para conscientização dos pontos pertinentes para a força de trabalho envolvida no dado sistema.

Assim, na mesma esteira da conscientização, criar mecanismo de corporativo para divulgar a importância de se cumprir integralmente os padrões de procedimento, a exemplo da R8, ganha maior importância dado que o não cumprimento do procedimento é um potencial fator causal de incidente ou acidente.

Portanto, as recomendações R06 a R10 são acertadas, acompanhadas das anotações ora exaradas.

Quadro 22: CC04 e CC05 – Gestão: Forma de operação da T-22503 desconsidera suas medições e controle / Humana: Falha no cumprimento de Procedimento Operacional.

CAUSA BÁSICA (CB) OU CAUSA CONTRIBUINTE (CC)	RECOMENDAÇÃO (R)
CC04	R12) Levantar e analisar os equipamentos/sistemas que possuem malhas de controle rotineiramente em manual; R13) Avaliar necessidade de manutenção e/ou plano de manutenção dos instrumentos das malhas de controle rotineiramente em manual; R14) Realizar gestão de mudança e análise de risco para equipamentos que possuem malhas de controle rotineiramente em manual para operacionalizar a malha (alteração do princípio de medição, alteração da lógica de controle, etc.) ou descomissionar quando necessário.

CC05	<p>Implementar R04 e R05.</p> <p>R15) Definir claramente as funções de cada operador no painel da CCI, especialmente durante procedimentos de partida, de modo a garantir a verificação de todos os alarmes recebidos.</p>
-------------	--

Fonte: RDI elaborado pela Petrobras.

Lançando-se o olhar sobre as recomendações R12, R13, R14 e R15, traçamos as seguintes linhas, em complemento às considerações feitas no RDI:

- ✓ Primeiramente sobre a indisponibilidade dos instrumentos da torre, o RDI afirma não ter evidenciado solicitações de manutenção: embora não tenham sido elencados como elementos críticos para segurança operacional, a falta dos instrumentos se constitui em duas falhas de gerenciamento, ambas relacionadas às Práticas de Gestão preconizadas pelo SGSO, a saber: Gestão de Integridade Mecânica (item 12.3.5) e, consequentemente, Gestão de Mudança notadamente na tarefa do operador (item 15.2). Apesar de terem sido identificadas, tais falhas não foram objeto de maior exploração para corrigirem o não cumprimento, o que denota pouca percepção da importância do papel destas Práticas de Gestão e que os lapsos ocorridos contribuíram para a consecução do acidente;

- ✓ Como desdobramento da ausência de instrumento da torre T-22503, há consequente transferência de percepção de problema e responsabilização do operador de painel para oferecimento de solução das variabilidades de processo na mesma: como não se efetuou análise da mudança de tarefa (no caso, o meio alternativo de se acompanhar variabilidade de nível da torre em tela), não se levantou cenários de riscos e tampouco se garantiu treinamento – caso pertinente – para que os operadores os conhecessem à suficiência. Em suma, aqui duas situações devem ser melhores observadas ou mesmo bem cumpridas: ou se perfaz todos os procedimentos para se garantir a automação na torre ou se efetua todos os passos de uma mudança

temporária de tarefa, para que se levante os riscos de segurança e faça os empregados diretamente ligadas à dada tarefa de fato os conhecerem ou ambas, quando aplicável. Desta maneira, procura-se minorar o erro humano, quando é possível se dispor de automação ou de ferramentas de gestão que visem aumentar a segurança na atuação humana; e

- ✓ Paralelamente ao problema de instrumentação da T-22503, o RDI traz também que “*em 2016 foi identificado que o alarme de pressão alta do TQ-68301 estava incorretamente configurado em 1,0 kgf/cm², acima do setpoint de abertura de ambas PSVs do tanque. O gerenciamento de alarmes indicou a alteração do alarme para 0,8 kgf/cm². Este novo alarme não foi implementado, uma vez que a atividade de saneamento de alarmes da U-683 ainda estava em andamento* (grifo nosso). Desta forma, o operador do Painel 04 recebeu o alarme quando a pressão do TQ-68301 era de 1,0 kgf/cm² (*coincidente com o fim de escala do medidor de pressão*)”. Além da situação em que a comissão de investigação da ANP sublinha, causa espécie o RDI não trazer nenhuma outra informação sobre a conclusão deste trabalho ou mesmo sobre o grau de importância atribuído a ele versus o quanto que faltava para sua efetivação total. O ponto aqui discorrido, indubitavelmente participa de questões ligadas a Prática de Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos, exposto no SGSO (item 4.2).

5.5. Ações tomadas pela ANP

5.5.1. Ação de fiscalização – primeira vistoria

Prática padrão adotada pela Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC da ANP, após a ciência de ocorrência de acidente grave³⁹, é prioritariamente planejada ação de fiscalização visando a vistoria *in loco* das instalações industriais do agente regulado.

Em 20/08/2018, a SPC deslocou servidores à refinaria de Paulínia – Replan para realização de ação de fiscalização com o objetivo de verificar o acidente ocorrido e acompanhar as ações imediatas que estavam sendo tomadas.

Em 23/08/2018, a refinaria de Paulínia – Replan foi interditada, através do Documento de Fiscalização (DF) nº 762.000.18.33.533871, como medida cautelar prevista no art. 5º, inciso III, da Lei nº 9.847/1999, com a finalidade principal de evitar novos acidentes. A desinterdição estava condicionada ao envio de documentação relacionada à segurança operacional.

5.5.2. Ação de fiscalização – segunda vistoria

Como procedimento para análise da possibilidade de desinterdição das unidades não afetadas no acidente, em 29/08/2018, a SPC deslocou servidores à refinaria de Paulínia – Replan para realização de ação de fiscalização, além da realização de verificação técnica das condições de segurança do isolamento das unidades U-200 (Unidade de Destilação Atmosférica), U-220A (Unidade de Craqueamento Catalítico fluidizado) e U-683 (Unidade de Tratamento de Águas Ácidas).

Após pleno cumprimento das solicitações elencadas no Documento de Fiscalização de interdição, e verificação *in loco*, no dia 29/08/2018, das condições de segurança do isolamento das unidades U-200 (Unidade de Destilação Atmosférica), U-220A (Unidade de Craqueamento Catalítico) e U-683 (Unidade de Tratamento de Águas Ácidas), unidades estas afetadas no acidente ocorrido no dia

³⁹ Acidente grave: tipo de acidente em que ocorre ferimento grave, fatalidade, descarga maior, incêndio, explosão, falha estrutural, colisão, abalroamento, adernamento, afundamento, naufrágio, queda de helicóptero ou perda de controle de poço. (Definição descrita na Resolução ANP nº 882/2022).

20/08/2018, a Replan teve suas unidades não afetadas desinterditadas no dia 29/08/2018 através do Documento de Fiscalização nº 762.000.18.33.543048.

Importante ressaltar que as unidades U-200 (Unidade de Destilação Atmosférica), U-220A (Unidade de Craqueamento Catalítico) e U-683 (Unidade de Tratamento de Águas Ácidas) permaneceram interditadas, já que foram afetadas pelo acidente e o retorno à operação segura dependia de várias intervenções pertinentes à segurança de processo.

5.5.3. Ação de fiscalização – Outras vistorias

A desinterdição das unidades afetadas estava vinculada ao pleno atendimento de documentação solicitada pela ANP, pertinente à segurança operacional e legislação aplicável, bem como da vistoria *in loco* das instalações industriais da unidade de processo.

A vistoria deveria ser solicitada pela Petrobras após a implementação de todas as intervenções necessárias para o retorno seguro da operação, incluindo atualizações de documentos emitidos por outros órgãos governamentais, a exemplo da Licença de Operação e Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros.

O quadro 23 apresenta as datas das vistorias e desinterdição das unidades afetadas.

Quadro 23: Datas das vistorias e desinterdições das unidades de processos afetadas pelo acidente.

UNIDADE DE PROCESSO	DATA DA VISTORIA	DATA DA DESINTERDIÇÃO
Craqueamento catalítico fluidizado (U-220A)	07 a 09/11/2018	21/11/2018
Destilação atmosférica (U-200)	19 a 21/12/2018	16/01/2019
Unidade de Tratamento de Águas Ácidas (U-683)	06 a 08/07/2022	12/08/2022

Fonte: Elaboração própria.

6. ABRANGÊNCIA

6.1. Não conformidades

O presente item objetiva apontar, após verificação de todos os argumentos no RDI, bem como dos demais documentos colhidos em razão das ações de fiscalização, as não conformidades observadas e que levaram ao acidente na Replan.

No que diz respeito aos diplomas legais diretamente ligados ao tema Segurança Operacional - conforme já apresentado no item 2.2 deste relatório - para efeito da alocação das não conformidades anotadas pela comissão de investigação da ANP, importa ressaltar que estas se posicionam à luz do Regulamento Técnico ANP nº 2/2014, anexo à Resolução ANP nº 5/2014. Adota-se, para tanto, a descrição destas não conformidades dentro das Práticas de Gestão preconizadas na referida Resolução.

O entendimento da comissão de investigação da ANP sobre o conceito de causa raiz encontra amparo Resolução ANP nº 44/2009 e Resolução ANP nº 882/2022. Entretanto, conforme já delineado no item 5.2 deste relatório, o RDI encaminhado traz os resultados na forma de “Causa Básica (CB)” e “Causa Contribuinte (CC)”, os quais, por vezes, divergem conceitualmente das definições elencadas nas resoluções da ANP.

Desse modo, as não conformidades encontradas se relacionam às causas raízes encontradas pela equipe da comissão de investigação da ANP e não tão somente às Causas Básicas apresentadas pelo RDI. Numa frase: identifica-se não conformidades em consonância com o RDI e outras tantas da análise interna da ANP.

6.1.1. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 11 – Identificação e análise de riscos

- ✓ As análises de riscos da refinaria aparentam não terem sido revisadas durante o período em vigor das Disposições Transitórias (art. 3º, da Resolução ANP nº 5/2014)
- ✓ Enquadramento: item 11.7.1.1 – Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Ações:

- a) **todas as unidades de processamento** existentes na Replan devem efetuar revisão de análise de risco periodicamente, **considerando metodologia mais atual**, de modo a obter diagnóstico caso a caso de possíveis lacunas de risco;
- b) **garantir o cumprimento em documentação (em procedimento padronizado)** do item a e fazer abrangência para a força de trabalho conhecer cada implicação;
- c) **todas as unidades de processamento** existentes na REPLAN devem efetuar revisão de análise de risco, **considerando a proteção das interligações entre unidades de processo**; e
- d) **projetos para unidades de processamento** a serem implantadas na REPLAN devem **considerar em sua análise de risco a proteção das interligações entre unidades de processo**.

6.1.2. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 15 – Gerenciamento de mudanças

- ✓ Não houve avaliação na mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503) – a ausência de instrumentação na torre levou ao operador de painel inferir, por sua conta e risco, parâmetros de processo sem que a nova condição de tarefa tivesse mapeados riscos, sendo os mesmos devidamente registrados de forma rastreável.
- ✓ Enquadramento: item 15.3.2 – Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Ações:

- a) Estabelecer meios, por dentro dos princípios de gestão, **de se garantir que uma mudança na tarefa de operação normal seja rigorosamente cumprida**, avaliando os riscos advindos da mudança.

6.1.3. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 12 – Integridade mecânica

- ✓ Ausência de instrumentação na torre T-22503 não permitiu ao operador do painel a pronta identificação da ação do operador de campo sobre o desvio da válvula incorretamente aplicado (retirado do RDI).
- ✓ Enquadramento: item 12.2.3 – Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Ações:

- a) Estabelecer meios, por dentro dos princípios de gestão, **de se garantir o estabelecimento e implantação de periodicidade para realização das atividades de inspeção, teste e manutenção**.
- ✓ Não registrado em procedimento interno alteração da operação normal da torre T-22503 em condições fora das especificações de projeto.
- ✓ Enquadramento: item 12.3.5 – Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Ações:

- a) Estabelecer meios, por dentro dos princípios de gestão, **de se garantir que qualquer alteração das especificações de projeto seja abordada através dos requisitos da Prática de Gestão de Gerenciamento de Mudanças**.

6.1.4. NÃO CONFORMIDADE: Prática de gestão nº 14 – procedimentos operacionais

- ✓ Não houve elaboração de procedimento de operação temporária em razão de mudança de tarefa de operação de equipamento (torre T-22503) – a ausência de instrumentação na torre levou ao operador de painel inferir, por sua conta e risco, parâmetros de processo sem que a nova condição de tarefa tivesse procedimento padronizado com a devida ciência dos operadores diretamente envolvidos.
- ✓ Enquadramento: item 14.3.4 – Regulamento Técnico ANP nº 2/2014.

Ações:

- a) Estabelecer meios, por dentro dos princípios de gestão, **de se garantir que havendo mudança na tarefa de operação normal que leve à uma alteração temporária de procedimento, tenha o mesmo elaborado, documentado e os operadores diretamente ligados sejam devidamente treinados.**

Diante das não conformidades apuradas pela comissão de investigação da ANP, a Replan estava operando as instalações industriais em desacordo com os requisitos dispostos nas regulamentações aplicáveis à atividade.

De acordo com o exposto, a Refinaria de Paulínia – REPLAN, filial da empresa Petróleo Brasileiro S.A., CNPJ nº 33.000.167/0643-47 foi autuada, em conformidade ao disposto nos incisos VIII e IX, do artigo 3º, da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.

6.2. Abrangência para a indústria

As recomendações deste item servem para guiar os Agentes Regulados autorizados atuantes no refino de petróleo para execução das lições aprendidas com o acidente em questão e, em especial, para as refinarias cujo sistema de interligação vaso-tanque se assemelhe ao sinistrado. Estas estão relacionadas diretamente com as Práticas do SGSO, para o qual todas as refinarias devem seguir obrigatoriamente.

1. Empregar as melhores metodologias e técnicas de análise de risco a serem aplicados em seu parque de refino, principalmente em projetos novos; metodologias de análise de risco mais detalhadas, a exemplo do HazOp, devem ser consideradas conforme a complexidade do processamento for maior.
2. Ocorrendo alteração no arranjo do parque de refino existente em uma refinaria, esta deve passar, **necessariamente**, por avaliação da possibilidade de surgir novos riscos, em unidades de processo ligadas direta ou indiretamente à mudança em curso. Como consequência, os planos de resposta à emergência em seus diversos níveis de comprometimento devem ser igualmente revisados;
3. Ter como lição aprendida que unidades de processo existentes em uma refinaria podem vir a necessitar de revisão nas análises de risco - inclusive verificado se o método à época utilizado ainda está coerente com as melhores práticas da indústria atuais - de modo a obter diagnóstico caso a caso de possíveis lacunas de risco anteriormente não observadas;
4. Revisar e registrar devidamente a análise de risco em sistemas de processo onde haja transferência de fluido com hidrocarboneto diluído ou difuso, através de gradiente de pressão, em especial em casos semelhantes ao do incidente em tela;

5. Operações estritamente manuais devem estar respaldadas por avaliação devidamente procedimentada pela empresa, a qual Normas diretamente relacionadas a Fatores Humanos sejam consideradas. Importante pontuar que situações como excesso de tarefa, ergonomia na operação e comprometimento de alto risco decisório do operador devem ser rigorosamente avaliadas principalmente em situações fora da operação normal.

6.2.1. Recomendações adicionais

No que se refere ao RDI encaminhado, a comissão de investigação da ANP destaca as seguintes observações, devendo ser entendidas como recomendações adicionais, levando em consideração algumas inadequações verificadas neste documento e devem ser implantados em um futuro RDI:

1. As Recomendações elaboradas pelo Agente englobam ações corretivas e preventivas sem uma distinção clara entre ambas;
2. Não há clara demonstração em quais Práticas de Gestão do SGSO há necessidade de ação corretiva e preventiva, deixando que a Comissão de investigação da ANP fizesse, onde houvesse, o devido enquadramento entre as quinze recomendações apresentadas;
3. Não há maiores detalhes sobre abrangência das ações para a Replan e tampouco para as demais refinarias sob domínio corporativo da Petrobras; e
4. O PBO nº 2 é um guia de boas práticas para se executar comunicação de tag via rádio. Contudo, **faltou evidenciar que houvesse procedimento operacional da Replan que indicasse, quando não as válvulas específicas, ao menos o tipo de válvula que a equipe tivesse que utilizar o referido PBO.** Portanto, não é possível se comprovar **se o supervisor e operador de campo deveriam mesmo ter seguido este PBO para a válvula em questão.**

O item 14.2.1. da Prática de Gestão de Procedimentos Operacionais (Prática nº 14) do SGSO é o fundamento para esta suplementação:

“O Agente Autorizado tem como atribuição:

14.2.1. Elaborar, documentar, implementar e controlar os procedimentos operacionais para as operações que são realizadas na instalação, com instruções claras e específicas para a execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades” (grifo nosso).

6.3. Pontos de melhoria e observações gerais

Os pontos de melhoria apresentados pela comissão de investigação da ANP nessa seção servem para avaliação do Agente Regulado e demais interessados, no sentido de auxiliar e robustecer práticas operacionais, trazendo maior segurança para o processo e para a força de trabalho.

Neste mister, a comissão de investigação da ANP encaminha as seguintes indagações, com o fito de cumprimento do objetivo acima:

1. A quantidade de tarefas estaria bem dimensionada para o operador de campo, de modo que se entregue ao mesmo o melhor engajamento possível e atenção no que lhe couber desempenhar?

2. Manobra manual em válvulas de fluidos do processo. No incidente ocorreu atuação na válvula LV-22526 ao invés da LV-22528. A priori, poder-se-ia atribuir que a ação na válvula errada seria fruto de falta de atenção do operador de campo. Entretanto, não é abordado no RDI sobre possíveis influências no ambiente em que as válvulas se encontravam. A partir desta hipótese, levanta-se as seguintes questões:
 - (i) a iluminação local era adequada?
 - (ii) a pintura de ambos os *tags* se encontravam em bom estado, de modo a se evitar confusão?
 - (iii) ainda relacionado aos *tags*, após o acidente não se verificou a possibilidade de indução de identificação

equivocada entre os números 6 e 8, por má escolha no estilo ou fonte de letra?

3. Abertura de canal de comunicação para a força de trabalho e oportunidade de melhorias. Consta no RDI que, segundo os operadores, foram identificadas oportunidades de melhorias na organização e divisão das tarefas para facilitar a compreensão do processo nos momentos em que substitui um dos colegas de equipe. No que diz respeito a essa última informação, o RDI não destaca nenhuma linha a mais sobre como são administradas as contribuições por parte do Agente Regulado. As oportunidades de melhorias poderiam ser anotadas – de forma diligente – como fiel observação ao item 2.2, da Prática de Gestão 2, do SGSO, transcrita adiante:

“2.2. Participação do Pessoal

O Agente Autorizado é responsável por:

2.2.1. Estabelecer sistemática para fomentar a participação da força de trabalho no desenvolvimento, implementação e revisão periódica do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional. A sistemática deve abordar no mínimo:

- a) Registro de sugestões, reclamações e comentários por parte da força de trabalho;*
- b) Análise das sugestões, reclamações e comentários pela gerência responsável;*
- c) Adoção de medidas corretivas e preventivas, quando aplicável; e*
- d) Divulgação do resultado para a força de trabalho.”* (grifo nosso).

4. Desse modo, os Agentes Regulados devem estar preparados para responder a seguinte indagação: os dispositivos para oferecer oportunidade de comunicação entre a operação e demais níveis gerenciais próprios para tratá-la, são considerados nas auditorias e sofrem seus desdobramentos adequadamente?

7. CONCLUSÃO

O acidente em tela trouxe como lição aprendida que a inobservância mesmo de poucos itens do SGSO pode levar a acidentes, inclusive de grande gravidade. Também lançou luz sobre como uma falha na cobertura da análise de risco leva a desdobramentos perigosos.

Destaca-se também a importância do pleno conhecimento das características físico-químicas dos fluidos que estão envolvidos nos processamentos realizados nas unidades de processos de uma refinaria. Como observado no acidente, as interfaces entre unidades de processo podem ocasionar alterações consideráveis nas condições operacionais, ocorrendo a possibilidade de mudanças no estado físico de um determinado fluido, dependendo de suas características peculiares. Tais mudanças também devem ser analisadas, de forma a reduzir os riscos associados a níveis aceitáveis.

Adicionalmente, reforça a importância da correta execução de uma gestão de mudança, no sentido de garantir a operação segura no processamento após a efetivação da mudança, quanto manter a integridade mecânica de todo um sistema no processo.

Por fim, alerta sobre a necessidade de sempre manter a atenção em tarefas estritamente manuais em campo, envolvendo desde a constante avaliação dos procedimentos operacionais em campo até as condições ambientais de trabalho no campo, tendo destaque maior para operações não rotineiras.

Assim, é esperado que os pontos destacados no presente relatório auxiliem na diminuição do surgimento de causas raízes que potencialmente suscitem semelhantes acidentes como foi o caso na Replan.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Publicado no sítio eletrônico do Ministério do Trabalho e Emprego. Consulta realizada em 11/06/2023. Link de acesso: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/comissao-tripartite-partitaria-permanente/normas-regulamentadora>.
- [2]. Sítio eletrônico da Associação Brasileira de Normas Técnicas. Consulta realizada em 11/06/2023. Link de acesso: <https://www.abnt.org.br/institucional/sobre>.
- [3]. BENITO CARDELLA. **Segurança no Trabalho e Prevenção de Acidentes – Uma abordagem holística**. Página 103. 7^a reimpressão 2009. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2009.
- [4]. VALLE, M. L. M. **Produtos do setor de combustíveis e de lubrificantes**. Rio de Janeiro: Publit Soluções editoriais, 2007.
- [5]. BRASIL, N. I. et al. **Processamento de Petróleo e Gás**. Página 146. 2^a edição. Rio de Janeiro: LTC, 2014.
- [6]. FAHIM, M.A; AL-SAHHAFA, T.A.; ELKILANI, A.S. **Introdução ao Refino de Petróleo**. Página 241. Tradução de Lersch Traduções. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.
- [7]. NETO, P. P. **Simulação e otimização da seção de fracionamento e recuperação de produtos da unidade de craqueamento catalítico fluido**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química – Universidade Estadual de Campinas. Campinas/SP. 1994.
- [8]. SILVA, I.S; ALENCAR, J.R.B e DANIELSKI L.. **Influência de variáveis de processo na simulação de unidades de águas ácidas de refinaria**. XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química. Florianópolis/SC. 2014.
- [9]. BARROS, D.J.S. **Investigação do efeito de variáveis de processo na eficiência de remoção de H₂S em unidade de tratamento de águas ácidas de duas torres**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química – Universidade Federal do Paraná. Curitiba/PR. 2016.
- [10]. ANZE, M. **Otimização do uso de água em refinarias de petróleo**. Tese de Doutorado em Engenharia – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo/SP, 2013.
- [11]. SOARES, P. R. F.T. **Realidade virtual como ferramenta de treinamento para brigada de emergência de uma refinaria**. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – Universidade Federal de Pernambuco. Recife/PE. 2019.

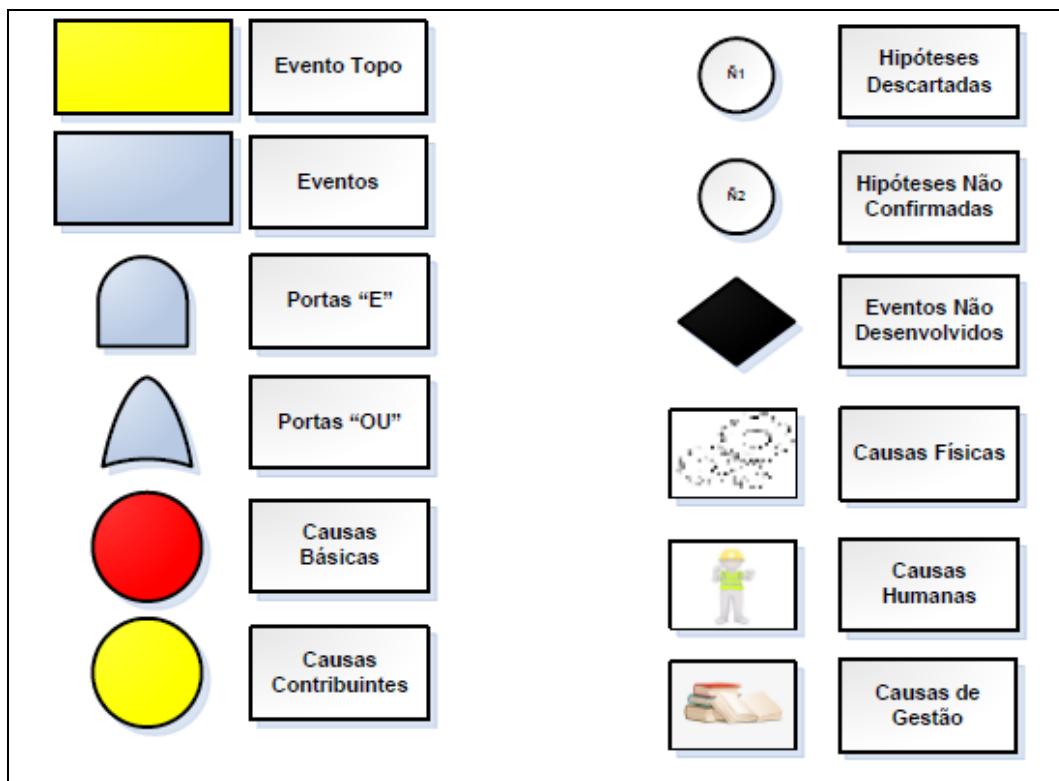
- [12]. RANGEL, L.P. **Influência da composição do gás liquefeito de petróleo sobre as emissões gasosas de um queimador de fonte fixa**. Dissertação de Mestrado do curso de Pós-Graduação em Engenharia Química – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis/SC. 1999.
- [13]. FARAH, M.A. **Petróleo e seus derivados**. Página 91. Rio de Janeiro: LTC, 2012.
- [14]. Government of Canada, 2019. **Understanding pressure effects**. Disponível em: <<https://www.ic.gc.ca/eic/site/mc-mc.nsf/eng/lm00449.html>>. Acesso em 14/10/2020.
- [15]. Cetesb, **Emergências Químicas, 2020. Gases**. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/emergencias-quimicas/aspectos-gerais/perigos-associados-as-substancias-quimicas/gases/>>. Acesso em 15/10/2020.
- [16]. JUNIOR, M.S. **Abordagem sistemática para avaliação de riscos de acidentes em instalações de processamento químico e nuclear**. Tese de Doutorado em Engenharia Química – Faculdade de Engenharia Química da Universidade Estadual de Campinas. Campinas/SP, 2003.
- [17]. DUARTE, M. **Riscos industriais – Etapas para a Investigação e a Prevenção de Acidentes**. Página 120. 1^a edição. Rio de Janeiro: FUNENSEG, 2002.
- [18]. SOUZA, A. M. **Estudo de emissões de vapores orgânicos no carregamento de gasolina em caminhões-tanque**. Mestrado profissional em Gerenciamento e Tecnologia Ambiental no Processo Produtivo – Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia. Salvador/BA, 2004.
- [19]. FERNANDES, M.R. **Formulação de novos combustíveis base Diesel: Avaliação de desempenho e emissões**. Tese de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal/RN, 2011.
- [20]. BETHLEM, C.C. **Otimização estrutural de tetos flutuantes tipo pontão**. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica – COPPE/ Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ. 2017.
- [21]. ATKINSON, G.; HALL, J.; MCGILLIVRAY, A. **Review of Vapour Cloud Explosion Incidents. Research Report RR1113. Health and Safety Executive – HSE. First published by HSE 2017**.
- [22]. AGUIAR, MILENA CABRAL. **Análise de causa raiz: levantamento dos métodos e exemplificação**. Dissertação (mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial, 2014.

ANEXOS

APÊNDICE A: Árvore de falhas apresentada no RDI

A Comissão de investigação da ANP aponta parte da ramificação da árvore de falhas apresentada no RDI, evidenciando o desenvolvimento e estruturação da mesma.

- Legenda utilizada



➤ Ramificação da árvore de falhas



