



PROGRAMA EQ-ANP

**Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do
Petróleo e Gás Natural**



**Influência da Convecção Gerada por Fornos
em Projetos de Classificação Elétrica de Áreas**

Diogo Simon Werberich

Projeto de Final de Curso

Orientador

Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Dezembro de 2009

INFLUÊNCIA DA CONVECÇÃO GERADA POR FORNOS EM PROJETOS DE CLASSIFICAÇÃO ELÉTRICA DE ÁREAS

Diogo Simon Werberich

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente do Programa Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

Aprovado por:

Luiz Fernando Lopes Rodrigues Silva, D.Sc.

Bruno Ferraz Medeiros, Eng

Eduardo Rangel Braga, M.Sc.

Orientado por:

Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Dezembro de 2009

Werberich, Diogo Simon.

Influência da convecção gerada por fornos em projetos de classificação elétrica de áreas / Diogo Simon Werberich. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009.

xii, 50 p.; il.

(Projeto de Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2009. Orientador: Ricardo de Andrade Medronho.

1. Classificação Elétrica de Áreas. 2. Segurança. 3. CFD. 4. Projeto de Final de Curso. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

*Aos meus pais, pelo esforço e dedicação para que eu
recebesse uma educação de qualidade
Aos meus amigos, pelo apoio nas horas difíceis e pelos
momentos incríveis que passamos juntos
E aos meus professores, pelo conhecimento transmitido*

“Veni, vidi, vici”

Júlio César

“E, sem saber que era impossível, ele foi lá e fez”

Jean Cocteau

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por todo amor, compreensão e apoio.

Aos meus amigos da Faculdade, por tantos momentos felizes e desesperadores que passamos juntos. Pelas noites viradas estudando “até o sol raiar”, pelas conversas e incentivos nos momentos mais difíceis.

Aos amigos e colegas da Chemtech, que tornaram os últimos dois anos extremamente prazerosos e gratificantes profissionalmente. Principalmente ao Alan Coutinho que contribuiu bastante na proposta e desenvolvimento desse projeto.

Ao meu professor e orientador Ricardo Medronho, pela paciência e apoio sempre que solicitado. E pelo conhecimento passado de forma magistral, não apenas durante a elaboração do projeto, mas nas matérias em que foi meu professor.

Aos membros da banca e ao meu orientador pela compreensão e por aceitarem meu projeto mesmo com um prazo muito curto.

À Escola de Química – UFRJ, pela excelente formação acadêmica oferecida e estrutura sem igual.

Ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo – ANP – e da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT, em particular ao PRH 13, da Escola de Química - Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural.

Obrigado a todos!

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

INFLUÊNCIA DA CONVECÇÃO GERADA POR FORNOS EM PROJETOS DE CLASSIFICAÇÃO ELÉTRICA DE ÁREAS

Diogo Simon Werberich
Dezembro, 2009

Orientador: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Com o aumento da preocupação com questões de Segurança e, em função das normalizações cada vez mais rígidas, a Classificação Elétrica de Áreas tem recebido enorme atenção em projetos de unidades petroquímicas.

A Classificação Elétrica de Áreas é uma etapa necessária para minimizar os riscos de incêndio e explosão em unidades que operam com fluidos inflamáveis, definindo o grau e tipo de proteção que equipamentos e instrumentos elétricos devem receber para não virem a se tornar uma fonte de ignição, sem superestimar os riscos, o que oneraria a construção da planta.

O uso de Fluidodinâmica Computacional (CFD) em projetos de Segurança também vem crescendo nos últimos anos, principalmente pela facilidade de se modelar ambientes com obstáculos e de prever a dispersão de gases tóxicos ou inflamáveis.

O presente trabalho teve como objetivo, por meio de modelagem e simulações utilizando o software ANSYS CFX 12.0, analisar um vazamento de gás inflamável e a influência que correntes de convecção geradas pelas paredes externas aquecidas de um forno de processo causariam à nuvem formada por esse gás. E por fim, determinar se essa influência é suficiente para tornar não-classificada uma área próxima a um forno.

As simulações realizadas nesse projeto indicam que a convecção gerada por fornos de processo praticamente não influenciam a nuvem de gás inflamável incidente. Em função disso, a desclassificação de regiões à volta de fornos deve ser tratada com mais cautela.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineer with emphasis on Petroleum and Natural Gas – Petroleum Engineering.

INFLUENCE OF THE CONVECTION GENERATED BY FURNACES IN ELECTRICAL AREA CLASSIFICATION PROJECTS

Diogo Simon Werberich
December, 2009

Supervisor: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Due to the increasing concern about Safety issues, and to the continuously more restricted normalization, the Electrical Area Classification is receiving huge attention in petrochemical unit projects.

The Electrical Area Classification is a necessary stage of minimizing the fire and explosion risks in units that operate with flammable fluids, defining the grade and kind of protection the electrical equipment and instruments should receive to not become an ignition source, without overestimating the risks, that could operate the plant construction.

The Computational Fluid Dynamics (CFD) use in Safety projects is also increasing in the last years, specially due to the easiness of modeling environments with obstacles and to predict the toxic or flammable gas dispersion.

This present work aims to analyze, by meanings of modeling and simulating, with the ANSYS CFX 12.0 software, a flammable gas leak and the influence that the convection streamlines generated by the warmed external walls of process furnaces could cause in the cloud of butane gas. And ultimately, determine whether this influence is sufficient to change the electrical classification of a furnace surrounding area to not classified.

The simulations made in this project indicate that the convection generated by process furnaces practically doesn't influence the incident flammable gas cloud. By this reason, the declassification of the furnace surrounding regions must be treated with more caution.

ÍNDICE

Capítulo I – Introdução	1
I.1 – Triângulo do Fogo	2
I.2 – Objetivo	4
Capítulo II – Fundamentação Teórica - Definições	4
II.1 – Classificação Elétrica de Áreas	4
II.2 – Normas Aplicáveis	5
II.3 – Definições	7
II.3.1 – Áreas Classificadas	7
II.3.2 – Ponto de Fulgor, Ponto de Combustão e Temperatura de Auto Ignição	7
II.3.3 – Classes de Temperatura	8
II.3.4 – Limite Inferior de Inflamabilidade (LII)	9
II.3.5 – Líquidos Inflamáveis e Combustíveis	9
II.3.6 – Ventilação	9
II.3.7 – Fonte de Risco	10
II.3.8 – Zonas	11
II.3.9 – Grupo	12
II.3.10 – Densidade Relativa	13
II.3.11 – Dimensão de Áreas Classificadas	13
II.3.12 – Áreas Não Classificadas	17
II.4 – Influência dos Fornos na Classificação Elétrica de Áreas	18
II.4.1 – Fornos	18
II.4.2 – Desclassificação da Área ao redor dos Fornos	21
II.5 – Transferência de Calor	22
II.5.1 – Convecção	22
II.5.2 – Radiação	23

Capítulo III – Simulações	24
III.1 – Definição da Geometria	24
III.2 – Definição das Temperaturas	25
III.3 – Ventos Predominantes	26
III.4 – Fluido Inflamável	27
III.5 – Malha de Volumes Finitos	27
Capítulo IV – Resultados e Discussões	29
IV.1 – Determinação da Vazão de Gás Butano	29
IV.2 – Formação da Camada de Ar Aquecido à volta do Forno	31
IV.3 – Influência do Vento na Camada de Ar Aquecido	34
IV.4 – Influência do Vento na Nuvem de Gás	36
IV.5 – Influência do Forno na Nuvem de Gás	41
Capítulo V – Conclusão	43
V.1 – Sugestões para Trabalhos Futuros	43
Referências Bibliográficas	44
Apêndice A – Propriedades Físico-Químicas	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I – Introdução	1
Figura I.1 Plataforma P-36 ao adernar após o acidente	1
Figura I.2 Plataforma Piper Alpha em chamas	2
Figura I.3 Triângulo do Fogo	3
Capítulo II – Fundamentação Teórica - Definições	4
Figura II.1 Desenvolvimento do formato da nuvem de risco para gases e vapores mais densos do que o ar	14
Figura II.2 Dimensionamento das zonas classificadas para gás ou vapor mais pesado que o ar, em ambiente adequadamente ventilado	15
Figura II.3 Desenvolvimento do formato da nuvem de risco para gases e vapores menos densos do que o ar	16
Figura II.4 Dimensionamento das zonas classificadas para gás ou vapor mais leve que o ar, em ambiente adequadamente ventilado	17
Figura II.5 Forno de processo da antiga Petroquímica União (PQU), atual Quattor	19
Figura II.6 Forno de processo sobre pilares	20
Capítulo III – Simulações	24
Figura III.1 Geometria do projeto	25
Figura III.2 Esquema representativo das direções e sentidos dos ventos	26
Figura III.3 Refino da malha em um corte longitudinal	28

Capítulo IV – Resultados e Discussões	29
Figura IV.1 Isosurface de concentração volumétrica de 1% da nuvem de gás. Vazamento de 1,0 kg/s de butano	29
Figura IV.2 Contour de concentração da nuvem de butano	30
Figura IV.3 Contour de velocidade indicando um vazamento subsônico	30
Figura IV.4 Pluma ascendente de ar aquecido pelas paredes do forno	31
Figura IV.5 Correntes ascendente de vento devido ao aquecimento do ar	32
Figura IV.6 Linhas de corrente de ar ascendente a 2 metros do forno	32
Figura IV.7 Correntes ascendente de vento devido ao aquecimento do ar	33
Figura IV.8 Alterações na camada de ar aquecido devido ao vento incidente	34
Figura IV.9 Perfil de velocidade do vento principal	35
Figura IV.10 Achatamento da camada de ar aquecido pelo vento lateral, perpendicular ao eixo vazamento-forno	35
Figura IV.11 Linhas de corrente representando o vento principal	36
Figura IV.12 Contour de concentração de butano sob influência do vento principal	37
Figura IV.13 Linhas de corrente representando o vento lateral e isosurface de 1% volumétrico de Butano	38
Figura IV.14 Contour de concentração de butano sob influência do vento lateral	38
Figura IV.15 Contour de concentração de butano sob influência do vento contrário ao sentido do vazamento e do vento principal	39
Figura IV.16 Isosurface de concentração volumétrica de 1% de butano sob influência do vento contrário ao sentido do vazamento e do vento principal	40
Figura IV.17 Linhas de corrente da nuvem de gás e do vento contrário ao vazamento	40
Figura IV.18 Contour de concentração da nuvem de gás, com aquecimento do forno	41
Figura IV.19 Linhas de corrente geradas pelas paredes aquecidas do forno e sua relação com a nuvem de butano	42

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo II – Fundamentação Teórica - Definições	4
Tabela II.1 Classificação de máxima temperatura de superfície	9
Tabela II.2 Valores típicos para o coeficiente de transferência de calor por convecção	23
Apêndice A – Propriedades Físico-Químicas	47
Tabela A.1 Principais Características das Substâncias Inflamáveis	47

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO

Um dos maiores riscos associados à indústria de petróleo é a possibilidade de ocorrência de incêndios e explosões em função da enorme quantidade de fluidos inflamáveis com a qual ela opera.

Uma explosão em uma refinaria ou em uma plataforma de exploração pode causar não apenas enormes prejuízos ao patrimônio físico podendo atingir a ordem de bilhões de reais, mas também danos ao meio ambiente e à vida humana. Além disso, também deve-se levar em conta as perdas financeiras causadas pela parada de operação da unidade.

Uma plataforma como a P-36 (Figura I.1), na época a maior plataforma semi-submersível do mundo, teve um custo de produção de US\$ 350 milhões, e produzia 84.000 barris de óleo cru e 1,3 milhões de m³ de gás por dia (Petrobras e Thomson Financial, 2001), que, após as explosões que culminaram no seu afundamento no campo de Roncador na Bacia de Campos em 2001, deixaram de ser explorados até a substituição provisória pelo navio-plataforma FPSO-Brasil. O navio só foi fretado 20 meses depois do acidente e substituído definitivamente pela P-52 no final de 2007, causando uma perda de receita de aproximadamente US\$ 50 milhões mensais pela suspensão da produção no Campo do Roncador até a chegada do navio, fora o valor do aluguel da embarcação. Além da perda financeira, o acidente causou ainda um vazamento de 1,5 milhões de litros de óleo que deixou uma mancha no mar que chegou a 8 km de extensão (Maciel, 2008; O Globo, 2002).



Figura I.1 – Plataforma P-36 ao adernar após o acidente. Blue Star Line (2008)

Outro exemplo, considerado um dos maiores desastres offshore da indústria do petróleo foi o vazamento de gás, seguido de repetidas explosões e incêndio que destruíram a plataforma de petróleo Piper Alpha, em 1988 no Mar do Norte (Figura I.2). O acidente causou a morte de 167 pessoas, deixando apenas 62 sobreviventes e um prejuízo da ordem de US\$ 3,4 bilhões (Duff, 2008).



Figura I.2 – Plataforma Piper Alpha em chamas. Exponent (2008)

Um incêndio pode causar grandes prejuízos pela sua possibilidade de alastramento e dificuldade de extinção, principalmente quando se refere à indústria petroquímica e a unidades que transportam, armazenam e operam com enormes quantidades de combustíveis como é o caso de refinarias e plataformas de petróleo. Em unidades de exploração em mar aberto, os riscos são ainda maiores, em função do isolamento geográfico, que dificulta a chegada das equipes responsáveis pelo salvamento e extinção do fogo.

I.1. Triângulo do Fogo

O fogo é um processo exotérmico de oxidação, uma manifestação de uma combustão rápida com emissão de luz e calor. No entanto, para que haja uma explosão ou um incêndio, e para que este se mantenha, é obrigatoriamente necessário haver os três fatores que compõem o “triângulo do fogo” (Figura I.3):



Figura I.3 – Triângulo do Fogo

- O combustível, em geral material orgânico, é a substância suscetível de entrar em combustão, tendo suas ligações carbono-carbono rompidas na formação de CO_2 .
- O comburente mais comum é o oxigênio que, associando-se quimicamente ao combustível, é capaz de fazê-lo entrar em combustão.
- Por fim, o calor, a energia necessária para iniciar e manter a combustão.

Dessa forma, para evitar um incêndio, devem-se encontrar formas de impedir que pelo menos um dos três fatores entre em contato com os outros.

Na indústria do petróleo, evitar a presença de material inflamável (o combustível) é extremamente difícil, principalmente em refinarias, que possuem tanques de teto fixo, válvulas de alívio, conexões, selos de bombas, drenos, respiros (“vents”) e outras fontes de fluidos inflamáveis que podem gerar uma atmosfera potencialmente explosiva.

Uma medida para prevenir a formação de fogo é impedir que o comburente atinja níveis dentro da faixa explosiva através da injeção de compostos inertes como o CO_2 ou N_2 . Mas essa medida é impraticável na indústria do petróleo que trabalha com grandes dimensões e geralmente a céu aberto. Uma das formas de utilizar o conceito de remover o componente “ar” é trabalhar com equipamentos imersos em óleo ou areia, mas que somente são funcionais em casos específicos.

Em ambientes em que não é possível impedir a presença de fluidos inflamáveis e de ar, como o de boa parte da indústria química, há a alternativa de impedir a formação da fonte de ignição, ou isolá-la. A partir desse último conceito nasceu a Classificação Elétrica de Áreas.

I.2. Objetivo

O objetivo do presente trabalho é simular e analisar a formação de fluxos convectivos externos gerados por grandes fornos de indústrias petroquímicas e verificar a influência que esses fluxos causam em nuvens de vazamento de gases inflamáveis. Essas informações são muito importantes para profissionais da área de Segurança e que elaboram projetos de classificação elétrica de áreas.

Para realizar tais simulações, será utilizado o pacote ANSYS CFX 12.0, um software de Fluidodinâmica Computacional (CFD) (ANSYS CFX, 2009).

CAPÍTULO II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA - DEFINIÇÕES

II.1. Classificação Elétrica de Áreas

Em algumas indústrias, como a petroquímica, muitas vezes é necessário operar uma unidade sob condições de risco, em áreas onde é possível, e muitas vezes frequente, haver a formação de atmosfera potencialmente explosiva. Nesses casos, deve-se ter um cuidado especial para garantir a segurança. Principalmente quanto à escolha do tipo de equipamento elétrico que pode ser utilizado na unidade, para que o mesmo não se torne a fonte de ignição que iniciará um incêndio, seja por centelhamento normal em função da abertura e fechamento dos circuitos elétricos, por altas temperaturas de operação, ou ainda por razões de defeito.

A classificação elétrica de áreas nada mais é do que um estudo para definir quais regiões de uma unidade industrial correm maiores riscos de explosão, e quais são consideravelmente “seguras”, ou seja, com risco dentro do aceitável.

As regiões mais perigosas recebem atenção especial em relação a seus equipamentos e instrumentos elétricos, que serão mais caros em função da necessidade de proteções especiais definidas por normas ABNT (NBR 6146, 1980; NBR 9518, 1997), baseadas na série 79 da IEC (2007). Quanto aos tipos de proteção, podem-se destacar os equipamentos “à prova de explosão” que limitam uma possível explosão internamente ao equipamento (ABNT 1998a); “imersos em óleo” impedindo o contato entre a mistura

fluido inflamável-ar e as parte do equipamento que podem causar inflamação (ABNT, 1984); e os de “segurança intrínseca” (ABNT, 1989) que limitam a energia circulante abaixo da necessária para causar a ignição, entre outros (ABNT, 1995b).

A determinação das áreas seguras possibilita uma economia no projeto da unidade, uma vez que nelas é possível utilizar equipamentos mais baratos, de menor proteção. Além disso, existem gradações em relação ao tipo de proteção, não sendo necessário portanto utilizar a mais rigorosa, e conseqüentemente mais cara, em toda a extensão da unidade.

Durante o projeto de classificação, é necessário fazer estudos identificando os fatores que determinarão os limites das regiões de maior risco e o nível de proteção de equipamentos necessário em cada uma delas. Esses fatores são definidos por normas brasileiras, baseadas em normas internacionais e serão definidos nos capítulos seguintes. Basicamente, são eles: os tipos, quantidades e características das substâncias inflamáveis utilizadas, a probabilidade de essas substâncias estarem presentes no meio, as condições físicas do ambiente, como a ventilação, e o tipo e condições operacionais dos equipamentos de processo da unidade.

Em posse de todas essas informações, são elaborados Desenhos de Classificação Elétrica de Áreas, que mapeiam as zonas de risco e definem os graus de proteção. Esses desenhos serão posteriormente utilizados durante o projeto de engenharia por equipes como as de Elétrica, Instrumentação, entre outras.

II.2. Normas Aplicáveis

Nas primeiras décadas da indústria de processo petroquímico do Brasil, era muito comum a importação de projetos de origem americana. Foi natural, portanto, a utilização de normas americanas (API, 1998) e conceitos de classificação de áreas definidas por órgãos americanos como o NEC (National Electrical Code) e o API (American Petroleum Institute).

Isso se manteve até o início da década de 1980, com a criação dentro da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) da comissão técnica CT-31 COBEI/ABNT (Comitê Brasileiro de Eletricidade, Iluminação e Telecomunicações). As normas

elaboradas por esse comitê não eram baseadas em normas americanas, e sim em normas internacionais como o IEC (International Electrotechnical Commission) muito influenciado pela normalização européia, especialmente da Alemanha. Hoje, há uma tendência mundial pela utilização da normalização internacional. Inclusive as normas americanas estão se flexibilizando para admitir os conceitos definidos pela IEC, conforme o novo artigo 505 do NEC (Jordão, 2008).

As principais normas utilizadas em projetos de classificação elétrica de áreas no Brasil são:

a) Normas Brasileiras:

ABNT NB 98 - Armazenamento e manuseio de líquidos inflamáveis e combustíveis.

ABNT NBR 8370 - Equipamentos e Instalações Elétricas em Atmosferas Explosivas – Terminologia.

ABNT NBR 9518 - Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Requisitos Gerais – Especificação

b) Normas Petrobras:

N-2166 - Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Refinarias de Petróleo

N-2167 - Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Unidades de Transporte de Petróleo, Gás e Derivados.

N-2154 - Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Regiões de Perfuração e Produção

c) Normas Estrangeiras e Internacionais:

IEC 60079-10 - Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres - Part 10: Classification of Hazardous Areas.

API RP 505 - Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone O, Zone 1, and Zone 2.

II.3. Definições

No Brasil, quase todos os conceitos, terminologias e definições presentes nas normas ABNT/NBR foram extraídos da IEC, porém como será visto mais adiante, ainda são utilizados os métodos de quantificação das extensões classificadas baseados na API RP505 (API, 1998) que utiliza figuras padronizadas de fácil uso, ao invés de cálculos complexos e específicos para cada caso, como é sugerido pela IEC, uma vez que o órgão internacional também permite a utilização dessas figuras.

II.3.1 Áreas Classificadas

Define-se como Área Classificada, a região tridimensional na qual há a possibilidade de formação de uma atmosfera explosiva, seja pela presença de gases/vapores inflamáveis ou de poeiras/fibras combustíveis, exigindo precauções especiais para a construção, instalação e utilização de equipamentos e instrumentos elétricos.

O termo “área” apesar de tecnicamente impreciso foi mantido nas normas da ABNT em função de ter seu uso já amplamente utilizado.

II.3.2 Ponto de Fulgor, Ponto de Combustão e Temperatura de Auto Ignição

Líquidos não entram em combustão. Primeiramente, é necessário que o fluido volatilize para que depois, em contato com o ar e a fonte de ignição, ele se inflame. E nem toda mistura de vapor acima da superfície de um líquido é passível de queima, somente aquelas acima de determinadas concentrações.

Com o aumento da temperatura do líquido, uma maior quantidade de vapor se desprende por evaporação até atingir o limite de fulgor. Nesse ponto, caso haja fonte de ignição, o vapor é inflamado na forma de uma chama rápida (“flash”) e se extingue, uma vez que nessa temperatura, o fluido não desprende vapor suficiente para assegurar uma combustão contínua.

Ponto de Fulgor (ou “Flash Point”) é, portanto, a menor temperatura na qual um líquido libera vapor em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável.

Por outro lado, o Ponto de Combustão é a menor temperatura que a superfície de um líquido precisa atingir, para que este desprenda vapor a uma vazão tal que, ao entrar em contato com uma fonte de ignição externa, haja combustão e esta se mantenha.

Em temperaturas mais elevadas, a própria energia presente no fluido é capaz de ignitar a atmosfera de vapor, sem a necessidade de fonte externa de ignição. A essa temperatura mínima é dado o nome de Temperatura de Auto Ignição.

Isso significa que se o fluido for mantido abaixo de seu ponto de fulgor, não haverá o risco de se formar uma atmosfera explosiva.

II.3.3 Classes de Temperatura

Da mesma forma que as altas temperaturas de um fluido podem fazê-lo entrar em combustão, a superfície quente de um equipamento também pode inflamar uma atmosfera explosiva, se houver contato.

No interior de áreas classificadas, a temperatura máxima da superfície dos equipamentos (em operação, em casos de sobrecarga prevista ou mesmo de defeito) não pode exceder a temperatura de ignição dos gases e vapores que podem estar presentes, podendo ser necessária, por exemplo, a utilização de camadas de isolamento.

Os fluidos inflamáveis foram então separados em Classes de Temperatura, que são utilizadas na classificação de áreas para definir o tipo de proteção que os equipamentos precisam receber.

A Tabela II.1 indica a temperatura máxima que pode atingir a superfície de um equipamento em uma área contendo fluido da respectiva Classe de Temperatura.

Tabela II.1 – Classificação de máxima temperatura de superfície

Classe de Temperatura	Temperatura Máxima de Superfície (°C)
T1	450
T2	300
T3	200
T4	135
T5	100
T6	85

II.3.4 Limite Inferior de Inflamabilidade (LII)

Conforme mencionado no item II.3.2, para que uma atmosfera de vapor se torne inflamável, ela deve estar a uma concentração acima de um valor mínimo, correspondente à temperatura no ponto de fulgor. A essa concentração mínima é dado o nome de Limite Inferior de Inflamabilidade (LII). Abaixo dessa concentração, a mistura é considerada pobre. Existe também uma concentração na qual a mistura é considerada rica, e acima da qual também não ocorre ignição. Ela é chamada de Limite Superior de Inflamabilidade. Isso ocorre porque a concentração do fluido vaporizado é tão alta, que o comburente (oxigênio) se torna escasso a ponto de não conseguir propagar a ignição.

II.3.5 Líquidos Inflamáveis e Combustíveis

A norma NBR 7505 (ABNT, 1995) define os líquidos inflamáveis e combustíveis baseados no método do vaso fechado (ASTM, 2005) como segue:

Líquidos inflamáveis são aqueles que possuem ponto de fulgor inferior a 37,8°C (100°F) E líquidos combustíveis, os que possuem ponto de fulgor igual ou superior a esse valor.

II.3.6 Ventilação

A ventilação é um importante fator na classificação de áreas porque através dela é possível minimizar ou até mesmo evitar a formação de uma atmosfera potencialmente explosiva. Dependendo do grau de ventilação é possível mudar a classificação de um ambiente (zona) conforme será comentado no item II.3.8.

Os ambientes são classificados quanto ao grau de ventilação em:

a) Ambientes com Ventilação Natural

São as áreas que não possuem nenhum obstáculo ao movimento do ar. São eles:

- ambientes abertos para o meio externo em todas as direções.
- ambientes protegidos por telhado, parede ou tela, porém com área livre (sem fechamento nas partes laterais ou superiores) maior ou igual a 60% da área obtida multiplicando-se o perímetro do ambiente por 2,5. No caso dos gases ou vapores mais densos do que o ar, as áreas livres devem abranger as partes inferiores. No caso de gases ou vapores menos densos do que o ar, elas devem abranger as partes superiores.

b) Ambientes com Ventilação Limitada

São aqueles que possuem obstáculos que dificultam, porém não impedem, a circulação natural do ar.

c) Ambientes com Ventilação Impedida

Ambientes nos quais existe a possibilidade de acúmulo de gases ou vapores em função da ausência de movimentação do ar.

d) Ambientes com Ventilação Artificial

Ambientes (salas, prédios ou invólucros) que possuem sistema artificial de insuflamento de ar de modo a evitar a formação de mistura explosiva.

II.3.7 Fonte de Risco

Equipamentos de processo que podem se tornar fonte de liberação de substâncias inflamáveis e combustíveis, mesmo que em casos de falha ou manutenção, são considerados Fontes de Risco.

Tanques, tubulações valvuladas, conexões, flanges, separadores água e óleo, vasos, bombas, compressores e trocadores de calor são exemplos de Fontes de Risco em uma refinaria ou plataforma de petróleo. No entanto, caso se possa assegurar que não haverá escape da substância para o meio externo, o equipamento poderá não ser considerado

uma fonte de risco, como é o caso de tubulações soldadas. As fontes de risco são ainda classificadas em função da probabilidade de haver a liberação dos fluidos inflamáveis e combustíveis:

a) fonte de risco de grau contínuo:

Quando a liberação da substância ocorre continuamente por longos períodos ou frequentemente por curtos períodos. Entre eles podem-se exemplificar os tanques de teto fixo e separadores de água e óleo.

b) fonte de risco de grau primário:

Quando a liberação da substância ocorre periodicamente ou ocasionalmente, em condições normais de operação, ou são causadas por operações de reparo ou manutenção frequentes; ou ainda causadas por rompimento ou falha no equipamento de processo, que sejam anormais, porém previstas.

c) fonte de risco de grau secundário:

Quando a liberação da substância ocorre em condições anormais de operação ou causadas por rompimento ou falha no equipamento de processo, que sejam anormais, porém previstas, ou raramente e por curtos períodos.

II.3.8 Zonas

Zonas são as regiões geradas pelas fontes de risco, nas quais há a probabilidade de presença de materiais inflamáveis. Suas extensões serão vistas mais adiante no item II.3.11. As zonas são classificadas como:

a) Zona 0:

Regiões geradas por fonte de risco de grau contínuo. Por exemplo, o espaço acima da superfície de um líquido contido em um tanque de armazenamento de teto fixo (sem inertização) é considerado zona 0.

b) Zona 1:

Regiões geradas por fonte de risco de grau primário ou secundário, localizadas em ambiente com ventilação limitada ou impedida, como é o caso de depressões e ambientes parcialmente fechados. Ou ainda por outras fontes de risco tais como separadores, válvulas de segurança e de drenagem de esferas, desde que situadas em ambiente adequadamente ventilado.

Também são consideradas Zona 1 as áreas adjacentes as de Zona 0.

c) Zona 2:

Regiões geradas por fonte de risco de grau primário ou secundário localizadas em ambiente adequadamente ventilado, ou áreas adjacentes as de Zona 1.

II.3.9 Grupo

Muitas vezes, os usuários das normas de classificação de áreas são eletricitas, que não necessariamente estão familiarizados com as propriedades físicas e químicas das substâncias inflamáveis. Por isso, as normas e recomendações são geralmente apresentadas de forma didática, para facilitar a utilização de seus conceitos por uma gama maior de profissionais.

Por esse motivo, os órgãos como a IEC e o API separaram os equipamentos e os fluidos inflamáveis em Grupos devido às suas utilizações e similaridades durante o processo de combustão.

Os equipamentos elétricos são classificados em Grupos, referentes à sua aplicação em atmosfera inflamável e/ou explosiva de gases e vapores, sendo subdividido em:

a) grupo I – equipamentos fabricados para operar em minas subterrâneas, suscetíveis à liberação de grisú, uma mistura de gases com predominância de metano.

b) grupo II - equipamentos fabricados para operar em indústrias de superfície, com atmosfera inflamável e/ou explosiva, sendo subdividido, conforme as características das substâncias envolvidas, em IIA, IIB e IIC, definidas na NBR 9518 (ABNT, 1997).

Diversas substâncias e o grupo a qual elas pertencem podem ser encontrados na tabela do Apêndice A1 extraída da N-2166 (Petrobras, 1999).

II.3.10 Densidade Relativa

Uma vez que a densidade relativa de um gás ou vapor é calculada relativamente ao ar, nas mesmas condições de pressão e temperatura, por definição a densidade do ar é igual a 1,0. Para efeitos de classificação de áreas, a IEC define gases mais pesados do que o ar, aqueles que possuem densidade relativa igual ou maior do que 1,2. Gases mais leves do que o ar, aqueles com densidade relativa menor do que 0,8. E os gases com densidade entre esses limites são considerados de mesma densidade que o ar.

II.3.11 Dimensão de Áreas Classificadas

A determinação da dimensão de risco depende de vários fatores como a densidade do fluido, da vazão estimada de uma possível liberação para a atmosfera, da ventilação e das características do ambiente.

a) Fluidos mais densos do que o ar

Esses fluidos tendem a se acumular em depressões (classificadas como zona 1, conforme visto no item II.3.8) e depois em regiões acima do solo, e suas concentrações, e portanto o risco, tendem a decrescer com o aumento da altura. Uma vez que a densidade alta desses fluidos dificulta a mistura com o ar e sua diluição, as dimensões classificadas geradas por eles tendem a ser maiores.

Durante um vazamento mais denso do que o ar, o volume de risco tende a adquirir a forma de uma gaussiana, conforme o caso “a” da Figura II.1. Se o vento for considerado, o volume de risco tende a se deformar aumentando na direção em que o vento arrastar a nuvem de gás ou vapor (caso “b” da Figura II.1). Uma vez que, na prática, não se pode prever a direção do vento, considera-se a hipótese de vento em todas as direções. Para facilitar o traçado da classificação de áreas e sua delimitação, decidiu-se por linearizar a curva resultante do caso “b”, de forma conservativa, obtendo-se o volume do caso “c”.

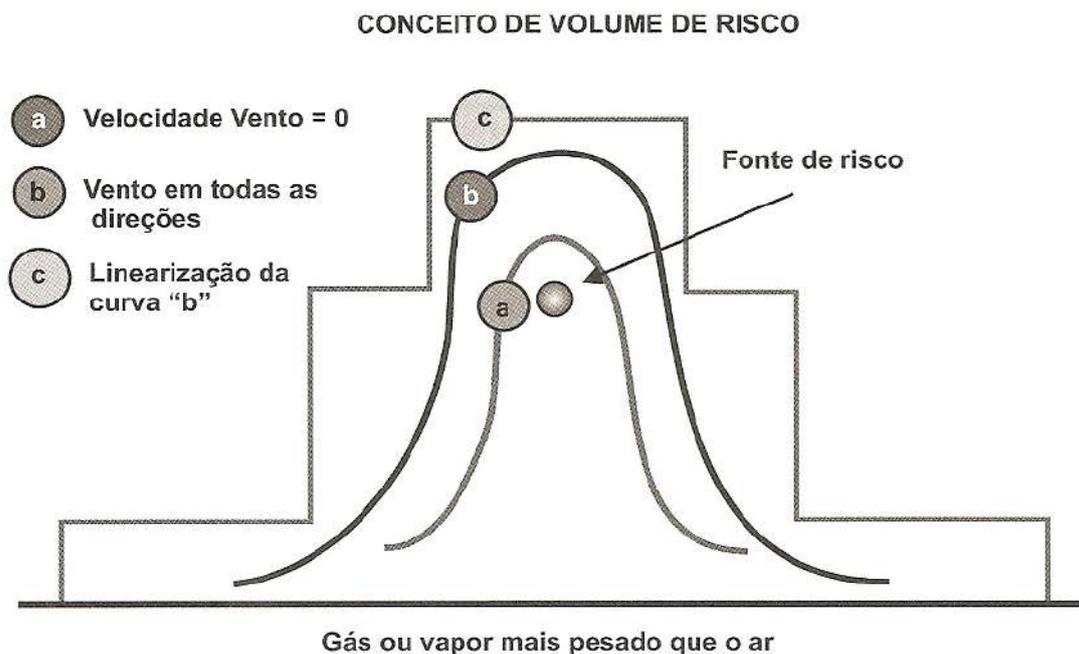


Figura II.1 – Desenvolvimento do formato da nuvem de risco para gases e vapores mais densos do que o ar (Jordão, 2008)

Esse volume de risco é definido como o espaço tridimensional onde é possível a ocorrência de uma atmosfera potencialmente explosiva, ou seja, onde a concentração dos gases inflamáveis é superior ao seu Limite Inferior de Inflamabilidade (LII). Em unidades petroquímicas, utiliza-se um valor de 1% para o LII, considerado um valor padrão conservativo para hidrocarbonetos, uma vez que a maioria desses fluidos possuem LII superiores a isso.

A Figura II.2 proposta pela API RP505 (1998) indica uma fonte de risco acima do solo e as dimensões classificadas sugeridas. Os primeiros 15 metros a partir da fonte de risco são considerados como zona classificada e os 15 metros subsequentes (extensão da zona), com 0,6 metros de altura, são opcionais, utilizados quando a vazão do fluido inflamável é consideravelmente grande e a densidade dos fluidos é alta.

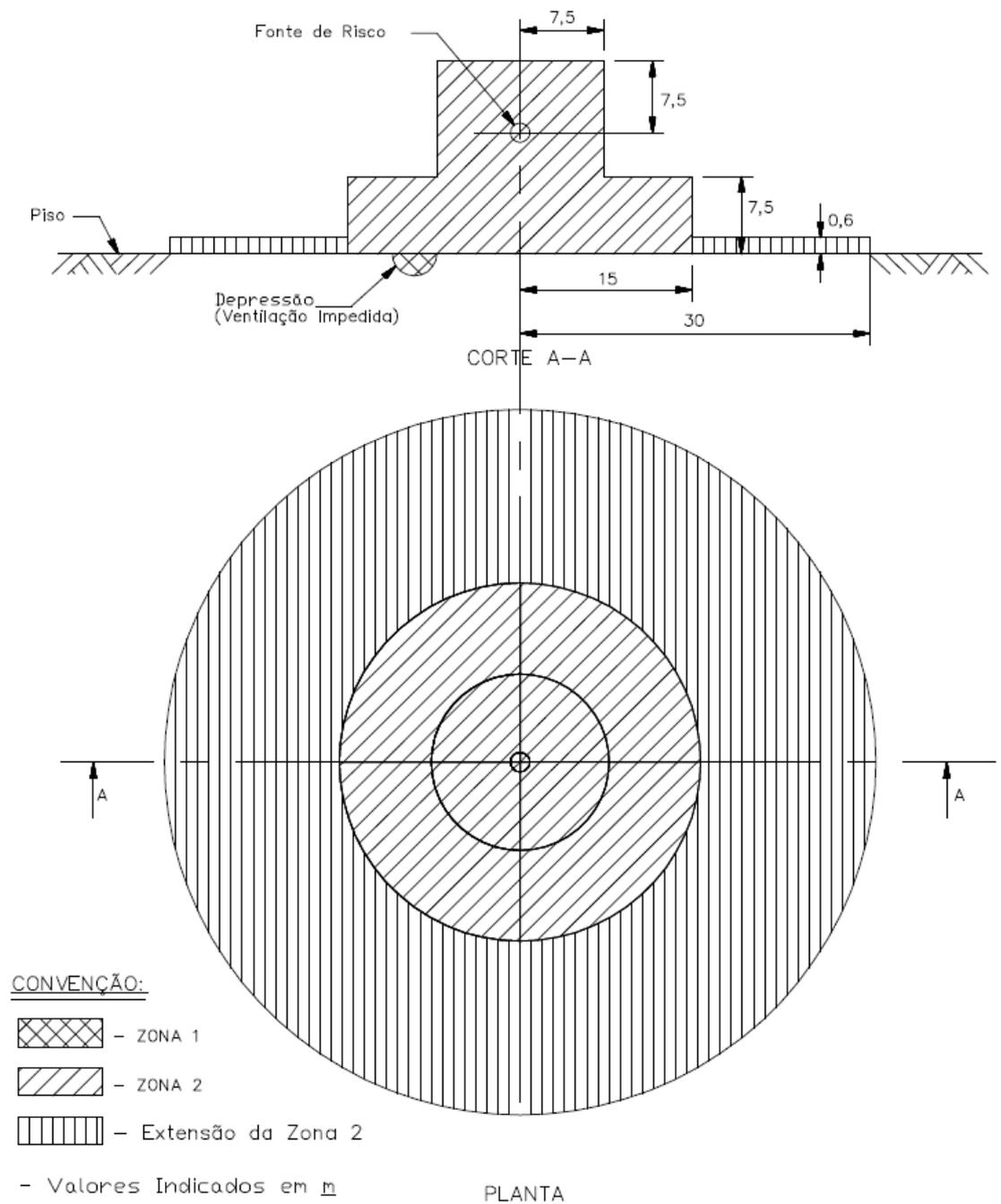


Figura II.2 – Dimensionamento das zonas classificadas para gás ou vapor mais pesado que o ar, em ambiente adequadamente ventilado (extraída da Norma N-2166 Rev.B Fig. B-1, equivalente ao item 9.2.1.1 da API RP 505)

a) Fluidos menos densos do que o ar

Esses fluidos têm mais facilidade de se diluir na atmosfera e por isso a área a ser classificada é muitas vezes menor. Ao contrário do caso anterior, esses fluidos dificilmente se acumulam em uma unidade de processo, a menos que a fonte de risco esteja localizada sob uma estrutura que impeça sua dispersão, como telhados fechados e casas de compressores.

Analogamente ao caso anterior, para fluidos leves, um vazamento tende a formar um volume de controle com o formato de uma gaussiana invertida, conforme a Figura II.3, onde foram feitas as mesmas suposições do caso dos fluidos mais pesados do que o ar.

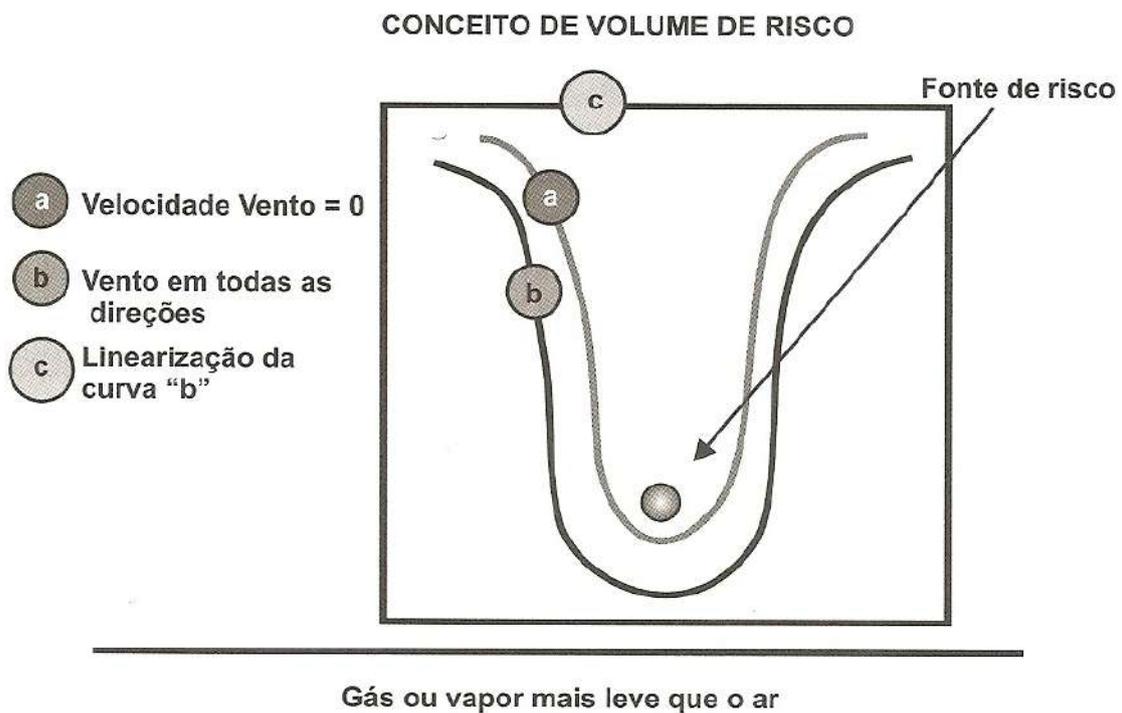


Figura II.3 – Desenvolvimento do formato da nuvem de risco para gases e vapores menos densos do que o ar (Jordão, 2008)

A Figura II.4 indica as dimensões sugeridas pela API RP505 (1998) para os fluidos menos densos do que o ar.

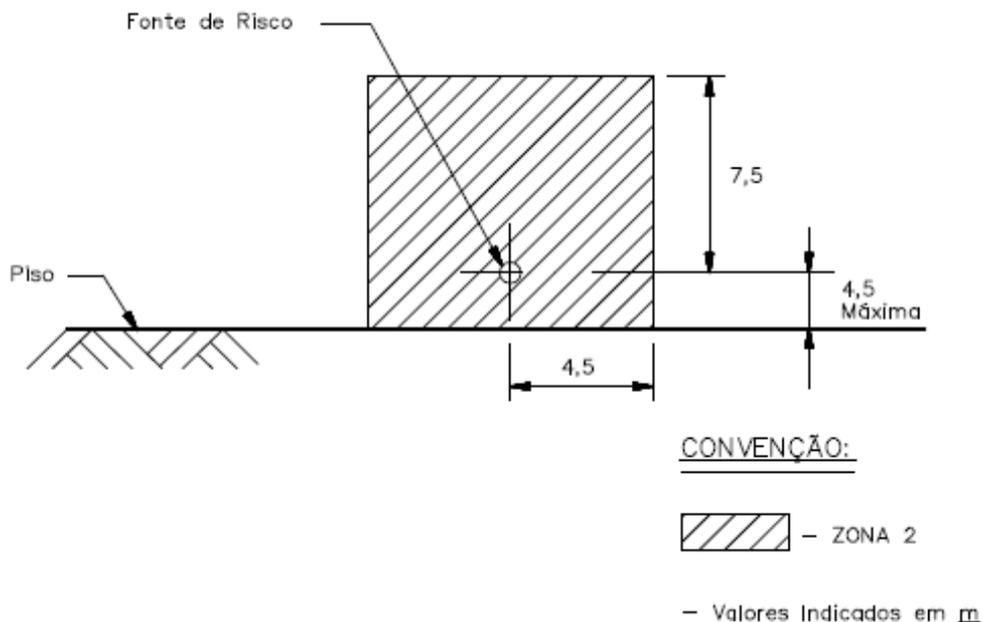


Figura II.4 – Dimensionamento das zonas classificadas para gás ou vapor mais leve que o ar, em ambiente adequadamente ventilado (extraída da Norma N-2166 Rev.B Fig.B-15 equivalente ao item 9.2.2.1 da API RP 505)

É importante salientar que essas figuras são de uso comum, porém devem ser aplicadas com discernimento. O projetista deve avaliar cada caso e determinar se essas dimensões se aplicam aos casos específicos do seu projeto, tendo liberdade para alterá-las.

II.3.12 Áreas Não Classificadas

Em uma unidade de processo, além das regiões que não operam com fluido inflamável, outras áreas podem ser consideradas de risco baixo e por isso, tidas como Não Classificadas. Entre elas:

a) áreas adequadamente ventiladas em que os fluidos inflamáveis estão contidos em sistemas de tubulação fechados, com boa manutenção e que possuem apenas tubos, válvulas, flanges, medidores e acessórios de tubulação.

b) áreas com ventilação limitada ou impedida onde as substâncias inflamáveis estão contidas em sistemas de tubulação fechados sem válvulas, flanges e acessórios de tubulação;

c) áreas onde as substâncias inflamáveis são armazenadas e/ou transportadas em recipientes especificamente aprovados para tal fim por entidade certificadora credenciada;

d) áreas ao redor de uma fonte de ignição permanente de origem não elétrica.

Esse último item é o mais importante para o presente trabalho, uma vez que essas fontes de ignição permanente incluem os fornos, objeto deste estudo.

II.4. Influência dos Fornos na Classificação Elétrica de Áreas

II.4.1 Fornos

Na indústria petroquímica, é muito comum a utilização de fornos com chama nua para prover calor a um fluido de processo e/ou para efetuar reações químicas.

Entre os fornos de aquecimento estão os utilizados em unidades como a Destilação Atmosférica, a Destilação a Vácuo e os Hidrotratamentos, ou seja, fornos de simples aquecimento, podendo ou não haver vaporização.

Exemplos de fornos de reação são os utilizados no Coqueamento Retardado, Geração de Hidrogênio (Fornos Reformadores), Pirólise de Eteno/Propeno e de Nafta, entre outros, nos quais além do aquecimento, ocorre uma reação química desejada.

Os fornos utilizados na indústria do Petróleo podem ter uma enorme variedade de concepções, uma vez que os projetos dos fornos são feitos por encomenda, atendendo a condições de processo específicas. Desta forma, por não haver projetos “de prateleira” para fornos, existem diversos “layouts” possíveis, podendo atingir enormes dimensões, como pode ser visto na Figura II.5. Os mais comumente utilizados são os fornos

tubulares, tipo caixa ou tipo cabine, podendo ter mais de uma câmara, ter diferentes projetos de serpentinas e possuir ou não seção de convecção (API, 2007).



Figura II.5 – Forno de processo da antiga Petroquímica União (PQU), atual Quattor

De forma simplificada, um forno de processo é composto de:

Câmara de Radiação: Câmara onde ocorre a queima do fluido combustível, em geral gás natural ou óleo combustível, através da injeção de ar e por meio de queimadores, usualmente localizados na parte inferior da câmara. Nessa fase, a transferência de calor para o fluido de processo localizado em serpentinas no interior do forno se dá basicamente por radiação dos gases de combustão resultantes da queima do combustível.

Seção de convecção: Caixa normalmente de base retangular montada acima da câmara de radiação onde são instaladas a outra parte da serpentina de processo e as serpentinas de outros serviços, tais como superaquecimento ou geração de vapor d'água, com o

objetivo de aproveitar o calor dos gases de combustão, aumentando a eficiência do forno. Recebe esta denominação porque o calor dos gases de combustão é transferido para as serpentinas de tubos basicamente por convecção.

Chaminé: Trecho cilíndrico, montado normalmente acima da seção de convecção, através do qual os gases de combustão são lançados para a atmosfera a uma altura segura.

A injeção de ar e combustível normalmente é realizada pela parte inferior da câmara de radiação, que por esse motivo, é construída sobre pilares de no mínimo 2,5 metros como se pode ver na Figura II.6.



Figura II.6 – Forno de processo sobre pilares

A Carcaça, juntamente com a estrutura metálica de suportação, delimita a superfície externa do forno. Tem como finalidade essencial a manutenção da estanqueidade ao ar,

impedindo a sua entrada no interior do forno e diminuindo a perda de calor para o ambiente. A carcaça é normalmente fabricada a partir de chapas de aço carbono (ASTM A36, A283 Gr. C ou A285 Gr.C) com espessura mínima igual a 5 mm (Lopes Jr, 2009).

Outro elemento importante é o Revestimento Refratário das superfícies, que tem como funções principais a proteção térmica da estrutura metálica, isto é, evitar que a estrutura fique submetida a altas temperaturas dos gases de combustão, e a redução das perdas de calor para o exterior a fim de reduzir os gastos com combustíveis e garantir que a temperatura externa da carcaça se mantenha abaixo do valor estipulado pela legislação, conforme será visto mais adiante.

II.4.2 Desclassificação da Área ao redor dos Fornos

Em seus projetos de Classificação Elétrica de Áreas, a Petrobras considera que as paredes externas quentes dos fornos de processo geram linhas de convecção fortes o suficiente para que ocorra uma movimentação do ar à volta dos mesmos que agiria da mesma forma que uma forte ventilação, diluindo uma nuvem de gás inflamável que porventura se aproximasse do forno. Dessa forma, a Petrobras definiu um raio de 3 metros a partir de fornos de processo, dentro do qual a área seria considerada como Não Classificada independentemente do fluido com a qual a unidade opera.

Essa definição se tornou “prática de engenharia”, sendo posteriormente adotada por outras empresas brasileiras de engenharia, apesar de não ter sido feito um estudo mais rigoroso para comprovar a influência dessa convecção.

Por se tratar de uma informação de extrema relevância em projetos de segurança, será analisada neste estudo a possível influência da convecção gerada por fornos em uma nuvem de gás inflamável utilizando simulações computacionais (CFD), e caso ela seja significativa, determinar o raio da área a ser desclassificada.

II.5. Transferência de Calor

II.5.1 Convecção

A transferência de calor devido à convecção natural entre as paredes externas aquecidas do forno e o ar ambiente, ou a nuvem de gás é dada pela equação II.1 (Incropera e DeWitt, 2003):

$$q_c'' = h(T_s - T_\infty) \quad (\text{II.1})$$

Em que:

q_c'' - é o fluxo de calor convectivo local (W / m^2)

h - é o coeficiente de transferência de calor por convecção ($W / m^2.K$)

T_s - é a temperatura da superfície, no caso, a parede externa do forno (K)

T_∞ - é a temperatura do ambiente (K)

Segundo a Tabela II.2, para convecção natural de gases, considerando um coeficiente de transferência de calor intermediário de $h = 15 W / m^2.K$ e temperaturas ambiente de $25^\circ C$ e da parede externa do forno de $82^\circ C$ (conforme será visto posteriormente), e aplicando esses valores na equação II.1, encontra-se um valor de fluxo de calor convectivo de:

$$q_c'' = 15 * (355 - 298) =$$

$$q_c'' = 855 W / m^2 \quad (\text{II.2})$$

A equação II.2 considerou apenas a convecção natural, para o caso da simulação do forno aquecido sem a influência do vento. Considerando a transferência de calor por convecção gerada pelo vento, o coeficiente de transferência seria ainda maior, gerando um fluxo de calor convectivo de maior magnitude.

Tabela II.2 – Valores típicos para o coeficiente de transferência de calor por convecção
(Incropera e DeWitt, 2003)

Processo	$h(W / m^2.K)$
Convecção Livre	
Gases	2 – 25
Líquidos	50 – 1.000
Convecção Forçada	
Gases	25 – 250
Líquidos	100 – 20.000
Convecção com mudança de fase	
Ebulição ou Condensação	2.500 – 100.000

II.5.2 Radiação

A transferência de calor devido à radiação é dada pela equação II.3 (Incropera e DeWitt, 2003):

$$q_r'' = \varepsilon\sigma T_s^4 - \alpha\sigma T_{viz}^4 \quad (II.3)$$

Onde:

q_r'' - é o fluxo de calor devido à radiação (W / m^2)

ε - é a emissividade

α - é a absorvidade

σ - é a constante de Stefan-Boltzmann, de valor $\sigma = 5,67 \times 10^{-8} W / m^2.K^4$

T_s - é a temperatura da superfície, no caso, a parede externa do forno (K)

T_{viz} - é a temperatura da vizinhança, no caso o chão, o ar e o equipamento (K)

Considerando a emissividade e a absorvidade iguais (corpo cinza) a 1, encontra-se o valor de fluxo de calor radiativo de:

$$q_r'' = 5,67 \times 10^{-8} * (355^4 - 298^4) =$$

$$q_r'' = 453,4 W / m^2 \quad (II.4)$$

Esse valor é de aproximadamente metade do encontrado para a convecção (eq II.2). No entanto, esse valor é superestimado, uma vez que foi considerado o valor máximo de emissividade. Além disso, esse fluxo de calor é emanado para todo o ambiente e muito pouco dessa energia aquece o ar à volta do forno.

Segundo Incropera e DeWitt (2003), pode-se desprezar a radiação incidente em gases apolares, como o N_2 e o O_2 , uma vez que eles são transparentes à radiação incidente, ou seja, a radiação atravessa o ar praticamente sem aquecê-lo.

Por esses motivos, optou-se por desconsiderar a radiação nas simulações, levando-se em conta apenas o fluxo convectivo gerado pelas paredes quentes externas do forno.

CAPÍTULO III. SIMULAÇÕES

Utilizando o software de Fluidodinâmica Computacional ANSYS CFX 12.0, será simulado um ambiente típico de uma refinaria de petróleo, composto de um forno, um equipamento de processo e um ponto de vazamento de hidrocarboneto submetido a diferentes direções de vento, para testar a hipótese de que fornos geram convecção suficiente para diluir uma nuvem de gás incidente.

III.1 Definição da Geometria

Primeiramente, definiu-se a distância entre o equipamento (fonte do vazamento) e o forno. É recomendado que os grandes fornos sejam erguidos a uma distância mínima de 15 metros de válvulas de segurança, equipamentos de serviço que operam com fluidos inflamáveis e outros elementos sujeitos a vazamentos freqüentes (Petrobras, 2008). Apesar de ser uma Prática Recomendada, é de uso comum em projetos de refinarias. Portanto, adotou-se um espaçamento de 15 metros entre o forno e o ponto de vazamento.

Foi considerado um layout de forno do tipo caixa, com apenas uma câmara, tomando como exemplo alguns dos fornos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), de dimensões de 12 metros de comprimento, 8 metros de largura e 18 metros de altura. Conforme mencionado no item II.4.1 e exemplificado na Figura II.6,

em função dos equipamentos de injeção de ar e combustível na parte inferior do forno, optou-se por uma câmara elevada a 2,5 metros do nível do solo.

O equipamento de processo, fonte do gás inflamável, possui 1 metro de diâmetro por 6 metros de comprimento, no centro do qual há um ponto de vazamento de 5 cm de diâmetro, posicionado na direção do forno, pelo qual o hidrocarboneto escapará.

Na Figura III.1, pode-se observar a geometria da simulação.

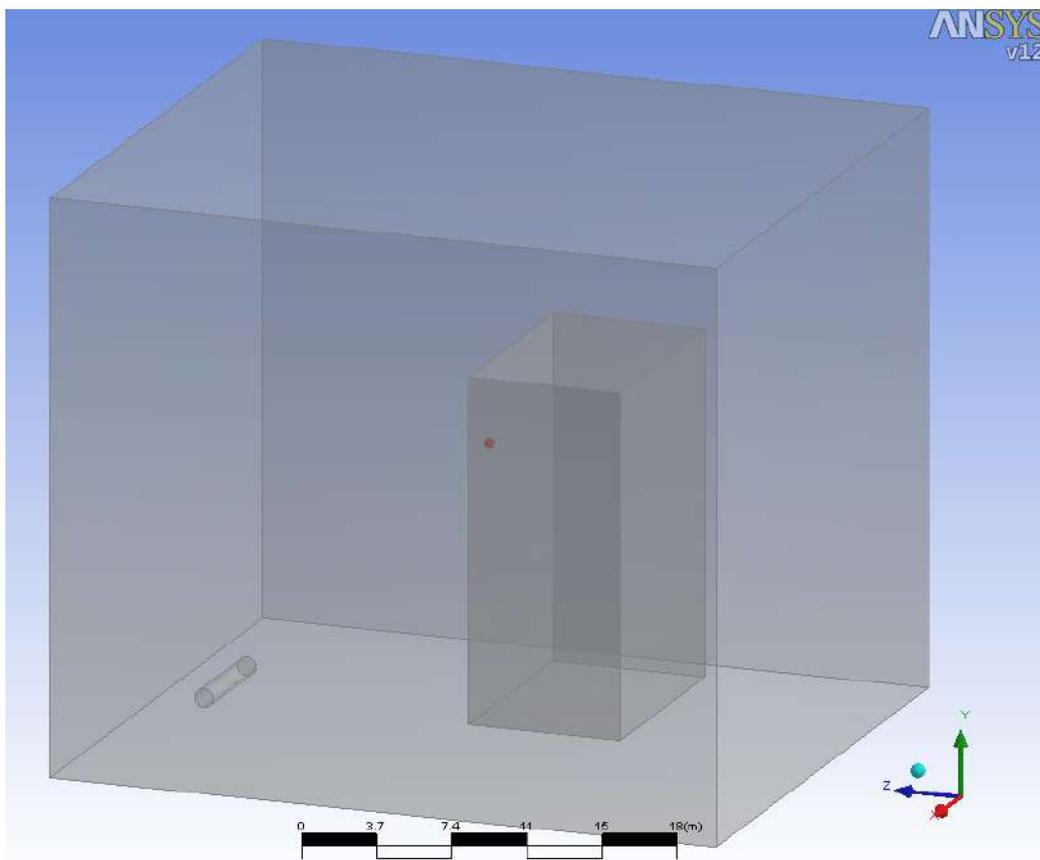


Figura III.1 – Geometria do projeto

III.2 Definição das Temperaturas

A temperatura externa da parede do forno foi definida em função da norma API 560 (2007). Segundo o item 11.1.2 dessa norma, o revestimento externo das seções de convecção e radiação não pode ultrapassar 82°C, assim como o piso do forno não deve exceder 91°C.

Em projetos de engenharia, é muito comum que a temperatura dos fornos se mantenha nessa faixa, uma vez que seriam necessários maiores gastos com componentes refratários para diminuir essa temperatura, sem nenhuma atratividade para a indústria.

Como condições iniciais e de temperatura do ar e do vazamento, foi considerada uma temperatura ambiente de 25°C.

III.3 Ventos Predominantes

Foram estudadas três diferentes direções de vento. Considerando um eixo formado entre o ponto de vazamento e o centro do forno, foram simulados ventos ao longo desse eixo, nos dois sentidos (do vazamento ao forno, e do forno ao vazamento), e uma terceira condição de vento perpendicular a esse eixo. Por simetria da modelagem, não foi necessária uma quarta condição de vento perpendicular.

As direções e sentidos dos ventos incidentes considerados nas simulações estão representados na figura abaixo:

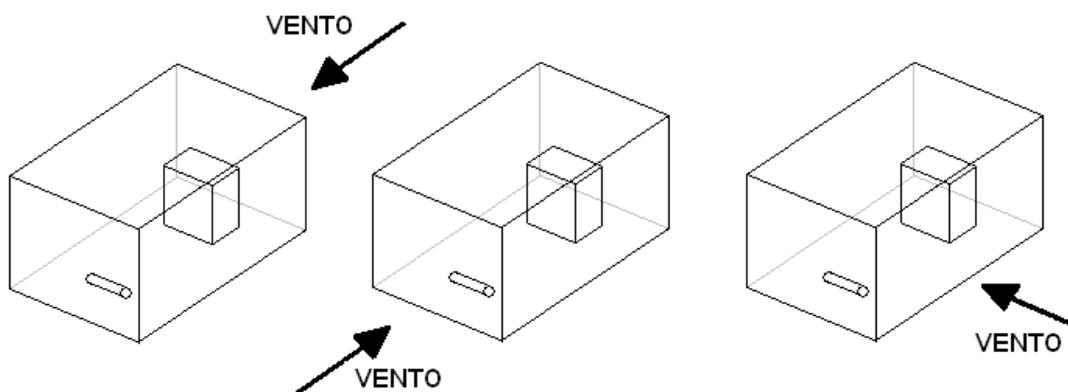


Figura III.2 – Esquema representativo das direções e sentidos dos ventos

Foi considerada uma velocidade de vento de 4 m/s, a mesma velocidade média dos ventos incidentes na Refinaria Abreu e Lima (RNEST – Refinaria do Nordeste) e no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ).

III.4 Fluido Inflamável

O presente estudo tem como foco apenas hidrocarbonetos mais densos do que o ar, uma vez que os fluidos mais leves são de mais fácil dispersão e geram áreas classificadas notadamente menores, como vista na Figura II.4. O volume de risco nesses casos, de raio de até 4,5 metros, ainda ficaria muito distante do forno e a influência da convecção nessas nuvens inflamáveis seria irrisória.

Para representar o fluido inflamável simulado no vazamento, foi escolhido o Butano, por ser o hidrocarboneto de maior cadeia que se mantém gasoso à temperatura ambiente.

A delimitação da zona de risco representada na Figura II.2 foi determinada em função do alcance dos hidrocarbonetos estudados pela API até que a diluição com o ar abaixasse suas concentrações a valores menores do que os seus Limites Inferiores de Inflamabilidade (LII). Conforme visto no item II.3.11, para hidrocarbonetos, pode-se considerar um valor padrão conservativo de LII de 1%.

Para fluidos mais densos do que o ar, a API basicamente considera um volume de risco de raio de 15 metros a partir da fonte de vazamento, com uma altura de 7,5 metros, e uma extensão de mais 15 metros, com altura de 0,6 metros.

Baseado nisso, foram feitas algumas simulações variando-se a vazão mássica de butano, e analisando os resultados até encontrar uma vazão de projeto que atendesse às condições acima descritas. Como conclusão dessas simulações, chegou-se a uma taxa de vazamento de 1 kg/s de butano.

III.5 Malha de Volumes Finitos

Uma vez que a maioria das equações necessárias para os cálculos de escoamento não têm solução analítica, é preciso discretizar a geometria em pequenos volumes (elementos de malha), nos quais o CFX calculará as equações numericamente.

Quanto menores os elementos de malha, e conseqüentemente maior sua quantidade, maior será a precisão da simulação. Em contra partida, uma vez que o CFX precisará

calcular as mesmas equações em um número maior de elementos, quanto mais refinada for a malha, ou seja, quanto mais elementos houver, mais tempo computacional será necessário para cada simulação.

No conjunto de simulações do presente trabalho, o refino da malha foi feito em diferentes pontos da geometria.

Foi necessário refinar perto das paredes do forno para obter uma previsão confiável da camada convectiva formada pela temperatura alta da superfície externa.

Refinou-se também perto do ponto de vazamento, uma vez que o diâmetro dessa fonte de risco é muito pequeno, e os elementos de uma malha mal refinada poderiam causar uma perda na sensibilidade da solução numérica.

Em função da densidade do Butano ser maior do que a do ar, optou-se por refinar também perto do piso em função das variações de concentração do gás nessa região.

A Figura III.3 abaixo apresenta um corte ao longo do eixo formado entre o ponto de vazamento e o centro do forno, para ilustrar como foi realizado o refino da malha.

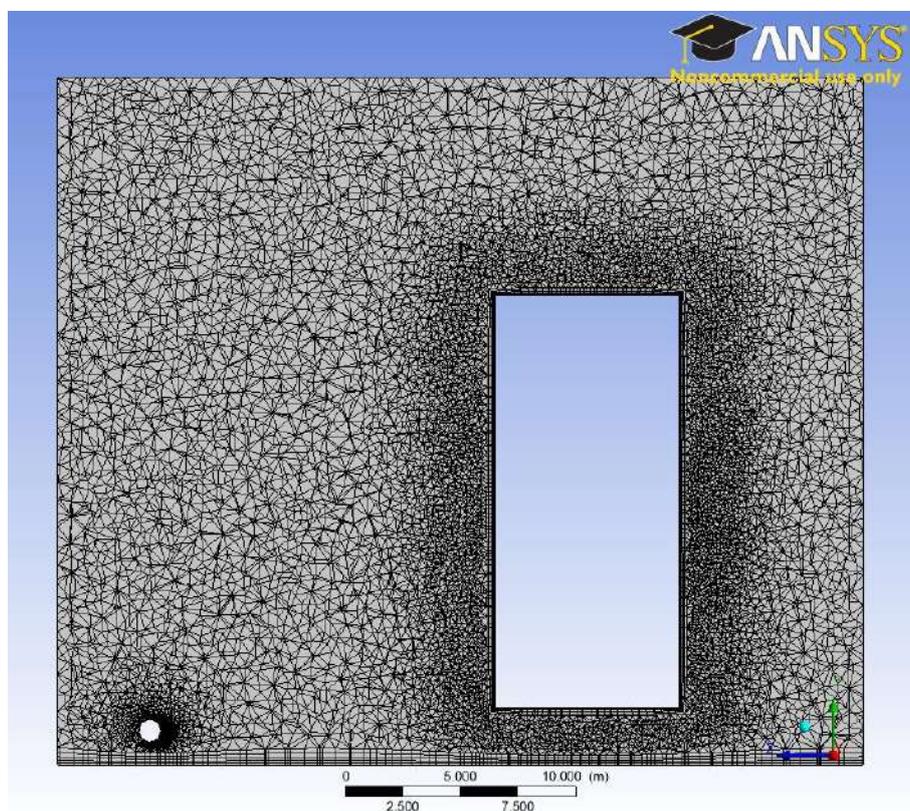


Figura III.3 – Refino da malha em um corte longitudinal

CAPÍTULO IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

IV.1 Determinação da Vazão de Gás Butano

Conforme visto no item III.4, para se determinar a vazão de projeto do gás inflamável, foram realizadas algumas simulações com as diferentes taxas de vazamento de 0,1, 0,5, 1,0 e 5,0 kg/s do gás butano.

Vazões de 0,1 e 0,5 kg/s geraram nuvens de gás (isosurfaces de 1% de fração molar de gás) muito pequenos, ainda distantes do forno. Vazões de 5,0 kg/s excederam os limites de classificação propostos na Figura II.2. É importante lembrar que as normas de classificação elétrica de áreas não consideram o que elas definem como “falhas catastróficas” como rompimento de grandes vasos, reservatórios e tubulações (IEC, 2002 e Petrobras, 1999a). Para esses casos, outras medidas teriam de ser adotadas, como “shutdown” e desenergização da unidade.

Utilizando uma taxa de vazamento de 1,0 kg/s, a simulação apontou estar condizente com as recomendações da API (Figura II.2), onde a nuvem de gás formada se estendeu até 15 metros e se manteve abaixo de 0,6 metros a partir desse ponto, estando dentro da região considerada como extensão de área. A Figura IV.1 abaixo ilustra essa simulação:

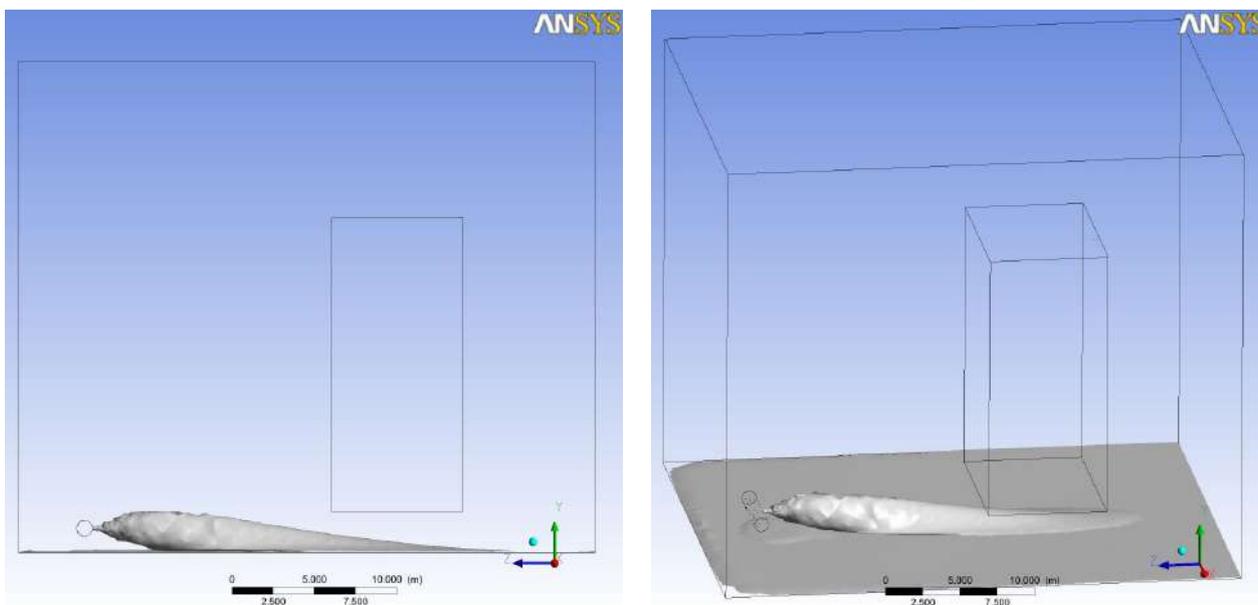


Figura IV.1 – Isosurface de concentração volumétrica de 1% da nuvem de gás.

Vazamento de 1,0 kg/s de butano

Observando a Figura IV.2, pode-se notar que a nuvem de butano não se estende muito além da região de concentração maior ou igual a 1% volumétrico (em vermelho), descendo a menos 0,1% a uma distância inferior a 1 metro.

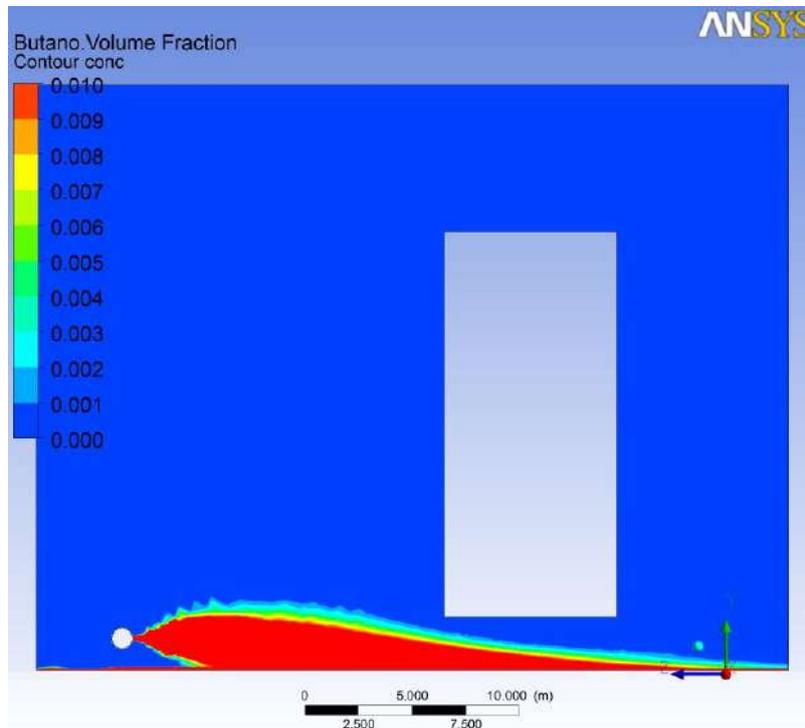


Figura IV.2 – Contour de concentração da nuvem de butano

A Figura IV.3 apresenta o detalhe do ponto de vazamento, com velocidade inicial de 85 m/s, e abrupto decaimento para 20 m/s em menos de 1 metro. Esse resultado confirma que o vazamento é subsônico.

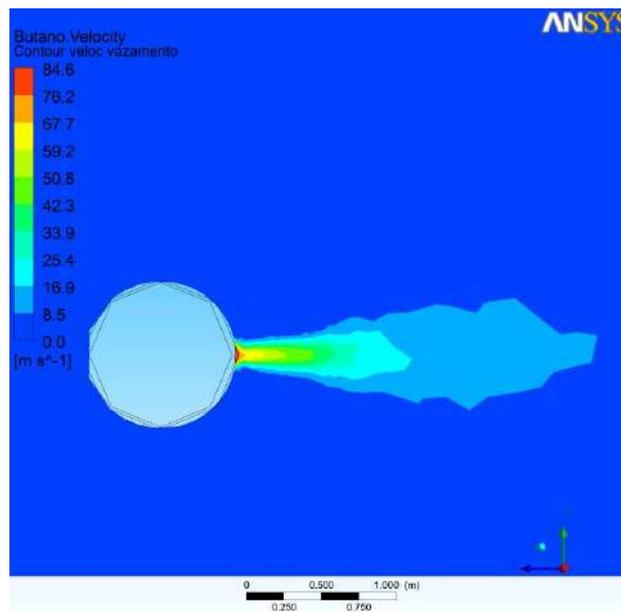


Figura IV.3 – Contour de velocidade indicando um vazamento subsônico

IV.2 Formação da Camada de Ar Aquecido à volta do Forno

Uma superfície aquecida como a parede de um forno é capaz de, principalmente por convecção, transmitir calor e aquecer o ar à sua volta e gerar plumas ascendentes do fluido, uma vez que ao aumentar a temperatura, o mesmo se expande, diminuindo sua densidade.

No entanto, devido à baixa temperatura da parede do forno, de apenas 82°C, a camada de influência desse aquecimento possui uma espessura muito pequena, e a temperatura do ar decai muito rapidamente, não sendo aquecido a mais de 37°C (310 K) já a pouca distância do forno, como pode ser visto na Figura IV.4..

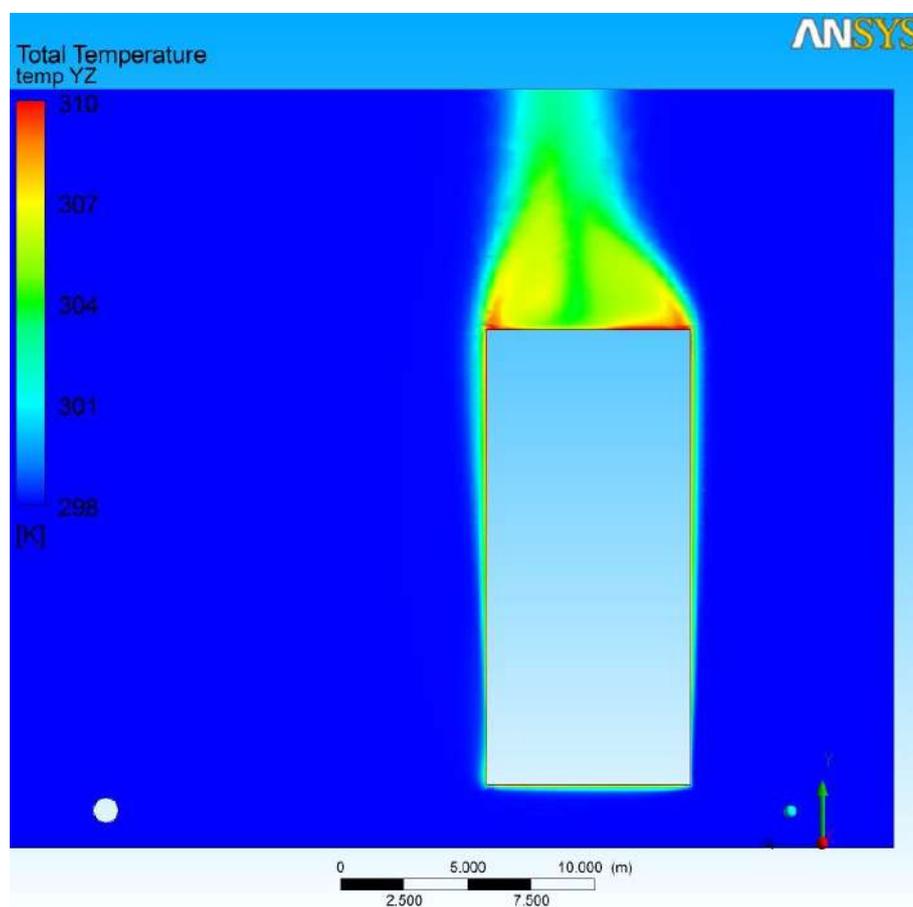


Figura IV.4 – Pluma ascendente de ar aquecido pelas paredes do forno

O movimento do ar aquecido em volta do forno pode ser observado nas Figuras IV.5 e IV.6 a seguir. Conforme mencionado, por se tratar de baixas variações de temperatura, as correntes ascendentes de vento formadas possuem velocidades de apenas aproximadamente 1 m/s nas imediações do forno e de 0,5 m/s um pouco mais além.

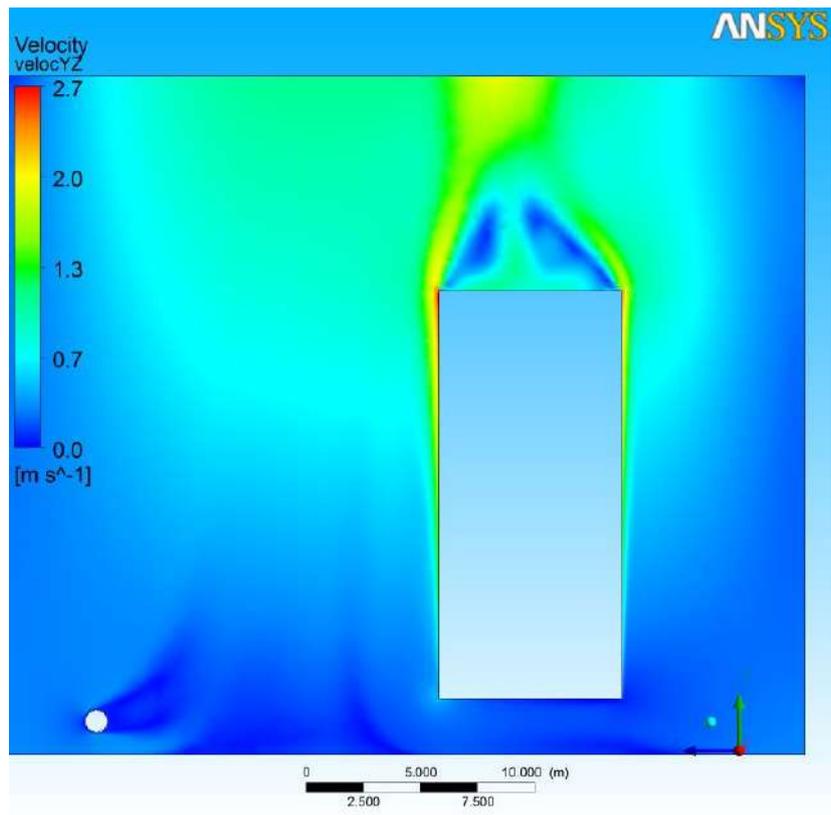


Figura IV.5 – Correntes ascendente de vento devido ao aquecimento do ar

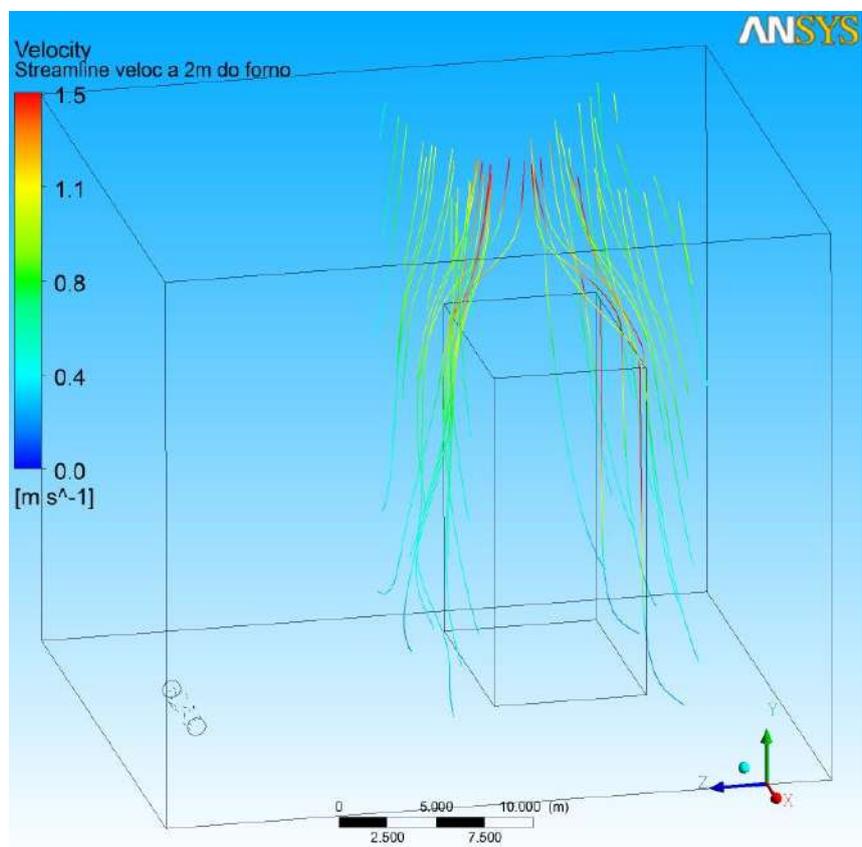


Figura IV.6 – Linhas de corrente de ar ascendente a 2 metros do forno

Superfícies verticais quentes tendem a não formar grandes plumas, uma vez que o ar aquecido ascende muito rapidamente, não transmitindo eficientemente o calor para as camadas adjacentes de ar, como mostram as linhas de corrente (“streamlines”) da Figura IV.7, geradas a partir das paredes do forno.

Outro fator que intensifica essa característica é que o ar aquecido que sobe continua recebendo calor do forno ao percorrer verticalmente suas paredes. Isso gera temperaturas mais altas do que as geradas por superfícies horizontais, apesar de a extensão ser menor. Na Figura IV.4, pode-se observar a formação de pequenas proeminências de ar, a temperaturas mais altas, na parte superior do forno (arestas), onde o ar mais aquecido que percorreu verticalmente as paredes, deixa o forno.

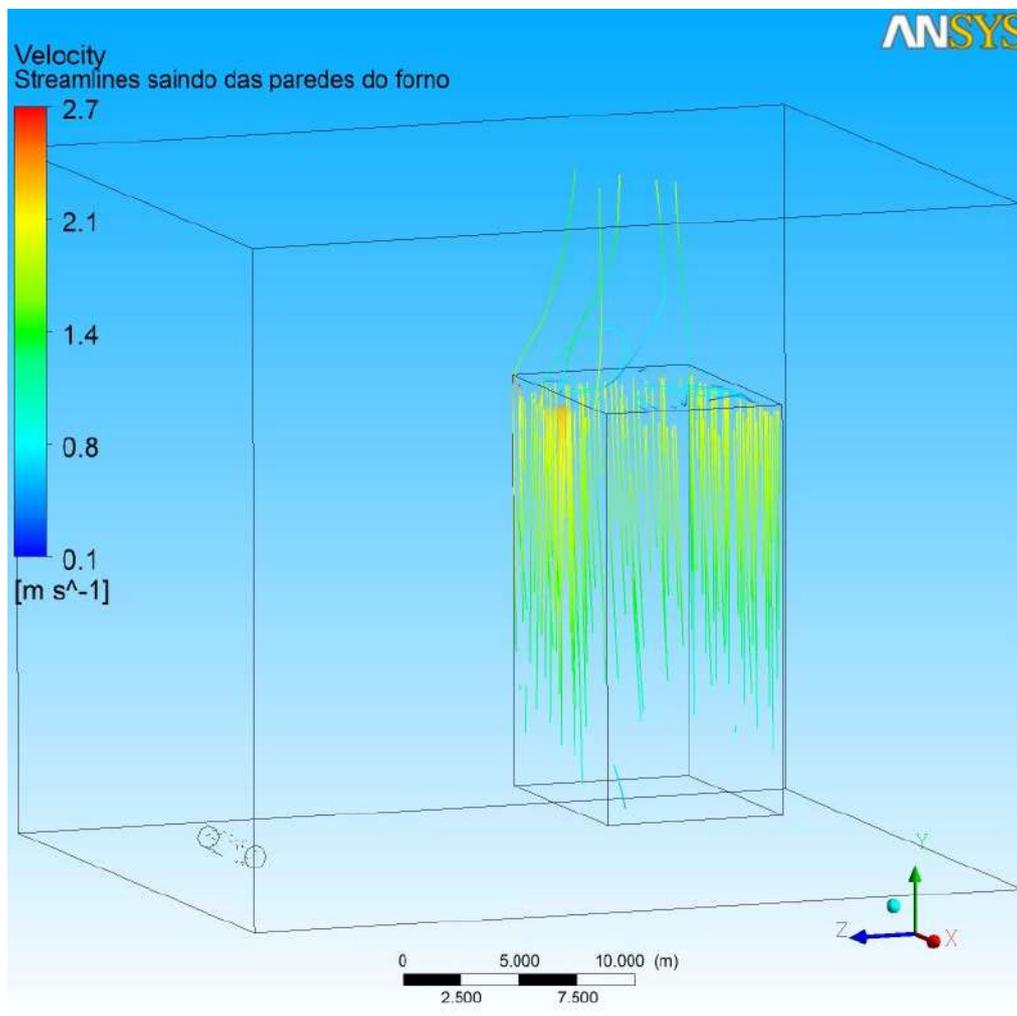


Figura IV.7 – Linhas de corrente de ar ascendente a partir das paredes do forno

IV.3 Influência do Vento na Camada de Ar Aquecido

Os ventos incidentes, de 4 m/s, tendem a deformar a pluma de ar aquecido gerada pelo forno em função do arraste do ar quente para longe do mesmo (Figura IV.8 e IV.10), e da troca de calor dessa com o ar à temperatura ambiente (25°C, ou 298 K) que chega com o vento. Apesar de isso aumentar a troca de calor por convecção, faz com que a temperatura da pluma decaia.

Outra influência do vento é o achatamento da camada de ar aquecido ao longo da parede do forno. Como se pode observar na Figura IV.8, essa camada praticamente não existe, mesmo comparada com a já fina camada apresentada na Figura IV.4.

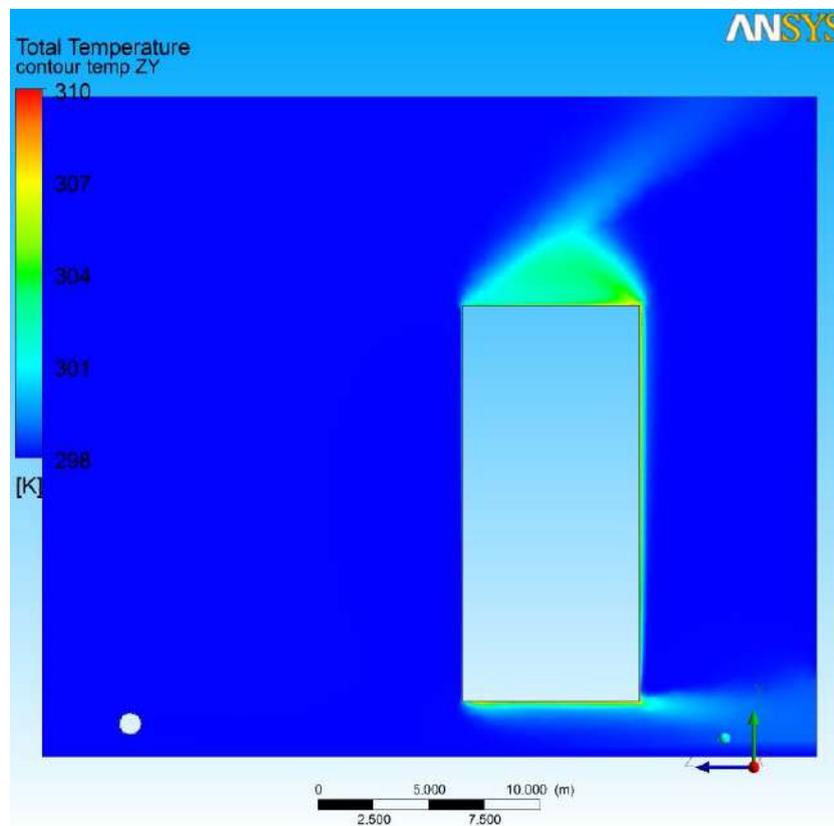


Figura IV.8 – Alterações na camada de ar aquecido devido ao vento incidente

A Figura IV.9 a seguir ilustra o perfil de velocidade do vento encontrando um obstáculo (forno aquecido). Pode-se observar principalmente a zona de estagnação na parte posterior do forno, a alta velocidade na parte inferior do mesmo, em função da diminuição do espaço livre para o vento percorrer, e o detalhe do pequeno movimento

ascendente de ar próximo à parede posterior superior do forno, devido ao aquecimento do ar nessa região, pouco afetada pelo vento incidente.

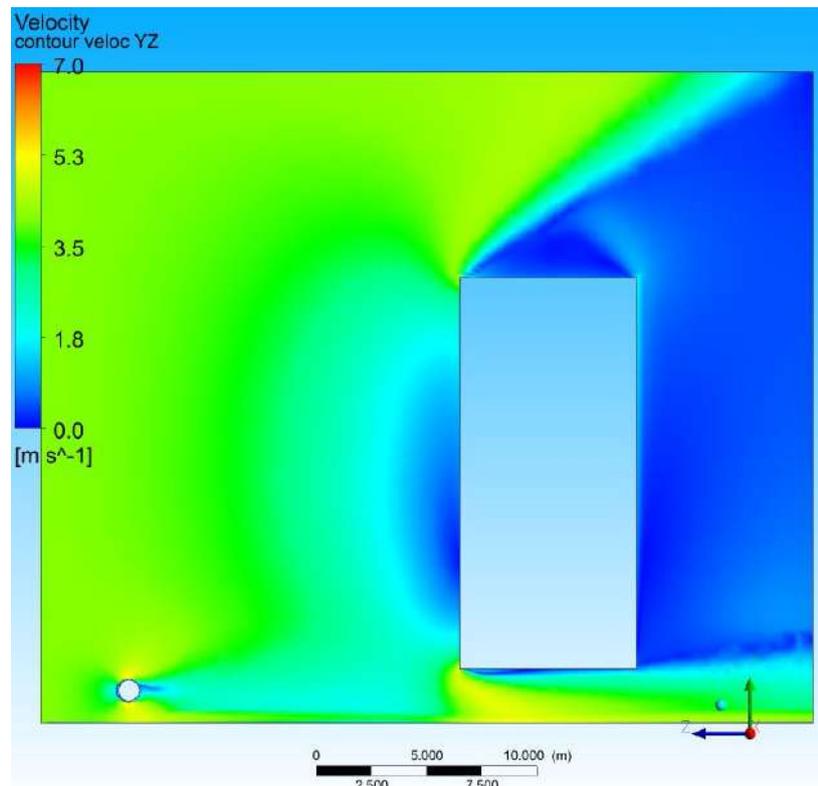


Figura IV.9 – Perfil de velocidade do vento principal

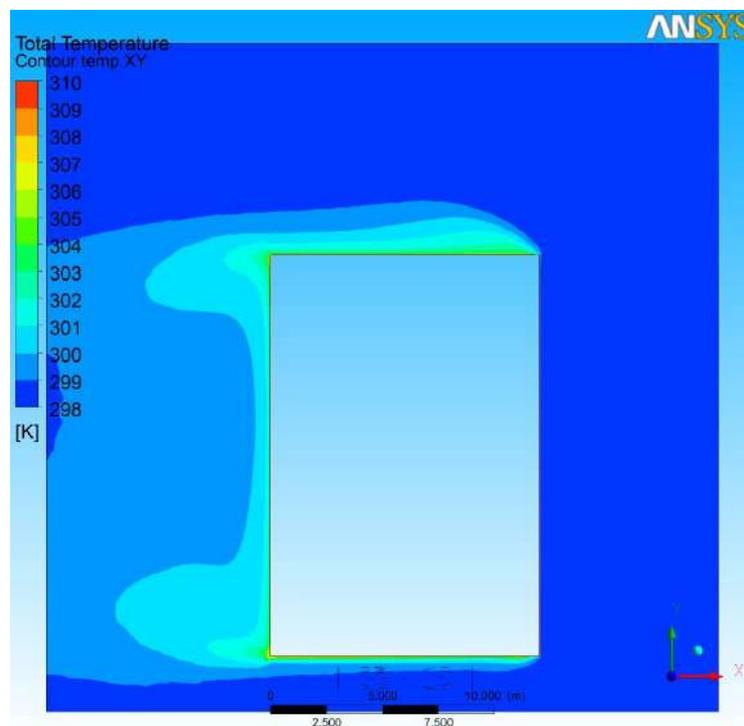


Figura IV.10 – Achatamento da camada de ar aquecido pelo vento lateral, perpendicular ao eixo vazamento-forno

IV.4 Influência do Vento na Nuvem de Gás

Durante as simulações foram considerados ventos em três direções e sentidos diferentes. A Figura IV.11 abaixo ilustra as linhas de corrente do vento principal, no sentido do vazamento ao forno.

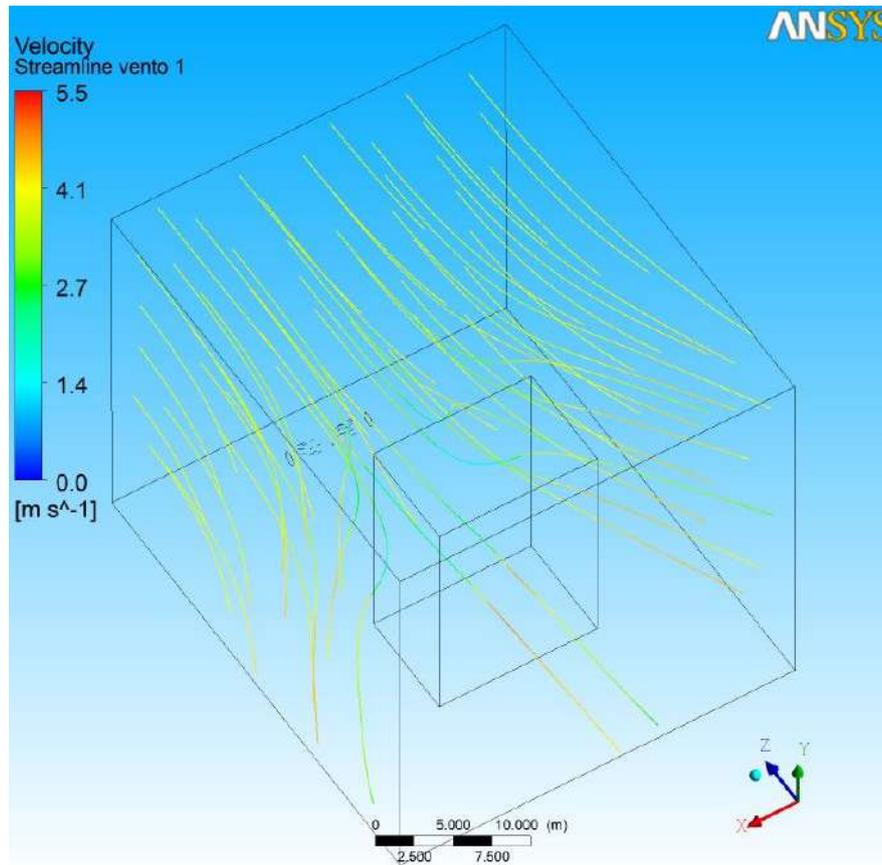


Figura IV.11 – Linhas de corrente representando o vento principal

A principal influência do vento nesse sentido é o arraste da nuvem de gás na direção do forno. Devido a esse arraste, a nuvem adquire um volume maior, e conseqüentemente por conservação de massa, diminui de concentração.

Esse fato é utilizado nos projetos de classificação de área no que abrange à ventilação. Conforme mencionado no item II.3.6, uma boa ventilação pode ajudar na diluição da nuvem inflamável até abaixo de seu limite inferior de inflamabilidade (LII), podendo assim diminuir as dimensões da área classificada ou mesmo desconsiderá-la.

Na Figura IV.12 abaixo, nota-se que a influência do vento principal não teve grande impacto na nuvem de gás, se comparado ao caso sem vento da Figura IV.2.

Observa-se que a nuvem sofreu uma pequena diluição, indicada pelo aumento no volume da mesma e diminuição da região vermelha, de concentração superior a 1% volumétrico de butano. Um possível fator que contribuiu para o aumento de volume não ser maior foi a incidência do vento na face frontal do forno, que o forçou para baixo e aumentou sua velocidade, empurrando a nuvem de gás com ele, inclusive separando mais o butano do forno.

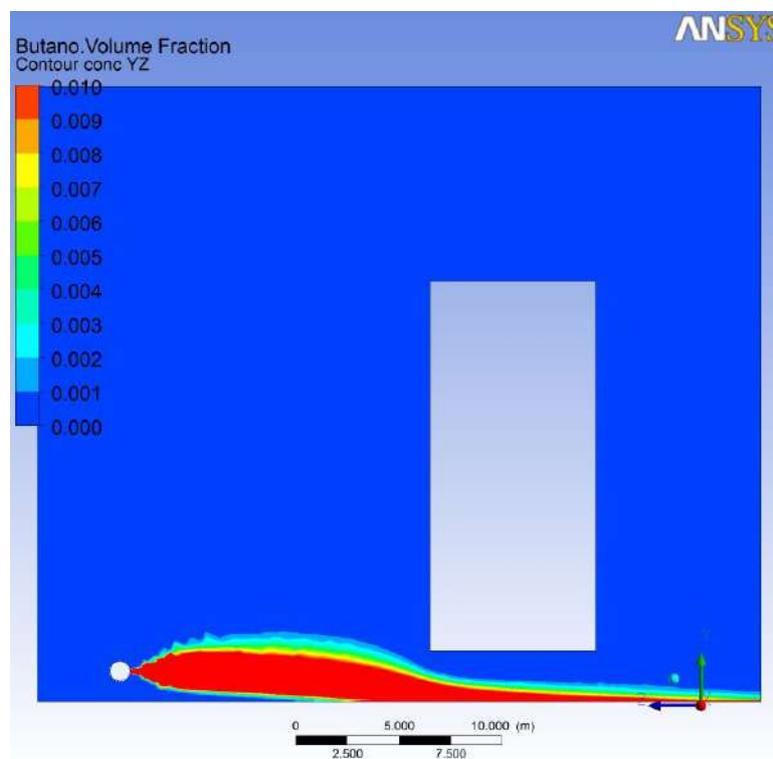


Figura IV.12 – Contour de concentração de butano sob influência do vento principal

O vento lateral, perpendicular ao eixo vazamento-forno, ilustrado pelas linhas de corrente da Figura IV.13 deforma a nuvem de gás empurrando-a para longe do forno, conforme indica a isosurface da figura.

A Figura IV.14 representa a concentração da nuvem resultante, deformada pelo vento lateral, para comparação do alcance em relação aos outros casos de vento.

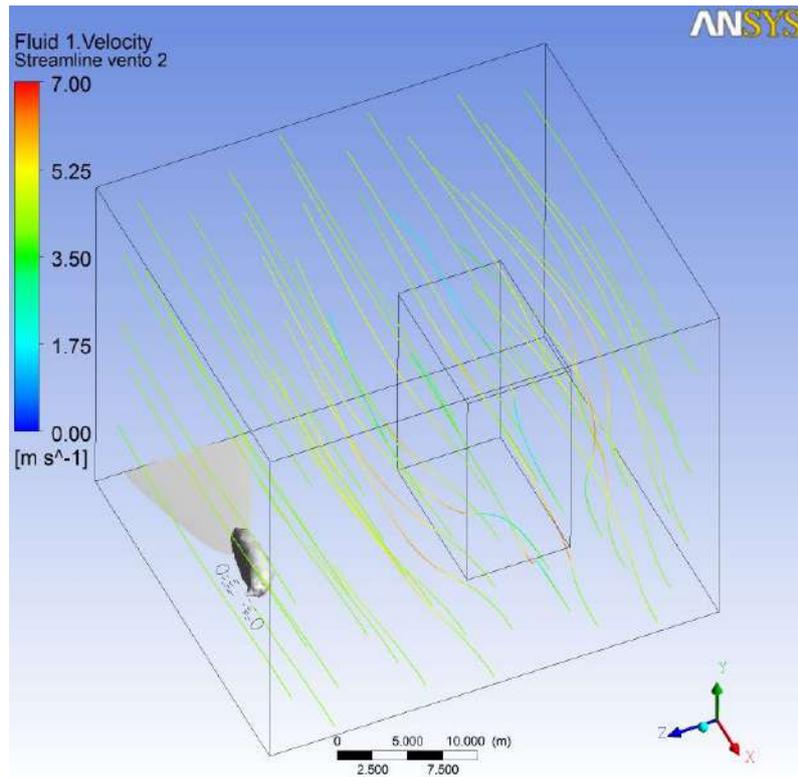


Figura IV.13 – Linhas de corrente representando o vento lateral e isosurface de 1% volumétrico de Butano

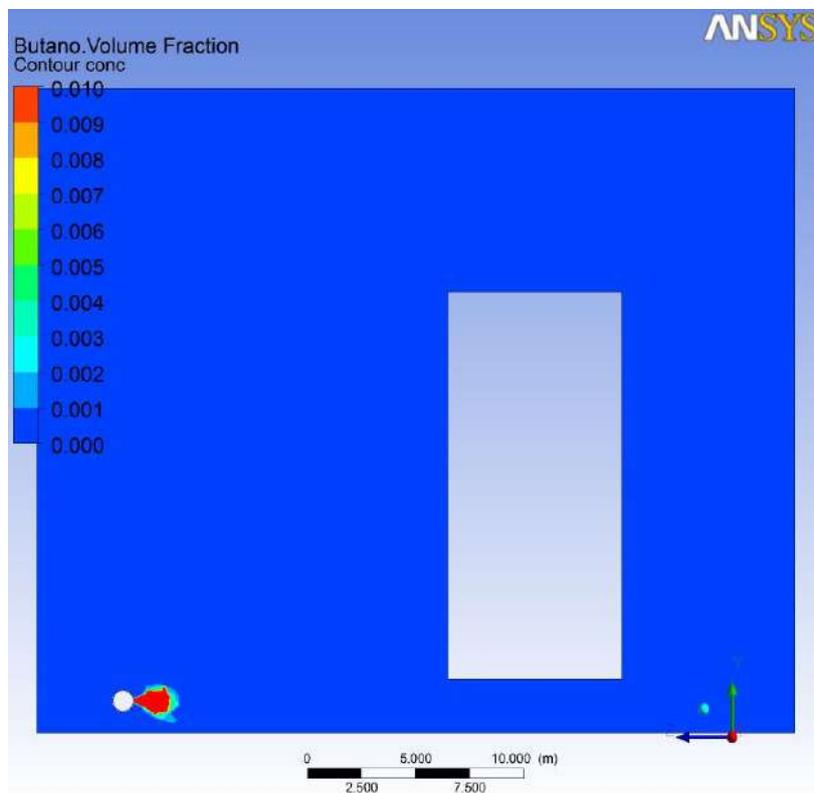


Figura IV.14 – Contour de concentração de butano sob influência do vento lateral

Foi cogitada a hipótese de que um vento contrário ao sentido do vazamento e do vento principal, vindo pela parte posterior do forno poderia causar uma zona de estagnação entre o ponto de vazamento e o forno suficiente para que o ar mantido ali fosse aquecido acima das temperaturas encontradas nos outros dois casos de vento, e que por isso, pudesse ter maior influência da convecção na nuvem de gás.

No entanto, isso não foi encontrado, uma vez que o ar aquecido a essa temperatura não transmite calor suficiente mesmo com uma atmosfera estagnada nessa região.

As Figuras IV.15, IV.16 e IV.17 a seguir representam o movimento desse vento, inclusive passando por baixo do forno, e sua influência na nuvem de gás, causando turbulência e um vortex de baixa velocidade e concentração.

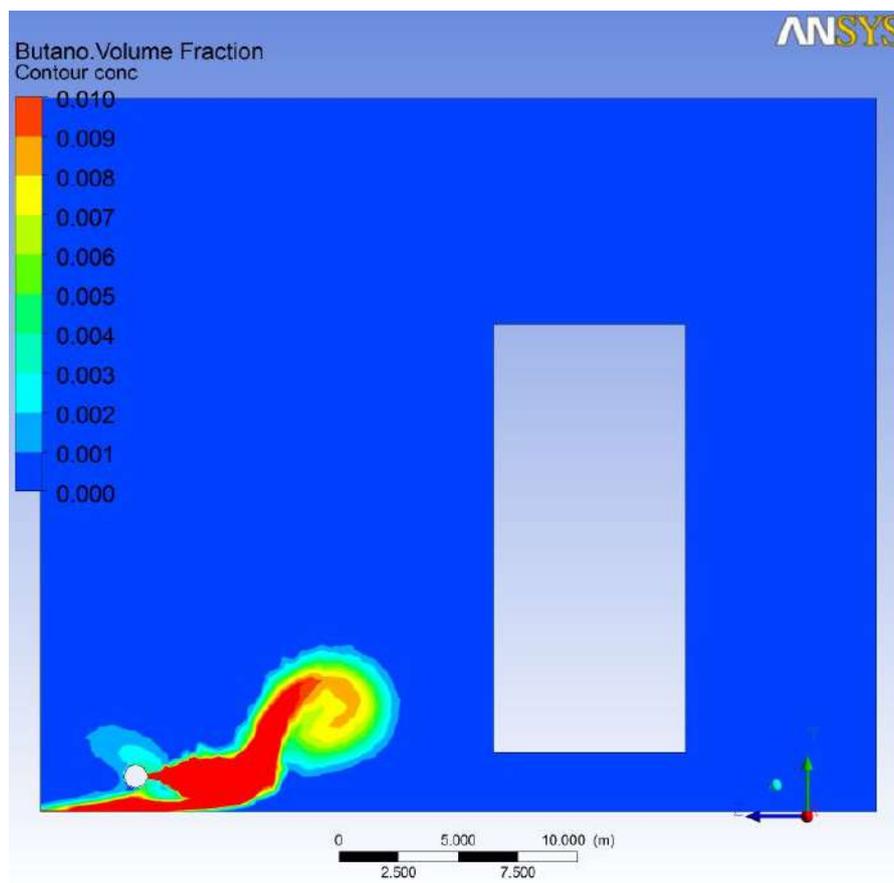


Figura IV.15 – Contour de concentração de butano sob influência do vento contrário ao sentido do vazamento e do vento principal

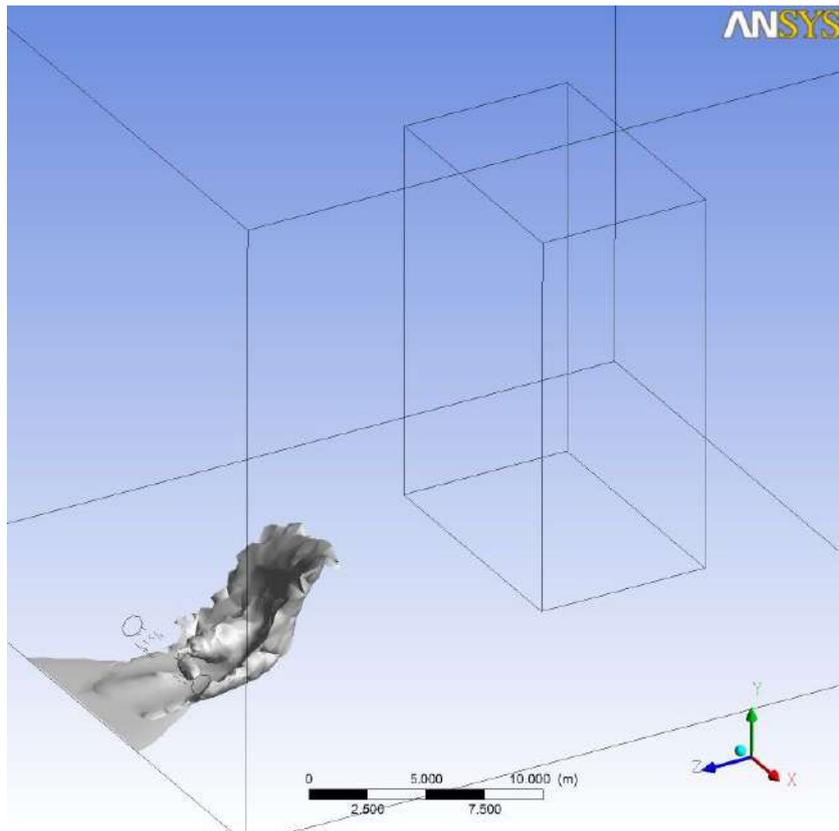


Figura IV.16 – Isosurface de concentração volumétrica de 1% de butano sob influência do vento contrário ao sentido do vazamento e do vento principal

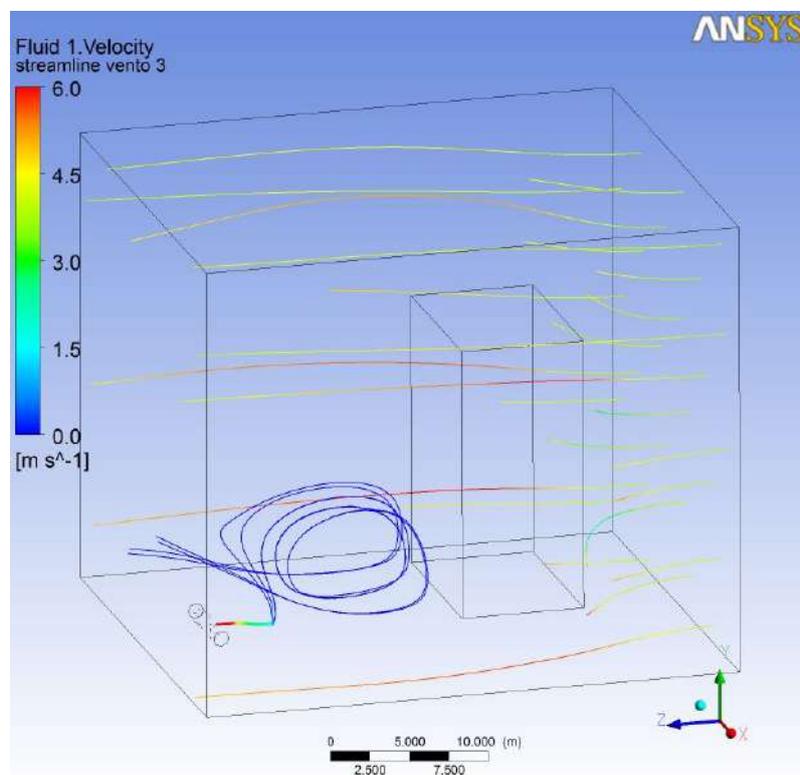


Figura IV.17 – Linhas de corrente da nuvem de gás e do vento contrário ao vazamento

IV.5 Influência do Forno na Nuvem de Gás

Conforme discutido nos itens anteriores, o aquecimento do forno influencia muito pouco no movimento do ar circundante. Isso pode ser estendido também para o relacionamento entre as linhas de convecção, de baixa velocidade e alcance, e a nuvem de gás butano.

Se for feita uma comparação entre a Figura IV.18, do vazamento de butano com aquecimento do forno, com a Figura IV.2, sem aquecimento, se evidenciará que o forno praticamente não afeta a nuvem de gás, uma vez que as figuras em questão são quase idênticas.

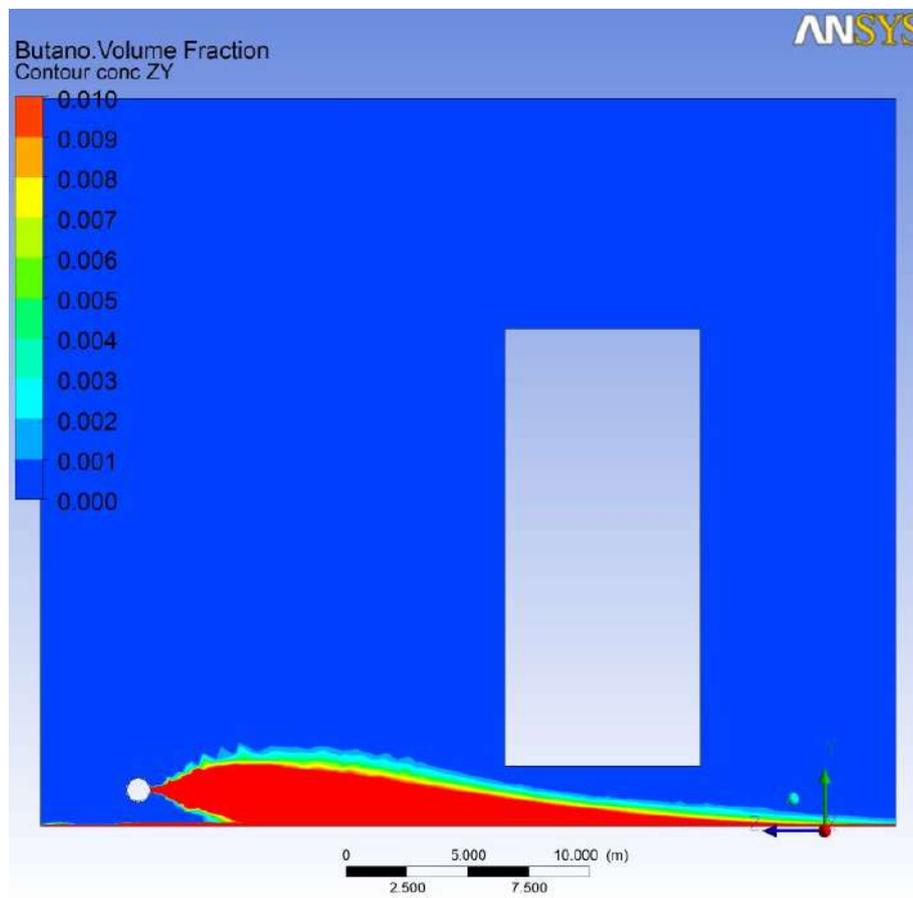


Figura IV.18 – Contour de concentração da nuvem de gás, com aquecimento do forno

A Figura IV.19 demonstra que as linhas de corrente formadas somente tem velocidades consideráveis na parte superior do forno, mesmo que ainda abaixo de 1 m/s. Perto da nuvem de vazamento as velocidades são próximas de zero ou inexistentes.

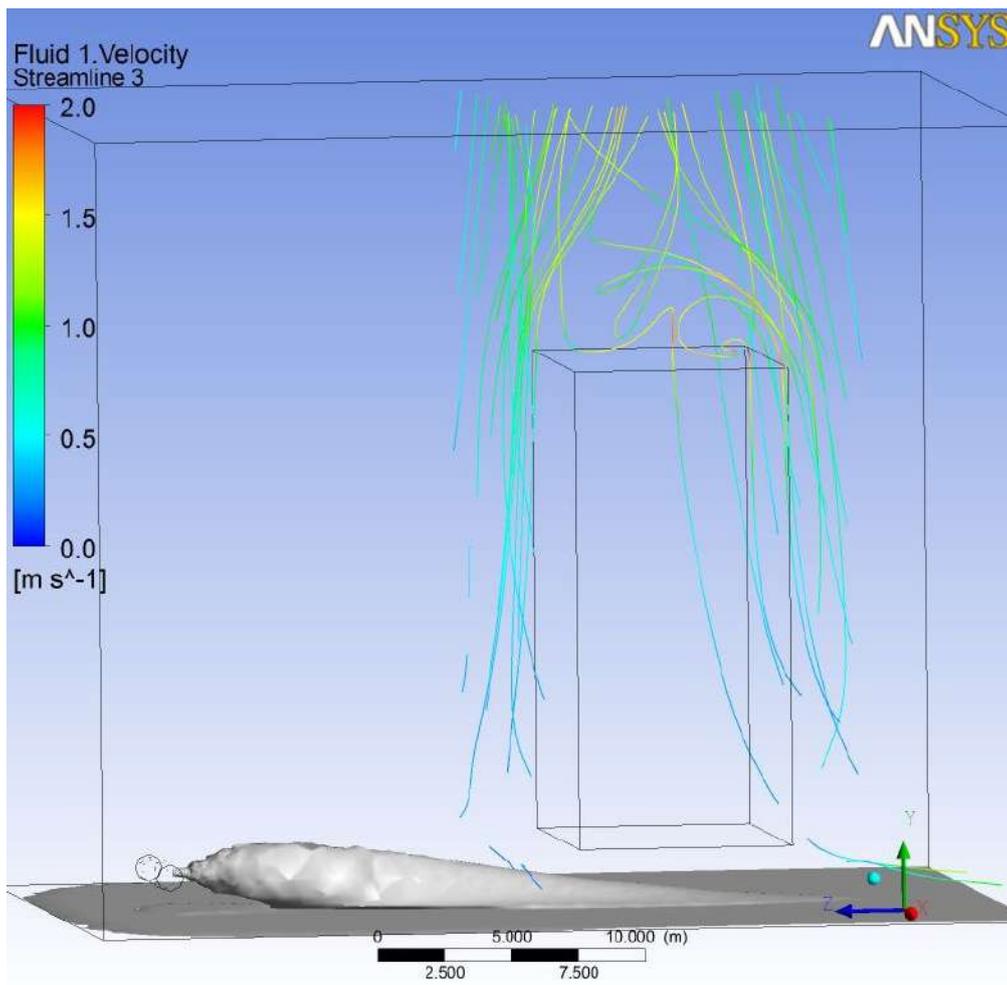


Figura IV.19 – Linhas de corrente geradas pelas paredes aquecidas do forno e sua relação com a nuvem de butano

CAPÍTULO V. CONCLUSÕES

As simulações realizadas nesse projeto indicam que a convecção gerada por fornos de processo praticamente não influenciam a nuvem de gás butano incidente. Com base nisso, a suposição de que é possível desclassificar uma região à volta dos fornos deve ser tratada com mais cautela.

É possível que, em casos excepcionais de vazão muito baixa e com fonte de vazamento mais próxima do forno, possa-se considerar a desclassificação de parte da área próxima a fornos, porém esse estudo indica que essa prática deve, no mínimo, não ser generalizada para todos os projetos até que mais estudos nessa área sejam realizados.

V.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Em relação às simulações, outros gases inflamáveis poderiam ser estudados no intuito de verificar a abrangência dos resultados obtidos com o butano e o ciclohexano.

Como forma de complementação do presente projeto, poderiam ser futuramente realizados testes experimentais, com medições de temperatura e velocidades nas proximidades de um forno de processo real.

Também seria relevante estudar, mesmo que em laboratório, o encontro entre uma nuvem de gás e uma superfície aquecida, até mesmo para validar os resultados encontrados neste projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT (1972), Norma NB 98: Armazenamento e manuseio de líquidos inflamáveis e combustíveis. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1980), Norma NBR 6146: Invólucros de Equipamentos Elétricos – Proteção. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1984), Norma NBR 8601: Equipamentos Elétricos Imersos em óleo para Atmosferas Explosivas – Especificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1989), Norma NBR 8447: Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Segurança Intrínseca – Tipo de Proteção “e” – Especificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1995a), Norma NBR 7505: Armazenagem de Líquidos Inflamáveis e Combustíveis. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1995b), Norma NBR 9883: Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Segurança Aumentada – Tipo de Proteção “e” – Especificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1997), Norma NBR 9518: Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Requisitos Gerais – Especificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1998a), Norma NBR 5363: Equipamentos Elétricos para Atmosferas Explosivas – Invólucros à Prova de Explosão – Tipo de Proteção “d” – Especificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ABNT (1998b), Norma NBR 8370: Equipamentos e Instalações Elétricas em Atmosferas Explosivas – Terminologia. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Brasil.

ANSYS CFX. (2009), CFX-12 Solver Theory. Canonsburg, USA: Ansys Inc.

API (1998), Norma série RP505: Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone O, Zone 1, and Zone 2. American Petroleum Institute (API), Washington, EUA

API (2007), Norma série 560: Fired Heaters for General Refinery Service. American Petroleum Institute (API), Washington, EUA

ASTM (2005), Norma D56: Standard Method of Test for Flash Point by the Tag Closed Tester. American Society for Testing and Materials. EUA.

Blue Star Line (2008), “Petrobras P-36” <http://www.bluestarline.org/farstad/p36.html>
Acesso em 15/11/2009

Duff, Steven (2008), “Remembering Piper Alpha disaster”, BBC News Channel, BBC Scotland (06/06/2008) http://news.bbc.co.uk/2/hi/uk_news/scotland/7438774.stm.
Acesso em 28/10/2009

Exponent (2008), “Piper Alpha Disaster” www.exponent.com/Piper_Alpha_Disaster
Acesso em 18/11/2009

IEC (2007), Norma série 60079-0: Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres – General Requirements. International Electrotechnical Commission. Suíça.

IEC (2002), Norma série 60079-10: Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres - Part 10: Classification of Hazardous Areas. International Electrotechnical Commission. Suíça.

Incropera, F.P. e DeWitt, D.P. (2003), Fundamentos de Transferência de Calor e Massa, 5ª Ed., Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Rio de Janeiro, Brasil.

Jordão, Dácio de Miranda (2008), Manual de Instalações Elétricas em Indústrias Químicas, Petroquímicas e de Petróleo – Atmosferas Explosivas, 3ª Ed., Qualitymark Editora Ltda., Rio de Janeiro, Brasil.

Lopes Jr, Sylvio (2009), Apostila “Curso Fornos de Processo”. Chemtech. Rio de Janeiro Brasil.

Maciel, Rafael (2008), “Maior campo de gás do Brasil”, Energia Hoje (29.12.2008) <http://www.energiahoje.com/?ver=mat&mid=374322>. Acesso em 05/11/2009.

O Globo (2002), “Em 2001, o naufrágio da maior plataforma do mundo“, Hemeroteca do Instituto de Eletrotécnica e Energia (14/10/2002) <http://infoener.iee.usp.br/infoener/hemeroteca/imagens/65841.htm>. Acesso em 28/10/2009.

Petrobras (1999a), Norma N-2166: Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Refinarias de Petróleo. Petrobras, Brasil.

Petrobras (1999b), Norma N-2167: Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Unidades de Transporte de Petróleo, Gás e Derivados. Petrobras, Brasil.

Petrobras (2001), Norma N-2154: Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Regiões de Perfuração e Produção. Petrobras, Brasil.

Petrobras, Thomson Financial (2001), “Acidente P-36 Conferência Telefônica com Analistas”. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/ri/port/apresentacoes/ eventos/conftelefonicas/pdf/confere ncia_telefonica_script.pdf. Acesso em 13/11/2009.

Petrobras (2008), Norma N-1674: Projeto de Arranjo de Instalações Industriais Terrestres de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Álcool. Petrobras, Brasil.

APÊNDICE A – PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Tabela A.1 – Principais Características das Substâncias Inflamáveis

Substância	Densidade de vapor (ar=1,0)	Ponto de Fulgor (°C)	Limites de Explosividade		Temperatura de Ignição (°C)	Classe de Temperatura	Grupo
			Inferior (Vol.%)	Superior (Vol.%)			
Acetaldeído	1,52	-38	4	57	140	T4	IIA
Acetato de Amila	4,48	25	1	7,1	375	T2	IIA
Acetato de Butila	4,01	22	1,4	8	370	T2	IIA
Acetato de Etila	3,04	-4	2,1	11,5	460	T1	IIA
Acetato de Isobutila	4	18	2,4	10,5	420	T2	-
Acetato de Metila	2,56	-10	3,1	16	475	T1	IIA
Acetato de Vinila	2,97	<0,00	2,6	13,4	385	T2	-
Acetilacetona	3,5	34	1,7	-	340	T2	IIA
Acetileno	0,9	-	1,5	100	305	T2	-
Acetoacetato de Metila	4	67	-	-	280	T3	IIA
Acetona	2	-19	2,15	13	535	T1	IIA
Ácido Acético	2,07	40	5,4	16	485	T1	IIA
Acrilato de Etila	3,45	9	1,8	-	-	-	IIB
Acrilato de Metila	3	-3	2,8	25	-	-	IIB
Acrilonitrila	1,83	-5	3	17	480	T1	IIB
Acroleína	1,94	<0,00	2,8	31	278	T3	-
Álcool Alílico	2	21	2,5	18	378	T2	-
Álcool Butílico-N	2,55	29	1,4	11,2	340	T3	IIA
Álcool Butílico Secundário	2,55	24	1,7	9,8	390	T2	-
Álcool Butílico Terciário	2,55	11	2,3	8	408	T2	-
Álcool Isoamílico Primário	3,04	43	1,2	9	343	T3	-
Álcool Isobutílico	2,55	27	1,68	10,9	427	T2	IIA
Álcool Isopropílico	2,1	11	2	12	400	T2	IIA
Álcool Tetrahydro-furfúrico	3,52	70	1,5	9,7	280	T3	IIB
Álcooldiacetona	4	58	1,8	6,9	640	T1	IIA
Aldeído Butírico	2,48	<0,00	1,4	12,5	230	T4	IIA
Aldeído Crotônico	2,41	13	2,1	15,5	232	T4	-
Alílico	1,38	-	1,7	-	-	-	IIB
Amil Metil Cetona	3,94	49	-	-	-	-	IIA
Amônia	0,59	-	15	28	630	T1	IIA
Anfetamina	4,67	<100,00	-	-	-	-	IIA
Anilina	3,22	75	1,2	8,3	617	T1	IIA
Benzaldeído	3,66	65	1,4	-	190	T4	IIA
Benzeno	2,7	-11	1,2	8	560	T1	IIA
Brumobutano	4,72	<21,00	2,5	-	265	T3	IIA
Bromoetano	3,76	<-20,00	6,7	11,3	510	T1	IIA

Butadieno	1,87	-	2,1	12,5	430	T2	IIB
Butano	2,05	-60	1,5	8,5	365	T2	IIA
Butanol	2,55	29	1,7	9	340	T2	IIA
Buteno	1,94	-	1,6	10	440	T2	IIB
Butil Cetil Cetona	3,46	23	1,2	8	530	T1	IIA
Butila Amina	2,52	-9	-	-	312	T2	IIA
Butildigol	5,59	78	-	-	225	T3	IIA
Butiraldeido	2,48	<-5,00	1,4	12,5	230	T3	IIA
Ciclobutano	1,93	-	1,8	-	-	-	IIA
Ciclohexano	2,9	-18	1,2	7,8	259	T3	IIA
Ciclohexanol	3,45	68	1,2	-	300	T2	IIA
Ciclohexanona	3,38	43	1,4	9,4	419	T2	IIA
Ciclohexeno	2,83	<20,00	1,2	-	310	T2	IIA
Ciclohexilamina	3,42	32	-	-	290	T3	IIA
Ciclopropano	1,45	-	2,4	10,4	495	T1	IIB
Cloreto de Acetila	2,7	4	5	-	390	T2	IIA
Cloreto de Alila	2,64	<-20,00	3,2	11,2	485	T1	IIA
Cloreto de Benzila	4,36	60	1,2	-	585	T1	IIA
Cloreto de Vinila	2,25	-	3,8	29,3	472	T2	-
Clorobenzeno	3,88	28	1,3	7,1	637	T1	IIA
Clorobutano	3,2	<0,00	1,8	10,1	460	T1	IIA
Cloroetano	2,22	-	3,6	15,4	510	T1	IIA
Clorometano	1,78	-	10,7	13,4	625	T1	IIA
Cloropropano	2,7	<20,00	2,6	11,1	520	T1	IIA
Cresol	3,73	81	1,1	-	555	T1	IIA
Decahidronaftaleno	4,76	54	0,7	4,9	260	T3	IIA
DiIsobutileno	3,87	2	-	-	305	T2	IIA
Diaminoetano	2,07	34	-	-	385	T2	IIA
Diclorobenzeno	5,07	66	2,2	9,2	640	T1	IIA
Dicloroetano	3,42	-10	5,6	16	440	T2	IIA
Dicloroetano	3,55	-10	9,7	12,8	440	T2	IIA
Dicloropropano	3,9	15	3,4	14,5	555	T1	IIA
Dietilamina	2,53	<-20,00	1,7	10,1	310	T2	IIA
Dietilaminoetanol	4,04	60	-	-	-	-	IIA
Dimetilamina	1,55	-	2,8	14,4	400	T2	IIA
Propano	1,56	-	2	9,5	470	T1	IIA
Propanol	2,07	15	2,15	13,5	405	T2	IIA
Propil Metil Cetona	2,97	16	1,5	8,2	505	T1	IIA
Propilamina	2,04	<-20,00	2	10,4	320	T2	IIA
Propileno	1,5	-	2	11,7	455	T1	IIA
Querosene	-	38	0,7	5	210	T3	IIA
Sulfato Dietílico	5,31	104	-	-	-	-	IIA
Sulfeto de Hidrogênio	1,19	-	4,3	45,5	270	T3	IIB
Tetrahidrofurano	2,49	-17	2	11,8	260	T3	IIB
Tolueno	3,18	6	1,2	7	535	T1	IIA
Toluidina	3,7	85	-	-	480	T1	IIA
Trietilamina	3,5	<0,00	1,2	8	-	-	IIA
Trimetilamina	2,04	-	2	11,6	190	T4	IIA

Trimetilbenzeno	4,15	-	-	-	470	T1	IIA
Trioxano	3,11	45	3,6	29	410	T2	IIB
Turpentino	-	35	0,8	-	254	T3	IIA
Xileno	3,66	30	1	6,7	464	T1	IIA
Dimetilamilina	4,17	63	1,2	7	370	T2	IIA
Dioxano	3,03	11	1,9	22,5	379	T2	IIB
Dioxolano	2,55	2	-	-	-	-	IIB
Disulfeto de Carbono	2,64	<-20,00	1	60	100	T5	-
Epoxipropano	2	<-20,00	2,8	37	430	T2	IIB
Estireno	3,6	30	1,1	8	490	T1	IIA
Etano	1,04	-	3	15,5	515	T1	IIA
Etanol	1,59	12	3,3	19	425	T2	IIA
Etanolamina	2,1	85	-	-	-	-	IIA
Eteno	0,97	-	2,7	34	425	T2	IIB
Eter Clorodimetil	-	-	-	-	-	-	IIA
Eter Diamflico	5,45	57	-	-	170	T4	IIA
Eter Dibutílico	4,48	25	1,5	7,6	185	T4	IIB
Eter Dietílico	2,55	<-20,00	1,7	36	170	T4	IIB
Eter Diexflico	6,43	75	-	-	185	T4	IIA
Eter Dimetflico	1,59	-	3,7	27	-	-	IIB
Eter Dipropflico	3,53	<-21,00	-	-	-	-	IIB
Eter Isopropflico	3,53	<0,00	1,4	21	443	T2	-
Etil Mercaptan	2,11	<-20,00	2,8	18	295	T3	IIA
Etil Metil Cetona	2,48	-1	1,8	11,5	505	T1	IIA
Etil Metil Eter	2,07	-	2	10,1	190	T4	IIB
Etilbenzeno	3,66	15	1	6,7	431	T2	IIA
Etildigol	4,62	94	-	-	-	-	IIA
Etoxi-etanol	3,1	95	1,8	15,7	235	T3	IIB
Fenol	3,24	75	-	-	605	T1	IIA
Formaldeido	1,03	-	7	73	424	T2	IIB
Formivimetilamida	2,52	58	2,2	16	440	T2	IIA
Formato de Etila	2,55	-20	2,7	16,5	440	T2	IIA
Formato de Metila	2,07	<-20,00	5	23	450	T1	IIA
Gás D'Água	-	-	-	-	-	T1	IIC
Gás de Coque	-	-	-	-	-	-	-
Gás de Rua (de Carvão)	-	-	-	-	-	T1	IIB
Gasolina - 56 a 60 Octanas	3,4	-48	1,4	7,6	280	T3	IIA
Gasolina - 100 Octanas	3,4	-38	1,4	7,4	456	T2	IIA
Heptano	3,46	-4	1,1	6,7	215	T3	IIA
Hexano	2,79	-21	1,2	7,4	233	T3	IIA
Hexanol	3,5	63	1,2	-	-	-	IIA
Hidrogênio	0,07	-	4	75,6	560	T1	IIC
Isopreno	2,35	<0,00	1	7	220	T4	-
Isopropilnitrato	-	20	2	100	175	T4	IIB
Metaldeido	6,07	36	-	-	-	-	IIA
Metano (Grisu)	0,55	-	5	15	595	T1	I

Metano Industrial	-	-	-	-	-	T1	IIA
Metanol	1,11	11	6,7	36	455	T1	IIA
Metilamina	1,07	-	5	20,7	430	T2	IIA
Metilciclohexano	3,38	-4	1,15	6,7	260	T3	IIA
Metilciclohexanol	3,93	68	-	-	295	T3	IIA
Metiletilcetona (butanona)	2,48	<0,00	1,8	10	530	T2	IIA
Metilisobutilcetona	3,45	23	1,4	7,5	459	T2	-
Metoxietanol	2,63	39	2,5	14	285	T3	IIB
Monóxido de Carbono	0,97	-	12,5	74,2	605	T1	IIB
Nafta de Carvão	-	-	-	-	272	T3	IIA
Nafta de Petróleo	2,5	<-17,00	1,1	5,9	288	T3	IIA
Naftaleno	4,42	77	0,9	5,9	528	T1	IIA
Nitrobenzeno	4,25	88	1,8	-	480	T1	IIA
Nitroetano	2,58	27	-	-	410	T2	IIB
Nitrometano	2,11	36	-	-	415	T2	IIA
Nitropropano	3,06	49	-	-	420	T2	IIB
Nitropopano-2	3,06	39	2,06	-	420	T2	-
Nonano	4,43	30	0,8	5,6	205	T3	IIA
Nonanol	4,97	75	0,8	6,1	-	-	IIA
Octaldeido	4,42	52	-	-	-	-	IIA
Octano	3,94	12	0,8	6,5	210	T4	IIA
Octanol	4,5	81	-	-	-	-	IIA
Oxalato Dietílico	5,04	76	-	-	-	-	IIA
Óxido de Eteno	1,52	-	3,7	100	440	T2	IIB
Óxido de Mesitila	3,4	31	-	-	344	T3	-
Óxido de Propileno	2	<0,00	2,1	21,5	430	T2	-
Paraformaldeido	-	70	-	-	300	T2	IIB
Paraldeido	4,56	17	1,3	-	235	T3	IIA
Pentano	2,48	<-20,00	1,4	8	285	T3	IIA
Pentanol	3,04	34	1,2	10,5	300	T2	IIA
Petróleo	-	<-20,00	-	-	-	-	IIA
Piridina	2,73	17	1,8	12	550	T1	IIA