



Estudo de Impacto de Radiação de Tocha sobre Plataforma FPSO

Bernardo Castellani Troise

Projeto de Final de Curso

Orientador

Prof. Carlos André Vaz Júnior, D.Sc.

Agosto de 2015

ESTUDO DE IMPACTO DE RADIAÇÃO DE TOCHA SOBRE PLATAFORMA FPSO

Bernardo Castellani Troise

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Ofélia de Queiroz F. Araújo, Ph.D

Pedro Igor Veillard Farias, M.Sc

Thábata Cristina Giglio Lourenço Maciel, B.Sc

Orientado por:

Carlos André Vaz Júnior, D.Sc

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Agosto de 2015

TROISE, B.C.

Estudo de Impacto de Radiação de Tocha sobre Plataforma FPSO / Bernardo Castellani Troise. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2015.

x, 66.

(Projeto Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2015. Orientador: Carlos André Vaz Júnior.

1. Radiação. 2. Tocha. 3. FPSO. 4. Projeto Final de Curso. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Carlos André Vaz Júnior. I. D.Sc.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Djalma e Mônica e minhas irmãs Luiza e Paula por todo o carinho e apoio que permitiram que este momento e tantos outros tenham se tornado realidade.

À minha namorada Érika pela compreensão, companheirismo e amor, sem os quais esta tarefa teria sido muito mais árdua.

Ao professor Carlos André pela orientação e conselhos que deram ao trabalho o rumo necessário e a qualidade pretendida.

Ao Bureau Veritas e colegas de trabalho por despertar em mim o interesse pelo assunto e disponibilizar as ferramentas necessárias para a realização deste projeto.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

ESTUDO DE IMPACTO DE RADIAÇÃO DE TOCHA SOBRE PLATAFORMA FPSO

Bernardo Castellani Troise

Agosto de 2015

Orientador: Carlos André Vaz Júnior

O petróleo é uma fonte de energia e de matéria-prima de extrema importância para a sociedade moderna. Uma parcela significativa da exploração deste recurso ocorre na plataforma marítima. Nesta modalidade de exploração, a segurança de processos ganha uma relevância ainda maior, devido ao confinamento e isolamento inerentes às plataformas de exploração e produção de petróleo. Dentre os diversos sistemas relacionados à segurança presentes em uma plataforma, o sistema da tocha é um dos principais. Este sistema garante o descarte seguro de gases de processo para a atmosfera através de sua queima e liberação em local adequado. No entanto, a chama proporcionada pela tocha gera radiação térmica que pode ter efeitos deletérios sobre a saúde de funcionários na plataforma. Assim, o estudo de impacto de radiação da tocha é fundamental para o projeto deste equipamento, em especial na determinação de sua altura. O American Petroleum Institute (API) desenvolveu uma metodologia para a realização deste estudo. Esta metodologia envolve a determinação de alguns parâmetros importantes. Os principais são: os pontos de interesse nos quais a radiação será avaliada, o limite de radiação tolerável nestes pontos, a quantidade total de calor gerada na tocha e a fração radiada deste total. Dentre os tipos de plataforma mais empregados na produção *offshore* está a FPSO. Esta plataforma é especialmente indicada para campos distantes da costa e com lâmina d'água profunda e, por isso, deverá ser altamente empregado no Pré-sal brasileiro. Desta forma, o presente estudo buscou apresentar a metodologia API para avaliação do impacto da radiação térmica da tocha em detalhes e aplicá-la em um estudo de caso envolvendo uma plataforma FPSO a ser instalada na região do Pré-sal da Bacia de Santos.

Sumário

Capítulo 1: Introdução	11
1.1 O Petróleo e a Indústria <i>Offshore</i>	11
1.2 Riscos à Segurança em Plataformas <i>Offshore</i>	12
1.3 Sistemas de Segurança de uma Plataforma <i>Offshore</i>	13
1.4 Objetivo	15
1.5 Metodologia	15
Capítulo 2: História da Exploração e Produção de Petróleo	16
2.1 Histórico da Indústria de Petróleo	16
2.2 Histórico da Exploração de Petróleo <i>Offshore</i>	16
2.3 As Plataformas de Exploração <i>Offshore</i>	19
2.3.1 Plataforma Fixa	19
2.3.2 Plataforma Autoelevável	21
2.3.3 Plataforma TLP	21
2.3.4 Plataforma Semissubmersível	22
2.3.5 Plataforma FPSO	24
2.3.5.1 Módulos de uma Plataforma FPSO	26
2.3.5.2 Sistema de Tocha da FPSO	27
Capítulo 3: A Radiação da Tocha.....	31
3.1 O Fenômeno da Radiação Térmica	31
3.2 Consequências da Exposição Humana à Radiação	31
3.3 Metodologias de Determinação da Radiação da Tocha	32
3.4 A Metodologia API	34
3.4.1 Determinação da Distância entre o Ponto de Interesse e a Fonte (D)	34
3.4.1.1 Transmissividade Atmosférica (τ)	35
3.4.1.2 Fração Radiada (F)	35
3.4.1.3 Calor Total Emitido (Q)	37
3.4.1.4 Máxima Radiação Permitida (K)	38
3.4.2 Determinação da Posição do Centro da Chama (Y_c, X_c)	39
3.4.2.1 Determinação do Comprimento da Chama sob Calmaria	39
3.4.2.2 Distorção Devido ao Vento	39
3.4.3 Determinação da Altura da Torre da Tocha	41
3.5 O Software Flaresim	43
Capítulo 4: Estudo de Caso – FPSO	44

4.1 A Localização da Plataforma e suas Condições Ambientais	44
4.2 Caracterização dos Cenários a serem Simulados.....	46
4.2.1 Caso 1 (Emergência).....	47
4.2.1.1 Métodos de Cálculo	47
4.2.1.2 Fluido.....	48
4.2.1.3 Torre.....	50
4.2.1.4 Pontos de Interesse	50
4.2.1.5 Queimadores	52
4.2.1.6 Resultados	55
4.2.2 Caso 2 (Operação Contínua).....	57
4.2.2.1 Fluido, Torre e Pontos de Interesse	57
4.2.2.2 Queimador	59
4.2.2.3 Resultados	59
4.3 Análise dos Resultados.....	60
Conclusão	62
Referências Bibliográficas.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Acidente na plataforma Piper-Alpha, Reino Unido, 1988.....	13
Figura 1.2: Acidente na plataforma Deepwater Horizon, EUA, 2010.....	13
Figura 2.1: Píeres de exploração de petróleo offshore na Califórnia, EUA, fim do século XIX.....	17
Figura 2.2: Plataformas fixas operando no Lago Caddo, Louisiana, EUA, 1911.....	18
Figura 2.3: A plataforma Bluewater 1, primeira plataforma semissubmersível do mundo.....	19
Figura 2.4: Plataforma de Garoupa operando na Bacia de Campos.....	20
Figura 2.5: Plataforma P-5 operando na Bacia Potiguar.....	21
Figura 2.6: Plataformas P-61 e P-63 produzindo na Bacia de Campos.....	22
Figura 2.7: Plataforma P-55 durante cerimônia de entrega, no Estaleiro Rio Grande, Rio Grande do Sul.....	23
Figura 2.8: FPSO Cidade de Paraty ancorado no Campo de Tupi, Bacia de Santos.....	25
Figura 2.9: FPSO Cidade de São Paulo em operação no Campo de Sapinhoá, Bacia de Santos.....	25
Figura 2.10: Disposição dos Módulos de um FPSO.....	27
Figura 2.11: Representação Gráfica de um Sistema de Tocha.....	28
Figura 3.1: Gráfico Comprimento de Chama x Liberação de Calor (Unidades SI).....	39
Figura 3.2: Gráfico Distorção da Chama x Razão U_{∞}/U_j	40
Figura 3.4: Representação Gráfica da Tocha e suas Dimensões de Referência.....	42
Figura 3.5: Exemplo de Resultado Gráfico Gerado pelo Flaesim.....	43
Figura 4.1: Região do Pré-sal e as Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.....	44
Figura 4.2: Dados de Entrada de Condições Ambientais no Local da Instalação.....	46
Figura 4.3: Interface de Seleção do Método de Cálculo.....	48
Figura 4.4: Composição do Gás a ser Queimado na Tocha (Caso 1)	49
Figura 4.5: Propriedades do Gás a ser Queimado (Caso 1)	49
Figura 4.6: Interface para Caracterização da Torre da Tocha.....	50
Figura 4.7: Entrada de Dados Relativos ao Ponto de Interesse Representativo do Heliponto	51
Figura 4.8a: Configuração do Ponto de Interesse no Topo do Módulo Mais Próximo.....	52
Figura 4.8b: Configuração do Ponto de Interesse na Base da Torre.....	52
Figura 4.9: Entrada de dados referentes aos queimadores da tocha.....	53
Figura 4.10: Cálculo das Vazões Mássicas em cada Queimador.....	54
Figura 4.11: Dimensionamento do Queimador de Alta pressão.....	55

Figura 4.12: Dimensionamento do Queimador de Baixa pressão.....	55
Figura 4.13: Perfil de Temperatura por Tempo nos Pontos de Interesse (Caso 1).....	56
Figura 4.14 Representação Gráfica das Isopletas sobre a Plataforma (Caso 1).....	57
Figura 4.15: Composição do Gás Combustível (Caso 2)	58
Figura 4.16: Propriedades do Gás Combustível (Caso 2).....	58
Figura 4.17: Cálculo do Diâmetro do Queimador (Caso 2).....	59
Figura 4.18: Resultados de Radiação e Temperatura nos Pontos de Interesse (Caso 2)...	60
Figura 4.19: Representação Gráfica das Isopletas sobre a Plataforma (Caso 2).....	60

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1: Tempo de exposição à radiação até o limite de tolerância a dor por intensidade da radiação.....	31
Tabela 3.2: Limite de Radiação Total Recomendada.....	32
Tabela 3.3: Valores de Fator F de acordo com o U.S Bureau of Mines.....	35
Tabela 3.4: Categorização de Situações Operacionais Típicas da Tocha.....	37
Tabela 4.1: Velocidade Máxima de Vento Registrada por Mês na Bacia de Santos.....	44

Capítulo 1: Introdução

1.1 O Petróleo e a Indústria *Offshore*

O petróleo é um recurso natural de extrema importância para a sociedade moderna devido, principalmente, ao seu papel central como fonte de energia. Os combustíveis derivados do petróleo, tais como a gasolina, o óleo diesel, e a querosene, fornecem a energia necessária para movimentar automóveis, caminhões, embarcações e aeronaves, sustentando toda uma rede de transportes a nível global. Devido a esse protagonismo no setor energético, o petróleo representa 33% de toda a oferta mundial de energia primária, permanecendo como a principal fonte energética do atualmente em uso, uma posição que manteve durante os últimos 50 anos (BP, 2014b).

No entanto, a importância do petróleo não se limita ao campo da energia. Um de seus derivados, a nafta, é a base da indústria petroquímica. Este setor produz uma série de produtos finais e intermediários para outros ramos da indústria química, agregando valor à cadeia do petróleo. Entre os produtos que tem o petróleo como matéria-prima, ou que utilizam insumos derivados da petroquímica, estão plásticos, resinas, fibras, adesivos, solventes, fertilizantes, tintas, corantes, produtos farmacêuticos, tecidos, entre outros (TORRES, 1997).

Para atender a esta enorme demanda, a indústria de petróleo produziu, no ano de 2013, mais de 86 milhões de barris do produto diariamente. Este número representou um aumento de 11,7% sobre 2003 (BP, 2014b). Projeta-se que a oferta de óleo deva alcançar o patamar de 109 milhões de barris por dia (bpd) no ano de 2035, o que indica que o petróleo continuará a ser uma matéria-prima fundamental no futuro próximo (BP, 2014a).

Além da exploração das reservas de petróleo terrestres, a participação da exploração e produção de petróleo *offshore* vem crescendo gradativamente. Hoje, o petróleo oriundo da plataforma marítima já representa 30% da produção mundial. Essa participação expressiva é possibilitada por mais de 11 mil plataformas distribuídas pelo planeta, sendo 10,7 mil fixas e 395 flutuantes (FERENTINOS, 2013).

No Brasil, a exploração *offshore* possui relevância ainda maior. O petróleo advindo de unidades *offshore* equivale a 93% da produção nacional (ANP, 2015). Com os altos investimentos realizados, o setor *offshore* vem crescendo substancialmente no Brasil, ampliando a sua cadeia de fornecedores e prestadores de serviço. Estes

investimentos contribuíram fortemente para que a participação do setor de óleo e gás brasileiro tenha alcançado, no ano de 2013, a marca de 13% do Produto Interno Bruto (PIB), ou 636 bilhões de reais (PETROBRAS, 2014a).

1.2 Riscos à Segurança em Plataformas *Offshore*

Embora fundamental para o desenvolvimento da sociedade atual, a exploração de petróleo não ocorre de forma isenta de riscos, especialmente no caso *offshore*. A operação de plataformas de petróleo envolve uma ampla gama de atividades e situações potencialmente perigosas aos trabalhadores em um espaço de trabalho relativamente reduzido. Presença de equipamentos operando com grandes volumes de gases e líquidos inflamáveis e/ou tóxicos a alta pressão, o manuseio de substâncias perigosas, a presença de máquinas com partes móveis, a operação manual de equipamentos, o deslocamento de/para a costa, operações de manuseio de cargas e atividades de manutenção, etc (FREITAS *et al*, 2001).

Soma-se a isso uma série de fatores impostos pelas condições naturais de confinamento e isolamento em uma plataforma. Entre eles, o fato de que os trabalhadores estão expostos a uma série de perigos mesmo quando não estão trabalhando, uma vez que se encontram alojados na própria plataforma. Complementarmente, a remoção das pessoas do local em caso de acidentes mais graves é difícil e lenta (FREITAS *et al*, 2001).

Todos estes fatores, aliados ao risco intrínseco de um sistema tão complexo como uma plataforma de petróleo, podem levar a uma série de acidentes, tais como incêndios, explosões e vazamentos de substâncias tóxicas. Estas ocorrências acarretam em consequências indesejadas, como lesões e óbitos de funcionários, parada operacional, destruição de patrimônio, danos ao meio ambiente e impacto negativo para a imagem das empresas e países envolvidos (TERTULINO, 2010).

Dentre os principais acidentes ocorridos na história da indústria do petróleo estão o da plataforma Piper-Alpha e o da plataforma Deepwater Horizon. A plataforma Piper-Alpha localizada no Mar do Norte, no Reino Unido sofreu uma série de explosões no dia 06/07/1988, causando a morte de 167 pessoas e permanece como o acidente com o maior número de vítimas na história da indústria do petróleo (NATIONAL GEOGRAPHIC, 2004). A Figura 1.1 retrata o incêndio posterior às explosões na plataforma Piper-Alpha.



Figura 1.1: Acidente na plataforma Piper-Alpha, Reino Unido, 1988 Fonte: BBC, 2013

Já o acidente da plataforma Deepwater Horizon ocorrido em 2010 no Golfo do México, nos EUA, foi o acidente marítimo que causou o maior derramamento de óleo na história dos Estados Unidos, lançando mais de 3 milhões de barris de óleo no mar e causando um grande desastre ecológico na região. A British Petroleum, companhia contratante da plataforma, concordou em pagar uma multa de 18,7 bilhões de dólares por este acidente (GILBERT & KENT, 2015). A Figura 1.2 ilustra as tentativas de contenção do incêndio na plataforma após o acidente.



Figura 1.2: Acidente na plataforma Deepwater Horizon, EUA, 2010 Fonte: Daily Mail, 2012

1.3 Sistemas de Segurança de uma Plataforma *Offshore*

Tendo em vista os diversos perigos envolvidos nas operações *offshore*, todo um sistema de instrumentação e equipamentos, além de uma filosofia de segurança, são necessários em uma plataforma para prevenir a ocorrência de acidentes e mitigar as suas

consequências. MAIA NETO (2007) descreve os sistemas de segurança de uma plataforma. Dentre eles estão:

- Sistema de Detecção de Gás: conjunto de detectores distribuídos pela embarcação, monitoram continuamente a atmosfera de áreas onde pode haver vazamento de gases, disparando alarmes. Esses alarmes podem ocasionar uma parada de emergência;
- Sistema de Detecção de Fogo: conjunto de sensores diversos que identificam princípios de incêndio, disparando alarmes. A partir destes alarmes são acionados os sistemas de combate a incêndio e parada de emergência;
- Sistemas de Combate a Incêndio: conjunto de bombas, tubulações e bicos aspersores responsáveis por captar água do mar e despejar sobre áreas onde foi detectado fogo. Podem atuar automaticamente por meio de plugue-fusíveis que acionam as válvulas de dilúvio e as bombas de captação automaticamente;
- Sistema de Alarmes Sonoros: rede de buzinas, alto-falantes e caixas acústicas distribuídas pela embarcação para comunicação interna. No caso de emergências, um gerador de sinal sonoro gera sons padronizados que indicam emergência ou necessidade de abandono da embarcação. Em áreas com altos índices de ruído são complementadas com alarmes visuais;
- Sistema de Parada de Emergência: lógica que ao ser acionada inicia uma série de eventos com o intuito de interromper o funcionamento de equipamentos de forma segura. Possui diversos níveis de atuação, que variam desde o nível de parada de um equipamento, até uma parada completa de toda a plataforma;
- Salvatagem e Abandono: conjunto de balsas, botes, bóias e barcos que permitem a toda a tripulação abandonar a plataforma de forma segura;

Outro sistema primordial para a segurança da plataforma é o sistema da tocha, também chamada de *flare*. Este sistema permite o descarte seguro de gases inflamáveis ou tóxicos provenientes do processo, ao transformá-los em substâncias menos perigosas através de combustão (GUIDARD *et al*, 2000). Isso é feito enviando os gases para um queimador situado no topo de uma torre com altura suficiente para evitar que os gases de combustão e a radiação térmica gerada pela queima afetem a plataforma (OKAMURA, 2013).

A chama gerada pela tocha, devido à sua alta temperatura, gera radiação térmica. Uma das situações críticas em que o sistema da tocha é altamente demandado é durante

paradas de emergência. Nessas situações pode se fazer necessária a despressurização de todo o inventário de gás da plataforma (LOUREIRO, 2013). Com isso, tem-se uma vazão muito elevada na tocha e, conseqüentemente alta taxa de emissão de radiação térmica.

Assim, é de suma importância que se determine a radiação térmica gerada pela tocha através de um estudo durante a fase de projeto deste sistema. Garantindo assim que a localização e altura da torre da tocha assegurem a proteção de pessoas e equipamentos em seu entorno dos efeitos da radiação (GUIDARD *et al*, 2000).

1.4 Objetivo

O objetivo deste estudo é apresentar uma revisão bibliográfica sobre a determinação da radiação térmica em sistemas de tocha. Especificamente é realizado um estudo de caso aplicado a plataforma de petróleo do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), no contexto de crescente importância deste tipo de plataforma nas atividades de exploração de petróleo e gás *offshore*.

1.5 Metodologia

A metodologia empregada para a realização do estudo de impacto da radiação térmica da tocha no caso de uma plataforma FPSO foi aquela recomendada pelo American Petroleum Institute (API), através de sua Prática Recomendada 521, que trata de sistemas de alívio de pressão e despressurização. A ferramenta para a realização dos cálculos e apresentação gráfica dos resultados foi o *software* Flaresim, pertencente à empresa Softbits Consultants.

Capítulo 2: História da Exploração e Produção de Petróleo

2.1 Histórico da Indústria de Petróleo

O grande marco inicial da indústria mundial do petróleo foi a primeira operação comercial de produção de petróleo ocorrida em 1859 no estado da Pensilvânia, EUA. A partir dessa época, o querosene, derivado do petróleo, passou a representar uma fonte alternativa ao óleo de baleia para uso na iluminação. O mercado para o querosene de iluminação cresceu de tal forma na segunda metade do século XIX que o derivado do petróleo se tornou o principal produto manufaturado de exportação americano no final do século (YERGIN, 1991).

No entanto, foi só no início do século XX que os derivados do petróleo ganharam destaque como combustíveis para motores de trens, automóveis e navios. Com uso destes equipamentos nas duas Grandes Guerras, os combustíveis derivados do petróleo ganharam importância estratégica para os países, e a exploração e produção de petróleo passaram a ser buscadas como forma de garantir soberania e independência (YERGIN, 1991).

Após o fim da Segunda Guerra Mundial, a oferta de petróleo se voltou cada vez mais para o consumo civil, seja para automóveis, indústrias ou termelétricas. O *boom* econômico vivido por diversos países neste período se baseou em grande medida no petróleo como a principal fonte de energia e de matéria-prima (YERGIN, 1991).

Hoje, essa dependência da civilização moderna em relação ao petróleo e seus derivados ainda persiste. O petróleo é considerado a matéria-prima mais importante, tendo sido responsável por 32,9% da matriz energética mundial no ano de 2013, com uma produção diária de aproximadamente 86 milhões de barris (BP, 2014b).

No Brasil o petróleo representou, em 2013, 40,6% da oferta de energia primária nacional, sendo a produção média em abril de 2015 de 2,394 milhões de bpd (EPE, 2014, ANP, 2015).

2.2 Histórico da Exploração de Petróleo *Offshore*

O início da exploração de petróleo a nível comercial se deu na segunda metade do século XIX, no nordeste dos EUA, em uma localidade onde já se observava a migração natural de pequenos volumes de petróleo para a superfície. Com o conhecimento da existência de óleo no local, perfurou-se poços em busca de uma maior quantidade do

material. O sucesso obtido nesta busca e a aplicação do querosene obtido do óleo para fins de iluminação, levaram a formação de uma grande indústria voltada para a produção e comércio de petróleo nesta região dos EUA (YERGIN, 1991).

O crescimento da indústria do petróleo incentivou a busca por este recurso em outras fronteiras. O primeiro poço *offshore* da história foi perfurado no Campo de Summerland, na costa da Califórnia, EUA. A estrutura utilizada foi idêntica à de um poço terrestre de perfuração percussiva, com a diferença de que a estrutura estava toda apoiada sobre um píer de madeira que se estendia mar adentro. Com o sucesso obtido, mais poços foram perfurados sob os píeres daquele campo (AOGHS). A Figura 2.1 retrata poços de produção na costa da Califórnia no fim do século XIX.



Figura 2.1: Píeres de exploração de petróleo offshore na Califórnia, EUA, fim do século XIX.
Fonte: AOGHS.

O passo seguinte da exploração *offshore* foi dado em 1911, quando a empresa Gulf Refining Company perfurou um poço no Lago Caddo, Louisiana, EUA, com o uso de balsas e rebocadores para transportar o equipamento de perfuração lago adentro. Uma vez que o poço foi perfurado e rendeu uma produção de 450 barris por dia, a empresa decidiu construir várias plataformas sobre o lago (AOGHS), conforme mostrado na Figura 2.2.

Deste momento em diante as plataformas fixas passaram a operar em diversos campos de petróleo *offshore*. Conforme poços cada vez mais profundos eram explorados,

ajustes e melhorias graduais eram incorporados. Contudo as plataformas continuaram tendo o mesmo conceito da planta de perfuração/produção sobre uma estrutura fixada ao fundo do mar, limitando a exploração a águas. Isso só foi modificado com o advento das plataformas flutuantes (PRIEST, 2014).



Figura 2.2: Plataformas fixas operando no Lago Caddo, Louisiana, EUA, 1911. Fonte: AOGHS.

A primeira plataforma flutuante foi instalada em 1962 (PRIEST, 2014). A Bluewater 1, pertencente à Royal Dutch Shell, foi construída a partir de uma plataforma do tipo submersível. A plataforma possuía um sistema de ancoragem com oito Âncoras, quatro grandes colunas estabilizantes e pontões que poderiam ser parcialmente cheios ao chegar ao local do poço, com a intenção de submergir parcialmente a plataforma. Assim, ela ficou funda o suficiente para suportar as ondas do mar, mantendo-se estável, porém sem correr o risco de afundar. Tornou-se assim a primeira plataforma semissubmersível e flutuante do mundo (PRIEST, 2014). A plataforma semissubmersível Bluewater 1 é apresentada na Figura 2.3.

Com a descoberta de petróleo em águas profundas, em especial no Mar do Norte, no fim da década de 1960, a indústria se voltou cada vez mais para as plataformas flutuantes, dada a inviabilidade de se instalar estruturas metálicas com mais de 400 metros de profundidade no leito marinho (OKAMURA, 2013). Com isso as plataformas semissubmersíveis, e mais recentemente as plataformas FPSO vêm ganhando cada vez mais espaço.



Figura 2.3: A plataforma Bluewater 1, primeira plataforma semissubmersível do mundo. Fonte: PRIEST, 2014

2.3 As Plataformas de Exploração *Offshore*

Hoje, a exploração *offshore* é responsável por um terço da produção mundial de petróleo, o que representa cerca de 30 milhões de bpd (FERENTINOS, 2013, BP, 2014b). No Brasil, 93,3% da produção de petróleo nacional já provém de poços *offshore* (ANP, 2015). A expectativa é que esse percentual aumente ainda mais com a contribuição crescente do Pré-Sal. Para o período 2015-2019, 18 novas unidades de produção *offshore* estão programadas para entrar em operação no Brasil (PETROBRAS, 2015a).

Existem diferentes tipos de unidades de perfuração/produção *offshore*, com vantagens e desvantagens a depender da profundidade dos poços, distância da costa, volume de produção de gás e de óleo, condições climáticas, entre outras variáveis. As mais comumente empregadas são do tipo fixa, autoelevável, TLP, semissubmersível ou *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO) (PETROBRAS, 2015b).

2.3.1 Plataforma Fixa

Plataformas fixas possuem uma estrutura de aço rígida fixada ao fundo do mar através de estacas cravadas no leito marinho. Sobre esta estrutura de aço rígida, chamada jaqueta, se situam os conveses, com a planta de produção do petróleo, sistemas auxiliares, equipamentos e pessoal. (OKAMURA, 2013)

Como as jaquetas são estruturas de aço cravadas no leito marinho, as plataformas fixas atuam apenas em águas rasas, de até 300 m de profundidade, já que jaquetas com alturas acima deste patamar se tornam inviáveis. Além disso, as plataformas fixas não possuem estrutura de armazenamento de óleo, dependendo de oleodutos para o escoamento de sua produção (OKAMURA, 2013). Conforme citado, as plataformas fixas foram o primeiro tipo a operar na exploração *offshore*.

Atualmente, há cerca de 80 plataformas fixas operando em águas brasileiras. Isto torna este tipo de plataforma o mais empregado no país (ANP, 2015b). No entanto, são principalmente plataformas antigas, e que vêm perdendo importância para plataformas flutuantes, como as semissubmersíveis e FPSOs. Essa mudança de perfil ocorre devido ao fato de as novas reservas se localizarem principalmente a grandes distâncias da costa e a elevadas profundidades.

Algumas das principais plataformas fixas em operação no Brasil em termos de volume de produção são: Pampo, Mexilhão, Garoupa, Polvo, Peregrino, Enchova e Namorado (ANP, 2015c). A plataforma fixa de Garoupa é apresentada na Figura 2.4.



Figura 2.4: Plataforma de Garoupa operando na Bacia de Campos. Fonte: PETROBRAS, 2015b.

2.3.2 Plataforma Autoelevável

As plataformas do tipo autoelevável possuem pernas metálicas que ficam erguidas sobre a superfície marinha até que a plataforma chegue a sua localização. Então, um mecanismo desce essas pernas através do casco, até que elas se assentem sobre o fundo do leito marinho. Com isso, a plataforma funciona como uma plataforma fixa, porém quando necessário, suas pernas podem ser novamente elevadas e a embarcação realocada para uma nova área de exploração (PETROBRAS, 2015b).

As plataformas autoeleváveis operam apenas em águas rasas, de até 120 metros, devido à limitação de tamanho que as estruturas metálicas que as sustentam possuem. Plataformas autoeleváveis atuam principalmente em atividades de perfuração, devido à sua facilidade de locomoção (PETROBRAS, 2015b).

Algumas das plataformas em operação, atualmente, no Brasil são as P-4, P-5, P-6, P-59 e P-60 (ANP, 2015b). A Figura 2.5 retrata a plataforma P-5.



Figura 2.5: Plataforma P-5 operando na Bacia Potiguar. Fonte: PETROBRAS, 2015b.

2.3.3 Plataforma TLP

A plataforma TLP (*Tension Leg Platform*), também chamada de plataforma de pernas atirantadas, é uma plataforma flutuante. Seu sistema de ancoragem consiste de cabos tracionados (também chamados de tendões) presos ao leito marinho através de estacas cravadas no solo. Este sistema de ancoragem por tendões oferece grande estabilidade. Com isso, apesar de a plataforma estar flutuando, para todos os efeitos

práticos, como controle de poços e de estabilização da plataforma, a TLP funciona como uma plataforma fixa (PETROBRAS, 2015b).

As plataformas TLP podem operar em lâminas d'água de até 1500m de profundidade (PETROBRAS, 2015b) e o escoamento da produção ocorre através da conexão da plataforma com outra que tenha capacidade de armazenamento. Pode ocorrer ainda através de oleodutos, dependendo da distância do campo para a costa. Campos muito distantes da costa inviabilizam economicamente o escoamento por oleodutos, tornando necessária uma segunda plataforma adjacente à TLP.

No Brasil, a primeira e única plataforma do tipo TLP a entrar em operação foi a P-61, da Petrobras. Esta opera desde o início de 2015 no campo de Papa-Terra na Bacia de Campos e escoar a sua produção para a plataforma P-63, do tipo FPSO. (PETROBRAS, 2015b). A Figura 2.6 mostra as duas plataformas lado a lado.



Figura 2.6: Plataformas P-61 e P-63 produzindo na Bacia de Campos. Fonte: TNPetróleo, 2014

2.3.4 Plataforma Semissubmersível

As plataformas do tipo semissubmersível são plataformas flutuantes, que contam com flutuadores submersos e colunas para manter o convés acima do nível do mar. A estabilidade da plataforma pode ser garantida através de dois sistemas: o sistema de ancoragem ou o sistema de posicionamento dinâmico (PETROBRAS, 2015b). Este último consiste de propulsores instalados no casco da plataforma, que atuam de forma automática para contrabalançar as forças exercidas pelo mar e o vento sobre a plataforma, garantindo assim a sua estabilidade.

Os sistemas de ancoragem modernos permitem que as plataformas semissubmersíveis trabalhem em lâminas d'água acima de 2000m de profundidade. O escoamento da produção é feito através de plataformas adjacentes com capacidade de armazenamento, ou quando viável, através de oleodutos (PETROBRAS, 2015b).

Ao contrário das plataformas TLP, auto-elevável e fixa, a plataforma semissubmersível não possui estabilidade suficiente para que o controle dos poços seja feito somente na superfície. Com isso, este controle deve ser feito através de equipamentos alocados no leito marinho, o que encarece o projeto e acarreta uma maior complexidade no controle da produção (VILLELA, 2004).

No Brasil, as plataformas semissubmersíveis foram as pioneiras na exploração em águas profundas, permitindo o acesso a grandes campos da Bacia de Campos como Marlim e Marlim Sul. No entanto, com os esforços exploratórios se voltando para o Pré-Sal, as plataformas semissubmersíveis vêm perdendo cada vez mais espaço para as FPSOs (ANP, 2015b). Alguns exemplos importantes de plataformas semissubmersíveis em operação no Brasil são: P-19, P-40, P-51, P-52, P-55 e P-56 (ANP, 2015c). A Figura 2.7 apresenta a plataforma P-55 durante sua cerimônia de entrega.



Figura 2.7: Plataforma P-55 durante cerimônia de entrega, no Estaleiro Rio Grande, Rio Grande do Sul. Fonte: Portal Brasil, 2013.

2.3.5 Plataforma FPSO

A sigla FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) significa plataforma flutuante de produção, armazenamento e transferência. As FPSOs são feitas a partir de cascos de outros navios, em geral petroleiros, que são convertidos e adaptados para o fim de produção de petróleo (PETROBRAS, 2015b). Sobre o convés (ou *topside*) são instalados os módulos de processamento do petróleo e auxiliares, que serão responsáveis pela separação e tratamento do óleo, gás e água provenientes do poço de petróleo. O óleo tratado é estocado em tanques de carga e então transferido para navios-aliviadores que vão transportá-lo para seu destino. A água é tratada de forma a atender às exigências da legislação ambiental e então descartada no mar. O gás é usado prioritariamente na produção de energia da plataforma, como gás combustível para os turbo-geradores e outros equipamentos. O gás também pode ser usado para elevação artificial (*gas lift*) ou para reinjeção nos poços para aumentar sua produtividade (OKAMURA, 2013). O gás não utilizado na própria plataforma pode ser escoado por meio de gasodutos para unidades de processamento *onshore*, que irão especificá-lo para atender à rede de gás do país. Dado que não se pode armazenar gás na plataforma, todo o gás que não é utilizado para nenhuma das funções anteriores, é queimado na tocha da plataforma.

A ancoragem de uma plataforma do tipo FPSO pode ser feita através de ponto único (*turret*) ou de ancoragem distribuída (PINTO, 2010). Em ambos os casos, a oscilação da plataforma é significativa, obrigando o controle de poços a ser feito através de árvore de natal molhada (equipamento submarino). Este tipo de plataforma é ideal para atuar a grandes distâncias da costa, pois nestes campos, a construção de oleodutos para escoamento de óleo se torna inviável. A FPSO atende a esta demanda armazenando o óleo até a chegada de navios-aliviadores para os quais o óleo é transferido. Assim, não se faz necessária a presença de outra plataforma adjacente atuando apenas para o armazenamento da produção (OKAMURA, 2013).

Essas características tornam os navios FPSO especialmente indicados para a exploração *offshore* brasileira, em especial dos campos do Pré-Sal. Em maio de 2015, havia 36 plataformas do tipo FPSO operando no Brasil, sendo responsáveis por uma produção de cerca de 1,5 milhão de bpd (ANP, 2015b, ANP, 2015c). As Figuras 2.8 e 2.9 apresentam as plataformas Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, ambas atuando em campos do Pré-Sal.



Figura 2.8: FPSO Cidade de Paraty ancorado no Campo de Tupi, Bacia de Santos. Fonte: PETROBRAS, 2015b.



Figura 2.9: FPSO Cidade de São Paulo em operação no Campo de Sapinhoá, Bacia de Santos. Fonte: PETROBRAS, 2015b.

2.3.5.1 Módulos de uma Plataforma FPSO

O processamento do óleo e gás natural vindos dos poços se dá no convés da FPSO, também chamado *topside*. O convés contém os diferentes módulos, responsáveis por todo o tratamento do óleo, água e gás natural, além de diversos sistemas auxiliares. A Figura 2.10 demonstra o *layout* de um FPSO.

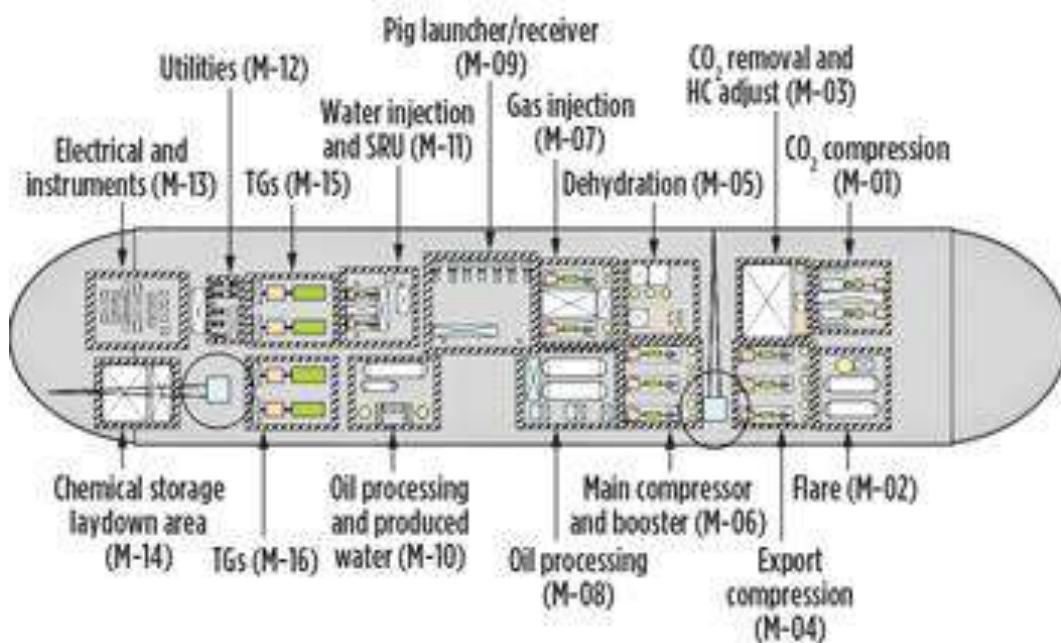


Figura 2.10: Disposição dos Módulos de um FPSO. Fonte: Woodcraft Science.

Os módulos e sua disposição no convés da FPSO podem variar de unidade para unidade, dependendo das características do campo onde se vai operar e do petróleo a ser explorado. No entanto, muitos dos sistemas que compõem os módulos estão presentes na grande maioria dos projetos de FPSO. São eles (PETROBRAS, 2014c, BP, 2004):

- Sistema de Compressão de Gás: constituídos de compressores que aumentam a pressão do gás para que este seja tratado, exportado ou injetado.
- Sistema de Desidratação de Gás: responsável pela remoção de H₂O presente no gás para evitar a formação de hidratos nas linhas de gás para injeção e exportação;
- Sistema de Remoção de H₂S/CO₂ (quando o gás é rico nestes contaminantes): tem a função de remover estes contaminantes ácidos para evitar corrosão e especificar o gás;

- Sistema de Tratamento de Óleo: objetiva o tratamento do óleo para sua transferência a um navio-aliviador;
- Sistema de Tratamento de Água Produzida: visa o tratamento da água produzida para descarte no mar;
- Sistema de Água de Injeção: visa o tratamento de água do mar captada para que esta seja injetada nos poços para aumentar sua produtividade;
- Módulos de Geração de Energia: constituído de turbogeradores a gás e/ou óleo diesel, responsáveis pela geração de energia da plataforma;
- Módulo de Estocagem de Produtos Químicos: local de armazenamento dos diversos produtos químicos utilizados na plataforma;
- Sistema da Tocha: sistema de segurança responsável pela queima e descarte seguro de gás;
- *Piperack*: rede de tubulações que conecta os diversos módulos da plataforma.

2.3.5.2 Sistema de Tocha da FPSO

O principal objetivo do sistema de tocha é permitir o descarte seguro de gás de processo não aproveitado na plataforma. Isso pode ocorrer por acionamento de válvulas de segurança ou válvulas de alívio, despressurização de equipamentos/sistemas durante parada programada ou de emergência, liberação de pequenas quantidades de gás de tanques contendo hidrocarbonetos líquidos, queima de gás produzido durante o comissionamento da plataforma, entre outros (LOUREIRO, 2013, PETROBRAS, 2009). O sistema de tocha fornece um caminho pelo qual este gás pode ser seguramente escoado e então queimado antes de ser liberado no ambiente. A Figura 2.11 mostra uma representação gráfica simplificada de um sistema de tocha.

Devido à ampla faixa de vazões e as diferentes condições de operação dos sistemas da planta com as quais a tocha tem de lidar, é usual que o sistema consista de dois subsistemas separados: sistema de tocha de alta pressão e sistema de tocha de baixa pressão (LOUREIRO, 2013). Esta separação garante que, em caso de diferentes fontes sendo despressurizadas simultaneamente, fontes com pressão maior não impeçam a despressurização de fontes com pressão menor (OKAMURA, 2013).

Cada um dos sistemas de tocha de alta e baixa pressão contém (LOUREIRO, 2013):

- rede de coleta de gás das possíveis fontes para o sistema da tocha;
- vaso de separação de líquidos;
- vaso de selagem hidráulica;
- gás de purga;
- torre comum aos sistemas de alta e baixa pressão;
- pilotos e queimadores.

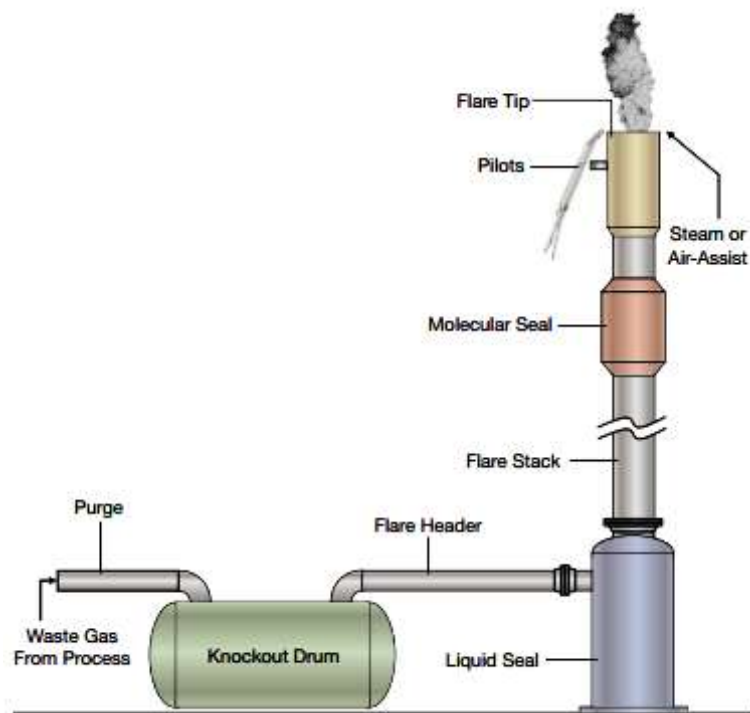


Figura 2.11: Representação Gráfica de um Sistema de Tocha. Fonte: The Flare Notice Team

A rede de coleta de gás é um sistema de tubulações que conecta todas as possíveis fontes de gás para a tocha e o sistema da tocha em si. As válvulas de alívio e depressurização da plataforma (BDVs e PSVs), bem como algumas válvulas de controle de pressão, devem estar conectadas à rede de coleta de gás do sistema da tocha. Além disso, as válvulas da rede devem ser do tipo falha aberta para evitar o bloqueio à passagem do gás, garantindo o seu fluxo desimpedido para o sistema de tocha (API RP521, 1997).

Os vasos de separação de líquidos de alta e de baixa pressão têm a função de separar o gás de possíveis líquidos que possam ter sido carregados, impedindo que este líquido seja expelido pela chaminé e atinja o convés da plataforma. O vaso de selagem hidráulica, por sua vez, tem por objetivo impedir que ar atmosférico entre no sistema da tocha, podendo causar uma mistura explosiva dentro do sistema (API RP521, 1997).

O sistema de gás combustível para a tocha visa manter os pilotos da tocha sempre acesos para garantir que o gás proveniente de uma demanda inesperada, como o acionamento de uma válvula de alívio, seja queimado. É recomendado que a fonte de gás combustível para este fim seja a mais confiável possível para evitar o apagamento dos pilotos. Já o gás de purga, mantém um fluxo de gás constante no corpo da chaminé, impedindo que ar atmosférico entre no sistema de tocha, tal qual o vaso de selagem (API RP521, 1997).

A manutenção das tochas sempre acesas durante a produção de petróleo, apesar de praxe na indústria *offshore*, tem sido contestada recentemente devido às suas implicações ambientais (LOUREIRO, 2013). Estima-se que cerca de 400 milhões de toneladas de CO₂ equivalente são lançadas anualmente por tochas de instalações industriais em geral, em todo o mundo (LOUREIRO, 2013).

Devido a um marco regulatório rigoroso no que diz respeito às emissões de CO₂, a Noruega é um país onde as empresas de petróleo já encontraram soluções tecnológicas que permitem o acendimento confiável da tocha apenas em situações de grande demanda, sem a necessidade de queima contínua. Com isso a quantidade de gás queimada na tocha é reduzida significativamente. O desafio reside na alta confiabilidade que o sistema deve oferecer quando a tocha precisa ser acesa no momento de grande demanda. Alguns projetos como o de Gullfaks, no Mar do Norte, já operam com a aplicação de tais sistemas há vários anos, confirmando o seu grande potencial de redução de emissões de CO₂ (HOPE).

A torre é a estrutura que garante que a queima e liberação dos gases ocorra em local seguro, de modo que não cause transtornos na operação da plataforma. A torre também possui um selo molecular próximo ao seu topo, que serve como uma terceira camada de proteção contra o retorno de ar para dentro do sistema, evitando também a presença de ar na estrutura da torre. Além disso, ele reduz a vazão necessária de gás de purga na torre (API RP521, 1997).

A tocha e sua torre devem ser projetadas para atender a um amplo intervalo de possíveis valores para a vazão de saída de gás na tocha, dependendo da condição operacional em que se encontra a plataforma. Considera-se desde o caso de operação normal até o caso em que todas as possíveis fontes de gás para a tocha sejam acionadas simultaneamente, ou seja, o caso de vazão máxima para aquela plataforma. (LOUREIRO, 2013).

Uma vez estabelecidos os parâmetros relativos ao gás a ser queimado na tocha para diferentes situações operacionais, deve-se determinar se a radiação térmica gerada pela queima do gás pode gerar danos a outros equipamentos próximos ou à saúde da tripulação (GUIDARD *et al*, 2000). Esta avaliação é feita através de um estudo de impacto da radiação da tocha. Este estudo determina se a radiação que atingirá diversos pontos de interesse da plataforma está dentro de um limite tolerável (API RP521, 2007).

Capítulo 3: A Radiação da Tocha

3.1 O Fenômeno da Radiação Térmica

A radiação térmica é a transferência de calor na forma de ondas eletromagnéticas devido à agitação molecular. Logo, se verifica em qualquer corpo com temperatura acima do zero absoluto. Como a energia se propaga através de ondas eletromagnéticas, não há necessidade de um meio para que a transferência de calor ocorra. Isso possibilita a transferência de calor no vácuo, ao contrário do que ocorre com os fenômenos de condução e convecção (INCROPERA *et al*, 2011).

A emissão global de radiação térmica pode ser descrita pela Lei de Stefan-Boltzmann:

$$q = \varepsilon\sigma(T^4 - T'^4)A$$

onde

q = radiação térmica (W)

T = temperatura absoluta do objeto (K)

T' = temperatura absoluta do entorno (K)

σ = constante de Stefan Boltzmann = $5,6703 \times 10^{-8}$ (W x m⁻² x K⁻⁴)

A = área superficial do corpo emissor (m²)

ε = emissividade do corpo emissor

A emissividade de um corpo é a fração da radiação térmica incidente que ele é capaz de absorver, ou a fração da radiação térmica gerada que ele é capaz de emitir, sendo seu valor máximo igual a 1 para um corpo capaz de absorver toda a radiação incidente sobre ele (ENGINEERING TOOLBOX).

3.2 Consequências da Exposição Humana à Radiação

Apesar de sua importância primordial para a segurança de plataformas de petróleo, a operação da tocha traz alguns efeitos indesejados. Nomeadamente radiação térmica, emissão de poluentes atmosféricos e ruído sonoro (ENVIROWARE, 2012).

A exposição humana à radiação térmica pode levar a fortes dores e queimaduras graves, inclusive letais. A API RP521 (Buettner) fornece dados sobre o tempo de

exposição à radiação necessário para que se alcance o limite de tolerância a dor em função da intensidade da radiação. Os dados são apresentados na Tabela 3.1. Queimaduras ocorrem em questão de segundos após o limite de tolerância a dor ser alcançado (API RP521, 2007).

Intensidade da Radiação		Tempo até o Limite de Tolerância a Dor
BTU/hora/ft ²	KW/m ²	Segundos
550	1,74	60
740	2,33	40
920	2,90	30
1500	4,73	16
2200	6,94	9
3000	9,46	6
3700	11,67	4
6300	19,87	2

Tabela 3.1: Tempo de exposição a radiação até o limite de tolerância a dor por intensidade da radiação. Fonte: Adaptado de API RP521, 2007

Levando em consideração o limite de tolerância à radiação e o tempo de reação médio que uma pessoa treinada levaria para abandonar a área, podem-se traçar os limites de radiação total para uma área da plataforma, em função da frequência e duração de trabalhos que envolvam a presença de operadores na área. A radiação total deve somar a radiação vinda da tocha à radiação solar (API RP521, 2007). Os dados são apresentados na Tabela 3.2.

3.3 Metodologias de Determinação da Radiação da Tocha

Para garantir a proteção de equipamentos e funcionários, dentro dos limites já citados, é importante que se possa determinar a radiação térmica da tocha já durante a

fase de projeto. Tal informação é importante para a escolha do local de instalação e altura da torre da tocha (GUIDARD *et al*, 2000).

Nível Permitido de Radiação de Projeto		Condições
BTU/hora/ft ²	KW/m ²	
3000	9,46	Máxima intensidade de calor radiante em qualquer localidade onde medidas de emergência urgentes com presença de pessoal sejam requeridas. Quando pessoal adentra áreas com potencial de radiação maior que 6,31 KW/m ² , escudos contra radiação e/ou proteções especiais devem ser consideradas Precaução de Segurança – É importante reconhecer que pessoal com vestimenta adequada não tolera radiação acima de 6,31 KW/m por mais que alguns segundos.
2000	6,31	Intensidade de calor radiante máxima em áreas onde ações de emergência com duração de até 30 segundos podem ser requeridas por pessoal sem proteção, porém com vestimenta adequada ¹ .
1500	4,73	Nível de radiação em áreas onde ações de emergência com duração de 2 a 3 minutos podem ser requeridas por pessoal sem proteção, porém com vestimenta adequada.
500	1,58	Intensidade de calor em áreas onde pessoal com vestimenta adequada possa estar continuamente exposto.
¹ A vestimenta apropriada consiste de capacete, blusa de manga comprida, luvas de trabalho, calças compridas e sapatos de trabalho. O uso de vestimenta apropriada minimiza a exposição direta da pele à radiação térmica.		

Tabela 3.2: Limite de Radiação Total Recomendada. Fonte: API RP521,2007

A literatura apresenta uma série de metodologias para a determinação do nível de radiação no entorno de uma tocha. Entre elas estão as propostas pela API, por Brzustowski e Sommer, por McMurray e por Chamberlain (GUIDARD *et al*, 2000).

A principal diferença entre estas metodologias se dá em como modelar a fonte da radiação, isto é, a chama da tocha. As metodologias API e Brzustowski e Sommer consideram a fonte de radiação como um ponto no centro da chama, diferenciando-se no método de estimativa deste centro. McMurray, por sua vez, considera a chama como uma

linha emissora. Já Chamberlain aproxima a fonte de radiação como a superfície de um cone distorcido (API RP521, 2007 e GUIDARD, 2000).

O método escolhido para a determinação da radiação térmica no entorno da tocha no presente estudo foi o método API. Esta decisão se baseou no fato de o instituto ser reconhecido como referência mundial nos assuntos relacionados ao petróleo e este método permanecer como o recomendado na quinta edição de sua Prática Recomendada 521 para a avaliação da radiação da tocha.

3.4 A Metodologia API

A metodologia API para dimensionamento da torre da tocha baseada nos efeitos da radiação térmica é apresentada neste item (API RP521, 2007). Esta se baseia em um modelo de fonte-pontual (“*point-source*”), o qual considera que a fonte de radiação térmica da chama é um ponto situado no centro da mesma. Deve-se determinar a distância mínima entre o centro da chama e um ponto de interesse no qual o nível de radiação deve encontrar-se em um valor limite K. Em seguida, determina-se a distância entre o centro da chama e o topo da torre da tocha. Essa informação permite projetar a altura mínima da torre necessária para que o nível de radiação no ponto de interesse respeite o limite K (API RP521, 2007).

Alternativamente, para uma dada altura de torre, a variável K passa a ser a radiação total incidente no ponto de interesse e esta é calculada fazendo-se o caminho inverso. O K calculado é então comparado ao K limite para verificar se este foi atendido ou não.

Como pode haver diferentes pontos de interesse a serem analisados, esta metodologia precisará ser repetida para cada ponto de interesse. O ponto que requerer a maior altura de torre será o caso dimensionante.

Este modelo é aplicável para tochas com qualquer velocidade de saída do gás no queimador, dado que o fator F (fração radiada) considerado esteja correto. No entanto, para pontos de interesse muito próximos da fonte, esta metodologia não é recomendada (API RP521, 2007).

3.4.1 Determinação da Distância entre o Ponto de Interesse e a Fonte (D)

A distância mínima entre o centro da chama e a ponto de interesse é obtida através da equação proposta por Hajek e Ludwig.

$$D = \sqrt{\frac{\tau F Q}{4\pi K}}$$

Onde

D = a distância mínima entre o centro da chama e o ponto de interesse

τ = transmissividade da atmosfera

F = fração radiada do calor total emitido

Q = calor total emitido

K = radiação máxima permitida no ponto de interesse

3.4.1.1 Transmissividade Atmosférica (τ)

A transmissividade da atmosfera é a fração da radiação emitida que efetivamente atinge o ponto de interesse, dado que parte desta radiação é absorvida pela atmosfera. O API recomenda uma abordagem conservadora, onde τ deve ser considerado igual a 1. Ou seja, deve-se desprezar a absorção de radiação pela atmosfera. Entretanto, para o caso de se avaliar adequadamente que a transmissividade seja considerada diferente de 1, o instituto apresenta o método de cálculo de τ estabelecido por Brzustowski e Sommer:

$$\tau = 0,79 \left(\frac{30,5}{D}\right)^{1/16} \left(\frac{100}{r}\right)^{1/16}$$

Onde

D = distância entre a fonte de radiação e o ponto de interesse (metros)

r = umidade relativa (%)

Neste caso, o cálculo de D passa a ser de natureza iterativa, uma vez que o cálculo da transmissividade depende deste parâmetro.

3.4.1.2 Fração Radiada (F)

Os diferentes modelos matemáticos utilizados na previsão da radiação térmica emitida pela tocha na indústria trabalham diretamente com a relação entre a radiação térmica e o calor total liberado na combustão. Essa relação é dada pelo fator F, que é a fração radiada do calor total emitido pela chama (GUIDARD *et al*, 2000).

O API não esclarece uma metodologia para o cálculo de F. Os valores de F sugeridos são aqueles fornecidos pelo U.S Bureau of Mines, apresentados na Tabela 3.3. A tabela lista o valor de F para diferentes gases e diferentes diâmetros de queimadores.

No entanto, a aplicação de tais valores de fator F fica restrita a tochas com velocidade de saída sub-sônica, não sendo especificada uma metodologia para casos em que se tem tochas com velocidade de saída próxima a do som.

Gas	Burner diameter cm	Fraction of heat radiated
Hydrogen	0,51	0,095
	0,91	0,091
	1,90	0,097
	4,10	0,111
	8,40	0,156
	20,30	0,154
	40,60	0,169
Butane	0,51	0,215
	0,91	0,253
	1,90	0,286
	4,10	0,285
	8,40	0,291
	20,30	0,280
	40,60	0,299
Methane	0,51	0,103
	0,91	0,116
	1,90	0,160
	4,10	0,161
	8,40	0,147
Natural gas (95 % CH ₄)	20,30	0,192
	40,60	0,232

Tabela 3.3: Valores de Fator F de acordo com o U.S Bureau of Mines. Fonte: API RP521, 2007

Entretanto, a literatura apresenta diversas correlações para o cálculo de F. As correlações podem ser caracterizadas como teóricas ou empíricas (GUIDARD *et al*, 2000):

- KENT (1964): a correlação de Kent tem como parâmetro para a determinação de F o poder calorífico de combustão do gás a ser queimado (h_c). A correlação foi traçada a partir de valores conhecidos de F, apresentados por Hajek e Ludwig (1960).

$$F = 0,20\sqrt{hc/900}$$

Sendo

$hc = 50MM + 100$ para hidrocarbonetos ($MM =$ peso molecular)

$hc = \sum hc_i x_i$ para misturas gasosas ($hc_i =$ poder calorífico de combustão do componente; $x_i =$ fração molar do componente da mistura)

- TAN (1967): esta correlação propõe uma relação entre o peso molecular (MM) e o fator F . Tal como no caso da correlação de Kent, a correlação de Tan se baseou nos valores de F fornecidos por Hajek e Ludwig.

$$F = 0,048\sqrt{MM}$$

- COOK (1990): uma correlação que se baseia na velocidade de saída do gás (U_j) para o cálculo do fator F :

$$F = 0,321 - 0,000418U_j$$

A metodologia para o cálculo da velocidade de saída do gás é apresentada no item 3.4.2.2.

- CHAMBERLAIN (1987): a correlação proposta por Chamberlain utiliza como parâmetros tanto o peso molecular (MM) quanto a velocidade de saída do gás (U_j). A correlação é dada por:

$$F = (0,11 + 0,21e^{-0,00323U_j}) \times f(MM)$$

Onde

$$F(MM) = 1, \quad \text{se } MM < 21 \text{ g/mol}$$

$$F(MM) = \left(\frac{MM}{21}\right)^{0,5}, \quad \text{se } 21 < MM < 60 \text{ g/mol}$$

$$F(MM) = 1,69, \quad \text{se } MM > 60 \text{ g/mol}$$

3.4.1.3 Calor Total Emitido (Q)

O calor total emitido é dado pelo produto entre a vazão mássica de gás na tocha e o calor de combustão do gás. A vazão de gás na tocha possui um amplo intervalo de valores possíveis. LOUREIRO (2013) categoriza os valores típicos de vazão para a tocha de acordo com as três situações operacionais mais comuns para este equipamento: “operação normal”, “instabilidade de processo” e “emergência”. Tal categorização é apresentada na Tabela 3.4.

Na primeira categoria está a operação normal da tocha, possuindo um intervalo de vazões entre 0 e 4,5 mil metros cúbicos por hora (Mm³/h). Esta situação é a que prevalece a maior parte do tempo, quando apenas o gás de purga, piloto e pequenas contribuições como vazamentos em válvulas são registradas.

	Velocidade {m/s}	Vazão volumétrica {Mm ³ /h}	Tempo (%)	Estimativa de volume anual (%)
Operação Normal	0-5	0-4,5	96,20%	35,40%
Instabilidade de processo	5-50	4,5-45	3,50%	43,30%
Emergência	50+	45+	0,30%	21,30%

Tabela 3.4: Categorização de Situações Operacionais Típicas da Tocha. Fonte: Loureiro, 2013

A segunda categoria engloba eventos de instabilidade no processo, inerentes à produção de óleo e gás. Nesta categoria as vazões variam de 4,5 a 45 Mm³/h. Já a terceira categoria abrange eventos de emergência na plataforma. Nesses casos a vazão ultrapassa os 45 Mm³/h podendo-se chegar à situação de depressurização total do inventário de gás da plataforma (LOUREIRO, 2013).

No que se refere ao calor de combustão do gás, caso este não seja conhecido, pode ser calculado conhecendo-se a composição do gás que chega à tocha. Assim:

$$Q = W \times \sum_{i=1}^k \frac{h_{ci}}{MM_i} \times x_i$$

Onde

W = vazão mássica de gás na tocha

h_{ci} = calor de combustão do componente

x_i = fração mássica do componente

MM_i = massa molar do componente

k = número de componentes da mistura

3.4.1.4 Máxima Radiação Permitida (K)

A determinação da máxima radiação permitida no ponto de interesse é feita de acordo com os critérios estabelecidos na Tabela 3.2. No entanto, é importante ressaltar

que, uma vez que a equação para determinação de D não considera a radiação solar, esta deve ser subtraída do valor de K obtido da Tabela 3.2.

3.4.2 Determinação da Posição do Centro da Chama (Y_c , X_c)

Uma vez que o valor de D é conhecido, é necessário determinar a distância entre o centro da chama e a ponta da tocha. Para isso, deve-se obter o comprimento da chama para condições de calmaria (velocidade de vento desprezível) e então a distorção sofrida pela chama devido à ação do vento.

3.4.2.1 Determinação do Comprimento da Chama sob Calmaria

A metodologia API relaciona o comprimento da chama à taxa de liberação de calor na tocha. Os dados usados pelo API foram obtidos experimentalmente, em escala industrial, para várias misturas de hidrogênio e hidrocarbonetos, com taxas de liberação de calor relativamente altas. A Figura 3.1 apresenta o gráfico utilizado nesta metodologia para determinação do comprimento da chama.

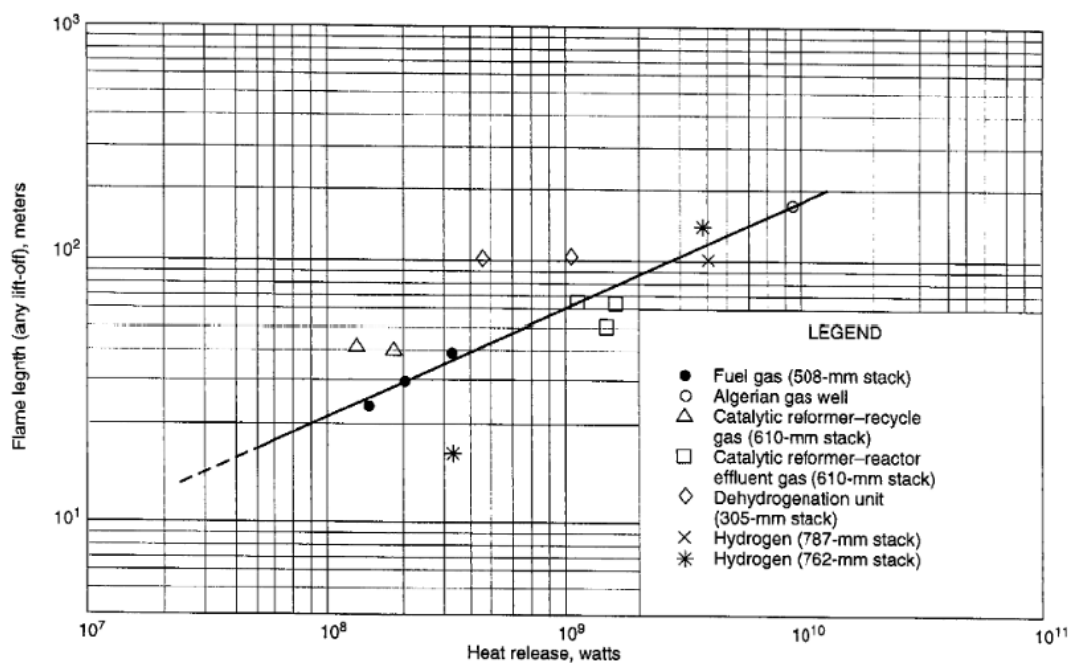


Figura 3.1: Gráfico Comprimento de Chama x Liberação de Calor (Unidades SI). Fonte: API RP521, 1997

3.4.2.2 Distorção Devido ao Vento

A ação do vento sobre a chama gera uma distorção nos eixos X e Y, sendo o eixo X aquele da direção do vento perpendicular à chama e o eixo Y o paralelo à direção da torre (vertical). A metodologia API estima esta distorção através de valores observados

para diferentes razões entre a velocidade do vento perpendicular (U_∞) e a velocidade de saída do gás (U_j). Esta relação está expressa na Figura 3.2.

Supondo a condição de vento do local conhecida e o valor do comprimento teórico da chama sob calmaria (L) já calculado, resta estabelecer a velocidade de saída do gás da tocha para que a distorção na chama possa ser estimada. A velocidade de saída do gás é dada pela relação:

$$U_j = \frac{W_v}{\frac{\pi}{4} d^2}$$

Onde

U_j = velocidade de saída do gás

W_v = vazão volumétrica de gás na tocha

d^2 = diâmetro da tocha

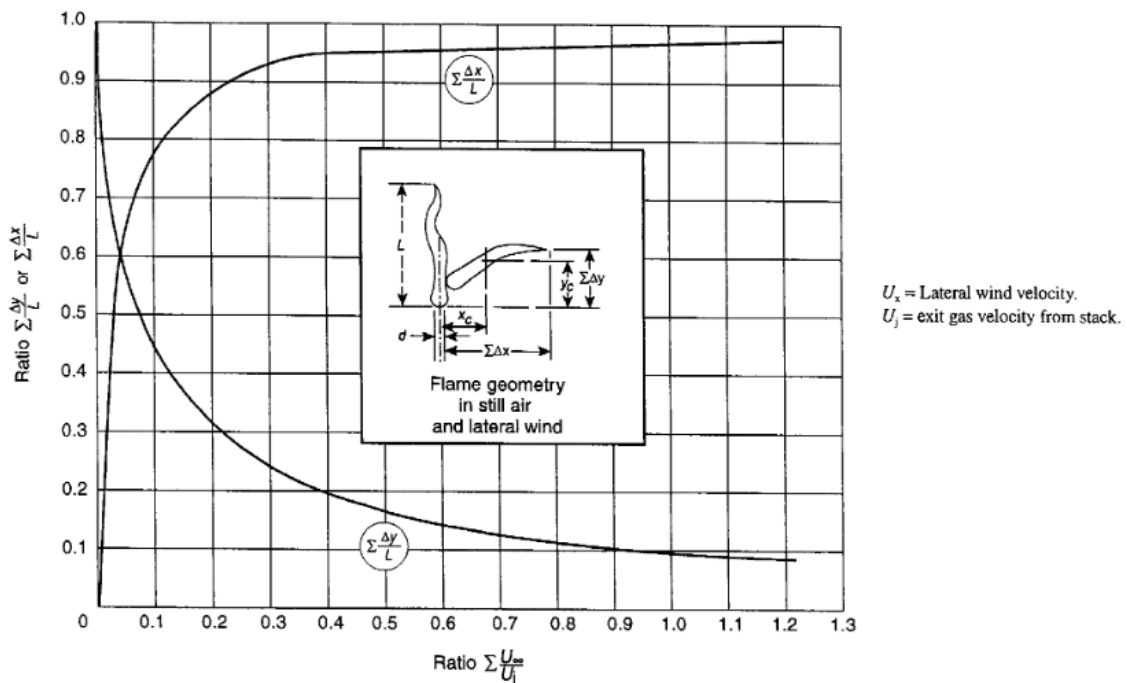


Figura 3.2: Gráfico Distorção da Chama x Razão U_∞ / U_j

O diâmetro da tocha é dado por:

$$Ma = 3,23 \times 10^{-5} \left(\frac{W}{Pd^2} \right) \left(\frac{ZT}{MM} \right)$$

Onde

Ma = número de Mach

W = vazão mássica de gás na tocha (Kg/h)

P = pressão na saída da tocha (pressão atmosférica) (101,3KPa)

d = diâmetro interno da tocha (m)

Z = fator de compressibilidade do gás (assume-se igual a 1)

T = temperatura absoluta do gás (K)

MM = peso molecular do gás (g/mol)

Já o valor da vazão volumétrica (W_v) é obtido a partir da vazão mássica (W) pela equação seguinte, considerando-se o gás como ideal.

$$W_v = \left(\frac{W}{3600} \right) \left(\frac{22,4}{MM} \right) \left(\frac{T}{273} \right)$$

Onde

W = vazão mássica de gás na tocha (Kg/h)

T = temperatura absoluta do gás (K)

MM = peso molecular do gás (g/mol)

Em suma, é preciso que se conheça a vazão mássica do gás e sua densidade para determinar a vazão volumétrica. Além disso é necessário ter o diâmetro interno da tocha ou o número de Mach. Com esses dados de entrada calcula-se a velocidade de saída U_j . Uma vez que se sabe as condições de vento no local, estima-se a razão U_∞ / U_j . O gráfico dado na Figura 3.3 combinado com o comprimento da chama estimado (L) fornece os valores de distorção da chama $\sum \Delta y$ e $\sum \Delta x$.

O posicionamento do centro da chama em relação à ponta da tocha na vertical (Y_c) será dada por $\sum \Delta y / 2$ e na horizontal (X_c) por $\sum \Delta x / 2$.

3.4.3 Determinação da Altura da Torre da Tocha

A Figura 3.4 apresenta uma representação gráfica da tocha com as dimensões de referência necessárias para o cálculo da altura h da torre.

Os cálculos de D, Y_c e X_c realizados anteriormente permitem que se estabeleça a altura h que a torre da tocha deve possuir tendo como base um ponto de interesse situado a uma distância r do centro da torre e no nível do solo.

Primeiramente calcula-se a distância horizontal do ponto de interesse ao centro da chama, dado por:

$$r' = r - X_c$$

Em seguida, obtém-se a distância vertical entre o ponto de interesse e o centro da chama, que será:

$$h' = \sqrt{D^2 - r'^2}$$

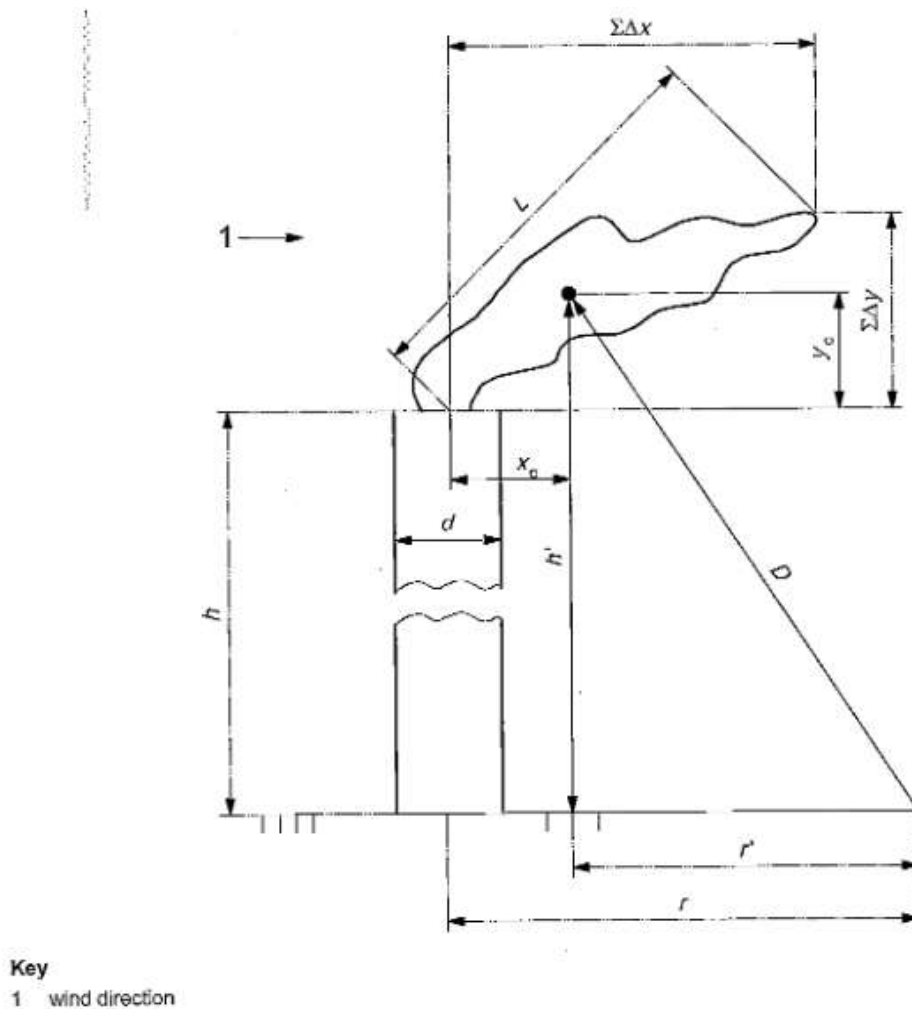


Figura 3.4: Representação Gráfica da Tocha e suas Dimensões de Referência

Finalmente, o valor da altura da torre (h) é dado por:

$$h = h' - Y_c$$

3.5 O Software Flaesim

Neste estudo a ferramenta utilizada para elaboração dos cálculos e apresentação dos resultados foi o software Flaesim, versão 4.1.1.734, pertencente à empresa Softbits Consultants. Este programa foi desenvolvido para auxiliar no projeto e avaliação de sistemas de tocha.

Esta ferramenta permite que vários pontos de interesse sejam listados simultaneamente. O programa, ao calcular as diferentes alturas de torre para cada ponto de interesse, opta pelo maior valor e define então a radiação térmica como sendo o exato limite K imposto para aquele ponto. As radiações nos outros pontos de interesse ficarão, necessariamente, abaixo do valor limite imposto.

Adicionalmente, o programa fornece um resultado gráfico, ilustrando o nível de radiação em toda a região no entorno da tocha através de linhas de isoterma de radiação dispostas no espaço. A Figura 3.5 demonstra um exemplo de resultado gráfico obtido pelo software.

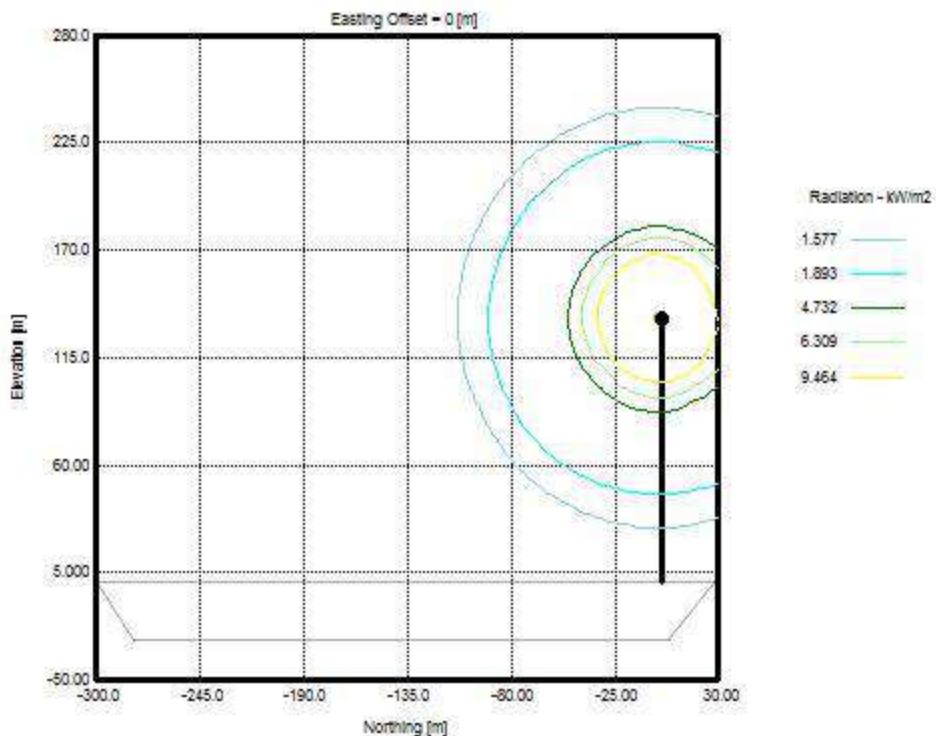


Figura 3.5: Exemplo de Resultado Gráfico Gerado pelo Flaesim.

Capítulo 4: Estudo de Caso – FPSO

Dada a crescente importância das plataformas do tipo FPSO no cenário da exploração *offshore*, e de sua relevância na economia brasileira, decidiu-se por realizar um estudo de caso de projeto da torre da tocha pelo critério da radiação térmica aplicado a uma embarcação deste tipo. A metodologia empregada no estudo de caso foi aquela sugerida pela Prática Recomendada 521 do API.

4.1 A Localização da Plataforma e suas Condições Ambientais

Como as condições ambientais são cruciais para este projeto, foi preciso determinar a localização em que esta plataforma estaria instalada. A área delimitada legalmente como o polígono do Pré-sal, através da Lei 12.351/10, englobando uma parcela das bacias de Campos e de Santos, é aquela que deverá receber o maior número de novas instalações de exploração *offshore* Brasil nos próximos anos (PETROBRAS, 2015a). Devido à grande distância da costa e lâminas d'água muito profundas, as plataformas do tipo FPSO devem ser as mais empregadas. Portanto, determinou-se que as condições ambientais a serem aplicadas no estudo seriam aquelas encontradas nos campos desta área, mais especificamente na Bacia de Santos. A Figura 4.1 mostra a localização da Bacia de Santos e a região do Pré-sal.



Figura 4.1: Região do Pré-sal e as Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Fonte: Sustentável Mente, 2014

As condições ambientais simuladas foram aquelas de pior cenário para o dimensionamento da torre. Ou seja, aquelas em que há maior combinação de radiação solar intensa e vento forte na direção do ponto de interesse. NASCIMENTO (2013) compilou dados de direção e velocidade de vento na Baía de Santos, a partir de dados obtidos por uma boia estacionada na região durante 2 anos. A Tabela 4.1 mostra os dados observados para condições de tempo bom, quando a radiação solar é mais intensa. A partir destes dados, observa-se que a intensidade máxima de vento típico varia em torno de 15 m/s. Portanto, esta foi a velocidade de vento escolhida para o projeto.

Mês	Velocidade Máxima de Vento (m/s)
Janeiro	14,18
Fevereiro	13,21
Março	13,50
Abril	14,83
Mai	14,80
Junho	14,96
Julho	14,33
Agosto	15,62
Setembro	16,86
Outubro	15,32
Novembro	15,54
Dezembro	14,77

Tabela 4.1: Velocidade Máxima de Vento Registrada por Mês na Baía de Santos.

Fonte: Nascimento, 2013

Embora a direção de vento predominante na área esteja no quadrante N-E, é preciso que o limite de radiação nos pontos de interesse seja respeitado para qualquer condição de vento possível. Por isso, foi considerado que a direção de vento será igual a direção dos pontos de interesse em relação à tocha – pior cenário. Apesar de a umidade relativa do ar no oceano ser alta, para garantir um cálculo conservador, conforme recomendado pela API RP521, a transmissividade da atmosfera foi considerada como igual a 1.

A metodologia API recomenda também a inclusão da radiação solar no cálculo da radiação total incidente sobre os pontos de interesse. A radiação solar considerada no

local foi de 800 W/m². A pressão ao nível do mar é de 1.013 bar e a temperatura ambiente estipulada foi de 25°C.

Com isso, a entrada de dados no programa para as condições ambientais usadas na simulação está completa. A Figura 4.2 apresenta a interface do Flaresim na qual estes dados foram inseridos. Os valores em azul foram inseridos, já os valores em roxo são valores padrão do programa. É importante ressaltar que o valor de umidade relativa do ar, apesar de preenchido, não possui efeito no cálculo, uma vez que a transmissividade da atmosfera está especificada como constante igual a 1. A direção de vento foi arbitrada como Norte (0°) e os pontos de interesse serão posicionados na direção deste vento.

Atmospheric Conditions		
Wind		
Speed	m/s	15.00
Direction	°	0
Atmosphere		
Temperature	C	25.00
Humidity	%	10.00
Pressure	bar	1.013

Background Data		
Background		
Solar Radiation	kW/m2	0.8000
Noise	dB	60.00

Transmissivity Method		
Transmissivity		
Method	UserSpecified	
Transmissivity Spec.	1.000	

Figura 4.2: Dados de Entrada de Condições Ambientais no Local da Instalação

4.2 Caracterização dos Cenários a serem Simulados

Tendo em vista as plataformas FPSO mais recentes a entrarem em operação na Bacia de Santos, tais como a Cidade de Mangaratiba, Cidade de Ilhabela e Cidade de Paraty, verifica-se que a capacidade de compressão destas plataformas se situou na faixa de 5-8 milhões de m³ de gás natural por dia (IBAMA, 2012, IBAMA, 2013, PETROBRAS, 2014b). Portanto, para a vazão máxima de gás na plataforma a ser simulada no estudo de caso, foi escolhido um valor médio de 6,5 milhões de m³ por dia.

Verificou-se também que a angulação da torre da tocha nestas plataformas e nas demais já empregadas na Bacia de Santos é a vertical. Logo, esta foi a angulação aplicada neste estudo de caso (IBAMA, 2012, IBAMA, 2013, PETROBRAS, 2014b).

Dada a ampla faixa de diferentes vazões possíveis de ocorrer em uma plataforma com tal capacidade de processamento de gás natural, assumiu-se também a presença de dois subsistemas distintos de tocha, sendo um de baixa pressão e outro de alta pressão (LOUREIRO, 2013).

Dois cenários distintos foram simulados no que se refere a vazão e características do gás na tocha, bem como os limites de radiação a serem respeitados. No primeiro cenário, a condição foi aquela de emergência, onde todo o inventário da plataforma deve ser despressurizado (LOUREIRO, 2013). Neste caso, tanto a tocha de alta pressão como a de baixa pressão são demandadas.

No segundo cenário, a condição estabelecida foi de operação normal da plataforma, onde a tocha em funcionamento é a tocha de baixa pressão e a vazão é apenas aquela necessária para manter a chama da tocha continuamente acesa.

4.2.1 Caso 1 (Emergência)

A vazão no cenário de emergência representa toda a capacidade estabelecida para a plataforma, que foi de 6,5 milhões de m³ por dia, o que equivale a 270 mil m³/h. Tendo como base o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, sabe-se que aproximadamente 10% da vazão total de emergência flui pela tocha de baixa pressão e o restante pela tocha de alta pressão (IBAMA, 2012). Logo, no cenário simulado, a vazão foi dividida de forma que 27 mil m³/h foram liberados pela tocha de baixa pressão e os 243 mil m³/h restantes fluíram pela tocha de alta pressão.

Neste cenário de emergência, o nível de radiação máximo deve ser aquele que permita a rápida presença de pessoal para atividades de emergência nas proximidades da tocha. Segundo a API RP521, este nível é de 4730 W/m². Adicionalmente, existe um limite de radiação na área do heliponto, que não pode ultrapassar 1890 W/M² para que este possa ser utilizado com segurança (SOFTBITS CONSULTANTS, 2009).

4.2.1.1 Métodos de Cálculo

Primeiramente, foi preciso selecionar o método de cálculo a ser empregado pelo software e as condições ambientais aplicáveis. O método API, nomeado pelo software

como “Strict API”, foi o selecionado. Foram selecionadas ainda as condições ambientais relativas à Bacia de Santos, descritas anteriormente. A Figura 4.3 retrata esta configuração na interface do programa.

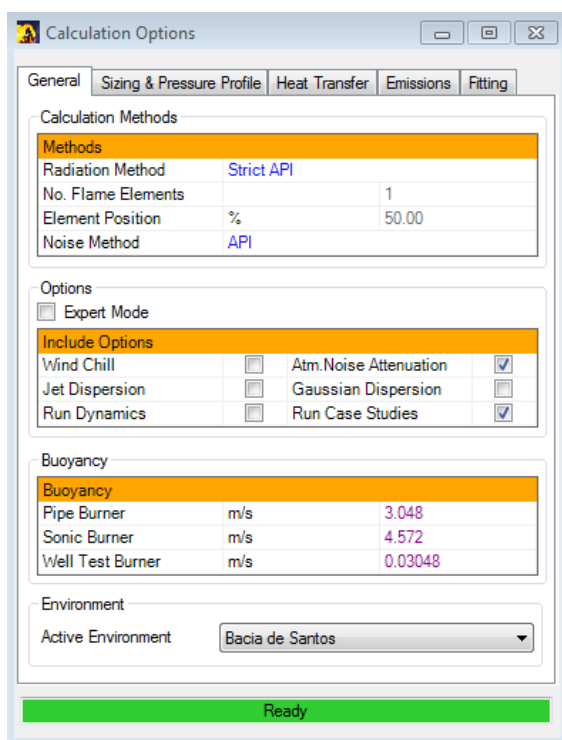


Figura 4.3: Interface de Seleção do Método de Cálculo

4.2.1.2 Fluido

O cenário 2 representou uma situação de emergência na planta. Neste cenário, todo o inventário da planta foi liberado através da tocha, representando uma vazão volumétrica de 270000m³/h. A temperatura do gás foi estimada como sendo igual à temperatura ambiente de 25°C e a pressão atmosférica no ambiente é de 1.013 bar. Como todo o gás que entrou na planta está sendo eliminado, foi considerado que a composição do gás a ser queimado na tocha será a mesma do gás produzido.

Para estipular a composição do gás e suas propriedades, utilizou-se os dados médios de composição do gás do Pré-sal da Bacia de Santos escoado através do Gasoduto Rota 3 (IBAMA, 2014). Como o gás transportado em gasoduto já passou por processo de remoção de CO₂, estes valores foram normalizados para um teor estimado de 8% de CO₂. Este valor foi estimado sabendo-se que o teor de gás carbônico é alto nos poços desta província. Assim, estima-se a composição apresentada na Figura 4.4. As propriedades deste gás são calculadas automaticamente pelo Flaesim, a partir da composição definida, resultando nos valores apresentados na Figura 4.5.

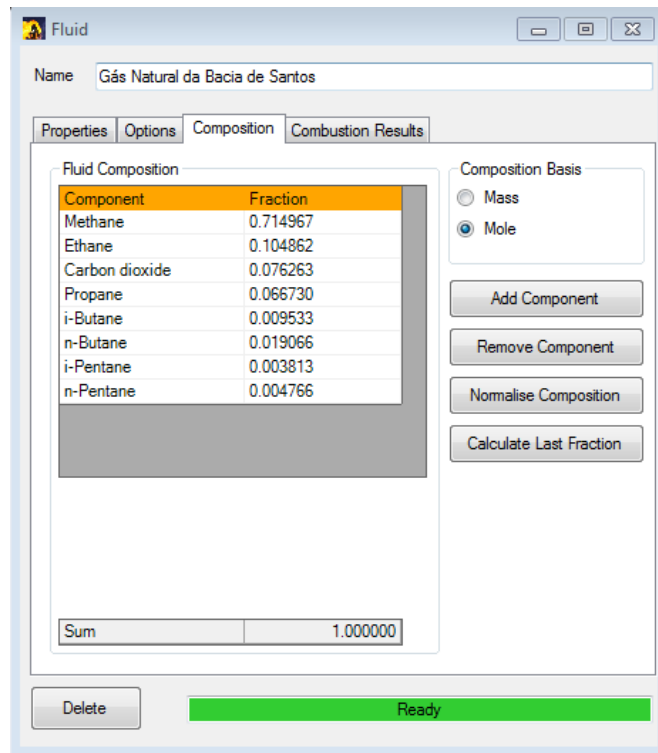


Figura 4.4: Composição do Gás a ser Queimado na Tocha (Caso 1)

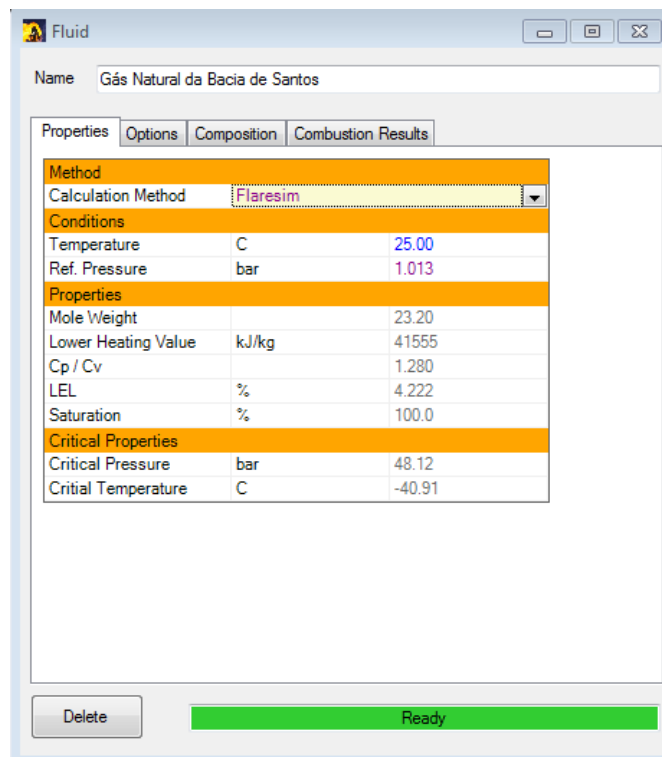


Figura 4.5: Propriedades do Gás a ser Queimado (Caso 1)

4.2.1.3 Torre

Em seguida foi necessário caracterizar a torre. Como o ponto central do projeto é a torre, optou-se por usá-la como referência no espaço. Portanto, seu posicionamento ficou como o ponto de origem nas coordenadas cartesianas. O ângulo escolhido foi o de 90° com a horizontal, devido ao fato de as unidades semelhantes instaladas na Bacia de Santos terem esta inclinação. O campo “length” (comprimento) é deixado em branco para que o programa, ao fim dos cálculos, determine a altura mínima para que os limites de radiação sejam atendidos. A interface do programa fica da maneira apresentada na Figura 4.6.

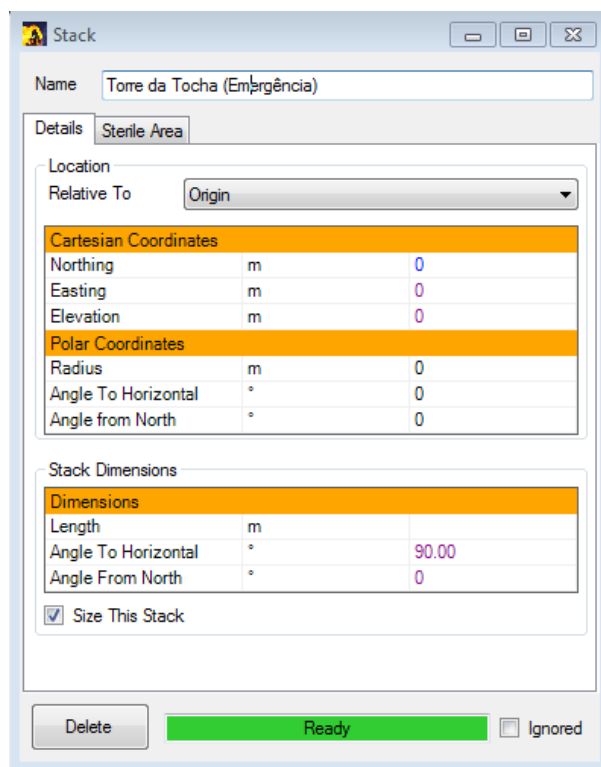


Figura 4.6: Interface para Caracterização da Torre da Tocha

4.2.1.4 Pontos de Interesse

O passo seguinte é a definição dos pontos de interesse a serem analisados. Estes pontos devem ser aqueles em que a radiação não pode ultrapassar um determinado nível. Isso ocorre em função das atividades que são desempenhadas naquele local.

O primeiro ponto definido foi aquele que representa o heliponto. Segundo a SOFTBITS CONSULTANTS, a radiação neste ponto não pode ultrapassar a faixa de 1890 W/m² para que o heliponto permaneça operacional. Como o cenário é de

emergência, a possibilidade de que a evacuação da plataforma seja necessária é alta, o que torna a disponibilidade do heliponto um fator primordial.

A prática nas plataformas FPSO da Bacia de Santos vem sendo de posicionar a tocha na extremidade oposta à das acomodações e do heliponto. Assim, é possível estimar a distância entre o heliponto e a tocha em uma FPSO. Baseado em projetos anteriores, estipulou-se uma plataforma com 330 metros de comprimento. Considerando uma margem de 30 metros entre a torre e a extremidade norte do casco, e uma outra margem, de 20 metros, entre o ponto do heliponto mais próximo à torre e a extremidade sul do navio, pode-se situar a posição do heliponto como estando no ponto -280 m. A elevação do heliponto em relação ao convés foi estimada como sendo de 25 metros. A Figura 4.7 mostra a configuração na interface do software.

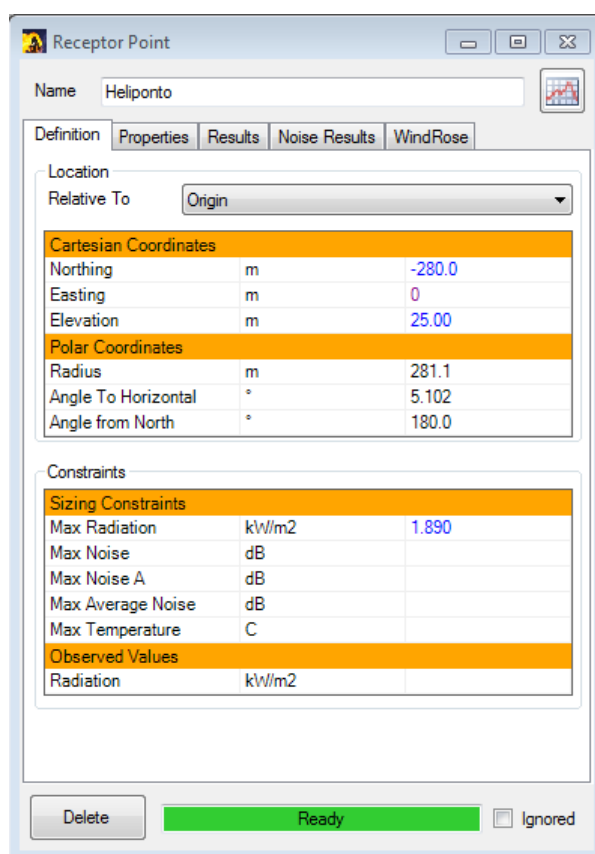


Figura 4.7: Entrada de dados relativos ao ponto de interesse representativo do heliponto

Em seguida foi definido que, em caso de emergência, o critério indicado pela API de 4370 W/m^2 como máximo para ações de emergência de poucos minutos, deveria ser atendido em qualquer ponto da plataforma. Assim, no ponto de maior radiação, o trabalhador ainda poderia permanecer por alguns minutos. Nos demais locais da

plataforma o índice de radiação seria menor, dando mais tempo para que as ações de emergência fossem tomadas. Assim, foi definido um ponto localizado a apenas 5 metros da base da torre e na direção do vento, onde será o ponto de intensidade de radiação mais elevada, uma vez que a chama estará deslocada, pelo vento, nessa direção. A elevação neste ponto foi considerada como 0, pois ele estaria no nível do convés.

Adicionalmente, foi proposto um ponto que representaria o topo do módulo mais próximo à torre, já que devido à elevação do módulo, apesar da maior distância horizontal, neste ponto a radiação poderia, eventualmente, ser maior que na base da torre. A este ponto foi atribuída uma altura de 30 metros e distância em relação à tocha de apenas 20 metros. A configuração destes pontos é indicada nas Figuras 4.8a e 4.8b.

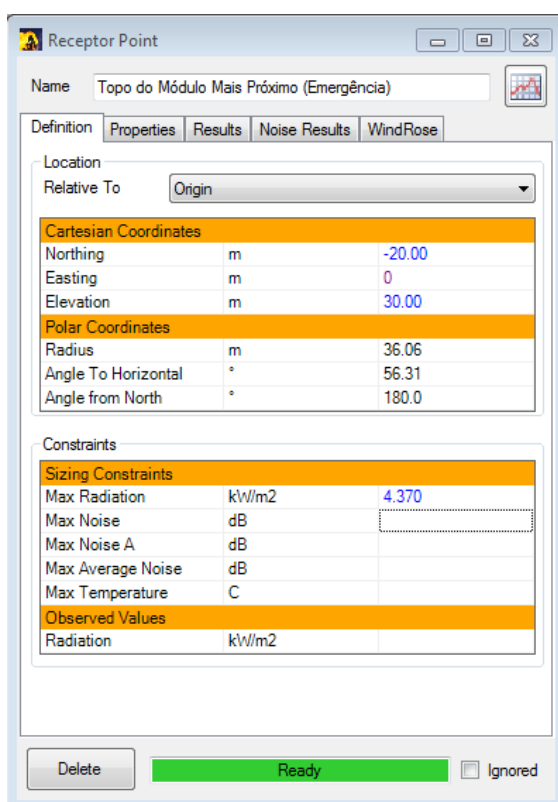


Figura 4.8a: Configuração do Ponto de Interesse no Topo do Módulo Mais Próximo

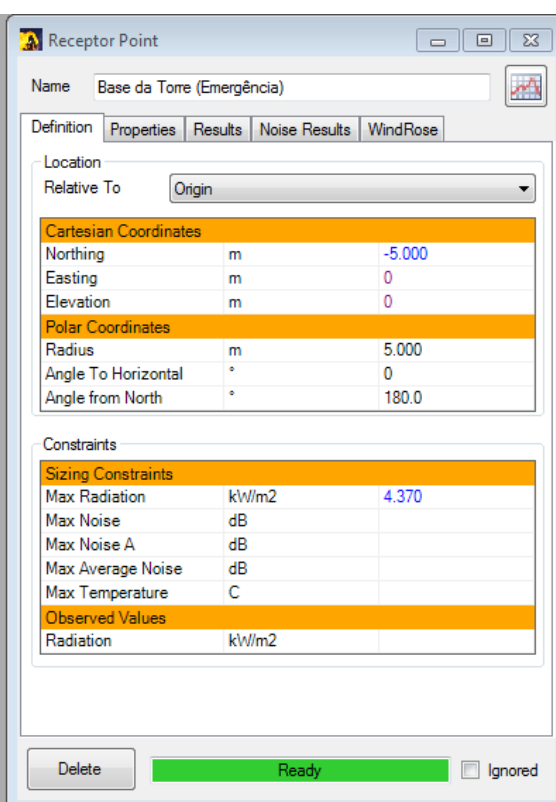


Figura 4.8b: Configuração do Ponto de Interesse na Base da Torre

4.2.1.5 Queimadores

Finalmente, foi necessário caracterizar os queimadores da tocha. Como há uma tocha de alta pressão e uma de baixa pressão separadas, foram criados dois queimadores separados no software. A divisão das vazões volumétricas foi de 27000 m³/h para a tocha de baixa pressão e de 243000 m³/h para a de alta pressão.

A primeira entrada requerida pelo programa é o tipo de queimador. Se será um queimador do tipo *pipe tip* (sub-sônico) ou *sonic* (sônico). Dependendo do tipo, a velocidade de saída do gás poderá ser maior, e conseqüentemente, o diâmetro do queimador poderá ser menor para aquela dada vazão.

Foi estabelecido que a tocha de alta pressão seria do tipo sônico, uma vez que é o tipo mais indicado para sistemas de altas pressão e vazão. Já a de baixa seria do tipo subsônico, com número de Mach igual a 0,5. A existência de selo redutor de gás de purga não influencia no cálculo da radiação térmica, e sim no cálculo da pressão na base da torre. Por isso foi mantido o padrão do programa de ausência de selo.

Em seguida, determinou-se o método de cálculo do fator F. Como a prática API não indica um método para o cálculo de F para tochas sônicas e também não fornece um método que permita o cálculo de uma mistura complexa como aquela aqui utilizada, a abordagem empregada foi a sugerida pelo próprio manual do software. Para a tocha de alta pressão, foi especificado o valor de $F = 0,10$. Para a de baixa pressão foi inserido o modelo de Chamberlain modificado, pois dentre os modelos previamente citados, este é o único que considera tanto a velocidade de saída do gás quanto o seu peso molecular. A Figura 4.9 apresenta a entrada destes dados no Flaresim.

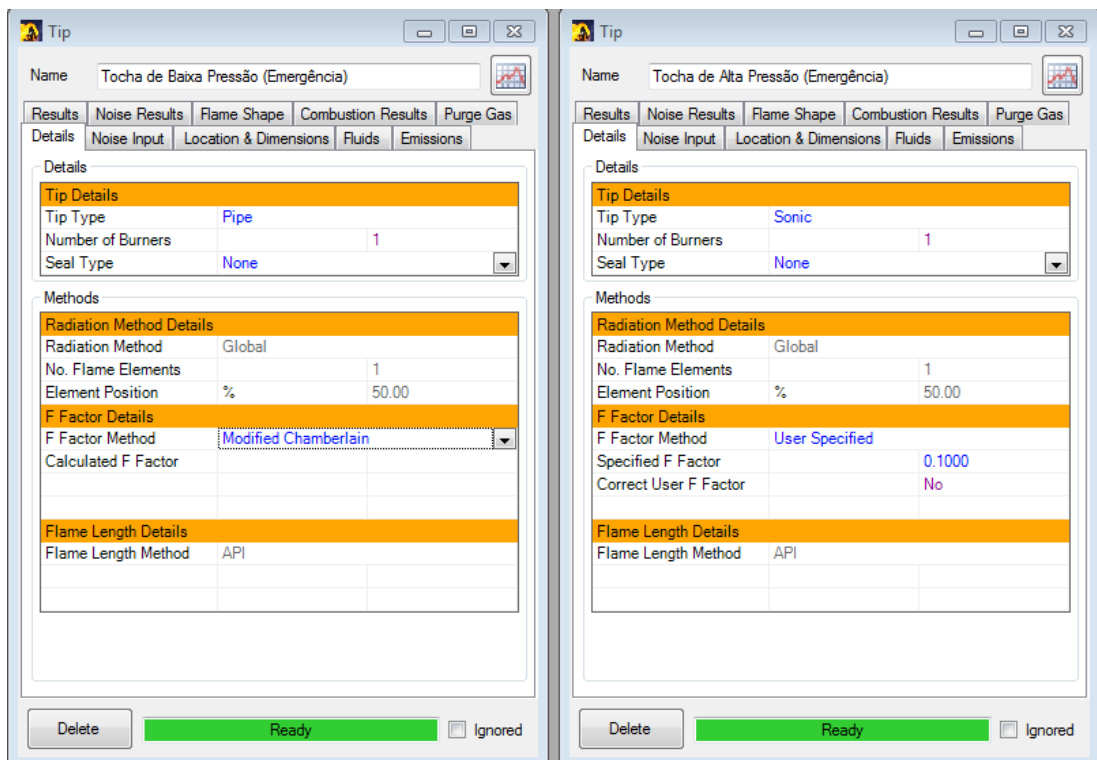


Figura 4.9: Entrada de dados referentes aos queimadores da tocha

A próxima etapa da caracterização dos queimadores foi a entrada de dados de vazão e fluido a serem queimados nestes queimadores. O fluido foi especificado como sendo aquele já configurado anteriormente, e a sua vazão volumétrica foi preenchida. A partir destes dados, o programa calculou a vazão mássica nos queimadores, apresentadas na Figura 4.10. Os valores relativos à combustão foram mantidos conforme indicado pelo software.

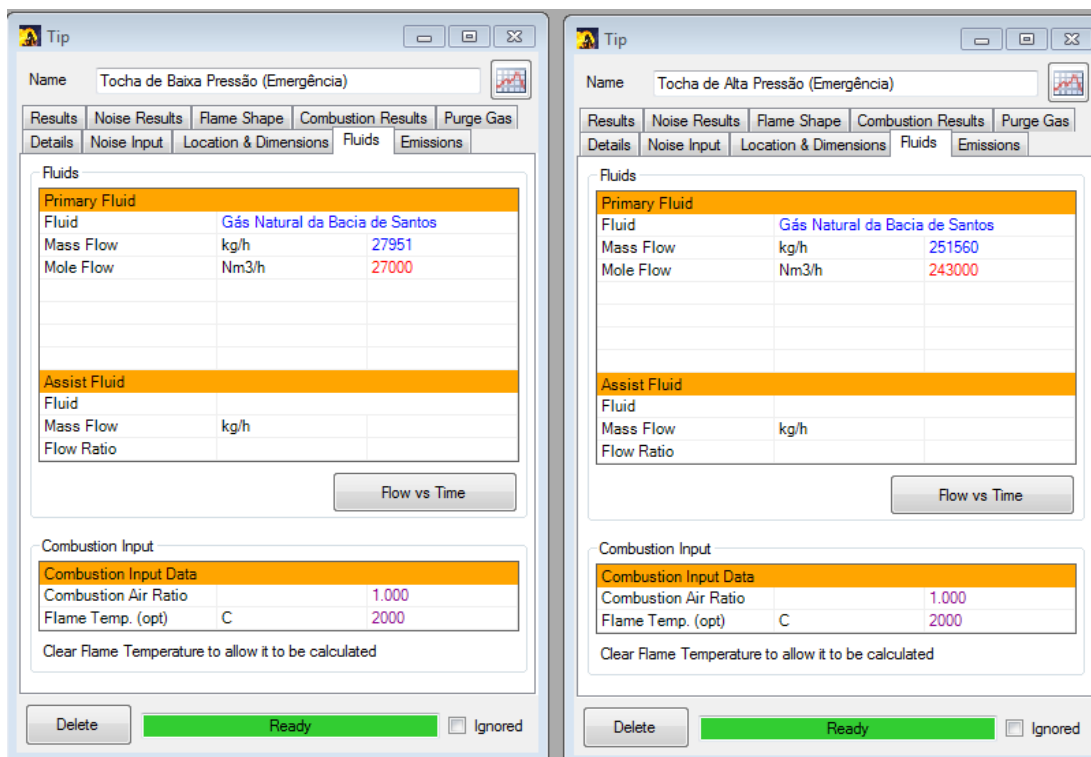


Figura 4.10: Cálculo das Vazões Mássicas em cada Queimador

Por fim, deve-se especificar as dimensões dos queimadores. Conforme descrito na seção 3.4.2.2 deste estudo, o diâmetro pode ser conhecido ou pode ser calculado a partir de número de Mach conhecido. Como tem-se uma tocha sônica onde o número de Mach é necessariamente igual a 1, calcula-se o diâmetro do queimador de alta pressão utilizando a ferramenta de dimensionamento do Flaresim. A tocha de baixa pressão foi considerada como tendo número de Mach igual a 0,5. Outras especificações como comprimento, ângulo e abertura do queimador foram mantidas conforme o padrão sugerido. As Figuras 4.11 e 4.12 indicam os resultados de diâmetro encontrados para os queimadores de alta e baixa pressão, respectivamente.

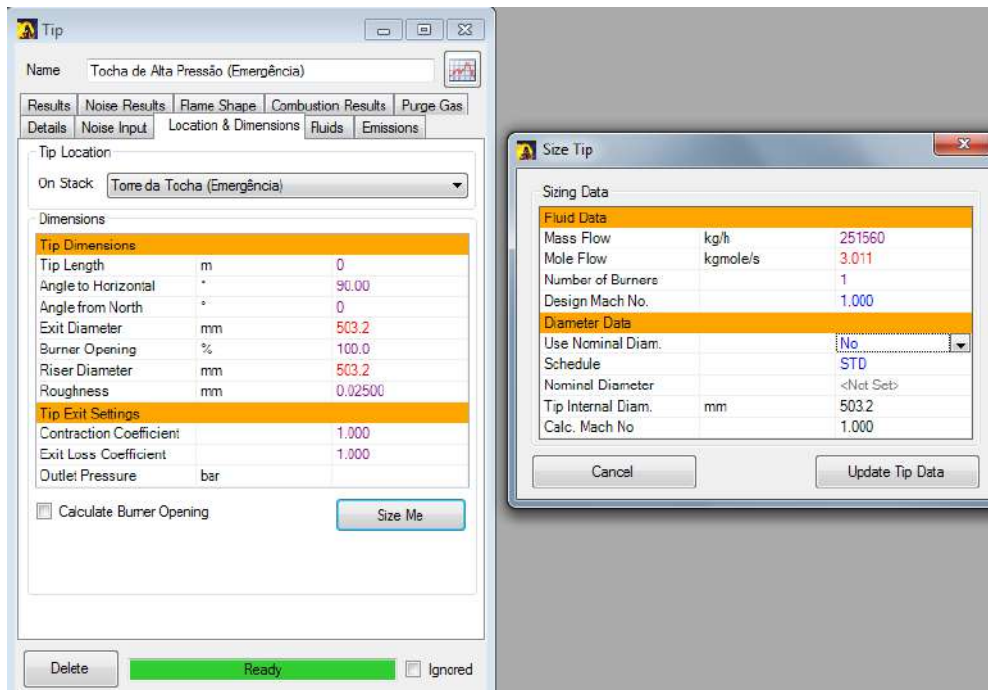


Figura 4.11: Dimensionamento do Queimador de Alta pressão

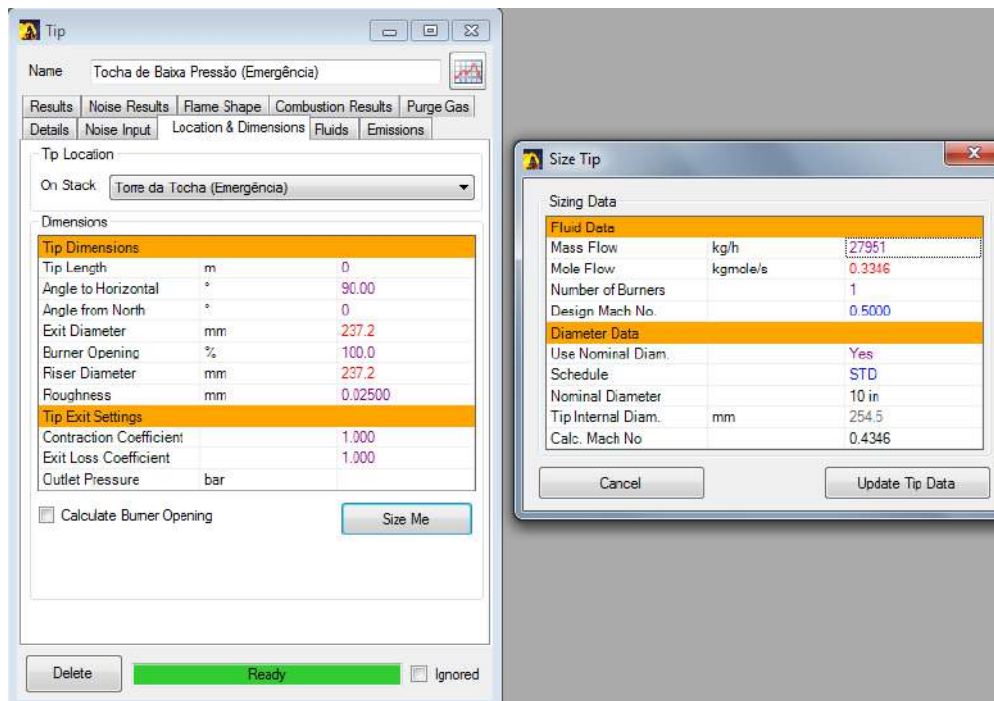


Figura 4.12: Dimensionamento do Queimador de Baixa pressão

4.2.1.6 Resultados

O resultado para o dimensionamento da torre foi de uma altura de 106 metros. Os resultados de radiação para cada ponto de interesse foram de 1269 W/m² para o heliponto, 2850 W/m² para a base da torre e 4370 W/m² para o topo do módulo mais próximo.

Conclui-se, portanto, que o topo do módulo mais próximo foi o ponto dimensionante da torre para o caso de emergência.

Adicionalmente, o software fornece um perfil de temperatura por tempo nos pontos de interesse, mostrado na Figura 4.13.

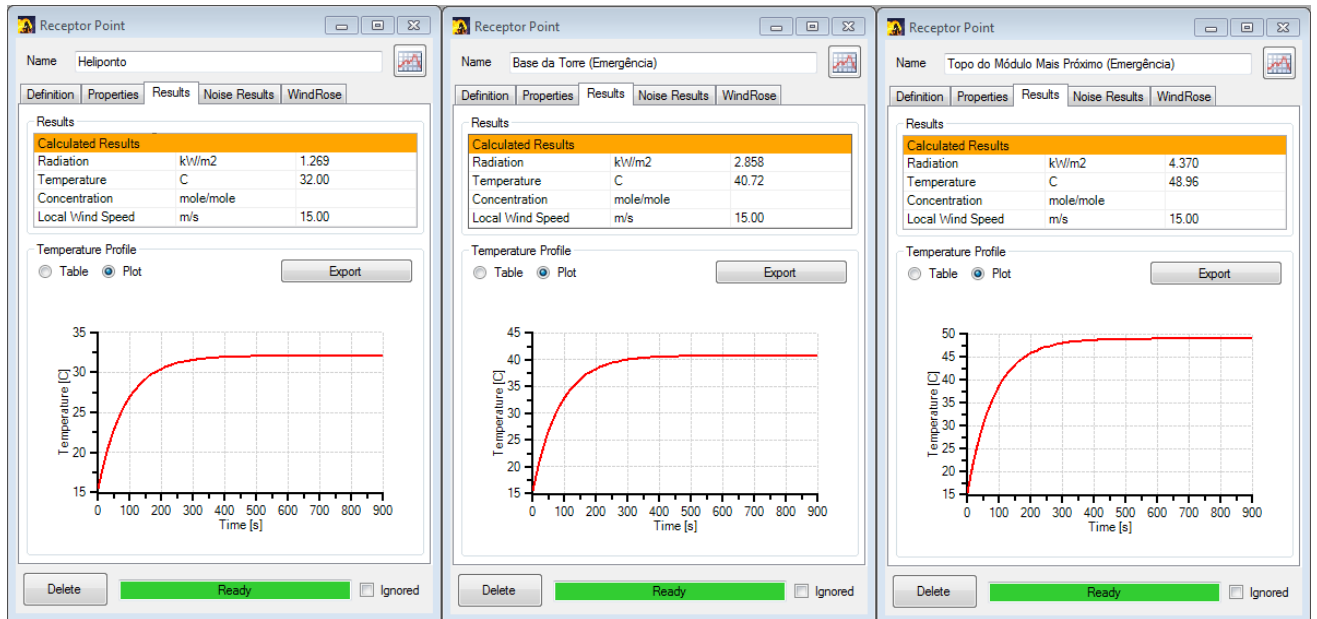


Figura 4.13: Perfil de Temperatura por Tempo nos Pontos de Interesse (Caso 1)

Nota-se que após 3 minutos, a temperatura no topo do módulo de interesse ultrapassa os 45 graus, chegando a um valor próximo de 50 graus em menos de 10 minutos. Isso está condizente com as condições estabelecidas na norma API, que indica que este limite permite ações com duração de 2 a 3 minutos

Para que se possa visualizar o nível de radiação no restante da plataforma, a Figura 4.14 mostra as isopletras, que são as linhas de igual valor de radiação, distribuídas no espaço sobre a plataforma, representada como um trapézio sobre o qual a tocha está posicionada. A linha vertical preta representa a torre e as linhas laranjas sobre ela, as chamadas geradas pelas tochas de baixa e alta pressão.

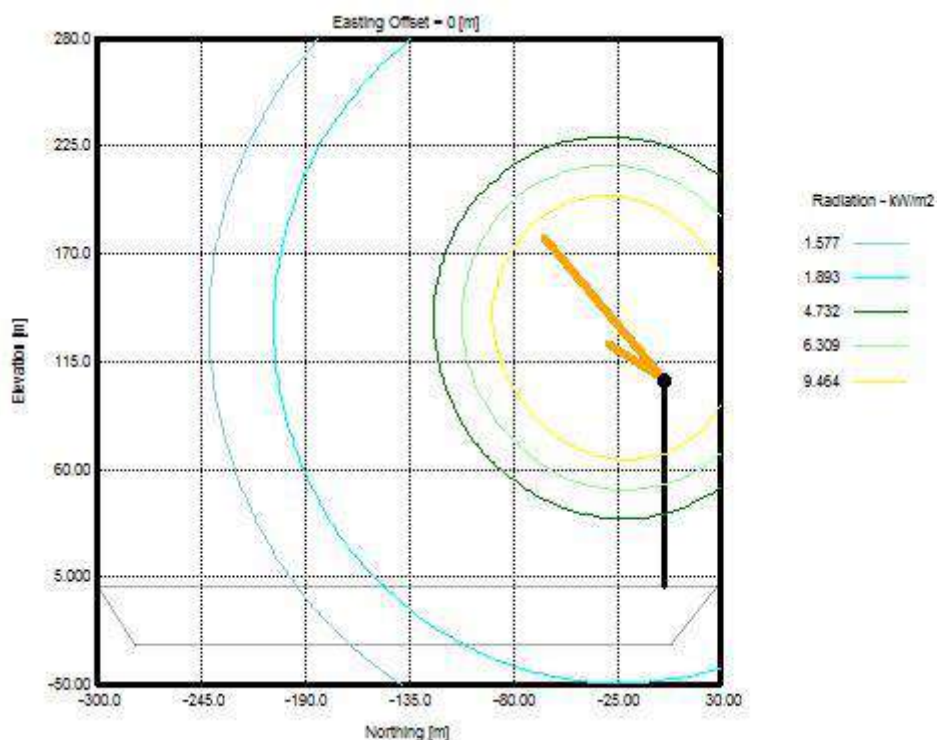


Figura 4.14 Representação Gráfica das Isopletas sobre a Plataforma (Caso 1)

4.2.2 Caso 2 (Operação Contínua)

Este cenário contempla a operação normal da plataforma, onde a tocha estará queimando uma vazão pequena de gás combustível, apenas de forma a manter a chama acesa. A vazão observada neste caso para as três primeiras plataformas FPSO empregadas no Pré-sal da Bacia de Santos alcança um valor máximo médio de 3 mil m³/d (IBAMA, 2012).

Neste cenário, a radiação máxima deve permitir a livre circulação de funcionários por toda a plataforma. Por isso foi escolhido o limite de 1580 W/m² na base da torre e no topo do módulo mais próximo, que foram os pontos representativos de maior incidência de radiação da plataforma. De acordo com a API RP521, este nível de radiação é permitido para locais em que pessoal com trajes adequados pode estar continuamente exposto. Para o caso de operação normal, foi considerada apenas a operação da tocha de baixa pressão.

4.2.2.1 Fluido, Torre e Pontos de Interesse

Alguns dados estabelecidos para o caso 2 foram os mesmos já estabelecidos para o caso anterior. Primeiramente, as condições ambientais são as mesmas, assim como a posição e ângulo da torre. O método de cálculo, igualmente. Os pontos de interesse foram

mantidos, porém o limite de radiação nos pontos de maior intensidade foi modificado. Já no heliponto, o limite permanece inalterado em relação ao caso 1.

A composição utilizada no caso da operação contínua foi aquela esperada para o gás combustível. Foi assumido que o gás combustível da plataforma teria a mesma composição daquele gás que é exportado através do gasoduto. A partir dos dados do EIA do Gasoduto Rota 3, que escoará a produção do Pré-sal da Bacia de Santos, tem-se um gás com composição molar e propriedades indicadas nas Figuras 4.15 e 4.16.

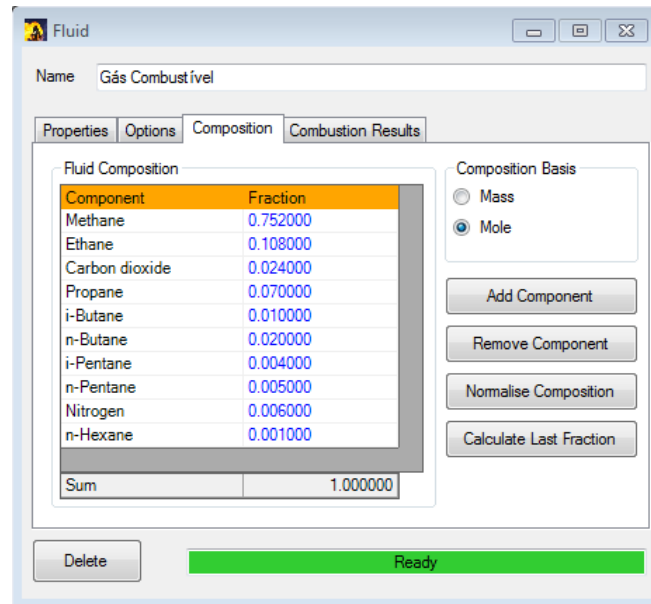


Figura 4.15: Composição do Gás Combustível (Caso 2)

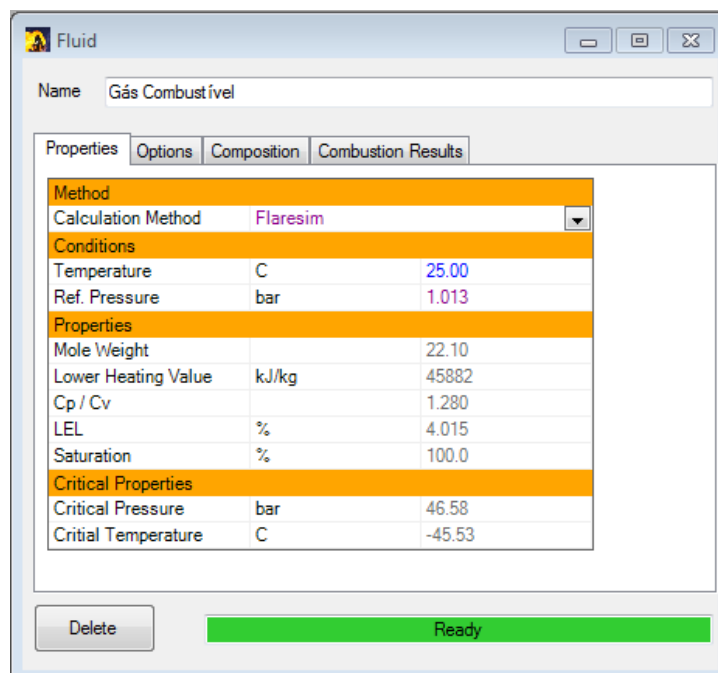


Figura 4.16: Propriedades do Gás Combustível (Caso 2)

4.2.2.2 Queimador

A configuração do queimador para o caso 2 foi totalmente distinta daquela do caso 1. A vazão volumétrica foi de apenas 125 m³/h e apenas a tocha de baixa pressão é utilizada. Devido à sua vazão significativamente menor, o número de Mach foi considerado como sendo igual a 0,2. Com isso, o diâmetro calculado pelo software foi de apenas 26,6 mm, conforme indicado na Figura 4.17.

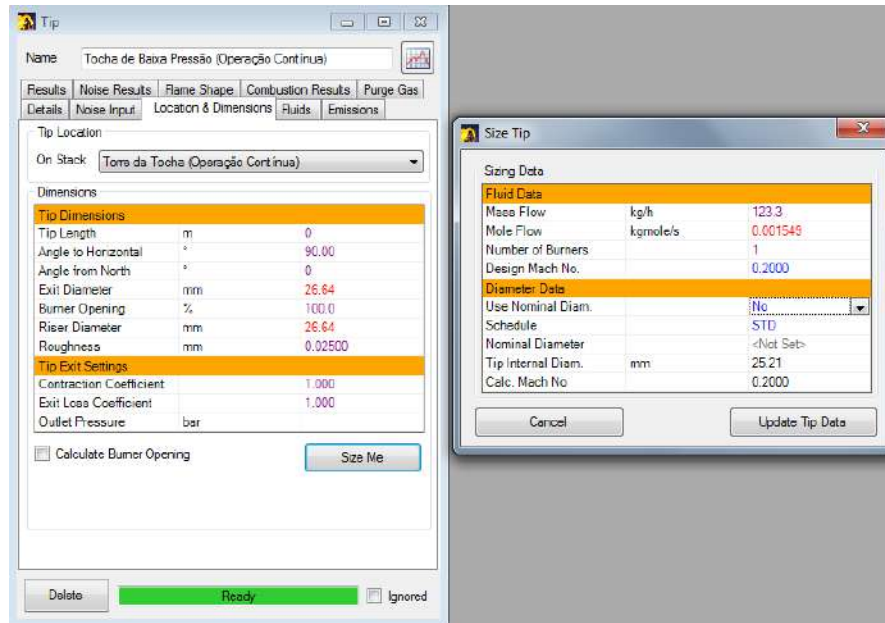


Figura 4.17: Cálculo do Diâmetro do Queimador (Caso 2)

Como o diâmetro calculado para o caso 2 diferiu sobremaneira do diâmetro encontrado no caso 1, estabeleceu-se que a tocha de baixa pressão teria dois queimadores, um destinado à queima contínua e outro para o cenário de emergência. Esta decisão foi corroborada pelo fato de que um diâmetro de 26,6 mm não seria o suficiente para escoar toda a vazão no caso de emergência, enquanto que um diâmetro de 237 mm (calculado para o caso 1) teria uma velocidade de saída extremamente baixa durante a operação contínua. Assim os dois cenários puderam ser considerados separadamente.

4.2.2.3 Resultados

Para este diâmetro, o resultado encontrado para a altura da torre foi de 127,5 metros. O resultado obtido para radiação e temperatura nos pontos de interesse é mostrado na Figura 4.18. A Figura 4.19 apresenta o resultado gráfico da radiação sobre a plataforma através de isopleias.

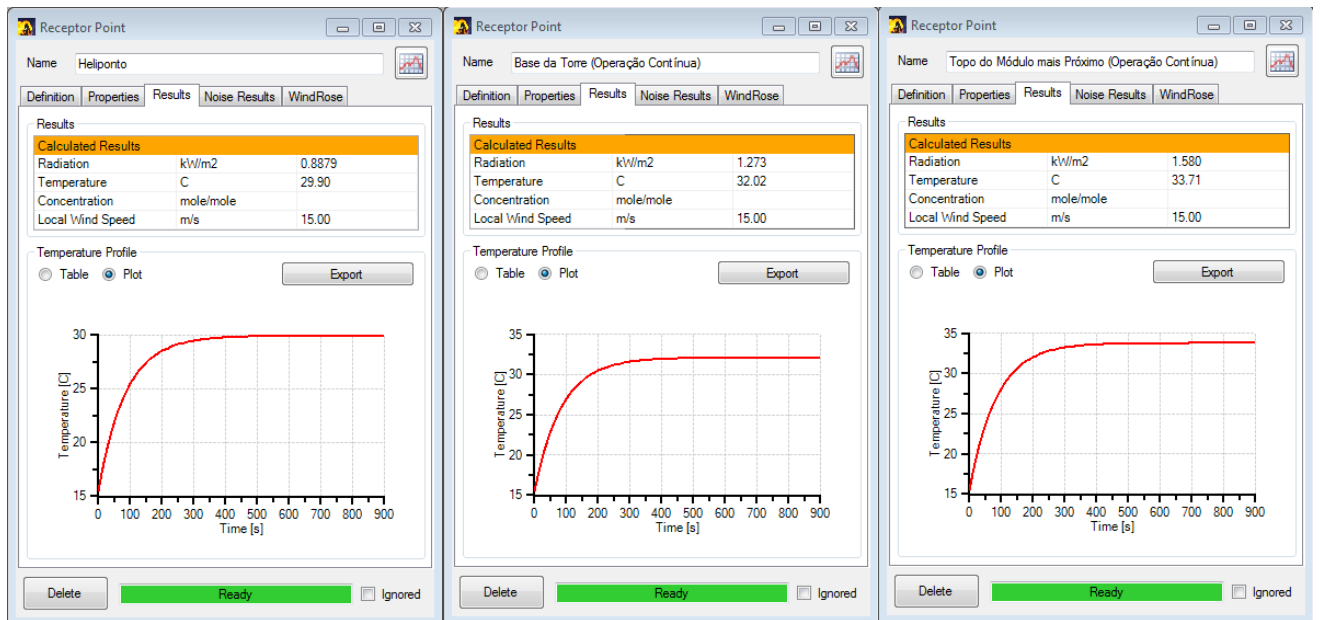


Figura 4.18: Resultados de Radiação e Temperatura nos Pontos de Interesse (Caso 2)

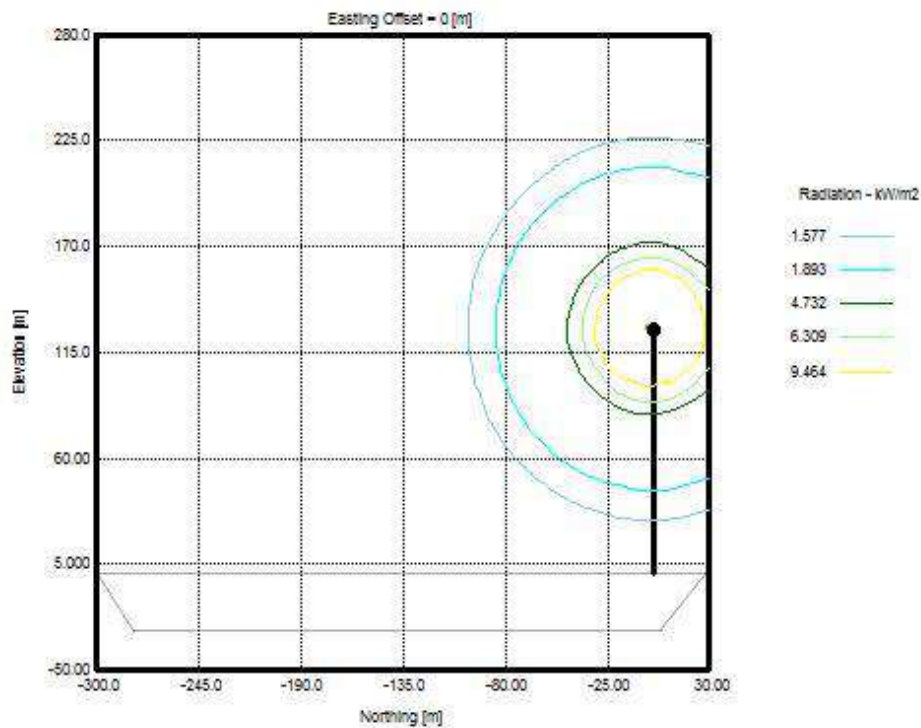


Figura 4.19: Representação Gráfica das Isopletas sobre a Plataforma (Caso 2)

4.3 Análise dos Resultados

Pelos resultados obtidos para cada caso verificou-se que o caso dimensionante foi o de operação contínua da tocha. E que o ponto de interesse dimensionante foi o situado no topo do módulo mais próximo à torre. Este fato se deveu ao menor limite de radiação permitido no ponto de interesse na situação de operação normal, quando comparado à

situação de emergência, apesar de a radiação emitida no segundo caso ser menor que no primeiro.

A altura da tocha deveria, portanto, respeitar a altura mínima estabelecida para o caso 2 que foi de 127,5 metros. Esta altura é significativamente elevada, estando bem acima daquela encontrada para outras plataformas em operação na Bacia de Santos. Na plataforma Cidade de Ilhabela, por exemplo, a tocha chega a 107 metros de altura, enquanto na plataforma Cidade de Angra dos Reis este valor é de apenas 80 metros (IBAMA, 2012 e IBAMA, 2013).

Com o objetivo de reduzir a altura projetada da torre a tocha, analisou-se qual seria a altura necessária para, caso o limite de radiação no topo do módulo mais próximo fosse aumentado para 4370 W/m^2 , que é aquele necessário para situações de emergência. Os outros dois pontos de interesse tiveram seu limite preservado. Neste caso, o ponto dimensionante foi a base da torre e a altura desta foi reduzida a 106,6 metros. No topo do módulo mais próximo, o nível de radiação foi de 2228 W/m^2 .

Esta análise permite concluir que a presença contínua de pessoas no topo do módulo situado a 20 metros da base da torre e a 30 metros de altura é o que levou a estimativa de altura da torre a ficar demasiadamente elevada. Caso o módulo seja posicionado mais distante da tocha, ou ainda, se um módulo no qual não há a necessidade de presença de pessoas em seu topo for ali posicionado, a altura da torre poderá ser reduzida a um valor de 106,6 metros, que é mais condizente com plataformas similares em operação.

Conclusão

A indústria da exploração e produção de petróleo mantém-se em crescimento, o que tem levado a um investimento cada vez maior na exploração *offshore*. No Brasil, este quadro se apresenta, principalmente, através da exploração das reservas do Pré-sal. Neste contexto, as plataformas do tipo FPSO vêm ganhando uma relevância cada vez maior.

Entre os diversos elementos de segurança de processos envolvidos no projeto e operação de uma plataforma deste tipo encontra-se a tocha. Para que esta seja projetada, é de fundamental importância determinar a radiação térmica por ela gerada e seus efeitos sobre a embarcação.

Neste estudo, foi proposta a aplicação da metodologia API para determinação da altura da torre da tocha através do critério da radiação térmica para uma plataforma FPSO operando no Pré-sal da Bacia de Santos. Duas situações operacionais distintas foram analisadas, com o auxílio de uma ferramenta computacional. A primeira representou uma situação de emergência na plataforma, enquanto a segunda simulou uma situação de operação normal.

Os resultados obtidos revelaram que, apesar de possuir uma vazão de gás na tocha significativamente menor, o caso de operação normal determinou uma maior altura de torre, devido principalmente aos limites mais restritivos de radiação térmica impostos a uma situação de operação normal.

Como a altura da torre encontrada (127 metros) mostrou-se demasiadamente elevada quando comparada a projetos semelhantes em operação, novas condições de restrição a radiação foram propostas, levando a uma nova simulação. Como consequência das restrições mais brandas do novo cenário, a altura da torre encontrada (106,6 metros) foi condizente com aquela de outros projetos similares, indicando um resultado satisfatório.

Todavia, este resultado é apenas ilustrativo do procedimento a ser aplicado quando da análise da radiação térmica da tocha e de sua influência sobre o projeto da torre da tocha. Recomenda-se que para estudos mais aprofundados, dados de entrada mais precisos sejam obtidos, o que, por sua vez, permitirá a aplicação de metodologias mais específicas para cada caso a ser estudado.

Referências Bibliográficas

- AMERICAN OIL AND GAS HISTORICAL SOCIETY (AOGHS). **Offshore Petroleum History**. Website AOGHS. Disponível em: <http://aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history> (Acessado em 22/04/2015). Washington D.C., EUA.
- ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Abril de 2015**. Website Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=76362> (Acessado em 29/06/2015). Brasil. 2015a.
- ANP. **Plataformas em Operação**. Website Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=67467&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1437870509822> (Acessado em 05/07/2015) Brasil. 2015b.
- ANP. **Produção por Plataforma**. Website Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=74328&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1437870460142> (Acessado em 20/07/2015). Brasil. 2015c.
- API RP521. **Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems**. American Petroleum Institute. 4ª Edição. EUA. 1997.
- API RP521. **Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems**. American Petroleum Institute. 5ª Edição. EUA. 2007.
- BBC. **Piper Alpha: How we survived North Sea disaster**. British Broadcasting Corporation. Disponível em: <http://www.bbc.co.uk/news/uk-scotland-22840445> (Acessado em 12/07/2015). Escócia, Reino Unido. 2013.
- BP. **Azeri, Chirag & Gunashli full field development phase 3 Environmental & Socio-economic Impact Assessment**. BP. Disponível em: http://www.bp.com/content/dam/bp-country/en_az/pdf/ESIAs/ACG/ACG-phase3-eng.pdf (Acessado em 24/07/2015). 2004.
- BP. **BP Energy Outlook 2035**. Reino Unido. 2014a.
- BP. **Statistical Review of World Energy 2014**. 63ª edição. Londres, Reino Unido. Junho, 2014b.
- CHAMBERLAIN, G.A. **Developments in Design Methods for Predicting Thermal Radiation from Flares**. Revista Chemical Engineering Research & Design, v. 65, p. 299-309. 07/1987.
- DAILY MAIL. **BP was focused on small detail - and missed before hazards before Gulf of Mexico oil spill disaster, concludes damning report**. Website Daily Mail. Disponível em: <http://www.dailymail.co.uk/news/article-2178088/BP-failed-big-systematic-hazards-Gulf-Mexico-oil-spill-disaster.html> (Acessado em 12/07/2015). 2012.

EIA. **International Energy Statistics**. U.S. Energy Information Administration. Disponível em:

<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=57&aid=6>
(Acessado em 28/04/2015). Estados Unidos. 2015.

EPE. **Balço Energético Nacional – Relatório Final**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasil. 2014.

ENGINEERING TOOLBOX. **Radiation Heat Transfer**. Website The Engineering Toolbox. Disponível em: http://www.engineeringtoolbox.com/radiation-heat-transfer-d_431.html (Acessado em 17/07/2015).

ENVIROWARE. **Modelling industrial flares impacts**. Website Enviroware. Disponível em: <http://www.enviroware.com/modelling-industrial-flares-impacts/> (Acessado em 25/06/2015). 2012.

FERENTINOS, J. **Global Offshore Oil and Gas Outlook**. Infield Systems. Disponível em: <http://www.gaselectricpartnership.com/HOffshore%20Infield.pdf>. 2013.

FREITAS, C. M., *et al.* **Acidentes de trabalho em plataformas de petróleo da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil**. Caderno de Saúde Pública, Rio de Janeiro, v. 17, n. 1, p. 117-130. 2001.

GILBERT, D & KENT, S. **BP Agrees to Pay \$18,7 Billion to Settle Deepwater Horizon Oil Spill Claims**. Website The Wall Street Journal. Disponível em: <http://www.wsj.com/articles/bp-agrees-to-pay-18-7-billion-to-settle-deepwater-horizon-oil-spill-claims-1435842739> (Acessado em 14/07/2015). EUA. 02/07/2015.

GUIDARD, S.E., KINDZIERSKI, W.B. & HARPER, N. **Heat Radiation from Flares**. Relatório preparado para Science and Technology Branch, Alberta Environment, ISBN 0-7785-1188-X. Edmonton, Canadá. 2000.

HOPE, T. **The Zero Continuous Flaring Technology**. Website The World Bank. Disponível em: http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1268075357274/6844507-1268075388170/0920-0940_Thormod_Hope.pdf (Acessado em 24/07.2015).

IBAMA. **Estudo de Impacto Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Pólo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 1**. Website Instituto Brasileiro do Meio Ambiente. Disponível em: http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Atividade%20de%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20e%20Escoamento%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural%20do%20Polo%20Pr%C3%A9-Sal%20da%20Bacia%20de%20Santos%20-%20Etapa%201/textos-PDF/028125-EIA-RL-0001-02_Item-II-2_Caracterizacao-da-Atividade.pdf (Acessado em 21/07/2015). Brasil. 2012.

IBAMA. **Estudo de Impacto Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Pólo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2**. Website Instituto Brasileiro do Meio Ambiente. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Atividade%20de%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20e%20Escoamento%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural>

ral%20do%20Polo%20Pr%C3%A9-Sal%20da%20Bacia%20de%20Santos%20-%20Etapa%202/Volume%2001%20-%20Textos/Secao%20II.2%20Caracterizacao%20da%20Atividade.pdf (Acessado em 21/07/2015). Brasil. 2013.

IBAMA. **Estudo de Impacto Ambiental do Gasoduto Rota 3**. Website Instituto Brasileiro do Meio Ambiente. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Gasoduto%20Rota%203/03%20-%20Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20do%20Empreendimento/03%20-%20Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20do%20Empreendimento.pdf> (Acessado em 21/07/2015). Brasil. 2014.

INCROPERA, F. P *et al.* **Fundamentals of Heat and Mass Transfer**. 7ª edição. John Wiley & Sons. EUA. 2011.

LOUREIRO, T. Y. C. **Medição de vazão de gás em sistema de flare (Tocha)**. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio. Rio de Janeiro, RJ. 2013.

MAIA NETO, L. **Identificação de perigos e avaliação de riscos em uma unidade offshore na fase de operação: estudo de caso de um FPSO**. Dissertação de Mestrado. UFF. Niterói, RJ. 2007.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas. Uma história tecnológica na Petrobras na exploração e produção offshore**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Brasília, 2013.

NASCIMENTO, M. X. **Análise das Condições Meteo-Oceanográficas na Região da Bacia de Campos**. Dissertação de Mestrado. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2013.

NATIONAL GEOGRAPHIC. **Documentário Explosion in the North Sea**. 2004.

OKAMURA, F. S. **Análise das Camadas de Proteção de um Sistema de Compressão Típico Utilizado em Plataformas FPSO**. Projeto Final de Curso de Pós-Graduação. UFRJ. Rio de Janeiro. 2013.

PETROBRAS. **Tocha da produção e segurança**. Website Petrobras. Disponível em: <http://fatosedados.blogspotrobras.com.br/2009/10/24/tocha-da-producao-e-seguranca/> (Acessado em 06/2015). 2009.

PETROBRAS. **Participação do setor de petróleo e gás chega a 13% do PIB brasileiro**. Petrobras Magazine. Disponível em: <http://www.petrobras.com/pt/magazine/post/participacao-do-setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro.htm> (Acessado em 20/06/2015). 2014a.

PETROBRAS. **Nove plataformas que vão ampliar a produção de petróleo no Brasil**. Website Petrobras Fatos e Dados. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nove-plataformas-que-vao-ampliar-a-producao-de-petroleo-no-brasil.htm> (Acessado em 04/06/2015). Brasil. 2014b.

PETROBRAS. **FPSO Cidade de Mangaratiba Construção e Montagem**. Vídeo Petrobras. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=HqN3GbcZADA> (Acessado em 23/07/2015). Brasil. 2014c.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2015-2019**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao> (Acessado em 01/07/2015). 2015a.

PETROBRAS. **Infográfico tipos de plataforma**. Website Petrobras. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html#> (Acessado em 04/2015). 2015.

PINTO, W.M. **Monitoramento de Deformações e Deslocamentos Relativos nas Estruturas de Suporte de Plantas de Processo Modulares em Unidades Flutuantes de Produção de Petróleo do Tipo FPSO**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande. Rio Grande. 2010.

PORTAL BRASIL. **Plataforma de petróleo e gás natural é entregue em Porto Alegre (RS)**. Website Portal Brasil. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2013/09/plataforma-de-petroleo-e-gas-natural-e-entregue-em-porto-alegre-rs/p-55.jpg/view> (Acessado em 02/05/2015). Brasil. 2013.

PRIEST, T. **Offshore at 60: The Blue Water breakthrough**. Website Offshore Magazine. Disponível em: <http://www.offshore-mag.com/1/volume-74/issue-10/offshore-at-60/offshore-at-60-the-blue-water-breakthrough-full.html> (Acessado em 22/04/2015). 2014.

SOFTBITS CONSULTANTS. **Flaresim Guide**. 2009.

TERTULINO, J. S. **Acidentes em Plataformas de Petróleo**. Projeto final de disciplina: engenharia e tecnologia de petróleo no Curso de Engenharia Ambiental da Universidade Tiradentes – UNIT. Aracajú. 2010.

THE FLARE NOTICE TEAM. **Flaring: Another Road to Success**. Website The Flare Notice Team. Disponível em: <http://www.flarennotice.com/flaring.php> (Acessado em 29/04/2015). Alberta, Canadá.

TNPETRÓLEO. **Plataforma P-61 é instalada no campo de Papa-terra**. Website Revista TNPetróleo. Disponível em: <http://tnpetroleo.com.br/noticia/plataforma-p-61-e-instalada-no-campo-de-papa-terra/> (Acessado em 01/06/2015). Brasil. 2014.

TORRES, E. M. M. **A evolução da indústria petroquímica brasileira**. Quím. Nova, São Paulo, v. 20, n. spe, p. 49-54. 1997.

VILLELA, M.J.R. **Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada**. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio. Rio de Janeiro. 2004.

WOODCRAFT SCIENCE. **FPSO Layout**. Website Woodcraft Science. Disponível em: <http://woodcraft.science/fpso/fpso-layout.html> (Acessado em 28/04/2015).

YERGIN, D. **The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power**. Simon & Schuster. Nova York, EUA. 1991.