

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA**



**Classificação de Área em Unidade de
Produção e Processamento de
Petróleo *Offshore***

Denys Schmidt Marques Abreu

Monografia em Engenharia Química

**ORIENTADOR
PROF. CARLOS ANDRÉ VAZ JÚNIOR, D.SC.**

Março de 2014

CLASSIFICAÇÃO DE ÁREA EM UNIDADE DE PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO OFFSHORE

Denys Schmidt Marques Abreu

Monografia em Engenharia Química submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Denize Dias de Carvalho, D.Sc.

Suzana Borschiver, D.Sc.

Thaís Márcia Gomes da Silveira, Eng.

Orientado por:

Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Março de 2014

Schmidt Marques Abreu, Denys.

Classificação de Área em Unidade de Produção e Processamento de Petróleo *Offshore*. / Denys Schmidt Marques Abreu. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014.

xiii, 64 p., il.

(Monografia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014.

Orientador: Carlos André Vaz Junior

Monografia em Engenharia Química – UFRJ/ EQ/ Engenharia Química, 2014.

1. Segurança de Processos 2. Classificação de Áreas 3. Atmosfera Explosiva 4. Monografia(Graduação - UFRJ/EQ) 5. Carlos André Vaz Junior . I. Classificação de Área em Unidade de Produção e Processamento de Petróleo *Offshore*.

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original.”

(Albert Einstein)

”Cem por cento do que somos e vivemos, inclusive o que supomos ser acidentes e tragédias, é completamente fruto de nossas escolhas e opções.”

(Ernandi Fornati)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Carlos e Vânia, e às minhas irmãs, Ingrid e Monique, pelo suporte e amor incondicional em todos os momentos. Pela força e motivação, essenciais para que esta conquista fosse possível.

Aos meus amigos, sem citar nomes para não deixar ninguém de lado, por todo suporte durante esse anos todos juntos. Obrigado por sempre entenderem minha ausência quando necessário e por todo companheirismo independente do que precisei.

Aos amigos da Escola de Química, pela amizade cultivada e desafios compartilhados desde o primeiro período do curso e por tornarem todos esses anos mais fáceis de serem levados.

Aos amigos e colegas de trabalho da White Martins, Raízen e Vale, por todo o ensinamento compartilhado nesse período inicial.

Ao orientador desse trabalho, Carlos André, por auxiliar nesse desafio e por ter guiado, com paciência, à conclusão de mais esta etapa do nosso processo de aprendizado.

À Escola de Química da UFRJ, que, com sua grande estrutura e excelentes mestres, me proporcionou crescimento pessoal e profissional.

E principalmente a Deus, por ser presente em todas as conquistas e momentos da minha vida, me guiando pelo melhor caminho.

Denys Schmidt M. Abreu

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

CLASSIFICAÇÃO DE ÁREA EM UNIDADE DE PRODUÇÃO E PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

Denys Schmidt Marques Abreu

Março, 2014.

Orientador: Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

A indústria de Óleo e Gás apresenta-se em constante crescimento, principalmente no mercado brasileiro, sendo considerada um mercado promissor para os próximos anos. Assim como qualquer outra, a indústria *offshore* opera seguindo rigorosos regimes de segurança de processos e operações. A ocorrência de acidentes industriais é um ponto importante na operação de uma planta. Tanto a segurança dos operadores, quanto a segurança dos processos nela ocorrentes são fatores cruciais nas tomadas de decisões. O objetivo desse trabalho foi a aplicação de diferentes normas para classificação de áreas em atmosferas explosivas afim de compará-las. A norma API 505 e a norma NFPA 497 foram aplicadas em alguns equipamentos existentes em uma plataforma FPSO. Foram selecionados oito tipos de equipamentos diferentes para a aplicação das normas escolhidas. Após as análises das condições de operação de cada equipamento, foram produzidas imagens representando as áreas classificadas. A primeira imagem gerada foi baseada na norma API 505, enquanto a segunda baseada na norma NFPA 497. Comparando as imagens geradas pode-se confirmar a maior especificidade da norma NFPA 497, pois esta leva em consideração as condições de processo, enquanto a norma API 505, apesar de sua maior facilidade de aplicação, é considerada mais generalista. A dificuldade de obter informações precisas quanto as condições de operação dos equipamentos, devido à confidencialidade, pode ter comprometido alguns dos resultados obtidos, porém, não invalida a comparação entre as normas.

Sumário

1.	Introdução.....	9
1.1.	Petróleo.....	9
1.2.	Petróleo no Brasil.....	10
1.3.	Classificação Elétrica de Áreas.....	11
2.	Objetivo.....	12
3.	Conceitos Gerais Sobre a Indústria <i>Offshore</i>	13
3.1.	Plataformas <i>Offshore</i>	14
3.1.1.	Plataforma Fixa.....	15
3.1.2.	Plataforma Auto-Elevável.....	16
3.1.3.	Plataforma Semissubmersível.....	16
3.1.4.	Plataforma “ <i>Tension Leg</i> ”.....	18
3.1.5.	Plataforma FPSO.....	19
4.	Conceitos Gerais Sobre Classificação Elétrica de Áreas.....	20
4.1.	Instituições Normativas.....	21
4.1.1.	<i>International Electrotechnical Commission (IEC)</i>	21
4.1.2.	<i>American Petroleum Institute (API)</i>	21
4.1.3.	<i>National Fire Protection Association (NFPA)</i>	22
4.2.	Definições Gerais.....	22
4.2.1.	Tetraedro do Fogo.....	22
4.2.2.	Características do Combustível.....	23
4.2.3.	Líquido Combustível X Líquido Inflamável.....	24
4.2.4.	MESG – <i>Maximum Experimental Safe GAP</i>	25
4.2.5.	MIC – <i>Minimum Ignition Current</i>	26
5.	Fundamentos das Normas de Classificação de Áreas.....	27
5.1.	Zonas.....	27
5.2.	Grupos.....	28
5.3.	Ventilação.....	29
5.4.	Extensão das Zonas.....	29
5.4.1.	Determinação da extensão de Áreas Classificadas.....	29
5.4.1.1.	Densidade Relativa de Vapor do Material.....	29
5.5.	Interseção entre Áreas Classificadas.....	31
5.6.	Fonte de Risco.....	31
6.	Método de Classificação de Áreas.....	33
6.1.	API 505.....	33
6.2.	NFPA 497.....	34
6.2.1.	Diagramas.....	35
6.2.2.	Procedimento de Classificação.....	35
7.	FPSO.....	37
7.1.	Caracterização da FPSO.....	37
7.1.1.	Detalhamento dos Sistemas de Processamento da FPSO.....	37
8.	Estudo de Caso.....	43
8.1.	Análise Total da planta industrial.....	43
8.1.1.	Escolha dos Equipamentos.....	44
9.	Resultados e Discussões.....	59
9.1.	Bomba do Separador Teste.....	59
9.2.	Hidrociclone do Separador de Produção.....	60

9.3.	<i>Safety Gas Cooler</i>	61
9.4.	Lançadores/Receptores de PIG	62
9.5.	Separador de Produção.....	62
9.6.	Desidratador de Óleo	63
9.7.	Vaso de Rejeito Oleoso	64
10.	Conclusão	66
	Referência Bibliográfica	67
	Anexo A- Layout da FPSO.....	69
	Anexo B- Condições de Operação dos Equipamentos.....	70

1. Introdução

1.1. Petróleo

Do latim *petroleum*, *petrus*, pedra e *oleum*, óleo, óleo da pedra; o petróleo tem como característica ser uma substância oleosa, inflamável, geralmente menos densa que a água, com cheiro característico e coloração que pode variar do incolor ou castanho claro ao preto, passando por verde e marrom, dependendo das características de sua formação. (THOMAS, 2001)

Constituído basicamente por uma mistura de compostos orgânicos que vai desde hidrocarbonetos simples passando por elementos químicos como enxofre, nitrogênio e alguns metais, sua origem está ligada basicamente à decomposição de organismos em suspensão nas águas doces ou salgadas, causadas pela pouca oxigenação e pela ação de bactérias ao longo de milhares de anos. (NETO, 2014)

O momento exato em que o petróleo despertou a atenção do homem não é conhecido ao certo, contudo o seu uso remonta aos primórdios da civilização. Os egípcios o utilizavam para embalsamar os mortos e para a construção de pirâmides, enquanto que os gregos e os romanos lançavam mão do mesmo para fins bélicos.

Segundo BRET-ROUZAT e FAVANNEC (2011), a partir do século XIX, os primeiros poços petrolíferos foram perfurados, culminando com uma corrida desenfreada pelo “ouro negro”, como o petróleo ficou conhecido. Com o advento dos meios de transporte e da tecnologia, aliado ao crescimento da população, o petróleo tornou-se indispensável para a geração de energia. Seus derivados passaram a ser utilizados com intuito de suprir diferentes necessidades do consumo mundial.

Muitos países produtores de petróleo, como os Estados Unidos, possuem a maior parte de suas reservas onshore. Este fato fez com que algumas tecnologias desenvolvidas mundialmente não se aplicassem perfeitamente à realidade do Brasil, que possui a maior parte de suas reservas *offshore*. Assim, foram necessários altos investimentos em pesquisa e desenvolvimento para obtenção de *know how* nesta área – especialmente em águas profundas.

O petróleo é um dos principal recurso energético do planeta segundo dados de planejamento do Ministério de Minas e Energia em 2013. Dele são extraídos derivados como a gasolina, diesel, GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), produtos asfálticos, nafta petroquímica, querosene, solventes, óleos combustíveis, óleos lubrificantes, entre outros, estabelecendo-se assim como um relevante componente na economia da sociedade mundial. Dessa forma, o petróleo torna-se uma das mais importantes substâncias negociadas entre países e corporações.

Segundo MARQUES (2010), apesar da atratividade financeira desse setor, os riscos associados são elevados. O manuseio de fluidos inflamáveis, operações ocorrendo em altas pressões e a elevada complexidade do processamento são alguns fatores que oneram essa operação e geram preocupação quanto a segurança do processo como um todo. Pequenos e médios vazamentos de líquidos ou gases inflamáveis podem apresentar potencial para formar nuvens inflamáveis ou explosivas em contato com o ar

e na presença de fonte de ignição. Diversos acidentes graves na indústria *offshore* foram iniciados ou agravados por incêndios ou explosões de nuvens.

1.2. Petróleo no Brasil

No Brasil, segundo THOMAS (2001), a história do petróleo começou em 1858, quando o Marquês de Olinda concedeu a José de Barros Pimentel o direito de extrair betume em terrenos situados nas margens do rio Marau, na Bahia.

As primeiras concessões e os primeiros poços tinham por objetivo procurar combustível para iluminação. A primeira sondagem profunda de que se tem notícia foi realizada no final do século XIX, entre 1892 e 1897, na localidade de Bofete, no Estado de São Paulo, pelo fazendeiro de Campinas, Eugênio Ferreira de Camargo. Considerado o primeiro poço perfurado para a exploração de petróleo no Brasil, atingiu quase 500 metros de profundidade e deixou uma dúvida: relatos da época dizem que o poço teria recuperado dois barris de petróleo, fato que nunca foi confirmado. Em 1930, depois de vários poços perfurados sem sucesso em alguns estados brasileiros, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio Bastos tomou conhecimento que os moradores de Lobato, na Bahia, usavam uma "lama preta", oleosa, para iluminar suas residências. A partir desta informação, várias pesquisas e coletas de amostras da lama oleosa foram realizadas. Contudo, não se obteve êxito em chamar a atenção das pessoas influentes da época. Apenas em 1932, Manoel Inácio Bastos foi recebido pelo presidente Getúlio Vargas, no Rio de Janeiro. Na ocasião, o engenheiro agrônomo entregou ao presidente da República um relatório sobre a presença da substância em Lobato. (CASANOVA, 2008)

Poucos anos depois, em 1938, toda a atividade petrolífera passou, por lei, a ser obrigatoriamente realizada por brasileiros, e em 29 de abril de 1938, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), para avaliar os pedidos de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo. O decreto que instituiu o CNP também declarou de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo e regulou as atividades de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados, além do funcionamento da indústria do refino. Mesmo ainda não localizadas, as jazidas passaram a ser consideradas como patrimônio da União. A criação do CNP marca o início de uma nova fase da história do petróleo no Brasil. (THOMAS, 2001)

Após as descobertas na Bahia, as perfurações prosseguiram em pequena escala. Até que, em 3 de outubro de 1953 o presidente Getúlio Vargas assinou a Lei 2004, que instituiu o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados criando também a empresa Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás. (MINADEO, 2002)

No Brasil a maior parte da produção e das reservas provadas de óleo e gás estão localizadas no mar, muitas vezes afastadas da costa e em grandes profundidades, como no caso do pré-sal. A exploração destas reservas exige um grande investimento em pesquisa e equipamentos. Sua viabilidade econômica é função do preço do petróleo no mercado internacional.

Os reservatórios com descobertas mais recentes vem sendo ofertados em leilões, com participação de grandes empresas internacionais e nacionais,

com o intuito de viabilizar a produção e exploração dos mesmos. A exploração deve, ainda, gerar ofertas de empregos no país, e possibilidade de trabalhar com tecnologias inovadoras. A localização de reservatórios em grandes profundidades, e afastados da costa, limita a exploração e requer um investimento cada vez mais alto em pesquisa.

1.3. Classificação Elétrica de Áreas

A listagem de acidentes envolvendo operações *offshore* vai desde vazamentos comprometendo o meio ambiente equipamentos operando de forma indevida, até grandes incêndios e explosões. Os investimentos em pesquisa e equipamentos de segurança são cada vez maiores, a fim de aumentar a segurança e reduzir custos de remedição de acidentes. (CASANOVA, 2008)

A classificação de área se enquadra nesse objetivo, uma vez que através dela pode-se analisar o tipo de equipamento e processamento, e assim, determinar possíveis áreas de segurança.

Segundo CRUZ (2012), classificar uma área significa elaborar uma planta que define, entre outras coisas, a região dentro do qual pode ocorrer a mistura inflamável. Tendo definido esse volume de risco, consegue-se traçar planos instalação de equipamentos elétricos, tentando evitar possíveis fontes de ignição nessas áreas.

2. Objetivo

O objetivo desse trabalho consiste em aplicar duas das principais normas vigentes quanto a classificação de áreas elétricas em uma plataforma de petróleo *offshore*. A partir da aplicação de normas distintas em um mesmo processo pode-se realizar uma análise sobre as vantagens e desvantagens de cada abordagem. Serão aplicadas a norma emitida pela NFPA e aquela emitida pela API. Enquanto esta dirige-se especificamente a indústria de petróleo, a NFPA tem caráter generalista. Devido as condições operacionais severas no setor de petróleo, pode-se supor que as normas API será sempre rigorosas, gerando amplas áreas classificadas. Por outro lado, o caráter generalista da NFPA pode mostrar-se inadequado para plantas petroquímicas, gerando áreas pequenas demais. Deste modo, o objetivo desde estudos é comparar as normas e analisar suas características e limitações.

A razão da escolha dessas duas normas é devida a praticidade de aplicação das mesmas e adequação ao cenário escolhido. A Norma API 505 é específica para a indústria do petróleo, por esse motivo foi a primeira opção de escolha para ser aplicada, além da sua facilidade de aplicação. A Norma NFPA 497 é aplicável a qualquer cenário industrial e possui estudos de fácil entendimento que explicitam seu uso, que foram usados como referencia nesse estudo. Vale ressaltar a relevância das normas criadas pela IEC, órgão que será detalhado ao longo do trabalho. Entretanto, não foram utilizadas normas IEC nesse estudo devido a sua complexidade de aplicação e necessidade de simulações tendo visto a dificuldade de obtenção de dados operacionais.

3. Conceitos Gerais Sobre a Indústria *Offshore*

Tendo seu início entre as décadas de 30 e 50, a indústria *offshore* começou a ser viabilizada primeiramente na Venezuela e no Golfo do México. A partir de então, a exploração expandiu-se para águas europeias. Ocorreu então a formação do primeiro bloco de empresas nesta segmentação, entre elas Shell, Exxon, Texaco e AGIP. (CASANOVA, 2008)

No Brasil, ao final da década de 50, obteve-se, com o auxílio de análises geográficas, o conhecimento de que o país possuía reservas de petróleo em profundidade marítima, sem a definição precisa dos locais.

Dezoito anos mais tarde, a confirmação ocorreu através da descoberta do primeiro poço *offshore* no Cmapo de Guaracema. Ainda no mesmo ano uma primeira perfuração foi realizada na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, chamado de Campo de Garoupa. Entretanto, mesmo com a evolução dessas descobertas, os efeitos econômicos e de exploração ainda eram pequenos, em virtude das tecnologias existentes não serem condizentes com a realidade *offshore* brasileira. (CASANOVA, 2008)

Segundo MORAIS, a evolução dos programas de pesquisa em tecnologia *offshore* no Brasil começou a avançar após 1986, depois da criação do PROCAP (Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas) pela Petrobras, viabilizando um maior rendimento da produção.

Junto ao programa, os centros de pesquisas da Petrobras, em colaboração com os centros tecnológicos de universidades brasileiras, permitiram um avanço considerável na produção petrolífera. Com a descoberta do pré-sal, a indústria petrolífera *offshore* encontra-se voltada para esse novo desafio tecnológico.

A Figura 1 esquematiza a evolução da exploração brasileira de petróleo.

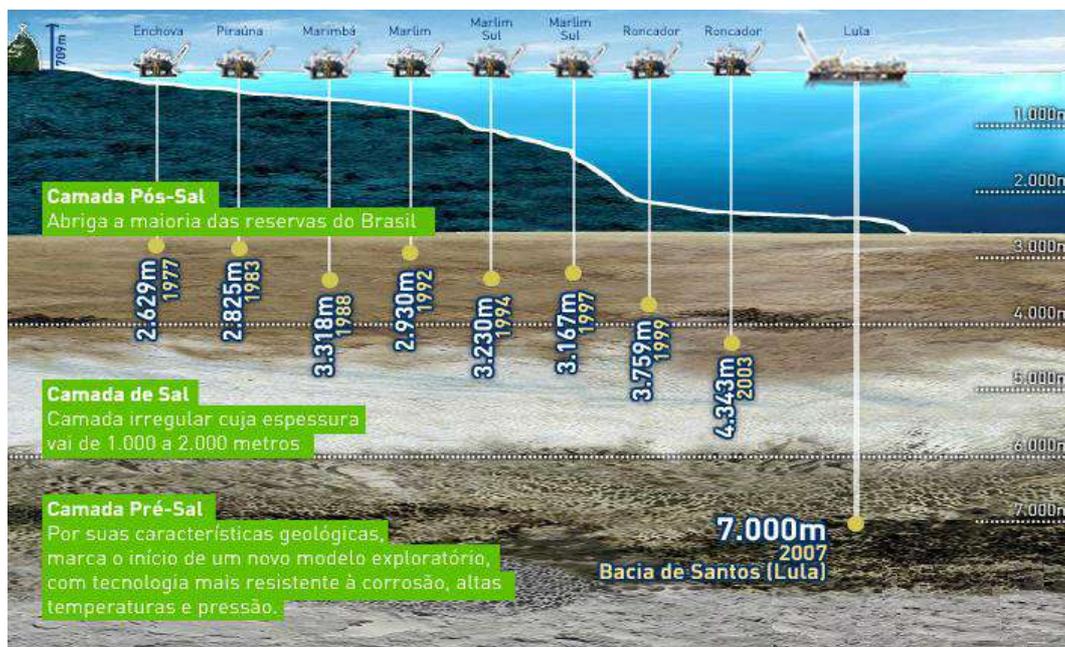


Figura 1: Evolução da exploração de petróleo
Fonte: Site Petrobras

3.1. Plataformas *Offshore*

As plataformas são estruturas fixas ou flutuantes de produção, transferência e armazenamento de petróleo, que suportam as instalações do *Topside*, convés, onde está localizado o processamento primário e o núcleo de perfuração.

Existem diversos sistemas de produção em operação no mundo e sua escolha depende das características de onde será instalado. A seleção da plataforma deve satisfazer requisitos técnicos e tem uma forte influência sobre o custo total do projeto, impactando na sua viabilidade econômica. Entre os tipos de plataforma para exploração *offshore* atualmente disponíveis estão: (CASANOVA, 2008)

- Plataforma Fixa
 - Jaquetas (*Jackets*)
 - GBS (*Gravity Based Structure*)
 - Compliant Tower*
- Auto-elevável
- Semissubmersível e SPAR
- *Tension Leg Platform* (TLP)
- FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*)

No Brasil são utilizadas FPSOs e plataformas semissubmersíveis para exploração em águas profundas. Para esse trabalho especificamente será avaliada uma plataforma do tipo FPSO.

Na Figura 2 pode-se observar alguns dos diferentes tipos de plataforma explicitados previamente. Sendo as numeração 1, 2 e 10 do tipo plataforma fixa; 3 do tipo *Compliant tower*; 4 e 5 são plataformas *Tension Leg*; a plataforma de numeração 6 é do tipo SPAR; as 7 e 8 são plataformas semissubmersíveis, enquanto a FPSO é identificada na figura com o numero 9.

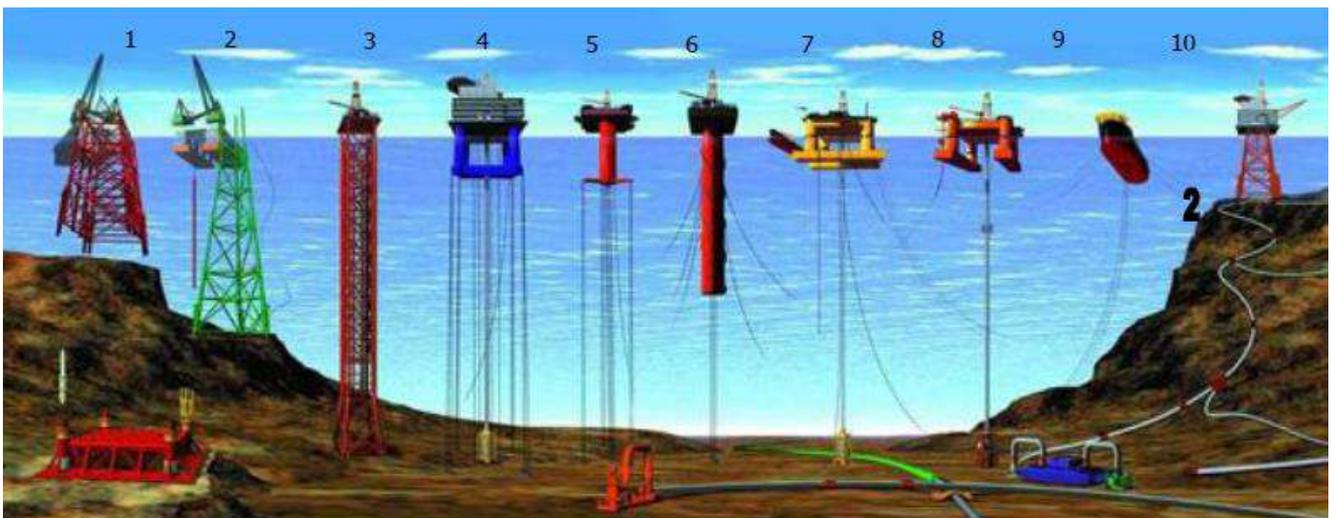


Figura 2: Tipos de plataformas
FONTE: Site Canal Jornal 16

3.1.1. Plataforma Fixa

A plataforma foi o primeiro tipo de plataforma a ser utilizada. A plataforma fixa é projetada para receber todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de trabalhadores e as instalações necessárias para a produção dos poços. Entretanto, não possui capacidade para estocagem de petróleo ou gás, tendo que enviar estes produtos para o continente ou para outra embarcação, através de tubulações (oleodutos e gasodutos). A sua estrutura pode ser metálica ou de concreto. (SARACENI, 2ª Edição)

Geralmente, são constituídas de estruturas modulares de aço que são instaladas no local da operação sob estruturas denominadas Jaquetas (Jackets), que contém estacas presas no leito marinho. Este tipo de plataforma é o mais utilizado em campos localizados em lâminas d'água de até aproximadamente 200 metros.

Outro tipo de plataforma fixa é a GBS (*Gravity Based Structure*). Devido ao sistema de ancoragem, que utiliza o peso da própria plataforma, ela é tecnicamente viável apenas para pequenas profundidades (de 25 a 150 m). Pode ser projetada para suportar condições ambientais severas onde é submetida a forças sísmicas, das ondas e do gelo. É projetada especificamente para cada poço, pois leva em consideração fatores como o volume de óleo estocado, profundidade da lâmina de água e dimensões do convés. (SARACENI, 2ª Edição)

A plataforma do tipo *Compliant Tower* é técnica e economicamente competitiva para lâminas d'água que variam de 300 a 600 m, onde plataformas do tipo jaqueta não são aplicáveis. Ela é projetada para ser mais flexível que as plataformas fixas tradicionais, tendo melhor resposta a perturbações ambientais.

A Figura 3 retrata a plataforma de Mexilhão (PMXL-1), do tipo jaqueta fixa.



Figura 3: Plataforma de Mexilhão (PMXL-1)
FONTE: Site Rio Grande *Offshore*

3.1.2. Plataforma Auto-Elevável

As plataformas auto-eleváveis, ou “*Jack-Up*”, consistem em uma balsa com uma estrutura de apoio ou pernas que são acionadas mecânica ou hidraulicamente e que se movimentam para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação, ficando localizada acima do nível da água, a uma altura suficientemente grande para evitar a ação das ondas na mesma, conforme representado na Figura 4. Estas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se a perfuração de poços exploratórios em lâminas d’água de 5 a 130 metros. (SARACENI, 2ª Edição)



Figura 4: Plataforma Auto-elevável
FONTE: Site Portal Marítimo

3.1.3. Plataforma Semissubmersível

A plataforma semissubmersível, como é o caso da P-55 no Brasil, pode ser composta por um ou mais conveses, apoiado(s) em flutuadores submersos. Ela é muito utilizada para perfuração de poços exploratórios, mas não armazena petróleo. (Site PETROBRAS, 2014)

Para resistir as perturbações ambientais, tais como ondas, correntes marítimas ou ventos, a plataforma tem um elevado grau de movimentação, o que evita o desgaste físico excessivo da sua estrutura. Mesmo sendo projetada para estar localizada dentro de um raio de tolerância, essa movimentação pode acarretar danos aos equipamentos descidos no poço. Por esse motivo, existe a necessidade de controlar continuamente o posicionamento da estrutura na superfície do mar.

Uma alternativa de controle é o sistema de ancoragem, em que são utilizados âncoras e cabos que pode restaurar a posição quando esta é modificada por ação externa. Outra possibilidade é o sistema de posicionamento dinâmico, que não possui ligação física da plataforma com o

fundo do oceano, sendo utilizados sensores acústicos e propulsores no casco da embarcação que, quando acionados por computadores, são capazes de restaurar a posição da mesma. (CASANOVA, 2008)

Um projeto de semissubmersível visa sempre o menor capital investido e os seguintes requisitos técnicos:

- Estrutura adequada e suficiente para suportar o tamanho da plataforma e carga;
- Diferença entre a superfície da água e deck suficiente para suportar as condições ambientais mais severas do local de instalação;
- Estabilidade adequada para atender as condições operacionais e realizar as movimentações necessárias;
- Boas características de movimentação.

Na Figura 5 pode-se observar uma plataforma do tipo semissubmersível regular, enquanto na Figura 6 tem-se a imagem de uma plataforma SPAR.



Figura 5: Plataforma Semissubmersível
FONTE: Site Queiroz Galvão

As plataformas do tipo SPAR são uma derivação do conceito de plataforma semissubmersível, em que a diferença está na estrutura de flutuação que é apoiada sobre um ou mais cilindros metálicos. Uma desvantagem é a necessidade da instalação do convés na locação final da plataforma. Diferente da submersível comum, a SPAR possui a capacidade de armazenar petróleo com algumas restrições técnicas. (CASANOVA, 2008)



Figura 6: Plataforma SPAR

FONTE: Site Oceânica UFRJ

3.1.4. Plataforma “*Tension Leg*”

As plataformas do tipo *Tension-Legs* possuem pernas atirantadas. Sua estrutura é muito semelhante à da plataforma semissubmersível, enquanto suas operações de perfuração, completação e produção são semelhantes às executadas em plataformas fixas. Entretanto, este tipo de plataforma é ancorada por estruturas tubulares com tendões fixos ao fundo do oceano por estacas, que são mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, reduzindo drasticamente seus movimentos. Elas são aplicáveis para lâminas de água de 150 a 1800 m, representadas pela Figura 7. (CASANOVA, 2008)



Figura 7 : Plataformas do tipo *Tension Leg*

FONTE: Site Global Security

3.1.5. Plataforma FPSO

Os FPSO's (*Floating, Production, Storage and Offloading*) são navios ancorados em um local definido com capacidade para produzir, processar, armazenar e prover a transferência do óleo e, se economicamente viável, de gás natural. O casco dessa plataforma pode ser proveniente da modificação de um antigo navio, normalmente petroleiro. No convés é instalada uma planta de processamento primário para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços. Após a separação água-gás-óleo, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido para um navio aliviador periodicamente. Logo, não é necessária a construção de oleoduto da plataforma até a costa. Por esse motivo, o FPSO é especialmente atrativo para regiões remotas. Há outros tipos de sistemas flutuantes de produção tais como: (CASANOVA, 2008)

- FPO - unidades flutuantes de produção e descarga (não armazenam petróleo)
- FSU - unidades flutuantes que apenas armazenam o petróleo.

Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processamento em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 4 milhões de metros cúbicos por dia. (DE MORAIS, 2013)



Figura 8 : Plataforma tipo FPSO
FONTE: Site Modec

4. Conceitos Gerais Sobre Classificação Elétrica de Áreas

Pode-se definir como “área classificada” uma região onde há a presença, ou provável ocorrência, de gases ou vapores inflamáveis a ponto de exigir precauções especiais para construção, instalação e utilização de equipamentos elétricos. Sendo assim, a classificação de áreas é profundamente conceitual e fornece informações a respeito da probabilidade de haver algum tipo de mistura inflamável no ambiente de trabalho. (FUHRMANN, 2012)

O objetivo principal da classificação de áreas é prevenir a ignição de gases e vapores inflamáveis, que podem ser gerados por equipamentos de processo. (CRUZ, 2012)

Segundo estudos de JORDÃO (2002), a classificação de áreas é um procedimento pelo qual é identificado na unidade industrial os tipos de substâncias inflamáveis possíveis de ocorrerem no ambiente de processo.

Em seguida, define-se em que probabilidade essas substâncias podem estar presentes no meio externo para formar uma atmosfera inflamável em combinação com o oxigênio do ar. Por último, são fornecidos os volumes (regiões espaciais) de risco gerados pelos equipamentos de processo. Define-se assim os limites da área com risco ou área classificada.

A aplicação do conceito de área classificada está sujeita a diferentes tipos de normas e códigos criados por diferentes entidades internacionais, destacando-se as:

- IEC - *International Electrotechnical Commission*;
- API - *American Petroleum Institute*;
- NFPA - *National Fire Protection Association*

As principais normas utilizadas em projetos de classificação elétrica de áreas em unidades de processamento e armazenamento de petróleo no Brasil são: (CRUZ, 2012)

- Normas Brasileiras:
 - ABNT NBR IEC 60079, 2009 – Atmosferas Explosivas, sendo esta uma tradução da IEC 60079 – *Explosive atmospheres*;
 - ABNT NBR 17505, 2006 – Armazenamento de Líquidos Inflamáveis e Combustíveis.
- Normas Internacionais:
 - API RP 500, 2002 - *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division I and Division 2*;
 - API RP 505, 1997 - *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2*;
 - IEC 60079-10, 2008 - *Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres - Part 10: Classification of Hazardous Areas*;
 - NFPA 497, 2008 - *Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas*.

Especificamente no setor petrolífero brasileiro, a Petrobras é responsável pela imensa maioria de projetos de engenharia básica, detalhamento, construção, montagem e funcionamento, juntamente com suas prestadoras de serviço. Baseada em normas internacionais e nacionais, diversas equipes, com profissionais dos mais variados ramos de atuação, criaram um amplo conjunto de normas internas que orientam os trabalhos envolvidos em cada projeto. Toda e qualquer empresa que esteja prestando serviço a Petrobras está submetida a estas normas. Para a classificação de áreas não é diferente. As principais normas internas que dispõem sobre este assunto são: (CRUZ, 2012)

- CONTEC N-2166 - Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Refinarias de Petróleo;
- CONTEC N-2167 - Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Unidades de Transporte de Petróleo, Gás e Derivados;
- CONTEC N-2154 - Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Regiões de Perfuração e Produção.

4.1. Instituições Normativas

4.1.1. *International Electrotechnical Commission (IEC)*

A IEC é uma organização não governamental, sem fins lucrativos, fundada em 1906. É a principal organização responsável pela elaboração de normas e padrões internacionais relacionados a tecnologias elétricas e eletrônicas. Regula a produção e distribuição de energia, eletrônicos, telecomunicações e outros, normatizando sobre terminologias, simbologias, confiabilidade e desenvolvimento, segurança e meio ambiente. (IEC, 2014)

Os membros do IEC são Comitês Nacionais, e estes nomeiam peritos e delegados provenientes de indústrias, órgãos governamentais, associações e universidades para participar do trabalho de avaliação técnica e avaliação da conformidade do IEC.

A sede atual, localizada em Genebra, conta com mais de 130 países membros, possuindo centros regionais na Ásia (Singapura), América Latina (Brasil) e América do Norte (Estados Unidos). Deste modo, suas normas são elaboradas com a colaboração e apoio de mais de dez mil especialistas no ramo da elétrica e eletrônica, provenientes da indústria, do governo, de universidades e laboratórios de inúmeros países. (CRUZ, 2012)

O Brasil é representado na IEC através do Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (COBEI).

4.1.2. *American Petroleum Institute (API)*

Formada por mais de 500 membros do meio corporativo, oriundos dos mais diversos segmentos da indústria. A *American Petroleum Institute* é a associação comercial americana que representa todos os aspectos da indústria de petróleo e de gás natural dos Estados Unidos. Seus membros são produtores, refinadores, fornecedores, operadores de dutos e

transportadores marítimos, bem como empresas que oferecem suporte a todos os segmentos da indústria. (API, 2014)

A API foi criada em 1919 para promover a cooperação entre o governo e as indústrias de petróleo em prol dos assuntos de interesse nacional, além de fomentar o comércio externo e interno dos produtos petrolíferos americanos. Esta instituição tem como objetivo defender os interesses da indústria do petróleo em todos os seus ramos e propiciar o aperfeiçoamento mútuo dos seus membros. Busca também o estudo das ciências relacionadas com a indústria de petróleo e gás natural.

O órgão deixa evidente em inúmeras normas a relevância do uso do conceito de classificação de áreas no que diz respeito a indústria de óleo e gás. Essa preocupação decorre da alta periculosidade dos insumos de processo e produtos gerados por este setor.

4.1.3. National Fire Protection Association (NFPA)

Fundada em 1896, a *National Fire Protection Association* possui a sua sede localizada no estado de Massachussetts, nos Estados Unidos. É uma organização americana de desenvolvimento de normas que tem como objetivo proteger pessoas, bens e o meio ambiente contra os efeitos danosos de incêndios. (NFPA, 2014)

É hoje uma das principais fontes de informações em todo mundo para o desenvolvimento e disseminação de conhecimento sobre segurança contra incêndio e proteção da vida. Apresenta um foco maior em incêndio estrutural (edificações urbanas) devido ao seu contexto histórico de criação, embora venha se voltando para incêndios industriais mais recentemente.

A NFPA orgulha-se de seu processo de preparação de códigos e normas, reconhecidamente aberto a todos os interessados e baseado em consenso. Esta organização tem elaborado alguns dos documentos mais conhecidos e consultados da área de proteção contra incêndios: NEC (NFPA 70), Código de Proteção da Vida (NFPA 101), Código de Prevenção de Incêndios (NFPA 1) e Código Nacional de Alarmes contra Incêndio (NFPA 72). A NFPA é também líder na realização de atividades educacionais de segurança contra incêndio, promovendo programas como o “*Learn Not to Burn*” para crianças desde a pré-escola e “*Remembering When*” para a terceira idade. (NFPA, 2014)

Atualmente, a NFPA conta com mais de 75.000 associados provenientes de 107 países, e suas publicações encontram-se disponíveis em vários idiomas, sendo fonte de referência em todo o mundo.

4.2. Definições Gerais

4.2.1. Tetraedro do Fogo

Entende-se por “Fogo” a reação química altamente exotérmica, onde ocorre a presença de chama, luz, calor e alta temperatura, frequentemente denominada de “combustão”.

Os fatores que contribuem para a existência do mesmo podem ser resumidos em quatro, formando o “Tetraedro do Fogo”. São eles: calor, combustível, comburente e a reação em cadeia, conforme Figura 9.

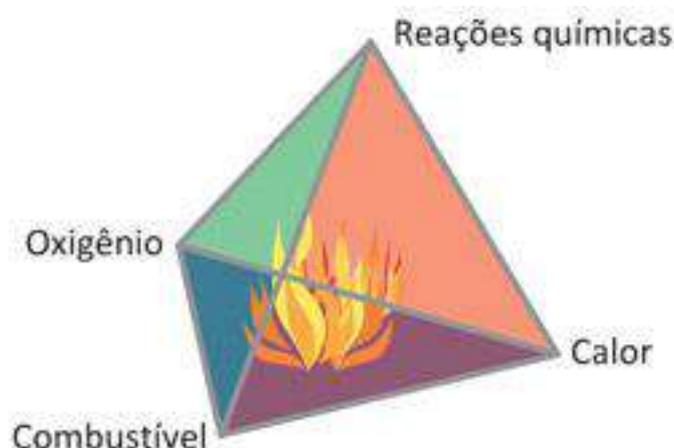


Figura 9 – Tetraedro do Fogo

O calor, ou energia, é necessário para dar início e manter a combustão, sendo inicialmente proveniente de uma fonte de ignição (faíscas e chamas livres, por exemplo). O combustível é a substância suscetível a entrar em combustão, reagindo com o comburente, representado na figura pelo O_2 . A reação em cadeia, último componente do tetraedro, é a sequência de reações de combustão que ocorrem na medida em que o combustível reage com o comburente. Ao longo da cadeia de reações uma série de intermediários químicos são formados, dando origem a compostos extremamente tóxicos. (FUHRMANN, 2012)

4.2.2. Características do Combustível

Alguns aspectos referentes ao combustível devem ser avaliados a fim de facilitar a compreensão a respeito da combustão e sua ocorrência, são eles:

- a) Ponto de Fulgor
- b) “*Fire Point*”
- c) Limites de Inflamabilidade
- d) Densidade Relativa

4.2.2.1. Ponto de Fulgor

O Ponto de Fulgor, ou “*Flash Point*”, por definição é a menor temperatura onde um líquido inflamável libera o volume necessário de vapor para formar uma mistura inflamável com o ar. Esta mistura pode sofrer ignição na presença de uma fonte de ignição (ignição pilotada). A quantidade de vapor, porém, não é suficiente para que a combustão seja mantida. Algumas substâncias possuem temperatura de ebulição tão baixas que na prática não possuem ponto de fulgor. (FUHRMANN, 2012)

Trata-se de um importante dado para classificação dos produtos combustíveis, em especial no que se refere à segurança de processos, aos riscos de transporte, armazenagem e manuseamento.

4.2.2.2. “Fire Point”

Diferentemente do ponto de fulgor, o “*Fire Point*” é a temperatura a partir da qual a quantidade de vapor gerado é suficiente para manter a combustão, após ignição. Como a maioria das tabelas da literatura contém somente o ponto de fulgor das substâncias, o “*fire point*” pode ser adotado como sendo cerca de 10 °C mais elevado (JORDÃO, 2002). Entretanto, tal aproximação não substitui experimentos específicos para a determinação do “*fire point*” em casos mais críticos.

4.2.2.3. Limites de Inflamabilidade

Os limites explosivos, ou de inflamabilidade, são os limites de concentração entre os quais uma mistura com o ar é explosiva ou inflamável.

Os compostos possuem uma concentração mínima e uma concentração máxima para que ocorra a combustão quando misturados ao ar atmosférico. O limite inferior de inflamabilidade (LII) é a mínima concentração de vapores de combustível em mistura com um comburente, abaixo da qual não se produz a combustão. Já o limite superior de inflamabilidade (LSI) é a máxima concentração de vapores de combustível em mistura com um comburente, acima da qual não se produz a combustão.

Entre o limite inferior e o limite superior de inflamabilidade existe uma faixa denominada “zona de inflamabilidade”. Quanto maior essa zona, maior o risco da substância entrar em combustão. (FUHRMANN, 2012)

4.2.2.4. Densidade Relativa

A densidade relativa dos gases ou vapores combustíveis em relação ao ar atmosférico influencia fortemente a distribuição da nuvem combustível. Valores maiores que 1,0, ou seja, com densidade relativa superior a do ar atmosférico, fazem com que essa nuvem se acumule em regiões inferiores a do local de liberação. Por outro lado, valores menores que 1,0 fazem com que a ‘nuvem’ suba e se dissipe, por conseguinte. Essa propriedade se torna importante para prever zonas onde irão ocorrer possíveis acúmulos de gases inflamáveis, analisando a dispersão dos mesmos. (CRUZ, 2012)

4.2.3. Líquido Combustível X Líquido Inflamável

Muitas vezes usadas erroneamente com o mesmo significado, as expressões “líquido inflamável” e “líquido combustível” são tecnicamente diferentes e definidas baseando-se nos valores de ponto de fulgor e pressão de vapor de cada substância. Tal definição consta na norma ABNT NBR 7505 (2006) – Armazenamento de Líquidos Inflamáveis e Combustíveis, e na norma NFPA 30 – *Flammable and Combustible Liquids Code*. (FUHRMANN, 2012)

Os líquidos combustíveis são aqueles que possuem ponto de fulgor maior ou igual a 37,8°C (100°F) ,quando determinado pelo método do vaso fechado (*American Society for Testing and Materials - ASTM D56*). Este método é descrito detalhadamente na norma ASTM D 93-11, e não será aqui detalhado. (API RP 505 , 2002)

Os líquidos combustíveis podem ser classificados em:

- Líquidos Classe II – qualquer líquido que possua ponto de fulgor entre 37,8°C (100°F) e 60°C (140°F);
- Líquidos Classe IIIA – qualquer líquido que possua ponto de fulgor entre 60°C (140°F) e 93°C (200°F);
- Líquidos Classe IIIB – qualquer líquido que possua ponto de fulgor igual ou maior que 93°C (200°F).

Já os líquidos inflamáveis, por definição, são aqueles líquidos que possuem ponto de fulgor menor ou igual a 37,8°C (100°F) e pressão de vapor que não exceda a 2068,6 mm Hg (40 psig) a 37,8°C (100° F).

Tais líquidos podem ser classificados das seguintes formas:

- Líquidos Classe IA - líquido que possua ponto de fulgor abaixo de 22,8°C (73°F) e ponto de ebulição menor que 37,8°C (100°F);
- Líquidos Classe IB - líquido que possua ponto de fulgor menor que 22,8°C (73°F) e ponto de ebulição maior ou igual a 37,8°C (100°F);
- Líquidos Classe IC - líquido que possua ponto de fulgor entre 22,8°C (73°F) e 37,8°C (100°F).

Não é possível classificar o óleo cru dentre essas categorias pois trata-se de uma mistura de hidrocarbonetos com variadas composições. Entretanto, como padrão, seguindo a API 505, costuma-se classificar o mesmo como sendo líquido inflamável de Classe I.

4.2.4. MESH – *Maximum Experimental Safe GAP*

A Máxima Abertura Segura Experimental é o máximo espaçamento possível entre duas superfícies metálicas e paralelas que impede que uma possível explosão no interior de uma câmara se propague para o exterior da mesma. Isso ocorre mesmo que o exterior contenha o mesmo gás ou vapor, sob as mesmas condições internas. (CRUZ, 2012)

A Figura 10 explicita o conceito de GAP, que seria a maior abertura.

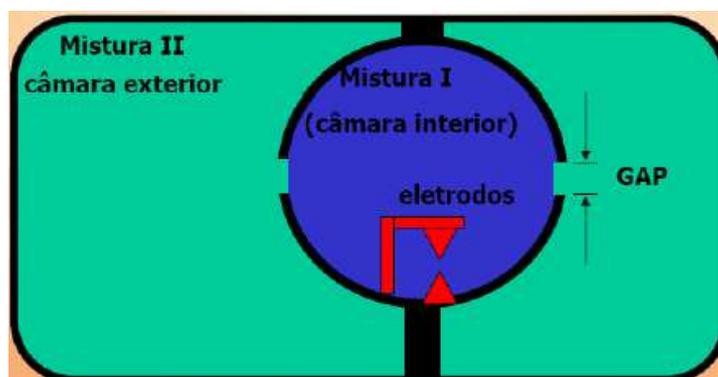


Figura 10- MESH- *Maximum Experimental Safe Gap*.
FONTE: CRUZ (2012)

Esse conceito foi originado no passado, mais especificamente durante o trabalho nas minas, onde a presença do gás metano acarretava em constantes acidentes devido ao recorrente uso de lanternas à gás utilizadas pelos mineiros. A chama da lanterna, ao entrar em contato com a atmosfera repleta de metano, gerava ignição. A solução encontrada na época foi cobrir as lanternas com telas perfuradas com furos pequenos.

4.2.5. MIC – *Minimum Ignition Current*

A Mínima Corrente de Ignição, seguindo a definição de MACHADO (2009), seria a mínima corrente que circula em uma chave imediatamente antes de sua abertura e que pode gerar um centelhamento capaz de provocar a ignição da atmosfera explosiva.

Seguindo a norma API RP505, o MIC é a corrente mínima que, sob condições específicas, gera uma centelha que é capaz de causar a ignição de uma mistura inflamável. (FUHRMANN, 2012)

5. Fundamentos das Normas de Classificação de Áreas

Conforme citado, existem diferentes órgãos responsáveis por elaborar diferentes normas de segurança quanto à classificações de áreas. Normas diferentes resultam em padrões distintos no que diz respeito à segurança da planta industrial. Entretanto, segundo JORDÃO *apud* ERTHAL (2004), estas discrepâncias nunca foram causa de qualquer tipo de acidente, o que dá ao operador uma certa liberdade de escolha da norma mais adequada aos seus interesses.

5.1. Zonas ¹

O primeiro passo para se classificar uma área, seguindo as orientações da API 505, é definir qual ou quais zonas se fazem presentes. O conceito de “zona” é assim definido:

- Zona 0:
Onde gases e/ou vapores inflamáveis estão presentes de maneira contínua, ou por longos períodos de tempo. Caracterizada como risco de grau contínuo.
- Zona 1:
Gerada por uma fonte de risco de grau primário. São locais onde a concentração de gases e/ou vapores inflamáveis podem existir durante a operação normal do equipamento; por frequentes operações de reparo ou manutenção do mesmo; por variações ou operações defeituosas no equipamento resultando na liberação desses gases e/ou vapores; por fim, locais adjacentes às Zonas 0, onde a concentração de gases e/ou vapores pode se comunicar com essa área (sem nenhuma prevenção para que isso não ocorra).
- Zona 2:
Gerada por fonte de risco de grau secundário. Ou seja, a concentração de gases e/ou vapores não é esperada durante a operação normal e, caso ocorra, será por um curto período; onde líquidos voláteis e inflamáveis, ou gases e/ou vapores inflamáveis são manuseados, processados ou usados normalmente confinados em recipientes ou sistemas fechados a partir dos quais eles podem escapar caso ocorra alguma ruptura acidental ou erro no manuseio e operação do equipamento; onde a concentração de ignição de gases e/ou vapores normalmente é impedida pela ventilação mecânica positiva, mas que podem tornar-se perigosos devido a falha ou operação anormal do equipamento de ventilação; locais adjacentes a locais de Zonas 1, onde a concentração de ignição de gases e/ou vapores pode se comunicar com esta área, a menos que esta comunicação seja prevenida por uma adequada ventilação com pressão positiva proveniente de uma fonte de ar limpo e de salvaguardas efetivas

¹ Algumas normas, como API 500, empregam o conceito de Divisão (divisão 1 e 2) ao invés de Zona. Neste estudo utilizou-se apenas o critério de Zona.

contra falhas dos ventiladores; onde frequentemente são usados líquidos e gases inflamáveis, mas só se torna relevante no caso de um acidente ou em alguma eventual condição de operação anormal.

5.2. Grupos

Seguindo a norma americana, API 505, a classificação por grupos refere-se ao tipo de material combustível em questão, ou seja, classifica-se o nível de risco oferecido pelo material processado ou armazenado.

Tratando-se de gases ou vapores em quantidades suficientes para produzir uma atmosfera explosiva, quando em contato com o oxigênio, existem quatro tipos de classificações:

- Grupo A: Acetileno. Elemento que possui maior risco entre os grupos.
- Grupo B: Constituído por gases e vapores inflamáveis com MESH menor ou igual a 0,45 ou MIC menor ou igual a 0,40.
- Grupo C: Composto por gases e vapores inflamáveis com MESH maior que 0,45 e menor ou igual a 0,75 ou MIC maior que 0,40 e menor ou igual a 0,80.
- Grupo D: Composto por gases ou vapores inflamáveis com MESH maior que 0,75 ou MIC maior que 0,80.

Apesar da classificação especificada acima, o padrão internacional, IEC, adota outra metodologia. Os grupos devem ser classificados da seguinte forma:

- Grupo I: Atmosferas contendo mistura de gases inflamáveis, basicamente o metano, em região subterrânea, geralmente em minas.
- Grupo II: Esse grupo assemelha-se ao grupo I na definição, mas diferencia-se por ser adotado na superfície, e não em minas. O Grupo II se subdivide em 3 (A, B e C).
- Grupo IIA: Atmosferas contendo acetona, amônia, etanol, gasolina, metano, propano ou gás inflamável, líquido inflamável que produza vapor ou combustíveis líquidos produzido pela mistura de vapores com o ar atmosférico que, podem queimar ou explodir com um MESH maior que 0.90 mm ou o MIC maior que 0.80.
- Grupo IIB: Atmosfera contendo acetaldeído, etileno, gás inflamável, líquido inflamável que produza vapor ou combustíveis líquidos produzido pela mistura de vapores com o ar atmosférico que podem queimar ou explodir com um MESH maior que 0.50mm e menor ou igual a 0.90mm ou o MIC maior que 0.45 e menor ou igual a 0.80.
- Grupo IIC: Atmosfera contendo acetileno, hidrogênio, gás inflamável, líquido inflamável que produza vapor ou combustíveis líquidos produzido pela mistura de vapores com o ar atmosférico que podem queimar ou explodir com um MESH menor ou igual a 0.50mm ou o MIC menor ou igual a 0.45.

Analisando as duas classificações em grupos, pode-se perceber que há semelhança entre os produtos agrupados.

5.3. Ventilação

Fator que influencia diretamente na definição do tipo de zona e na área de extensão da classificação, a ventilação eficaz reduz a probabilidade de formação de uma nuvem explosiva. Em local com ventilação adequada a nuvem explosiva, caso ocorra, se formará com um menor volume de extensão. (API RP 505, 2002)

Locais considerados com adequada ventilação incluem:

- Locais externos;
- Uma construção, um cômodo ou espaço aberto e livre de obstruções para a passagem natural do ar, tanto vertical como horizontalmente;
- Local parcialmente ou totalmente fechado, com ventilação equivalente a ventilação natural.

Deste modo, segundo a API 505, existem lugares que não necessitam de classificação de áreas, mesmo havendo processamento, manuseio ou armazenagem de materiais combustíveis, pois os mesmos não oferecem perigo devido à boa ventilação do local. Outro fator que dispensa a classificação de áreas é o armazenamento em recipientes apropriados e lacrados.

Ressalta-se ainda que em lugares onde há operação de equipamentos como aquecedores e caldeiras e/ou presença de chamas abertas, não se aplica a definição de áreas classificadas, pois a presença de fontes de ignição são inevitáveis. (API RP 505, 2002)

5.4. Extensão das Zonas

5.4.1. Determinação da extensão de Áreas Classificadas

Como explicitado, um local onde ocorra formação de atmosferas explosivas deve ser classificado conforme os fatores mencionados previamente. Assim, segundo a IEC, existem quesitos a serem levados em consideração na hora de se classificar uma área no que diz respeito as suas dimensões, tais como: (API RP 505, 2002)

- Densidade relativa de vapor do material;
- Ventilação;
- Formato da liberação;
- Barreiras físicas.

5.4.1.1. Densidade Relativa de Vapor do Material

Essa característica define como a mistura explosiva irá se comportar. A densidade relativa permite avaliar se o vapor tende a descer ou a subir. Para efeito de caracterização da extensão da área classificada, a densidade relativa mostra que, geralmente, substâncias mais densas que o ar tendem a se concentrar entre os equipamentos e o solo, gerando uma maior extensão

da área classificada nas partes inferiores dos equipamentos. (API RP 505, 2002)

5.4.1.2. Ventilação

A ventilação é um fator de extrema importância ao passo que permite avaliar a dissipação dos gases ou vapores em questão. A ventilação ajuda a especificar a extensão da área. Ventilações ineficazes favorecem o acúmulo da nuvem e um maior volume de risco, enquanto altas taxas de renovação de ar indicam um menor volume de risco. (API RP 505, 2002)

5.4.1.3. Formato da Liberação

O formato do equipamento, ou geometria da fonte de risco, permite avaliar a distribuição física do gás/vapor, indicando regiões com maior probabilidade de existência da mistura inflamável. A influência dessa geometria pode ser analisada na Figura 11, através do contorno do equipamento. (API RP 505, 2002)

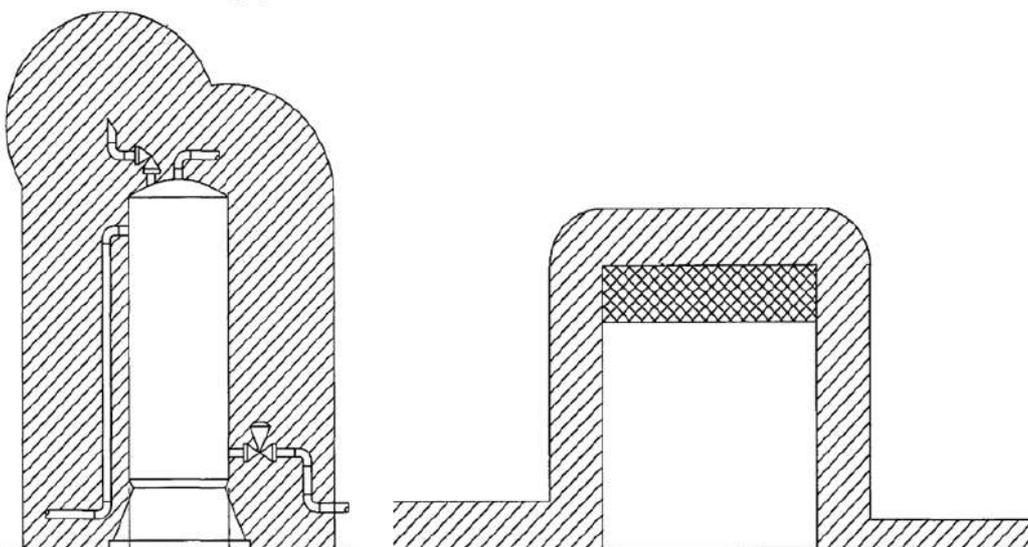


Figura 11 - Influência da Geometria na Classificação de Áreas.
Fonte: API RP 505, 1997.

A figura 12 apresenta os significados dos diferentes tipos de hachuras utilizadas para simbolizar as diferentes Zonas (Zona 0, 1 e 2) .

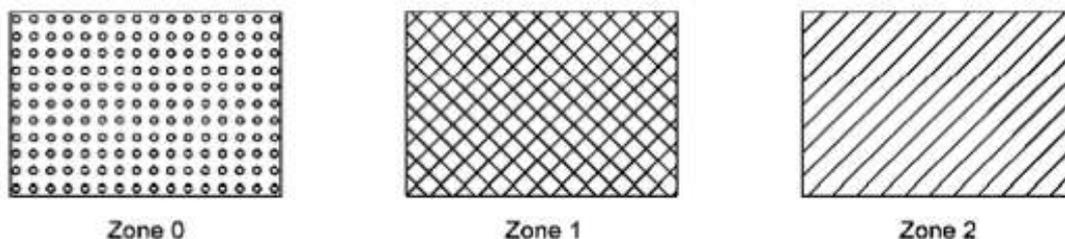


Figura 12- Hachuras para Classificação de Zonas
Fonte: API RP 505, 1997.

5.4.1.4. Barreiras físicas

Tendo em vista que a classificação de áreas é uma maneira de prever possíveis regiões que podem conter atmosferas explosivas, a existência ou não de barreiras físicas próximas a fonte de emissão é um fator a ser considerado. Na presença de barreiras físicas, como por exemplo paredes, a mistura combustível obviamente não irá ultrapassar. Portanto, a barreira impedirá o aumento do volume de risco.

A Figura 13 ajuda a entender a interferência das barreiras físicas. Na figura da esquerda a presença de barreira impede a passagem dos vapores. Enquanto na figura a direita, a ausência de barreiras estende a área classificada. (API RP 505, 2002)

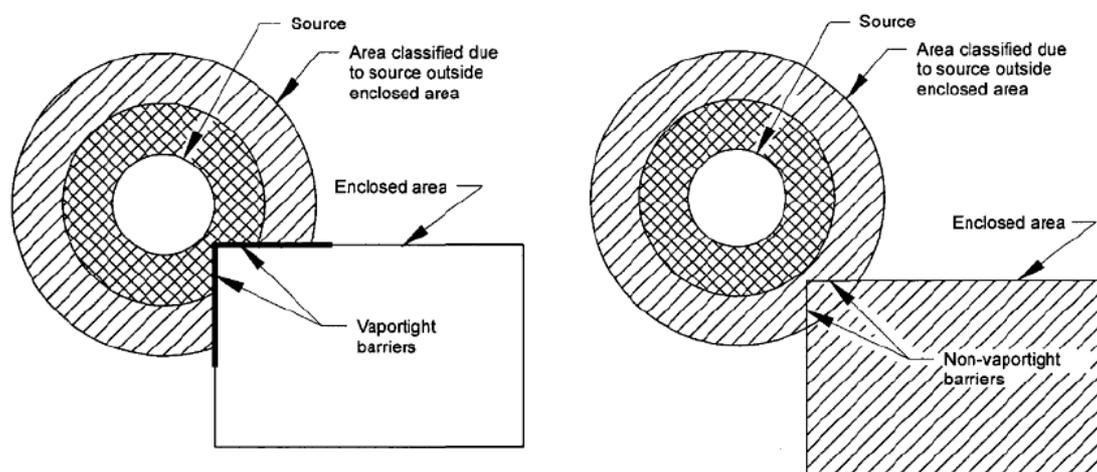


Figura 13 - Influência das Barreiras Físicas.
Fonte:API RP 505, 1997.

5.5. Interseção entre Áreas Classificadas

Em uma unidade industrial é comum que duas ou mais áreas classificadas por fontes de risco distintas ocupem espaços em comum. Tratando-se de plataformas *offshore* a ocorrência de sobreposições é ainda maior devido ao espaço extremamente limitado e otimizado. Quando as áreas são do mesmo tipo o espaço em comum possuirá a mesma classificação de ambas. Entretanto, quando ocorre divergência, a situação deve ser analisada com cuidado. Uma boa prática aplicada pelos engenheiros é sempre adotar a análise mais conservadora, afim de evitar possíveis problemas e erros.

5.6. Fonte de Risco

Segundo CRUZ (2012), a fonte de risco configura-se como o local onde um vapor ou líquido inflamável pode ser liberado e formar atmosfera inflamável e/ou explosiva. A fonte de risco é classificada em graus, conforme descrito:

- Fonte de risco de grau contínuo:
Quando ocorre liberação contínua da substância perigosa, ou quando a mesma ocorre muito frequentemente dentro de um período muito curto. Em outras palavras, o grau de risco contínuo é aquele onde se espera que haja liberação do material inflamável durante a maior parte do tempo;

- Fonte de risco de grau primário:
Quando a liberação da substância ocorre ocasionalmente, porém de forma prevista na unidade. Exemplos de fontes de riscos de grau primário: aberturas de válvula, respiros de tanques, bocais de carregamento de caminhões, bocas de visita de equipamentos, pontos de amostragem, etc.;

- Fonte de risco de grau secundário:
Quando ocorre a liberação da substância perigosa em situações anormais de operação, de forma inesperada, tais como falhas em equipamentos ou vazamentos por rompimento de flanges.

Conforme JORDÃO (2002), os graus das fontes de risco podem ser determinados de acordo com o número de horas com presença de mistura inflamável por ano:

Tabela 1 - Graus da fonte de risco conforme tempo de presença de mistura inflamável

GRAU DA FONTE	PRESEÇA DE MISTURA INFLAMÁVEL
CONTÍNUO	1000 horas ou mais por ano
PRIMÁRIO	10 < horas por ano < 1000
SECUNDÁRIO	Menos que 10 horas por ano

Fonte: JORDÃO, 2002

6. Método de Classificação de Áreas

6.1. API 505

A norma API é específica para refinarias, plataformas e demais plantas relacionadas à extração e refino de petróleo. Tendo em vista que esse trabalho visa avaliar a classificação de área em uma plataforma flutuante (FPSO) a aplicação desta norma é uma opção viável.

A norma API 505, cuja edição de referência data de 1997, é detalhada em figuras com as dimensões das áreas classificadas recomendadas. O amplo número de imagens facilita a sua aplicação. Isso porém, não isenta o profissional responsável pelo projeto de usar bom senso e análise crítica para aplicação conforme peculiaridades do processo em questão.

Para definir as extensões das áreas classificadas são necessárias informações sobre:

- O grau da fonte de risco (contínuo, primário, secundário);
- A substância perigosa que potencialmente pode ser liberada;
- A disponibilidade de ventilação no local.

A partir dessas informações pode-se traçar um perfil do processo e assim, seguindo a norma, selecionar a figura que mais se aplica, conforme exemplificado na Figura 14.

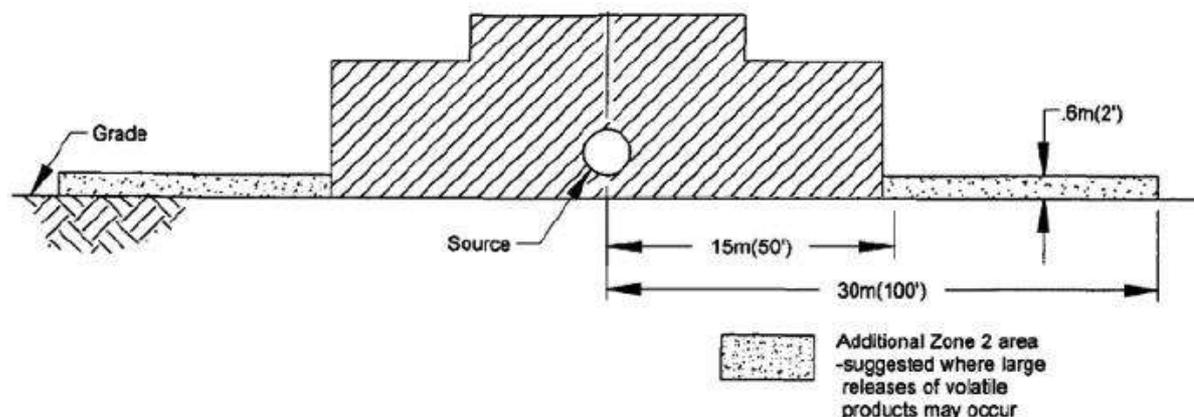


Figura 14 – Classificação de Área Adicional.

Fonte: API RP 505, 1997

Analisando a Figura 14 observa-se no centro a fonte (equipamento) contendo o produto inflamável em questão. Em volta dessa fonte é aplicada uma área de classificação do tipo zona 2, além de uma área adicional próxima ao solo que será explicada a seguir.

A norma ressalta que suas dimensões pré-estabelecidas possuem o objetivo de orientar, cabendo ao profissional usar seu senso crítico e experiência na hora da aplicação.

Embora a norma API 505 não os empregue de forma explícita, aspectos como pressão, volume, vazão e tipo de material processados

devem ser considerados ao se determinar a extensão de uma área classificada.

Por se tratar de unidades de processamento de petróleo onde existem muitos equipamentos operando com substâncias perigosas, grandes volumes e operando a pressões e vazões elevadas, a API 505 possui extensões das áreas classificadas bastante conservativas, especialmente quando comparado com a NFPA , segundo CRUZ (2012).

Finalmente destaca-se que a API 505 sugere a adoção de uma área classificada adicional, nos locais onde a possibilidade da presença de gases ou líquidos voláteis inflamáveis seja muito elevada. Esta área adicional, também exibida na Figura 14, tem a extensão estabelecida de 15 metros a partir do final da área de classificação, tendo porém apenas 60 centímetros de altura. Resultando de uma área total que se estende até 30 metros da origem da fonte.

6.2. NFPA 497

Em uma classificação por equipamento, o tamanho deste, sua vazão e pressão apresentam informações importantes que devem ser levadas em consideração. A Norma NFPA 497 costuma ser uma das mais recomendadas para o uso em plantas industriais em diferentes setores, justamente por levar em consideração essas condições de operação na definição de suas áreas. Vazamentos geralmente aumentam com o tamanho do equipamento de processo, maior pressão e vazão.

Deste modo, a norma fornece uma tabela com os parâmetros necessários para a classificação dos equipamentos e para a análise das suas condições operacionais em pequeno, moderado ou alto.

Tabela 2 – Magnitude da classificação de áreas em função do volume, pressão e vazão

Equipamento	Unidade	Pequeno/Baixo	Moderado	Grande/Alto
Volume	m ³	<19	19 - 95	>95
Pressão	kgf/cm ²	<7	7 - 35	>35
Vazão	m ³ /h	<23	23 - 114	>114

Fonte: NFPA 497, 2008

A NFPA 497 (2008) contém uma série de diagramas para diferentes portes de diversos tipos de equipamentos.

Novamente, a intenção do uso de diagramas é somente auxiliar na classificação de equipamentos, unidades operacionais, e de plantas de processo.

6.2.1. Diagramas

A norma NFPA 497 contém uma série de diagramas que ilustram como fontes típicas de materiais combustíveis devem ser classificadas. Alguns dos diagramas são para uma única fonte, outros podem ser aplicados para múltiplas fontes em um espaço fechado ou numa área de operação. A Figura 15 exemplifica um diagrama típico da norma NFPA 497.

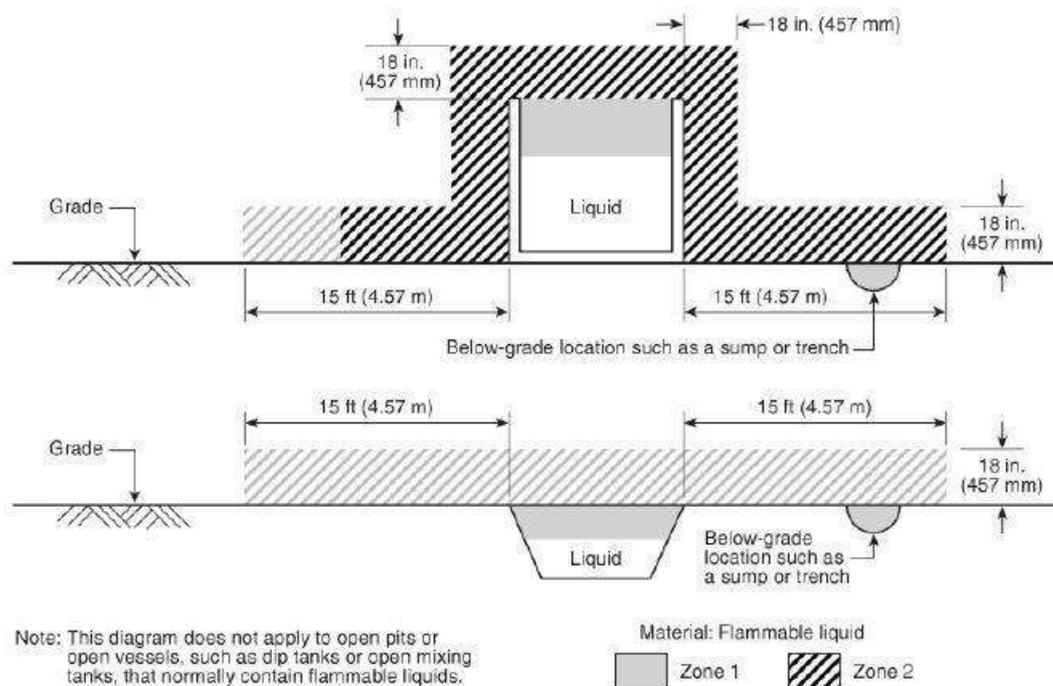


Figura 15- Exemplo de figura de referência da NFPA.

Fonte: NFPA 497, 2008.

Gases mais leves que o ar, como hidrogênio e metano, vão se dispersar muito facilmente. No entanto, se tais gases estão evoluindo a partir do estado criogênico (tais como hidrogênio liquefeito ou gás natural liquefeito), deve-se tomar cuidado, pois para um período de tempo finito imediatamente após a liberação, esses gases estarão mais pesados que o ar devido as suas baixas temperaturas.

6.2.2. Procedimento de Classificação

O procedimento para a classificação conforme NFPA 497 deve ser aplicado a cada ambiente, seção ou área a ser classificada:

Primeiro passo: Determinar se a área precisa realmente ser classificada, avaliando o tipo de fluido nela operado e a viabilidade de um vazamento. Por exemplo, de acordo com a norma, tubulações perfeitamente soldadas não requerem classificação.

Passo dois: Coletar informações da instalação industrial como histórico de vazamentos e condições dos equipamentos operados. Obter ainda o Diagrama de Fluxo do Processo (PFD) e a planta de projeto é útil para avaliar o formato dos equipamentos, bem como os fluidos operantes, local onde o equipamento está instalado, possíveis barreiras físicas e até informação a respeito do tipo de ventilação.

A própria NFPA disponibiliza tabela de consulta com informações necessárias para diversos compostos químicos de uso mais frequente. Tais como: grupo, temperatura de flash, pressão de vapor, densidade da fase vapor, temperatura de autoignição, LII e LSI.

Passo três: Selecionando o diagrama de classificação apropriado.

De acordo com as informações do diagrama de fluxo do processo podem-se determinar os dados de temperatura, pressão e vazão, classificando-os conforme a Tabela 2. Informações como densidade do material combustível e local da fonte de vazamento são importantes para prever possíveis pontos de acúmulo.

Usando as informações disponíveis, seleciona-se o diagrama de classificação apropriado para aquela condição específica. A norma é composta por mais de trinta diagramas diferentes, que variam conforme local da fonte de ignição, tamanho do equipamento, condições operacionais, presença de barreiras físicas, entre outros fatores que influenciam nessa escolha.

Assim como na API 505, a extensão da área classificada é determinada usando a experiência de especialistas para aplicar os métodos discutidos e os diagramas contidos na norma NFPA 497.

7. FPSO

Este capítulo apresenta uma breve descrição do cenário escolhido para a aplicação das normas API 505 e NFPA 497. O campo escolhido foi uma plataforma flutuante do tipo FPSO. O manual de operação de uma plataforma real de petróleo, bem como todos os detalhes do processamento ocorrido a bordo são consideradas informações sigilosas de domínio da operadora. Assim, a solução encontrada para este estudo foi adotar uma plataforma fictícia, contudo com características bastantes semelhantes a realidade.

Ao longo deste capítulo encontram-se detalhes de algumas operações realizadas em FPSOs a fim de identificar equipamentos passíveis de exemplificação de aplicação da classificação de área.

7.1. Caracterização da FPSO

O FPSO adotada para estudo em questão foi projetada para operar em uma profundidade de mais de 1200 metros e para um tempo de operação contínuo previsto de 5 anos no mar, sem ancoragem.

A planta de processamento de óleo e gás existente nesta plataforma é adequada a atender às condições de operação no litoral brasileiro.

No anexo A encontra-se o *layout* geral da plataforma. Devido à complexidade das operações em uma plataforma *offshore*, e o seu espaço físico limitado, as operações de processamento tendem a ser otimizadas a fim de reduzir o espaço útil com a instalação de equipamentos. Assim, as condições operacionais são severas, com pressões, volumes e temperatura elevadas, resultando em um maior risco de acidentes e aumentando a relevância da aplicação da classificação de áreas elétricas nessa planta.

7.1.1. Detalhamento dos Sistemas de Processamento da FPSO

O fluxograma contido na Figura 16 esquematiza simplificada o processo de separação primário ocorrente em uma FPSO.

O processamento do óleo cru retirado dos poços consiste basicamente em um conjunto de separadores, que, intercalados, purificam o óleo cru. Inicialmente o óleo proveniente do poço entra no separador trifásico. Em seguida é obtida a separação entre óleo, gás e água. O óleo segue para a fase de pré-aquecimento e novamente para outro separador a fim de obter maior pureza do mesmo. O gás proveniente do separador trifásico segue para o sistema de compressão, que será detalhado ao longo do capítulo. Enquanto a água segue no processo para hidrociclones, com o intuito de obter maior pureza da mesma para o seu descarte final.

Nos itens seguintes serão descritas as etapas específicas para a plataforma adotada, aprofundando assim cada etapa deste processamento.

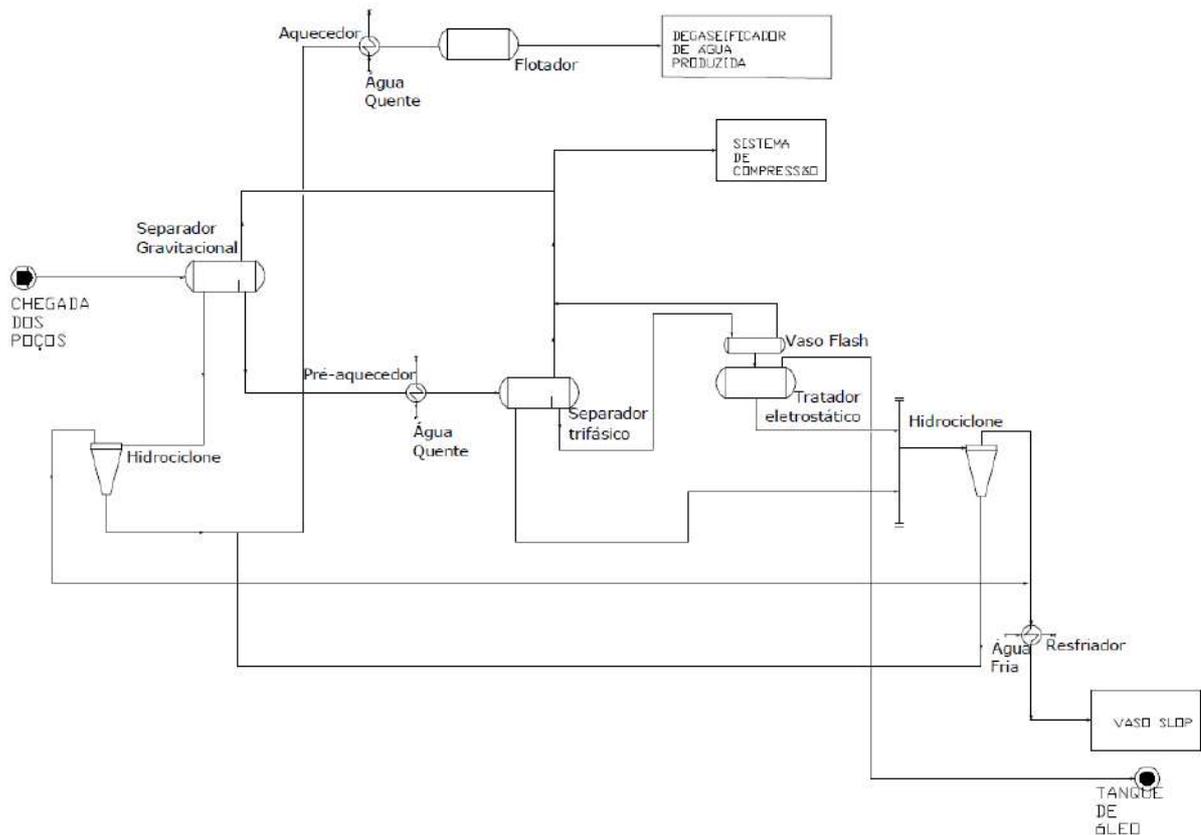


Figura 16: Fluxograma do processamento primário do petróleo

7.1.1.1. Processamento e Tratamento do Óleo

Para o caso da FPSO em estudo, a mistura trifásica de óleo, gás e água proveniente dos poços submarinos é coletada e aquecida antes da separação. Esta energia térmica é fornecida através da troca de calor entre água produzida quente e o petróleo bruto estabilizado. Para recebimento de óleo na Planta de Processo existem dois trens: um de produção e outro de teste. O trem de teste é usado com a finalidade de obter informações de processo, e realizar testes, sem que para isso tenha que interromper a operação na planta de produção.

O sistema de tratamento do óleo é compreendido por dois trens de separação. O trem de produção possui dois estágios para aquecimento: o pré-aquecedor de óleo/água e pré-aquecedor de óleo/óleo. O trem de teste possui somente um estágio de aquecimento: o aquecedor de teste, que tem como fonte de calor a água quente. Em ambos os sistemas de pré-aquecimento, o óleo cru é aquecido de 36°C a 90°C. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

O fluido proveniente do poço passa através dos Separadores de Produção/Teste que separam o óleo, o gás e a água produzida. A fase rica em óleo é aquecida até 140°C no aquecedor do desidratador do óleo, que usa a água quente como o meio de aquecimento. Depois, o óleo cru é enviado para o Vaso de Flash do desidratador, que permite a separação do gás produzido. O óleo estabilizado e desidratado é enviado ao Sistema de Medição Fiscal de Óleo Cru e então, ao resfriador para diminuir a

temperatura a menos que 50°C, permitindo o armazenamento nos tanques de carga. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

Sistemas de injeção química para inibição de incrustação, espuma e emulsão são fornecidos na entrada dos trens de produção para viabilizar a separação do óleo.

A operação conta também com uma bomba no separador de teste que auxilia o aumento da pressão do sistema quando os poços não possuem pressão suficiente para a operação da planta de processo. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

A tabela 3 especifica todos os equipamentos do sistema operacional de recebimento e tratamento de óleo e seus respectivos códigos de identificação, que permitem sua localização na planta.

TABELA 3: Equipamentos do Sistema de Óleo

TAG	DESCRIÇÃO
LP-122301/4	LANÇADORES DE PIG
RP-122301	RECEPTOR DE PIG
P-122304A/B	PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÓLEO
P-122309A/B	PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÁGUA
SG-122304	SEPARADOR DE PRODUÇÃO
P-122303	AQUECEDOR DE TESTE
SG-122301	SEPARADOR DE TESTE
P-122310A/B	AQUECEDOR DO DESIDRATADOR DE ÓLEO
V-TO-122301	VASO DE FLASH DO DESIDRATADOR DE ÓLEO
TO-122301	DESIDRATADOR DE ÓLEO
P-122305A/B	RESFRIADOR DE ÓLEO
B-122301	BOMBA DO SEPARADOR DE TESTE

7.1.1.2. Processamento e Compressão de Gás

O gás produzido na planta de processo é usado para três finalidades: gás lift, gás Combustível e gás para inertização dos tanques de óleo da carga. Todo o excesso de gás produzido pela planta de processo é queimado na tocha (flare).

A separação do gás ocorre nos separadores explicitados na etapa de processamento, de onde o gás é enviado para o resfriador, sendo levado até 40°C. A mistura de gás/líquido produzida com a redução da temperatura entra em um separador gás/líquido onde o líquido é separado e enviado para os aquecedores do desidratador de óleo. A maior parte do gás é enviada para a unidade de compressão para a prática de gás lift. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

O gás separado do óleo e da água na planta processo é usado para alimentar o sistema de tratamento de gás de combustível. Após a redução dos teores do líquido, o gás é distribuído para a planta de processo e aos outros consumidores tais como: gerador auxiliar, flotador, unidade de compressão de gás, vaso de rejeito oleosa, tanques de estocagem (para inertização), unidade de TEG, forno de água quente e tocha.

7.1.1.3. Desidratação do Gás

O gás úmido proveniente da Unidade de Compressão é desidratado para impedir a formação de hidratos e corrosão nas linhas de Gas Lift. Esse gás é desidratado na torre de TEG r para remoção de condensados, sendo o trietileno glicol (TEG) o agente desidratador. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

A água rica em TEG produzida no contator é regenerada na unidade da regeneração de TEG, enquanto o gás desidratado dos contatores é enviado ao sistema de gás lift através de uma unidade de medição fiscal de gás.

7.1.1.4. Sistema de Gás Lift

Um dos sistemas da elevação do óleo é a injeção do gás produzido no poço. O gás é injetado no poço e sua menor densidade em relação à coluna de líquido promove o gás lift. A vazão de gás lift é definida por estudos no reservatório e varia com tempo e produção do poço. Os valores iniciais devem ser definidos baseados na curva da produção, com os gráficos obtidos através de sistema do teste, como explicitado previamente na etapa de processamento. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

7.1.1.5. Injeção Química para Óleo, Gás e Água Produzida

Para que a planta de processo opere com o mínimo de condições drásticas (temperatura e pressão), a mesma é equipada com unidades de injeção química que permitem a injeção de aditivos a fim de ajudar na separação do óleo, da água e do gás. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

Há a possibilidade de injeção de uma série de produtos químicos para melhorar o desempenho da planta. A unidade de injeção química incorpora, de forma compacta, sistemas operacionais para as seguintes finalidades:

- Emulsão Invertida
- Inibição de Incrustação
- Inibição de Hidrato
- Inibição de Corrosão
- Anti-espumante

A manipulação dos produtos químicos deve ser feita em conformidade com as regras indicadas pelos vendedores destes, que fornecem manuais junto as unidades.

7.1.1.6. Processamento de Água Oleosa

A água produzida não especificada proveniente dos separadores de produção/teste e do desidratador do óleo é primeiramente tratada em hidrociclones.

Após este tratamento, a água produzida é encaminhada através de permutadores, onde trocam calor com o óleo que entra na planta de processo, e então é enviada para a unidade de flotação de gás onde há um tratamento mais refinado. Após este processo de tratamento a água produzida é então

resfriada em um trocador antes de ser encaminhada para o vaso de *degasser*, onde o possível gás dissolvido é separado e a água descartada no mar. (ARAÚJO e SOUSA, 2011)

A fase rica em óleo proveniente dos hidrociclones, e também da unidade de flotação, é encaminhada para o vaso de rejeito oleoso, de onde será retornada ao processo através de bombeamento.

O tratamento de água é executado em dois estágios baseado na composição de saída da água produzida em cada equipamento. Segundo dados operacionais confidenciais, os hidrociclones estão projetados para reduzir o teor de óleo na água, enquanto Unidade de Flotação garantirá um teor do óleo de 20 ppm na água produzida a ser descartada para o mar. Todo descarte de água da plataforma é regularizado pela CONAMA Resolução nº 357. A qual especifica que todo descarte de água produzida devesse obedecer a concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L.

A água não enquadrada estocada é encaminhada à planta de processo através de bombas. Dependendo do teor de óleo/água esta mistura pode ser enviada para a entrada de óleo da planta ou para a corrente de água produzida que alimenta os permutadores.

Os principais equipamentos dessa etapa são:

TABELA 4: Equipamentos do Sistema de Água Oleosa

TAG	DESCRIÇÃO
B-FL-533101-01A/B	BOMBA DE RECIRCULAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA
CI-533101	HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE PRODUÇÃO
CI-533102	HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE TESTE
CI-533103	HIDROCICLONE DO DESIDRATADOR DO ÓLEO
FL-533101	UNIDADE DE FLOTAÇÃO Á GÁS
P-533101	RESFRIADOR DE ÁGUA PRODUZIDA
V-533101	VASO DEGASEIFICADOR
V-533601	VASO DE REJEITO DE ÁGUA OLEOSA
B-533601A/B	BOMBA DE REJEITO DE ÁGUA OLEOSA
P-533601A/B	AQUECEDOR ÁGUA/ÓLEO
B-533602A/B	BOMBA DE ÁGUA PRODUZIDA PARA O SLOP TANQUE

7.1.1.7. Sistema de Alívio

A plataforma é provida de três sistemas de alívio para a coleta e a liberação dos gases e vapores para a atmosfera:

- Tocha de Alta Pressão (HP Flare)
- Tocha de Baixa Pressão (LP Tocha)
- Sistema de Vent de Emergência dos Tanques de Carga

acima dos tanques de armazenamentos, é classificada como Zona 2, por apresentar eventuais riscos quanto a presença de atmosferas inflamáveis.

A Figura 18 exibe a visão frontal da plataforma escolhida para esse estudo.



Figura 18: Visão Frontal da FPSO

Como pode-se observar na Figura 18, a plataforma escolhida para estudo segue a padronização esperada quanto a localização dos tanques de armazenamento e da sala de bombas, o que permite aplicar classificação de áreas de forma similar ao padrão da Figura 17.

Essa classificação de áreas ampla e geral proposta pela API 505 embora útil, possui algumas limitações. Além de não permitir estender a classificação para cada equipamento em particular, também não permite a comparação com outras normas tradicionais, como a NFPA.

A Norma NFPA 497 não é específica quanto a classificação de áreas em plataformas de petróleo. Na NFPA as áreas são classificadas separadamente para cada fonte de ignição, no caso os equipamentos.

Por permitir a comparação entre essas normas, a aplicação da classificação por equipamentos para este trabalho se torna mais eficaz. Note que a norma API 505 permite também a classificação por equipamentos.

8.1.1. Escolha dos Equipamentos

A principal dificuldade dessa etapa do processo de classificação de áreas é obter a lista completa de equipamentos de uma plataforma. Devido a complexidade das operações, inúmeras válvulas, bombas, compressores e vasos são utilizados em diferentes condições de operação a fim de garantir o melhor processamento do óleo. Além disso, a operadora não disponibiliza a lista completa de condições de operação por se tratar de informações sigilosas.

O *layout* completo da plataforma utilizada encontra-se no Anexo A desse estudo, porém, na Figura 19, pode-se observar uma pequena parte do *layout* da planta.

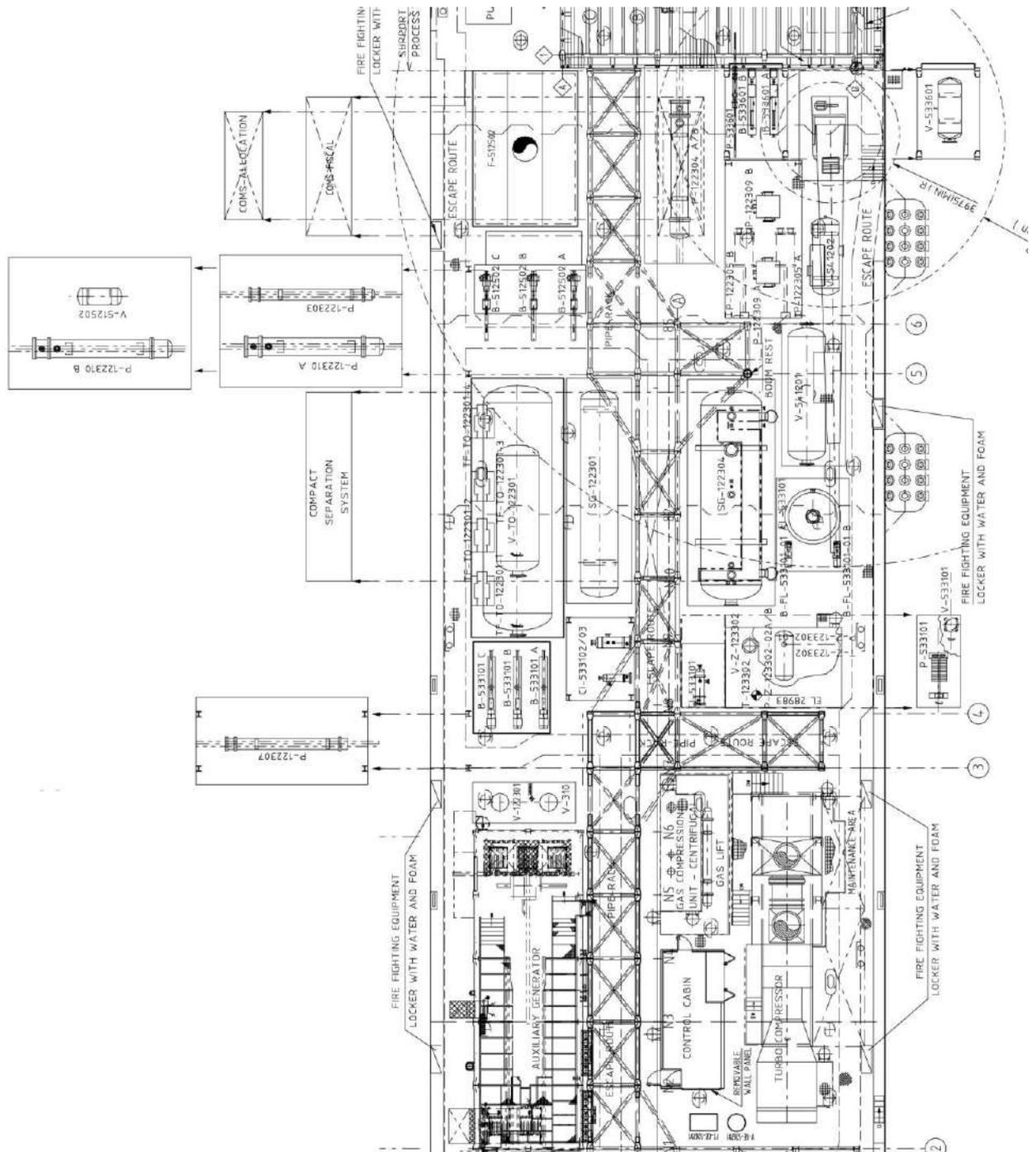


Figura 19: Corte do Layout da FPSO

A visão generalista da planta e a complexidade das operações inviabiliza a análise nítida da mesma. Outro ponto a ser observado na figura 19 é a restrição quanto ao espaço físico, o que influencia diretamente na classificação das áreas nos equipamentos propostos. Existe pouca ou nenhuma separação física entre os equipamentos em uma FPSO.

Tendo em vista a dificuldade de obtenção das condições de operação de todos os equipamentos para o presente estudo a solução encontrada foi listar os equipamentos usados somente nas etapas de processamento. As condições operacionais destes encontram-se no anexo B.

TABELA 5: Listagem dos Equipamentos de Processo

TAG	DESCRIÇÃO	TIPO DE EQUIPAMENTO
B-122301	BOMBA DO SEPARADOR DE TESTE	BOMBA
B-533601A/B	BOMBA DE REJEITO DE ÁGUA OLEOSA	
B-533602A/B	BOMBA DE ÁGUA PRODUZIDA PARA O SLOP TANQUE	
B-FL-533101-01A/B	BOMBA DE RECIRCULAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA	
CI-533101	HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE PRODUÇÃO	HIDROCICLONE
CI-533102	HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE TESTE	
CI-533103	HIDROCICLONE DO DESIDRATADOR DO ÓLEO	
FL-533101	UNIDADE DE FLOTAÇÃO Á GÁS	UNIDADE DE FLOTAÇÃO
P- 122307	SAFETY GAS COOLER	TROCADOR DE CALOR
P-122303	AQUECEDOR DE TESTE	
P-122304A/B	PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÓLEO	
P-122305A/B	RESFRIADOR DE ÓLEO	
P-533601A/B	AQUECEDOR ÁGUA/ÓLEO	
P-122309A/B	PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÁGUA	
P-122310A/B	AQUECEDOR DO DESIDRATADOR DE ÓLEO	
P-533101	RESFRIADOR DE ÁGUA PRODUZIDA	
LP-122301/4	LANÇADORES DE PIG	LANÇADOR/RECEPTOR
RP-122301	RECEPTOR DE PIG	
SG-122301	SEPARADOR DE TESTE	SEPARADOR
SG-122304	SEPARADOR DE PRODUÇÃO	
TO-122301	DESIDRATADOR DE ÓLEO	DESIDRATADOR
V- 122301	SAFETY GAS K.O. DRUM	VASO
V-310	FUEL FAS K.O. DRUM	
V-533101	VASO DEGASEIFICADOR	
V-533601	VASO DE REJEITO DE ÁGUA OLEOSA	
V-TO-122301	VASO DE FLASH DO DESIDRATADOR DE ÓLEO	

Analisando a tabela 5, constata-se uma repetição quanto aos tipos de equipamentos. Equipamentos similares são empregados ao longo do processo, em diferentes posições, com suas devidas variações de condições operacionais.

8.1.1.1. Equipamentos – Bombas

Por definição, segundo CENGEL e CIMBALA (2008), as bombas são um tipo de turbomáquina. A palavra bomba, é um termo geral para qualquer máquina de fluido que adiciona energia ao mesmo. Esse aumento da energia do fluido em geral é sentido como um aumento da pressão do mesmo.

Ao longo do processamento em uma FPSO são utilizadas inúmeras bombas.

A norma API 505 é clara quanto a classificação de áreas em bombas, variando de acordo com o tipo da mesma e sua localização (ventilação). No caso da FPSO adotada para análise, nas etapas de processamento, quatro bombas são utilizadas conforme observa-se na tabela 3. Sendo uma bomba do separador teste, uma bomba de rejeito de água oleosa, e duas bombas de água para diferentes utilidades. Analisando as especificações técnicas de cada uma, conforme Anexo B, a bomba escolhida para a análise foi a do separador de teste, de deslocamento positivo. Essa escolha ocorreu por essa bomba possuir uma maior capacidade, em volume por hora.

8.1.1.1.1. API 505

Para a API 505, adotando a bomba como localizada em área aberta e com ventilação adequada, a classificação exige um isolamento de 3 metros ao redor do equipamento, sendo classificado como zona 2, conforme figura 20.

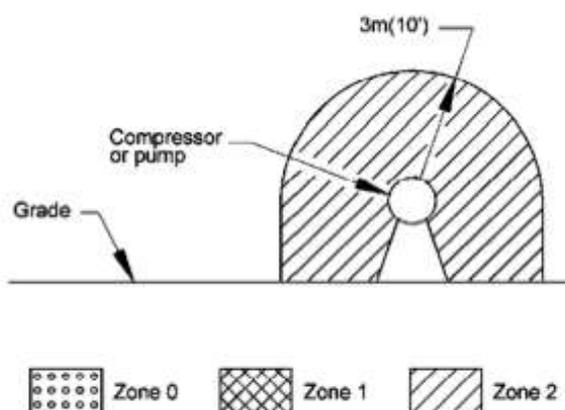


Figura 20: Compressor ou Bomba em área ventilada
FONTE: API 505

8.1.1.1.2. NFPA 497

No caso da norma NFPA 497, considerando-se as condições operacionais da bomba escolhida, a seguinte tabela foi gerada a partir das condições dos equipamentos (Anexo B) e da padronização da norma.

TABELA 6 - Análise da Bomba do Separador

TAG	DESCRIÇÃO	FLUIDO	PRESSÃO	VAZÃO	VOLUME
B-122301	BOMBA DO SEPARADOR DE TESTE	óleo/água/gás	M	M	M

As medidas de pressão e vazão foram baseadas nas condições operacionais do equipamento, sendo devidamente convertidas as unidades a fim de se enquadrar nos parâmetros da tabela 1. O volume foi adotado como moderado devido a falta de informação mais exata. Sendo assim, de acordo com a norma NFPA esse equipamento requer um isolamento de 4,57 metros ao seu redor de zona 2. A figura 21 exibe a região marcada. Neste caso a área classificada pela NFPA possui extensão superior aquela apontada na API 505.

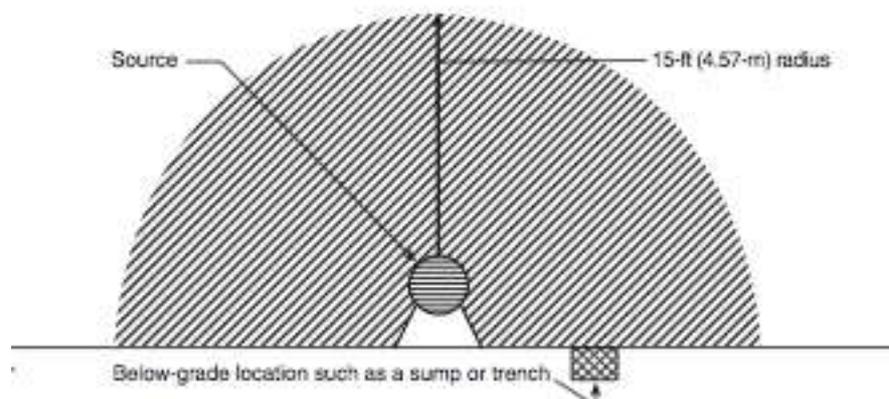


Figura 21: Fonte localizada do chão contendo gás inflamável.
FONTE: NFPA 497

Analisando as hachuras existentes na figura 21 (que segue a simbologia adotada na figura 12), destaca-se ainda a existência de zona 1 no solo, próximo de onde a fonte está localizada. Essa classificação se faz necessária caso exista algum tipo de desnível do chão, canaletas ou valas por exemplo, no qual pode haver acúmulo de gases inflamáveis.

8.1.1.2. Equipamentos – Hidrociclones

Os hidrociclones são equipamentos utilizados para a separação através da força centrífuga. No caso do processamento *offshore*, esses equipamentos são utilizados principalmente para a separação de água e óleo, na etapa de processamento da água oleosa. (COUPER, 2012)

Observando as informações técnicas contidas no Anexo B para os hidrociclones, foi escolhido o hidrociclone do separador de produção, por possuir uma maior vazão de operação.

8.1.1.2.1. API 505

Seguindo a classificação de área da norma API 505, aconselha-se um afastamento de 1,5 metros ao redor do hidrociclone em operação, sendo essa área ao seu redor considerada Zona 2, conforme figura 22.

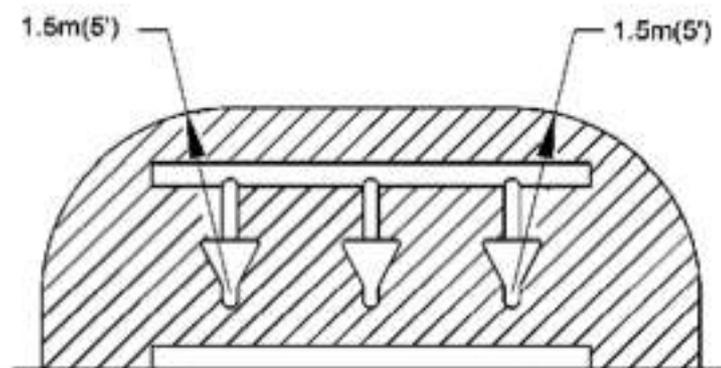


Figura 22: Hidrociclone conforme API 505
 FONTE: API 505

8.1.1.2.2. NFPA 497

No caso do hidrociclone a Norma NFPA 497 gera a seguinte tabela. O volume do hidrociclone também foi adotado como M baseado nas informações de pressão e vazão existentes, devido a falta de informações do mesmo.

Tabela 7 – Análise do Hidrociclone do Separador de Produção

TAG	DESCRIÇÃO	FLUIDO	PRESSÃO	VAZÃO	VOLUME
CI-533101	HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE PRODUÇÃO	água/óleo	M	M	M

De acordo com a norma NFPA, o fato de possuir somente líquido inflamável impõe uma área classificada do tipo Zona 2 de 0,915 metros ao redor do equipamento, e uma extensão de 3,05 metros para as laterais, com espessura de 0,457 metros de Zona 2, conforme observado na figura 23.

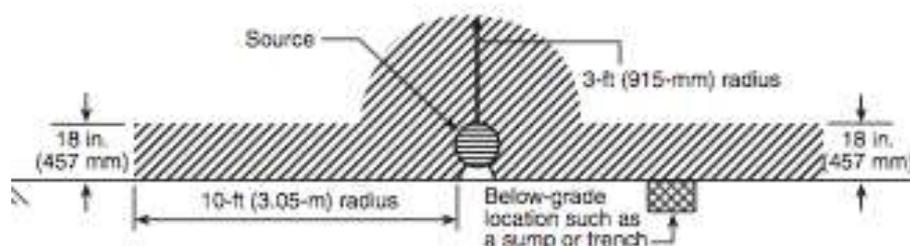


Figura 23: Fonte localizada no solo de líquido inflamável
 FONTE: NFPA 497

Observando a Figura 23, pode-se constatar uma diferença quanto ao tipo de diagrama fornecido pela NFPA quando comparado com a API 505. Para este caso especificamente, a norma NFPA adota uma distribuição da possível atmosfera inflamável menos “volumosa” ao redor da fonte, e mais extensa nas laterais, enquanto a norma API 505 prefere uma distribuição

homogênea da atmosfera explosiva, o que resulta em uma área maior de Zona 2.

Novamente a presença de Zona 1 na figura 22 ocorre com o intuito de alertar ao usuário da norma possíveis focos de acúmulo de gases inflamáveis.

8.1.1.3. Equipamentos – Unidade de Flotação

A unidade de flotação neste processo é empregada pra tratamento de água oleosa, após a passagem pelos hidrociclones. Como observado no Anexo B, a concentração de óleo (substância inflamável) é baixa. Assim, esse equipamento não se enquadra na classificação de áreas aplicada nesse estudo.

8.1.1.4. Equipamentos – Trocadores de Calor

Como o próprio nome sugere este equipamento é responsável por efetuar a troca térmica entre fluidos que se encontram em diferentes temperaturas. Essa troca ocorre através de uma parede sólida que separa os dois fluidos. Os trocadores costumam ser classificados em função da configuração do escoamento e do tipo de construção, podendo ser de tubos concêntricos, de escoamento cruzado, e o mais comum, trocadores casco e tubos. (COUPER, 2012)

Ao longo do processamento de óleo na FPSO pode-se observar o uso de alguns trocadores, como listados na tabela 3. Analisando a disponibilidade de informações das condições de operação no Anexo B, o trocador escolhido para a análise foi o casco tubo Safety Gas Cooler, por utilizar gás na troca térmica.

8.1.1.4.1. API 505

De acordo com norma API 505, esse tipo de trocador pode ser enquadrado e classificado conforme um vaso de pressão contendo hidrocarbonetos, e assim, a classificação define uma área classificada do tipo Zona 2 de 3 metros ao redor do equipamento, conforme figura 24.

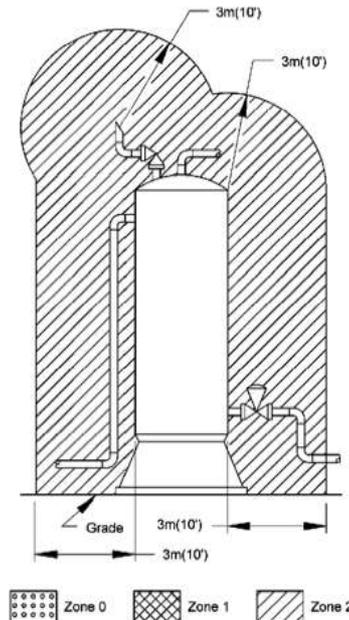


Figura 24: Equipamento contendo hidrocarbonetos
 FONTE: API 505

8.1.1.4.2. NFPA 497

Seguindo a NFPA 497, esse trocador, localizado em ambiente aberto e com ventilação adequada, pode ser classificado com as seguintes características:

Tabela 8 - Análise do Safety Cooler

TAG	DESCRIÇÃO	FLUIDO	PRESSÃO	VAZÃO	VOLUME
P-122307	SAFETY COOLER	GAS gás	M	M	M

Novamente, o volume do equipamento foi adotado como mediano, baseado nas outras condições de operação, por falta de informações exatas. A figura 25 representa a classificação conforme a norma NFPA.

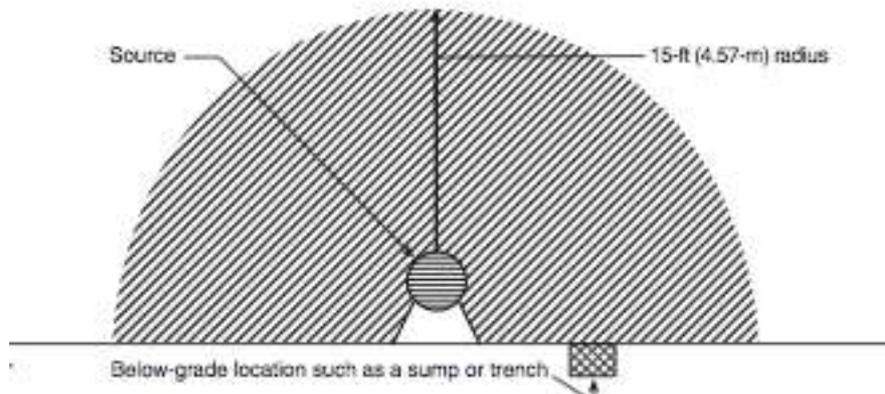


Figura 25: Fonte localizada do chão contendo gás inflamável.
 FONTE: NFPA 497

Segundo a norma NFPA, a classificação desse equipamento define uma área do tipo Zona 2 ao redor da fonte, com extensão de 4,57 metros. A presença de Zona 1 só se faz necessária caso haja existência de depressões no solo.

Para esse caso, novamente a norma NFPA 497 apresenta área de classificação maior quando comparada a API 505.

8.1.1.5. Equipamentos- Lançadores/ Receptores de PIG

Um sistema importante em uma plataforma FPSO é o lançamento e recebimento de PIG. Este sistema é utilizado para a inspeção de oleodutos e gasodutos. Trata-se de uma ferramenta importante na avaliação da integridade dos dutos e a consequente manutenção operacional dos mesmos. Ele também pode ser utilizado para limpeza dos dutos. (COUPER, 2012).

Um tipo particular é o PIG instrumentado, que se desloca no interior dos dutos, impulsionado pelo próprio fluido. Segundo MANCINTYRE (1997), este equipamento é capaz de armazenar os registros da operação para análise e avaliação posteriores, auxiliando na definição de ações preventivas ou corretivas necessárias.

8.1.1.5.1. API 505

A norma API 505 é clara quanto a classificação de lançadores e/ou receptores de PIG em áreas abertas e com ventilação adequada, requerendo um afastamento de 1,5 metros, de Zona 1, na área ao redor da instalação, e uma extensão de segurança de 3 metros, como Zona 2, ao redor da mesma, seguindo Figura 26.

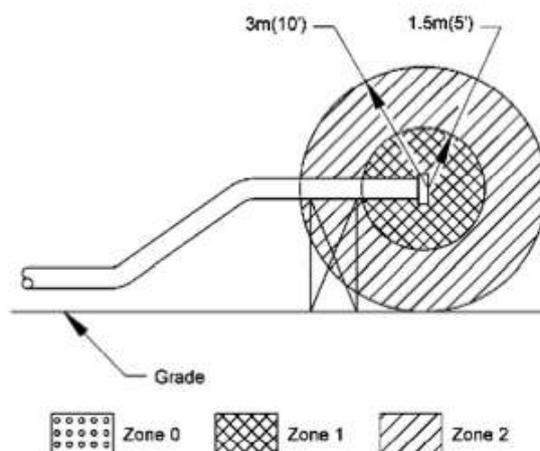


Figura 26: Lancadores/Receptores de PIG

FONTE: API 505

8.1.1.5.2. NFPA 497

A falta de informação quanto as condições de operação desses equipamentos na plataforma inviabiliza a classificação pela Norma NFPA 497. Não produzindo assim base comparativa.

8.1.1.6. Equipamentos – Separadores

O separador gravitacional trifásico realiza a separação do gás, água e óleo. A vazão e o tempo de residência da carga proveniente do poço são as variáveis que controlam o processo, segundo COUPER (2012).

A Figura 27 exemplifica a operação de um separador de produção.

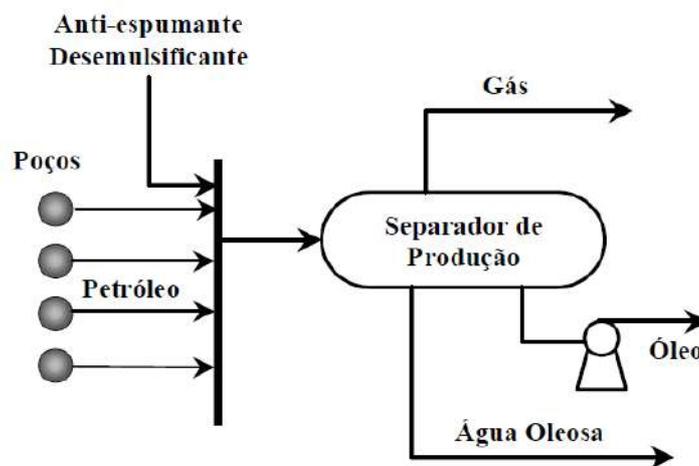


Figura 27: Correntes do Separador Trifásico

O separador de produção trifásico, conforme observa-se na Figura 25, opera com fluido inflamável, propiciando uma atmosfera explosiva em caso de vazamento.

8.1.1.6.1. API 505

Considerando que esse equipamento encontra-se em uma área não enclausurada e com ventilação adequada, de acordo com a norma API 505, esse equipamento se enquadra como um vaso de processamento de hidrocarbonetos e assim, requer um isolamento de 3 metros de segurança ao seu redor, de Zona 2, conforme Figura 28.

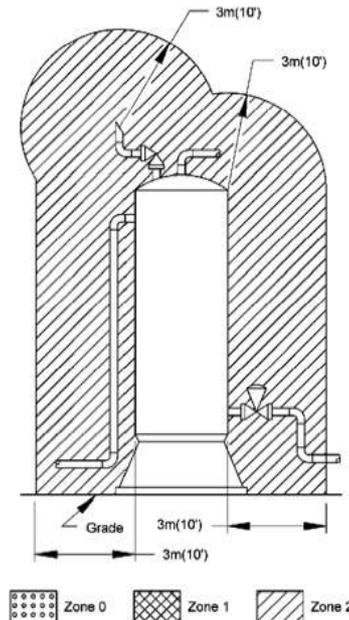


Figura 28: Equipamento contendo hidrocarbonetos
 FONTE: API 505

8.1.1.6.2. NFPA 497

A análise das condições de operação, conforme Anexo B, gerou a seguinte tabela:

Tabela 9- Análise do Separador de Produção

TAG	DESCRIÇÃO	FLUIDO	PRESSÃO	VAZÃO	VOLUME
SG-122304	SEPARADOR DE PRODUÇÃO	óleo/água/gás	P	G	G

Pelo fato desse equipamento possuir condições de operação mais severas que os previamente tratados, a classificação seguindo a NFPA 497 se dá de maneira diferenciada.

Para esse caso, considerando o equipamento localizado em uma área aberta e com adequada ventilação, a norma especifica uma área de Zona 2 de 7,42 metros sobre o equipamento e acima do solo, com 15,24 metros para as laterais. A norma define ainda um prolongamento lateral com espessura de 0,61 metros. A Figura 29 tem como objetivo facilitar o entendimento.

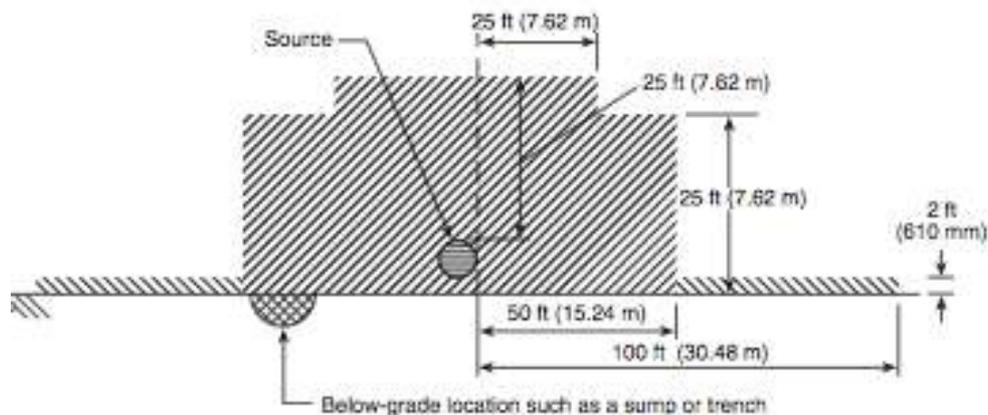


Figura 29: Fonte localizada no solo de grande porte
 FONTE: NFPA 497

Deste modo, para o separador, a norma API 505 apresentou um diagrama mais simples, com áreas de classificação significativamente menores quando comparado com a norma NFPA 497. Esta leva em consideração as dimensões do equipamento a ser analisado assim como sua vazão. Novamente observa-se que para equipamentos operando em condições severas ou moderadamente severas a norma NFPA retorna áreas classificadas com dimensões maiores que aquelas obtidas na API 505.

8.1.1.7. Equipamentos – Desidratador

O desidratador eletroestático de óleo, aplicado nesse processo especificamente, é acoplado a um vaso de flash. Esse processo permite a estabilização do óleo que, desidratado, é armazenado em tanques de carga para processamentos futuros.

8.1.1.7.1. API 505

De acordo com a Norma API 505, esse equipamento segue a linha de classificação dos outros equipamentos que manuseiam fluidos de hidrocarbonetos, exigindo uma marcação de 3 metros, de Zona 2, ao redor do equipamento, conforme Figura 30.

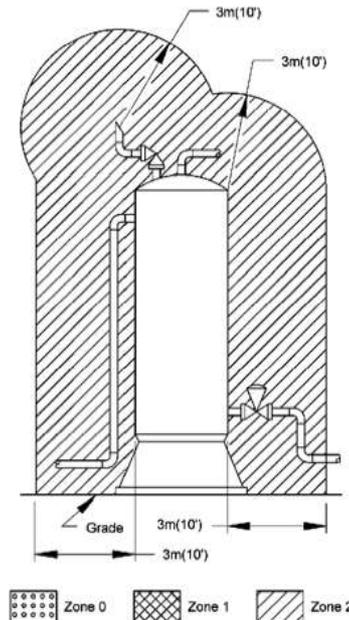


Figura 30: Equipamento contendo hidrocarbonetos
 FONTE: API 505

8.1.1.7.2. NFPA 497

Seguindo a norma, analisando as condições operacionais, gerou-se a seguinte tabela:

Tabela 10 – Análise do Desidratador de Óleo

TAG	DESCRIÇÃO	FLUIDO	PRESSÃO	VAZÃO	VOLUME
TO-122301	DESIDRATADOR DE ÓLEO	óleo/água	P	G	G

Apesar do equipamento não operar com elevadas pressões, a vazão nele processada assim como seu volume, são considerados de grande porte. O diagrama escolhido para esse caso foi semelhante ao do separador trifásico, conforme Figura 31.

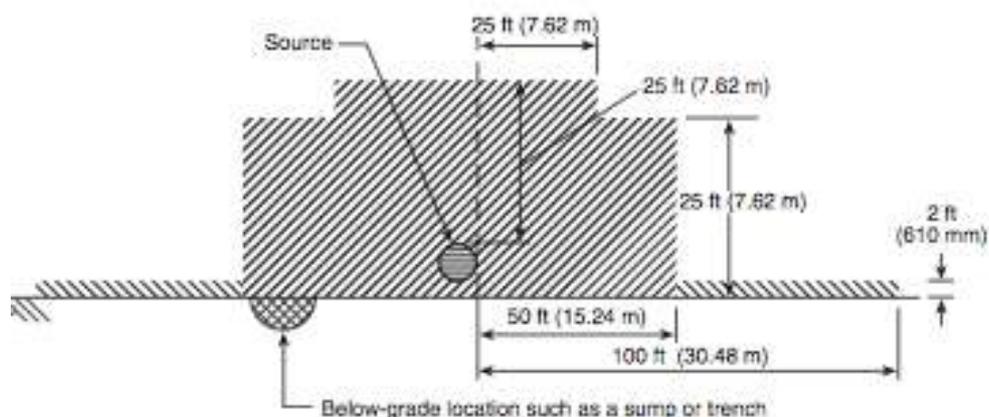


Figura 31: Fonte localizada no solo de grande porte
 FONTE: NFPA 497

Novamente, a norma NFPA 497 adota área de classificação maior que a norma API 505, por levar em consideração as dimensões e condições de processo do equipamento.

8.1.1.8. Equipamentos – Vasos

Apesar de alguns equipamentos já descritos se enquadrarem nessa categoria, como os próprios separadores, em uma plataforma FPSO existe uma discriminação quanto a classificação de vasos e separadores trifásicos, afim de especificar suas devidas funções no processamento.

Observando a lista das condições operacionais dos vasos, no Anexo B, percebe-se a presença de degaseificadores e de um vaso de rejeito oleoso. Pela análise das condições de operação e visando sempre uma análise mais prevencionista, para este estudo foi escolhido o vaso de rejeito oleoso.

8.1.1.8.1. API 505

Analisando o formato do equipamento e o processamento nele ocorrente, pode-se classifica-lo da mesma maneira como foi explicitado para o separador trifásico previamente. Sendo ele classificado com um equipamento que processa hidrocarbonetos, adota-se uma marcação de 3 metros, de zona 2, ao redor do equipamento, conforme figura 32.

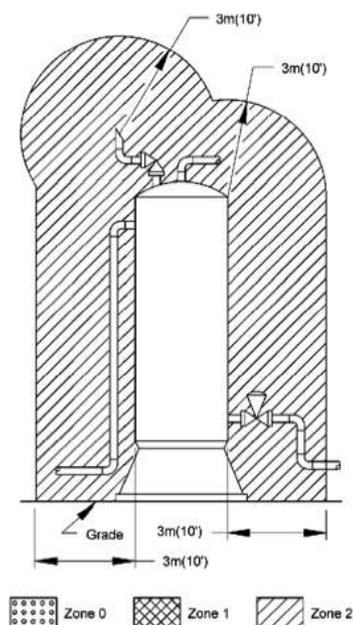


Figura 32: Equipamento contendo hidrocarbonetos
FONTE: API 505

9. Resultados e Discussões

Neste capítulo encontram-se as figuras representando os equipamentos reais da FPSO e suas respectivas áreas classificadas. As marcações das zonas vieram das análises e recomendações feitas no capítulo anterior. Todos os equipamentos foram considerados como estando localizados no solo, com ausência de confinamento, ventilação adequada e sem presença de qualquer condição de processo especial. As legendas das hachuras deste capítulo seguem os parâmetros adotados na figura 34.

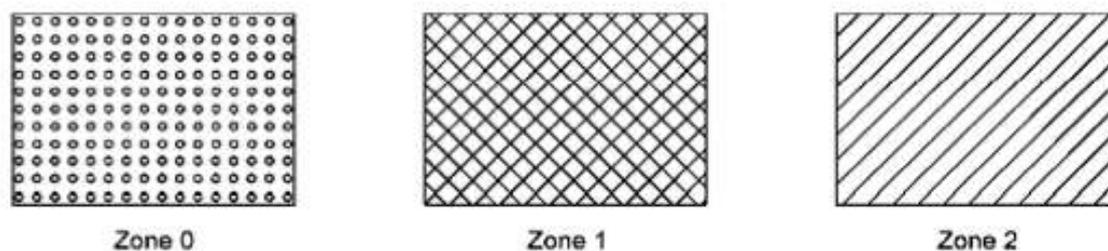


Figura 34- Hachuras para Classificação de Zonas
Fonte: API RP 505, 1997.

9.1. Bomba do Separador Teste

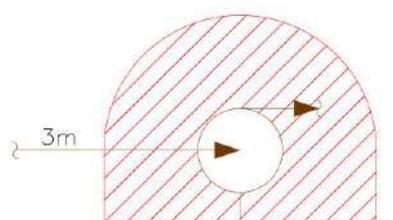


Figura 35: Bomba do Separador – API 505

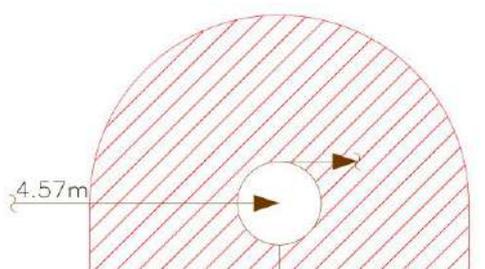


Figura 36: Bomba do Separador – NFPA 497

Observando as duas imagens geradas pelas diferentes normas, pode-se perceber a maior especificidade da NFPA 497, justamente por levar em consideração o tipo de processamento ocorrido no equipamento, enquanto a norma API 505 não é específica para diferentes condições de operações.

Neste caso, a falta de especificidade da norma API 505 gerou uma área de classificação menor do que a norma NFPA 497. Em teoria, essa diferença pode representar uma insegurança maior na aplicação da norma API 505, embora isso venha sendo observado na prática.

9.2. Hidrociclone do Separador de Produção

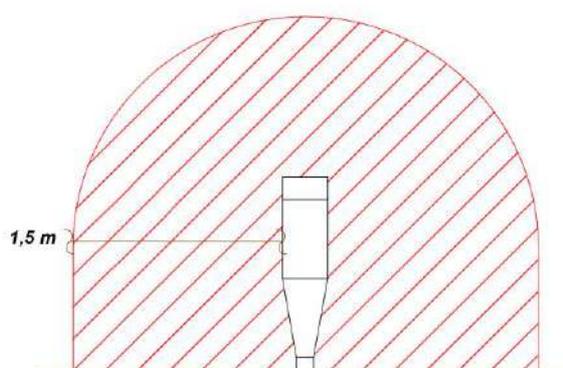


Figura 37: Hidrociclone – API 505

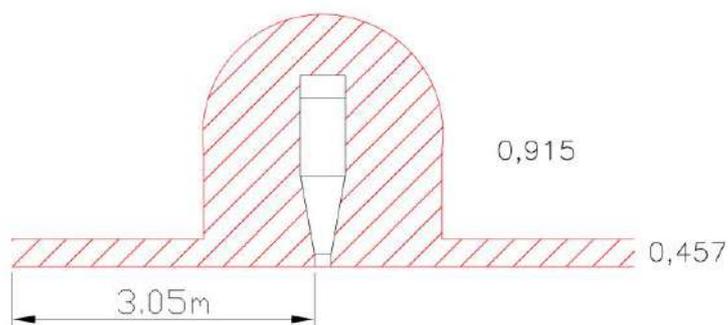


Figura 38: Hidrociclone – NFPA 497

Comparativamente, tanto a NPFA 497 quanto a API 505 não exigem um grande afastamento ao redor do equipamento para este caso. A principal diferença das normas é quanto a extensão lateral das áreas. A norma API 505 adota uma distribuição homogênea da área classificada ao redor do equipamento, enquanto a NFPA 497 utiliza uma área ao redor da fonte menor, mas de maior extensão lateral.

A fim de tornar semelhante o tipo de distribuição ocorrida nas duas normas, poderia ser aplicado a área de extensão para a norma API 505. Entretanto, não se viu necessidade dessa utilização em virtude do

processamento vigente no equipamento, baixas vazões e pressões e a área física limitada da planta conforme demonstrado no Anexo A.

9.3. Safety Gas Cooler

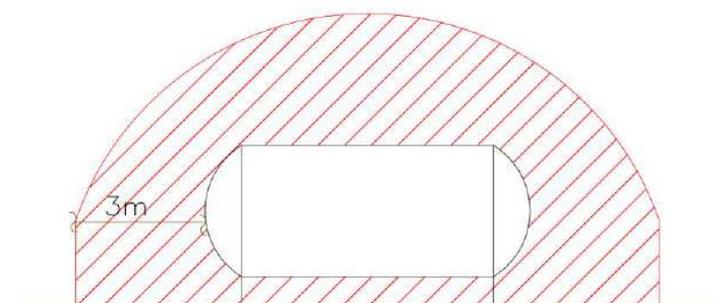


Figura 39: *Safety Gas Cooler* – API 505

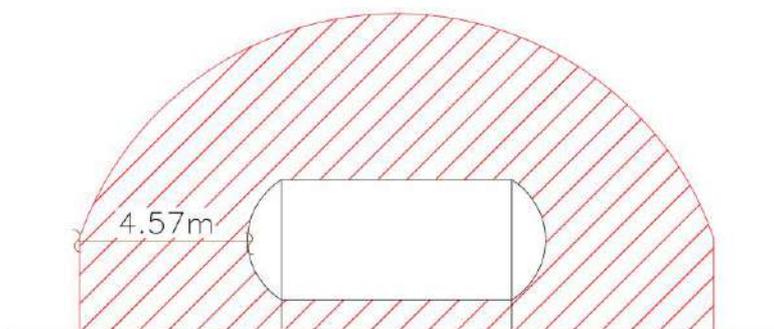


Figura 40: *Safety Gas Cooler* – NFPA 497

Comparando as imagens obtidas com as diferentes normas, constata-se uma semelhança na distribuição das duas áreas classificadas. Ambas são caracterizadas como Zona 2, entretanto a norma NFPA 497 apresentou uma área de maior extensão ao redor da fonte.

Conforme já explicitado, a norma API 505 não avalia as condições operacionais particulares do equipamento em análise, enquanto a norma NFPA 497 avalia a operação do equipamento na escolha do diagrama. Assim, a presença de gás inflamável na operação e as condições mais severas desse equipamento influenciaram diretamente a extensão da área classificada.

Com isso, a área de segurança requerida na segunda norma foi maior que na API 505.

9.4. Lançadores/Receptores de PIG

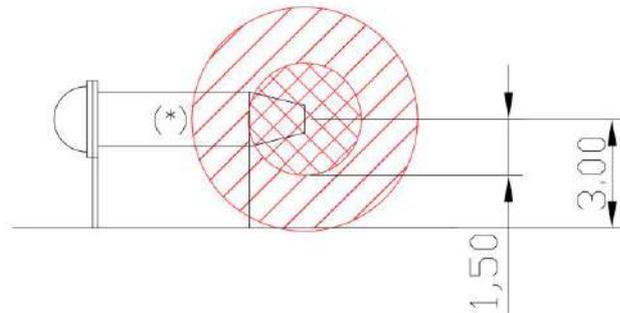


Figura 41: Lançador/Receptor de PIG – API 505

Conforme explicado anteriormente, a ausência de informações quanto as condições de operação desses equipamentos impede a classificação conforme NFPA. Entretanto a API é específica quanto a esse tipo de equipamento e requer uma marcação de 1,5 m de raio na saída do lançador/receptor, como Zona 1 e um raio de 3m também ao redor da mesma saída, de Zona 2.

9.5. Separador de Produção

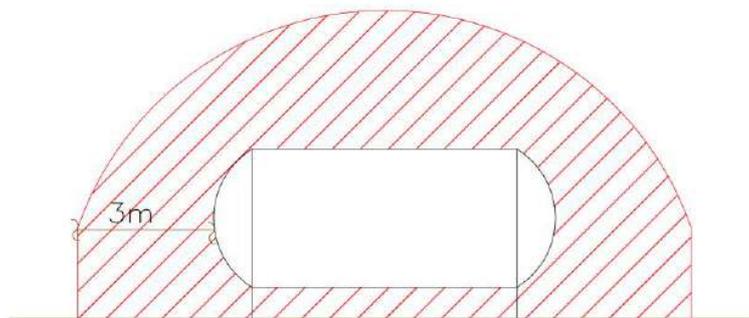


Figura 42: Separador de Produção – API 505

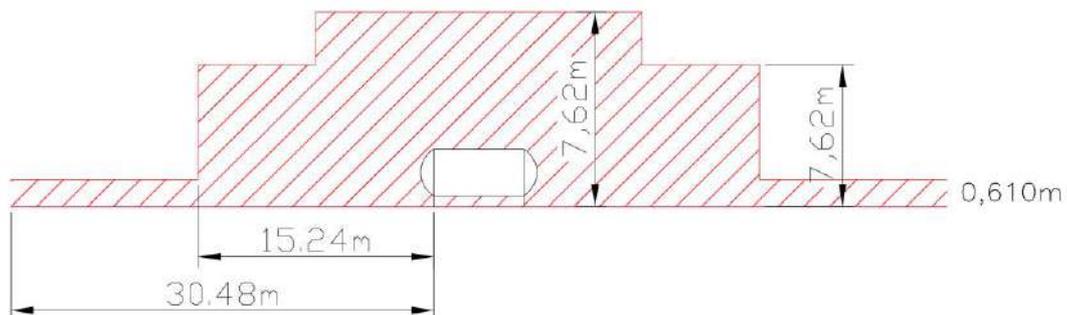


Figura 43: Separador de Produção – NFPA 497

Neste equipamento pode-se evidenciar de forma clara a diferença das normas aplicadas. Enquanto a norma API 505 classifica o equipamento de maneira genérica, apenas pela operação nele procedente (manuseio de hidrocarbonetos) a NFPA 497 leva em consideração tanto o fluido nele existente (líquido e gás inflamáveis), como seu tamanho físico e condições operacionais.

Assim, quando considerado o tamanho do equipamento utilizado e a elevada vazão operada, mesmo com baixa pressão, houve uma enorme discrepância entre as áreas aplicadas, evidenciando a maior especificidade da norma NFPA 497.

9.6. Desidratador de Óleo

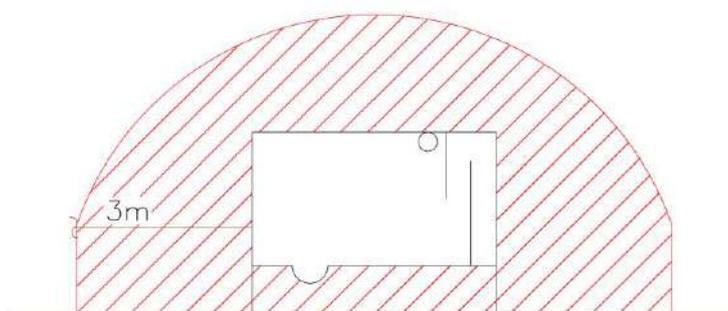


Figura 44: Desidratador de Óleo – API 505

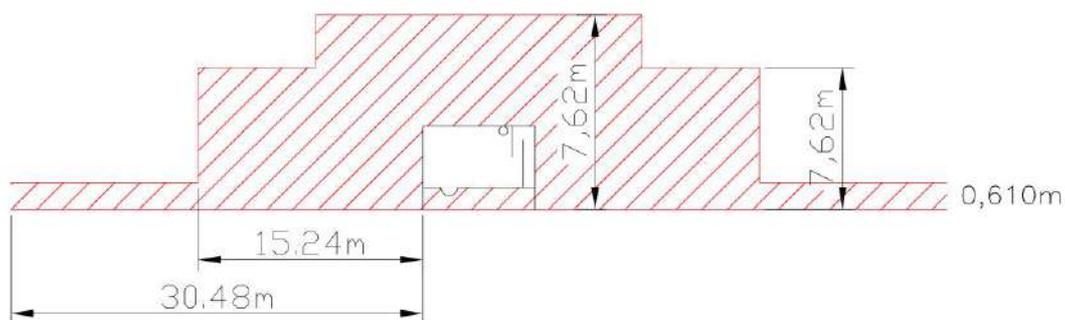


Figura 45: Desidratador de Óleo – NFPA 497

Novamente, as observações feitas para o separador de produção são válidas. Tanto o tamanho do equipamento, quanto suas medidas de vazão e pressão operacionais foram fatores cruciais para a explicação da diferença entre as áreas classificadas.

9.7. Vaso de Rejeito Oleoso

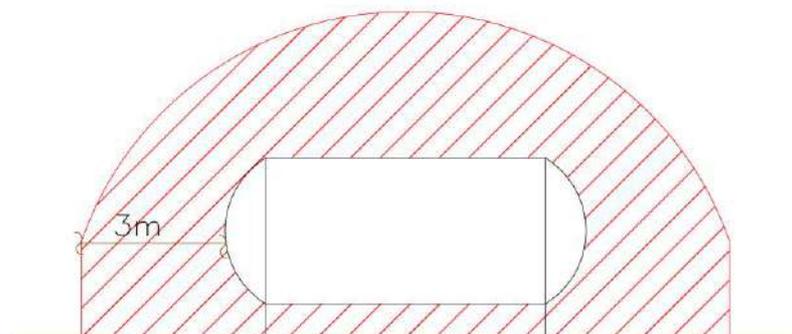


Figura 46: Vaso de Rejeito Oleoso – API 505

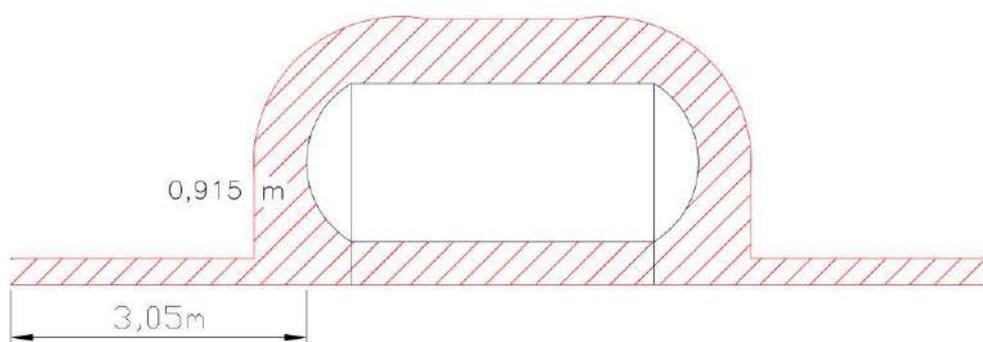


Figura 47: Vaso de Rejeito Oleoso – NFPA 497

Para este equipamento ocorre claramente a condição inversa daquela observada nos equipamentos anteriores. Observando as imagens geradas pelas duas normas, pode-se perceber um prevencionismo maior da norma API 505.

Pela norma NFPA 497 as condições operacionais brandas desse equipamento resultaram em áreas de classificação pequenas em volume, porém com extensão lateral maior. Essa diferença ocorre provavelmente devido a diferentes premissas adotadas na construção desse diagrama na norma NFPA 497. A norma API 505, por outro lado, por ser genérica, assume condições operacionais sempre mais severas. Nesse caso específico a API mostrou-se conservadora quando comparada a NFPA.

Ao todo, pode-se observar uma maior especificidade da norma NFPA 497, quando comparada a norma API 505. Destaca-se que ao levar em consideração as condições operacionais dos equipamentos, a norma NFPA resultou, no geral, em diagramas com áreas classificadas maiores, contrariando a ideia inicial desse trabalho que apontava a API 505 como uma norma mais prevencionista. Além da diferença no tamanho das áreas, a geometria das mesmas também variou ao redor do equipamento. A norma API 505 adota uma geometria de área classificada, que segue os contornos do equipamento analisado, enquanto a norma NFPA 497, por algumas vezes,

apresenta geometria pré-estabelecida, por se tratar de fonte de ignição, apesar da fonte de ignição ser o próprio equipamento.

10. Conclusão

O objetivo deste estudo foi avaliar e comparar na prática duas das principais normas existentes para classificação de áreas. Para tanto, foi empregada como estudo de caso uma planta de plataforma *offshore* do tipo FPSO. Optou-se por adotar como referência as normas API 505, específica para a indústria de petróleo, e NFPA 497, de caráter genérico.

A partir das análises foi possível definir que os volumes de áreas classificadas nos entornos dos equipamentos são relevantes e variam conforme as normas adotadas. Pode-se observar a predominância de áreas classificadas do tipo zona 2, onde a concentração de ignição de gases ou vapores não é esperada durante a operação normal, atenuando o risco pela baixa probabilidade de ocorrer liberação de material inflamável.

A partir das análises realizadas foi possível evidenciar as diferenças das normas aplicadas, principalmente devido ao fato da norma NFPA 497 considerar fatores como condições de operação dos equipamentos e dimensões. Por outro lado, a facilidade de aplicação da norma API 505, principalmente pela generalização nela aplicada para diferentes equipamentos, permite a utilização desta para o setor petrolífero.

A dificuldade de conseguir material informativo quanto as operações ocorridas em uma FPSO, assim como sua planta legítima de operação, dificultaram a aplicação das normas escolhidas na própria planta, como é feito de costume em cenário real de classificação. Porém ficou claro que embora a norma API 505 destine-se especificamente a indústria de petróleo, esta pode não se mostrar completamente conservadora em cenários de elevada severidade. Seu uso no entanto em equipamentos menos severos mostra-se extremamente prevencionista quando comparado ao emprego da norma NFPA 497.

As seguintes propostas para futuros trabalhos poderiam complementar o material apresentado: classificar outros equipamentos não contidos e detalhados neste trabalho; criação de uma planta virtual em Autocad de uma FPSO para aplicação das áreas classificadas em uma vista superior da mesma, dando uma visão geral do projeto de classificação.

Referência Bibliográfica

- [1] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 500 - recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as class *I, division 1 and division 2*, 2 ed. USA: API. 1997 and reaffirmed 2002. 121 p.
- [2] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 505 - recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as class *I, zone 0, zone 1 & zone 2*, 1 ed. USA: API. 1997 and reaffirmed 2002. 132 p.
- [3] AMORIM, Tailand Oliveira. Plataformas Offshore Uma Breve Análise Desde a Construção ao Dimensionamento. Curso de Tecnologia em Construção Naval – UEZO. Rio de Janeiro, 2010
- [4] ARARUNA JR, José. Gerenciamento de Resíduos na Indústria de Petróleo e Gás - Série Engenharia de Petróleo. Editora: Elsevier. 1 / 2013
- [5] ARAÚJO, Maria Adelina Santos Araújo, Maria; SOUSA, Elisabeth Cristina Molina de. Processamento de Petróleo e Gás. Editora: Ltc . 1/ 2011
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA PARA PREVENÇÃO DE EXPLOSÕES. Manual de Bolso de Instalações Elétricas em Atmosferas Explosivas. 4.ed. São Paulo, Set. 2010.
- [7] BRET-ROUZAT, Nadine. FAVANNEC, Jean-Pierre. Petróleo & Gás Natural Como Produzir e a que Custo. Editora Synergia, segunda edição revista e ampliada.
- [8] BUCKLEY, Marcia. A Dictionary of Petroleum Terms English- Portuguese. Macaé: Editora Noble .
- [9] CASANOVA, Renata Alves. Pereira, Wagner Guedes Guimarães. Análise do Sistema Elétrico de uma Unidade de Produção de Petróleo. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [10] COUPER, James R. PENNEY, W. Roy. FAIR, James R. Chemical Process Equipment, Second Edition: Selection and Design, 2012
- [11] CRUZ, Simone Regina Albuquerque da. Análise Comparativa das Metodologias Utilizadas Para Classificação de Áreas Potencialmente Explosivas em Unidades de Refino de Petróleo. Rio de Janeiro, 2012. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- [12] ERTHAL, L. Atmosferas potencialmente explosivas: um estudo de caso como contribuição para a classificação de áreas na atividade da indústria do petróleo, química e petroquímica. Niterói, 2004. 120f. Dissertação (Mestrado

em Gestão de Segurança do Trabalho)-Curso de Pós-Graduação, Universidade Federal Fluminense, 2004.

[13] FREITAS, R.P. Classificação de áreas – instalações elétricas e equipamentos em atmosferas explosivas. Curitiba, 2010. 152f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná, 2010.

[14] FUHRMANN, Gustavo Lamim. Estudo de Classificação de Área em Unidade de Destilação do LADEQ. Monografia em Engenharia Química – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

[15] JORDÃO, D.M.; Franco, L.R. Prevenção contra explosões e outros riscos. Curso de formação de operadores de refinaria. Curitiba, Petrobras, UnicenP, 2002.

[16] MANCINTYRE, Archild Joseph. Equipamentos Industriais e de Processo. Editora :Ltc, 1997.

[16] MORAES, Jose Mauro de. Petróleo em Águas Profundas. IPEA, 2013

[17] NETO, Artur Watt. Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Col. Direito Econômico. Rio de Janeiro .Editora Saraiva. 1/2014

[18] NFPA 497: Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas. 1997 Edition.

[19] RESOLUÇÃO CONAMA nº 393, Seção 1, páginas 72-73, 2007.

[20] THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

API – American Petroleum Institute. Disponível em: < <http://www.api.org/>>. Acesso em: 12 de dezembro de 2013.

Canal Jornal 16 – Informações da EFOMM. Disponível em: <<http://jornalcanal16.com>> Acesso em: 14 de janeiro de 2014

Engenharia Naval e Oceânica. Disponível em: <http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academico/relatorios/atuais/DanielA+Fabio/relat1/Frame.htm> . Acesso em: 19 de fevereiro de 2014.

Global Security, Disponível em: <<http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-tension-leg.htm>> . Acesso em: 19 de fevereiro de 2014.

IEC – *International Electrotechnical Commission*. Disponível em: <<http://www.iec.ch/>>. Acesso em: 12 de dezembro de 2013.

Modec – Floating Production Solutions. Disponível em: http://www.modec.com/fps/fpso_fso/projects/stybarrow.html. Acesso em: 19 de fevereiro de 2014.

NFPA - National Fire Protection Association. Disponível em: <http://www.nfpa.org/> Acesso em: 12 de dezembro de 2013.

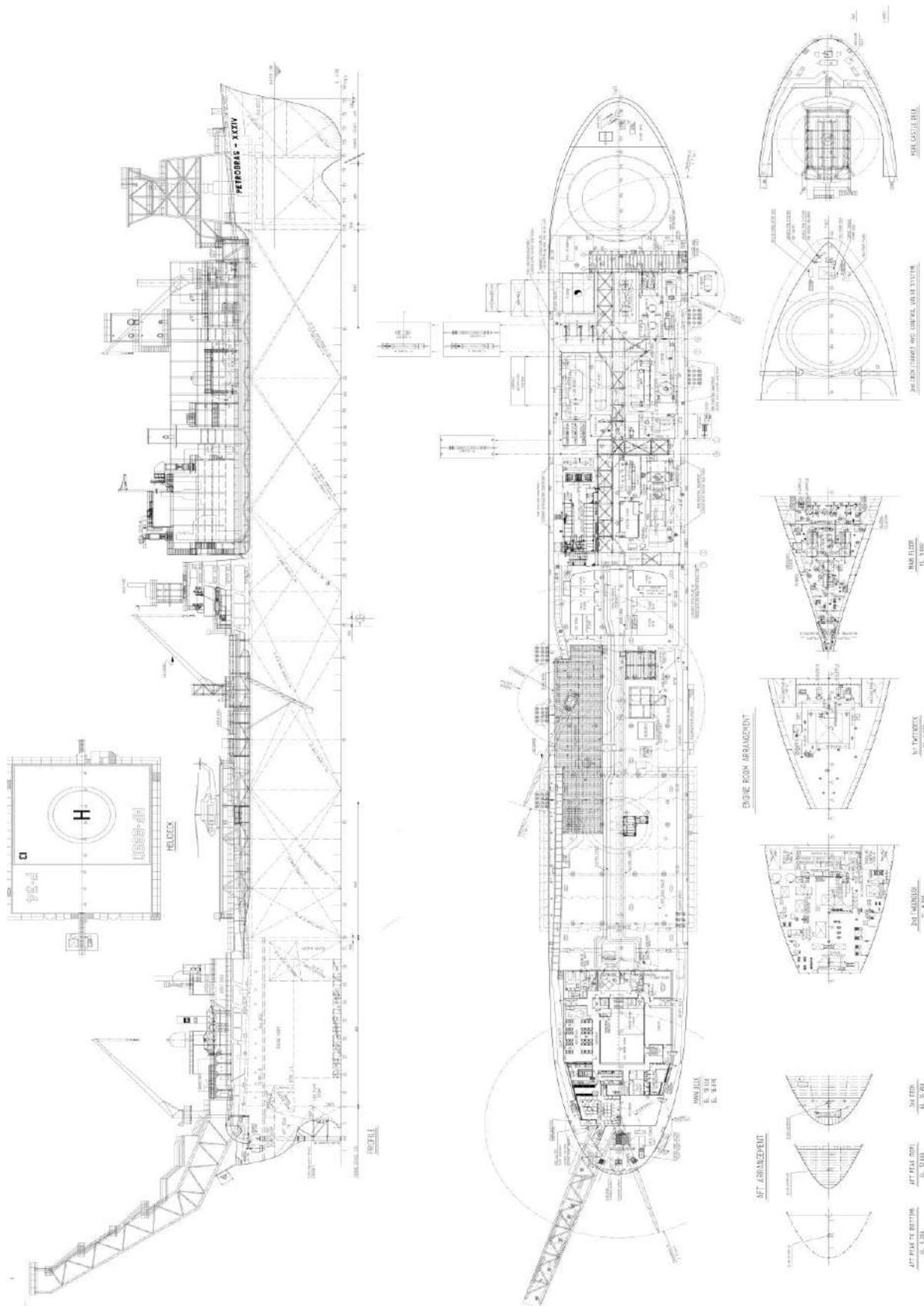
Petrobras – Petróleo Brasileiro S/A. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/> Acesso em: 10 de dezembro de 2013

Portal Marítimo – Tudo sobre Marinha Mercante, *Offshore* e Petróleo. Disponível em: <http://portalmaritimo.com/2011/08/02/plataformas-auto-elevaveis/> .>. Acesso em :19 de fevereiro de 2014.

Queiroz Galvão Óleo e Gás. Disponível em: <http://www.qgog.com.br/static/ptb/historia-empresa.asp> > . Acesso em: 19 de fevereiro de 2014.

Rio Grande *Offshore* – Canal Informativo . Disponível em : <http://www.riograndeoffshore.com/2011/03/plataforma-de-mexilhao-entra-em.html> > em: 19 de fevereiro de 2014.

ANEXO A – LAYOUT DA FPSO



ANEXO B – CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

B.1 – BOMBAS

TABELA B.1: Bomba do Separador de Teste (B-122301)

Capacidade	62 m ³ /h
Head	98/101 m
Tipo	Deslocamento Positivo
Energia	Elétrica
Temperatura operacional	90°C
Temperatura do projeto	120°C
Pressão da descarga	882 KPag
Pressão do projeto	1305 KPag

TABELA B.2: Bomba de água produzida (B-FL-533101A/B)

Capacidade	46 m ³ /h
Head	46 m
Tipo	Rotativo
Energia	Elétrico
Temperatura de operação	140°C
Temperatura de projeto	170°C
Pressão de descarga	755 KPag
Pressão de projeto (Set da PSV)	1155 KPag

Fabricante: Netzsch

TABELA B.3: Bomba de Rejeito Oleoso (B-533601A/B)

Capacidade	11 m ³ /h
Head	98.2 m
Tipo	Cavidade progressiva
Energia	Elétrico
Temperatura operacional	90°C
Temperatura do projeto	120°C
Pressão da descarga	1158 KPag
Pressão do projeto	1305 KPag

Fabricante: Netzsch

TABELA B.4: Bomba de água produzida do Tanque de Slop (B-533602A/B)

Capacidade	15 m ³ /h
Head	133 m
Tipo	Centrífuga
Energia	Elétrica
Temperatura operacional	40°C
Temperatura do projeto	70°C
Pressão da descarga	1355 KPag
Pressão do projeto	1507KPag

Fabricante: Netzsch

B.2 – HIDROCICLONES

TABELA B.5: Hidrociclone do Separador de Produção (CI-533101)

Vazão	Mínima	11 m ³ /h
	Máxima	110 m ³ /h
Rejeito máximo (overflow)		5%
Temperatura de operação		90°C
Temperatura de projeto		120°C
Pressão da entrada		732 KPag
Pressão de projeto		1305 KPa

Fabricante: Petreco/ITS

TABELA B.6: Hidrociclone do Separador de Teste(CI-533102)

Vazão	Mínima	4,6 m ³ /h
	Máxima	46 m ³ /h
Rejeito máximo (overflow)		5%
Temperatura de operação		90°C
Temperatura de projeto		120°C
Pressão da entrada		732 KPag
Pressão de projeto		1305 KPag

Fabricante: Petreco/ITS

TABELA B.7 Hidrociclone do Desidratador de Óleo (CI-533103)

Vazão	Mínima	9.2 m ³ /h
	Máxima	92 m ³ /h
Rejeito máximo (overflow)		5%
Temperatura de operação		140°C
Temperatura de projeto		170°C
Pressão da entrada		700 KPag
Pressão de projeto		1305 KPag

Fabricante: Petreco/ITS

B.3 – TROCADORES DE CALOR**TABELA B.8: PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÁGUA (P-122309A/B)**

	Lado Frio		Lado Quente	
	Entrada	Saída	Entrada	Saída
Fluido	Óleo		Água produzida	
Vazão (kg/h)	138620		97605	
Temperatura op. (°C)	36	72	105	66
Pressão op. (KPag)	1077	930	340	242
Temperatura de projeto (°C)	170			
Pressão do projeto (KPag)	1503		1305	
Troca Térmica (W)	4.46 x 10 ⁶			

Fabricante: AlfaLaval

TABELA B.9 PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÓLEO (P-122304A/B)

	Lado do Casco		Lado dos Tubos	
	Entrada	Saída	Entrada	Saída
Fluído	Óleo estabilizado		Óleo Cru	
Vazão (kg/h)				
Temperatura op. (°C)	140	100	72	90
Pressão op. (KPag)	340	290	930	783
Temperatura de projeto (°C)	170		120	
Pressão do projeto (KPag)	536		1503	
Troca Térmica (W)	2.43 x 10 ⁶			

Fabricante: CBC

TABELA B.10: Aquecedor de Teste (P-122303)

	Lado do Casco		Lado dos Tubos	
	Entrada	Saída	Entrada	Saída
Fluído	Óleo cru		Água quente	
Vazão (kg/h)	-		-	
Temperatura op. (°C)	36	90	180	130
Pressão op. (KPag)	930	783	1370	1280
Temperatura de projeto (°C)	120		210	
Pressão do projeto (KPag)	1503		2150	
Troca Térmica (W)	6.91 x 10 ⁶			

Fabricante: CBC

TABELA B.11: Aquecedor do Desidratador de Óleo P-122310A/B

	Lado do Casco		Lado do Tubo	
	<i>Entrada</i>	<i>Saída</i>	<i>Entrada</i>	<i>Saída</i>
Fluído	Óleo Cru		Água Quente	
Vazão (kg/h)	-		-	
Temperatura op. (°C)	90	140	180	130
Pressão op. (KPag)	500	340	1370	1280
Temperatura de projeto (°C)	170		210	
Pressão do projeto (KPag)	1305		2150	
Troca Térmica (W)	7.27 x 10 ⁶			

Fabricante: CBC

TABELA B.12: Resfriador de Óleo (P-122305A/B)

	Lado Frio		Lado Quente	
	<i>Entrada</i>	<i>Saída</i>	<i>Entrada</i>	<i>Saída</i>
Fluído	Água de mar		Óleo	
Vazão (m ³ /h)	1022		190	
Temperatura op. (°C)	29	39	100	50
Pressão op. (KPag)	270	170	226	75
Temperatura de projeto (°C)	130			
Pressão do projeto (KPag)	912		536	
Troca Térmica (W)	6.20 x 10 ⁶			

Fabricante: Tranter

TABELA B.13: Safety Gas Cooler (P-122307)

	Lado do Casco		Lado do Tubo	
	Entrada	Saída	Entrada	Saída
Fluído	Gás		Água do Mar	
Vazão	24.000 Kg/h		164 m ³ /h	
Temp. operação (°C)	90	40	29	39
Pressão de operação (KPag)	783	755	270	170
Temperatura de projeto(°C)	120		69	
Pressão de projeto (KPag)	1305		912	
Troca Térmica (W)	1.96 x 10 ⁶			

TABELA B.14: Resfriador de Água Produzido (P-533101)

	Lado Frio		Lado Quente	
	Entrada	Saída	Entrada	Saída
Líquido	Água do mar		Água produzida	
Vazão (m ³ /h)	500		200	
Temp. de operação (°C)	29	39	66	40
Pressão de op. (KPag)	270	170	105	55
Temp. de projeto (°C)	130			
Pressão de projeto (KPag)	912		343	
Troca Térmica (W)	5.95 x 10 ⁶			

Fabricante: Tranter

TABELA B.15: Resfriador do rejeito oleoso (P-533601)

	Lado Frio		Lado Quente	
	<i>Entrada</i>	<i>Saída</i>	<i>Entrada</i>	<i>Saída</i>
Líquido	Água do Mar		Rejeito oleoso	
Vazão (m ³ /h)	15		10	
Temp. operação (°C)	29	39	105	90
Pressão op. (KPag)	270	170	245	195
Temp. de projeto (°C)	69		170	
Pressão do projeto (KPag)	912		536	
Troca Térmica (W)	1.8 x 10 ⁵			

Fabricante: Jaraguá

B.4 – SEPARADORES**TABELA B.16: Separador Trifásico Horizontal (SG-122304)**

Capacidade	-
Material	O aço carbono revestido internamente com derakane
Temperatura operacional	90°C
Temperatura do projeto	120°C
Pressão da operação	783 KPag
Pressão de projeto	1305 KPag
Isolamento térmico	38 mm

Fabricante: Petreco/Bardella

TABELA B.17: Separador Trifásico Teste (SG-122301)

Capacidade	-
Material	O aço carbono revestido internamente com derakane
Temperatura operacional	90°C
Temperatura do projeto	120°C
Pressão da operação	783 KPag
Pressão de projeto	1305 KPag
Isolamento térmico	38 mm

Fabricante: Petreco/Bardella

B.5 – DESIDRATADOR**TABELA B.18: Desidratador de óleo (TO-122301)**

Temperatura de op.	140°C
Temperatura de Projeto	170°C
Vazão de Óleo (m ³ /d)	7441
Vazão de Água (m ³ /d)	2099
Vazão de Gás (m ³ /d)	62979
Pressão de operação	340 kPag
Pressão de projeto	343 KPag

B.6. VASOS

TABELA B.19: Vaso Degaseificador (V-533101)

Capacidade total	1.24 m ³
Capacidade Util	0.82 m ³
Material	Aço carbono revestido com derakane
Temperatura de operação	40°C
Temperatura de projeto	70°C
Pressão de operação	atm
Pressão de projeto	343 KPag

Fabricante: Jaraguá

TABELA B.20 : Safety Gás K.O. Drum (V-122301)

Temperatura de Operação	40°C
Temperatura de Projeto	70°C
Pressão de operação	755 kPag
Pressão de projeto	1305 KPag

TABELA B.21 : Fuel Gas K.O. Drum (V-310)

Temperatura de Operação	40°C
Temperatura de Projeto	70°C
Pressão de operação	700 kPag
Pressão de projeto	875 KPag

TABELA B.22 : Vaso de Rejeito Oleoso (V-533601)

Capacidade total	4.9 m ³
Capacidade Util	4.31 m ³
Material	Aço carbono com revestimento interno em derakane
Temperatura de operação	90°C
Temperatura de projeto	120°C
Pressão de operação	105 KPag
Pressão de projeto	343 KPag
Isolamento Térmico	Silicato de cálcio - 38 mm

Fabricante: CBC

B.7. UNIDADE DE FLOTAÇÃO

TABELA 23 : Unidade de Flotação de Gás (FL-533101)

Vazão de entrada	199 m ³ /h
Teor de óleo na entrada	20 a 100 ppm
Teor de óleo na saída	20 ppm
Temperatura de operação	66°C
Temperatura de projeto	105°C
Pressão de entrada	154 KPag
Pressão de projeto	343 KPag

Fabricante: Petreco/ITS