

No. de Documento: PROY-NRF-031-PEMEX-2002	 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
Rev.: 0	
Fecha: 09 de julio de 2002	SUBCOMITE TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PÁGINA 1 DE 126	

SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCIÓN

PROYECTO



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACION Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
PROY-NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 2 DE 126

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA:

ING. MANUEL PACHECO PACHECO
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. LUIS RAMÍREZ CORZO
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

APRUEBA:

ING. RAFAEL FERNÁNDEZ DE LA GARZA
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 3 DE 126

CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
0. INTRODUCCIÓN.	4
1. OBJETIVO.	5
2. ALCANCE.	5
3. CAMPO DE APLICACIÓN.	5
4. ACTUALIZACION.	5
5. REFERENCIAS.	6
6. DEFINICIONES.	6
7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.	14
8. DESFOGUES.	18
8.1 Materiales.	18
8.2 Diseño.	20
9. QUEMADORES.	39
9.1 Diseño.	39
9.2 Materiales.	54
9.3 Tubería e instrumentación.	58
9.4 Ruido.	64
9.5 Garantía.	65
10. INSPECCIÓN.	65
11. PRUEBAS.	65
12. RESPONSABILIDADES.	66
13. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES.	66
14. BIBLIOGRAFÍA.	66
15. ANEXOS.	68
15.1 Tabla 1 Límites de concentración permisibles.	69
15.2 Figuras.	71
15.3 Hoja de datos de quemadores.	117



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 4 DE 126

0. INTRODUCCIÓN.

Durante el diseño de los sistemas de proceso en plataformas marinas, en plantas terrestres de separación de aceite-gas, en líneas de conducción y áreas de almacenamiento de crudo que requieran de un sistema de desfogues, debe tenerse especial consideración en incluir sistemas de seguridad para controlar las variaciones en las condiciones de operación y disponer en forma segura los gases o vapores resultantes.

Los sistemas de seguridad que deben existir en toda planta de proceso para proteger al personal, al equipo, a las instalaciones y al ambiente, durante una condición de operación no deseada, son llamados sistemas de relevo, alivio o más comúnmente desfogues y quemadores. Estos son empleados para disponer en forma adecuada y segura, los fluidos provenientes de los dispositivos de seguridad instalados en los equipos o líneas de proceso, los cuales actúan generalmente como respuesta a condiciones de sobrepresión o aumento de flujo. El aumento de presión puede ser causado por las condiciones intrínsecas del proceso (fallas operacionales) o por situaciones de emergencia tales como fuego, expansiones térmicas o fallas de servicios auxiliares.

Para realizar el diseño y la selección de los dispositivos de seguridad, se deben analizar las posibles causas del relevo dependiendo del tipo de proceso y las características de los fluidos que se manejen. Así mismo se debe realizar un análisis de riesgo integral como planta o sistema.

Este documento se realizó en atención y cumplimiento a:

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas NMX-Z-13/1-1997.
- Guía para la Emisión de Normas de Referencia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Participaron en su elaboración las Dependencias de Petróleos Mexicanos, Instituciones y empresas que se indican a continuación:

Pemex Exploración y Producción

Petróleos Mexicanos

Instituto Mexicano del Petróleo

Industrias Therme, S. A. de C.V.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 5 DE 126

Válvulas de Seguridad, S. A. de C.V.

Válvulas de Seguridad Cuevas, S. A. de C.V.

1. OBJETIVO.

Esta norma establece los criterios y requisitos mínimos de diseño y recomendaciones generales para la selección de materiales aplicables para la construcción de los sistemas de desfuegos y quemadores en las instalaciones de proceso, sistemas de transporte y almacenamiento de Pemex Exploración y Producción.

2. ALCANCE.

Esta norma cubre los requisitos de diseño y de seguridad, para una óptima operación y funcionamiento de los sistemas de desfuegos y quemadores, en las instalaciones terrestres y costafuera que manejen y procesen la producción de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción.

3. CAMPO DE APLICACIÓN.

Los lineamientos y requisitos contenidos en esta norma, son de aplicación general y obligatoria en los Centros de Trabajo de Pemex Exploración y Producción en el diseño y selección de los sistemas de desfogue y quemadores para las instalaciones de producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos. Así mismo es de aplicación obligatoria para las empresas prestadoras de servicios y firmas de ingeniería que realicen dichos trabajos para Pemex Exploración y Producción.

4. ACTUALIZACION.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de PEP, quien deberá programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, procederá a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, a inscribirla en el programa anual de Normalización de Pemex. Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años ó antes, si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan.

Las propuestas y sugerencias deben dirigirse por escrito a:

Pemex Exploración y Producción.

Subcomité Técnico de Normalización.

Bahía de Ballenas #5, Edificio "D", 9° Piso.

Col. Verónica Anzures.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 6 DE 126

C.P. 11311 México, D.F.

Teléfono directo: 55-45-20-35.

Conmutador: 57-22-25-00, extensión: 3-26-90.

5. REFERENCIAS.

5.1 NOM-010-STPS-1999 "Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se produzcan, almacenen o manejen sustancias químicas capaces de generar contaminación".

5.2 NOM-011-STPS-1993 "Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido".

5.3 NOM-093-SCFI-1994 "Válvulas de relevo de presión, seguridad, seguridad - alivio y alivio".

5.4 NOM-085-ECOL-1994 "Contaminación atmosférica para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos o cualquiera de sus combinaciones".

6. DEFINICIONES.

6.1 Acumulación.

Es el incremento de presión sobre la máxima presión de trabajo permisible de un recipiente durante la descarga a través de la válvula de alivio de presión. Se expresa como un porcentaje de la presión máxima permisible de trabajo en Pa.

6.2 Aire primario.

Es el que se mezcla con la corriente de gas de desecho antes de que alcance el extremo de la descarga de la boquilla o la base de la flama. Suministra parte del oxígeno para efectuar la combustión sin emanación de humo.

6.3 Aire secundario.

Es el que se mezcla con el gas de desecho directamente sobre la zona de combustión, dada la naturaleza propia de la flama y la turbulencia del gas en la descarga de la boquilla. Suministra la parte complementaria del oxígeno requerido para efectuar la combustión completa.

6.4 Atemperado.

Consiste en enfriar un fluido mezclándolo con otro de menor temperatura.

6.5 Cabezal de desfogue.

Es la tubería principal a la que llegan todas las tuberías secundarias de gas aliviado para su conducción hasta el quemador.



6.6 Castañeteo o traqueteo (CHATTER).

Movimientos rápidos anormales (oscilantes) de las partes móviles de un dispositivo de alivio de presión durante los cuales el disco hace contacto con el asiento.

6.7 Combustión con humo.

Se denomina así a la combustión, cuyas emisiones de humo provenientes de los quemadores, en apariencia obscurecen la visión del observador, en grados como los indicados por los números 1, 2, 3 y 4 de las cartas de humo de Ringelmann (figura 47 del anexo).

6.8 Combustión sin humo.

Se denomina así a la combustión cuyas flamas están 100% libres de humo, que corresponde al número cero (0) de la carta de Ringelmann.

6.9 Condiciones de alivio.

Es el término para indicar la presión y temperatura de entrada de un mecanismo de presión, a una sobrepresión determinada. La presión de alivio es igual a la presión de ajuste de la válvula (o ruptura de disco) más la sobrepresión. La temperatura del fluido a las condiciones de alivio, puede ser mayor que la temperatura de operación.

6.10 Condiciones de relevo.

Las condiciones de relevo están asociadas a dispositivos de relevo de presión, temperatura y presión de entrada, a una sobrepresión específica. La presión de relevo es igual a la presión de ajuste de la válvula (o presión de rompimiento de un dispositivo de ruptura) más la sobrepresión. La temperatura de flujo del fluido a las condiciones de relevo puede ser más alta o más baja que la temperatura de operación.

6.11 Contrapresión.

Es una presión continua en la descarga del dispositivo de seguridad, llamada superimpuesta, o una presión formada por la misma descarga del fluido relevado a la salida de dicho dispositivo. La contrapresión alta, además de reducir la capacidad de la válvula, y aumentar la presión de apertura inicial, también provoca el "chattering", que causa daño a la válvula.

6.12 Contrapresión desarrollada.

La contrapresión desarrollada es la presión existente a la salida del dispositivo de relevo de presión causada por el flujo a través de un dispositivo particular hacia un sistema común (cabezal), la contrapresión desarrollada resultante de la operación de un dispositivo, actuará como contrapresión superpuesta sobre los otros dispositivos, este tipo de contrapresión es variable.

6.13 Contrapresión generada.

Es la presión en el cabezal de descarga de desfogues, que se genera como resultado del flujo después de que abre la válvula de alivio.



6.14 Contrapresión sobrepuesta.

Es la presión estática en la salida del dispositivo de alivio de presión, debido a fuentes externas y que está presente en el momento que se requiera la operación del dispositivo. Esta presión puede ser constante o variable.

6.15 Contrapresión superimpuesta.

Es la presión estática que existe a la descarga de la válvula antes de que ésta abra. Es resultado de la presión de otras fuentes en el sistema de desfogues.

6.16 Descarga atmosférica.

La descarga atmosférica, es la salida de gases y vapores de dispositivos de relevo de presión y depresurización hacia la atmósfera.

6.17 Diagrama de análisis de carga.

Indica las características de las emergencias en cada uno de los equipos.

6.18 Diagrama de balance de desfogue.

Es la representación gráfica del sistema de desfogue.

6.19 Dispositivo de disco de ruptura.

Un dispositivo de disco de ruptura actúa por la presión estática de entrada y está diseñado para funcionar por el rompimiento de un disco de retención de presión. Usualmente está ensamblado entre bridas, el disco puede ser fabricado de metal, plástico u otros materiales. Está diseñado para resistir presiones arriba del nivel especificado, al cual falla y releva la presión del sistema que está protegiendo

6.20 Dispositivos de alivio de presión.

Son accesorios diseñados para aliviar automáticamente la presión sobre los equipos y tuberías que protegen, cuando ésta llega a un límite predeterminado.

6.21 Equipos de venteo.

Son dispositivos instalados para aliviar en forma intencional a la atmósfera el exceso de presión de los equipos y tuberías de proceso.

6.22 Estabilidad de flama.

Es la permanencia de la flama principalmente en la punta del quemador. Se presentan problemas para mantener una flama estable cuando la velocidad del gas combustible es menor que la velocidad de la flama, ya que existe la posibilidad de combustión dentro de la boquilla. Cuando existen velocidades altas de gas combustible, mayores que la velocidad de flama, se tienen problemas de separación de la flama de la boquilla del quemador.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 9 DE 126

6.23 Flama.

Reacción de combustión, que se propaga a través del espacio a velocidad inferior a la del sonido, acompañada normalmente de radiaciones visibles.

6.24 Fuente de emisión de gases.

Es cualquier instalación que produzca gases.

6.25 Flama premezclada.

Se produce cuando la combustión tiene lugar en un medio constituido por una mezcla previamente preparada de combustible y comburente en íntimo contacto.

6.26 Gas de purga.

Es el gas (gas combustible ó gas inerte) suministrado al sistema de desfogue para evitar la infiltración de aire en el mismo. Se alimenta después de las válvulas de desfogue y llega hasta la boquilla del quemador, donde es quemado si se trata de gas combustible.

6.27 Humo.

Es el resultado de la emisión de partículas de carbón formadas como producto de una combustión incompleta.

6.28 Instalaciones finales del sistema de desfogue.

Se utiliza para tratar o eliminar los fluidos provenientes de las redes de tubería del sistema de desfogue.

6.29 Levantamiento (Lift).

Es el viaje del disco de su posición de cierre cuando la válvula está descargando.

6.30 Límite de inflamabilidad.

Las mezclas homogéneas de combustible-aire, pueden propagar ondas de combustión solamente dentro de un rango limitado de composición. Las composiciones de este rango se dice que están dentro de los límites de inflamabilidad.

6.31 Límite inferior de inflamabilidad.

Es la composición de vapor-aire que contiene la cantidad mínima de vapores de hidrocarburos en el aire para formar una mezcla combustible.

6.32 Límite superior de inflamabilidad.

Es la composición de una mezcla de vapor-aire que contiene la cantidad máxima de vapor de un hidrocarburo en el aire para formar una mezcla combustible.



6.33 Máxima condición de desfogue.

Es aquella condición máxima que ocasiona el mayor volumen de fluido o mayor contrapresión dependiendo del diámetro obtenido.

6.34 Presión de ajuste (calibración).

Medida en Pa, es la presión de entrada a la cual se ajusta la válvula de alivio para que abra en condiciones de servicio. En una válvula de seguridad o en una de seguridad - alivio en servicio de gas o vapor, la presión de ajuste es la presión a la entrada a la cual abre. En una válvula de alivio o de seguridad - alivio en servicio líquido, la presión de ajuste es la presión a la entrada a la cual la válvula comienza a descargar en condiciones de servicio.

6.35 Presión de diseño.

Es la presión usada en el diseño de un recipiente para determinar el espesor mínimo permisible u otras características de las diferentes partes de un recipiente.

6.36 Presión de operación.

Es la presión medida en Pa manométricos, a la cual es normalmente sujeto el recipiente cuando está en servicio. Un recipiente de proceso se diseña normalmente para una presión máxima permisible de trabajo que provee de un margen conveniente arriba de la presión de operación, con objeto de prevenir cualquier operación indeseable del mecanismo de alivio.

6.37 Presión de prueba.

Se expresa en unidades de presión Pa. Es la presión a la cual se prepara la válvula para las pruebas en banco. Esta presión incluye factores de corrección para compensar las condiciones reales de operación (temperatura, contrapresión o ambas), ya que la calibración de la válvula se hace invariablemente a temperatura ambiente.

6.38 Presión de ruptura.

Es la presión estática a la cual funciona un disco de ruptura.

6.39 Presión diferencial entre apertura y cierre (Blow - down).

Es la diferencia entre la presión de disparo (o de apertura, si se trata de un líquido) y la presión de cierre de la válvula. Se expresa en porcentaje de la presión de ajuste o en unidades de presión.

6.40 Presión máxima permisible de trabajo.

Medida en Pa manométricos, es la presión máxima permisible en un recipiente cuando éste opera a una temperatura determinada. Esta presión está basada en cálculos para cada elemento de un recipiente usando espesores, tolerancias por corrosión y espesores requeridos por cargas distintas a la presión. Es la base para la presión de ajuste de mecanismos de alivio que protegen un recipiente.

La presión de diseño puede ser usada en lugar de la presión máxima permisible de trabajo, en los casos en los que no se hagan cálculos para determinar el valor de la presión de diseño.



6.41 Purga.

Se define como la extracción de fluidos indeseables de un equipo, tubería o accesorio.

6.42 Quemador.

Es el equipo que tiene como objetivo principal el disponer con seguridad y por medio de combustión, desechos gaseosos de manera ambientalmente aceptable.

6.43 Quemadores de fosa.

Son aquellos cuyas boquillas de quemado están situadas horizontalmente a nivel de piso y cuya función principal es quemar gases y líquidos, que normalmente requieren de área (excavada o rodeada con sardinel o talud) para contener materiales indeseables producidos por combustión incompleta (ver figura 50).

6.44 Radiación.

Mecanismo de transferencia de calor, caracterizado por la transmisión de energía radiante desde una fuente de elevada temperatura hacia un receptor de menor temperatura.

6.45 Recipientes atmosféricos.

Son recipientes diseñados para operar a presión atmosférica.

6.46 Recipientes de alta presión.

Son recipientes diseñados para trabajar a presiones de 102.95 Kpa (1.05 kg/cm²) manométricos y mayores.

6.47 Recipientes de baja presión.

Son recipientes diseñados para operar entre 4.94 y 102.95 KPa (0.05 y 1.05 kg/cm²) manométricos.

6.48 Retroceso de flama.

Es el fenómeno producido cuando el flujo de gases de desecho es bajo y el aire llega a difundirse dentro de la boquilla, formándose una flama que se propaga hacia el interior del quemador.

6.49 Siseo (SIMMER).

Es el escape audible o visible de fluido de entre los asientos de una válvula a una presión estática por debajo de la presión de disparo y en la que no existe una descarga- disparo y en la que no existe una descarga medible. El término sólo aplica a válvulas de seguridad y seguridad - alivio que manejan fluidos compresibles.

6.50 Sistema abierto.

Es aquel en el cual el fluido aliviado entra en contacto directo con la atmósfera al ocurrir el desfogue.



6.51 Sistema cerrado.

Consiste en un cabezal y ramales, los cuales recolectan el fluido aliviado de los distintos dispositivos, y lo conducen hacia un punto en el cual se debe disponer en forma adecuada.

6.52 Sistema de alivio de presión.

Es un arreglo de mecanismo (s) de alivio de presión, tubería y un medio de disposición destinado para el alivio seguro, transporte y disposición de fluidos en fase líquida, gaseosa o vapor.

6.53 Sistema de relevo de presión.

Es un arreglo de dispositivos de relevo de presión, tubería y medios de disposición destinados para el relevo seguro, conducción y disposición de fluidos en fase gaseosa, líquida o vapor. Un sistema de relevo puede consistir de sólo una válvula de relevo de presión o disco de ruptura, uno u otro, con o sin tubo de descarga, sobre un recipiente sencillo o línea. Un sistema más complejo puede involucrar muchos dispositivos de relevo de presión, distribuidos hacia cabezales comunes para su envío a disposición final.

6.54 Sistema de recuperación.

Es un sistema cerrado que tiene como finalidad recolectar el fluido aliviado y proporcionar el tratamiento adecuado, para recuperar sustancias de alto valor económico, o para neutralizar y convertir en productos menos riesgosos, de tal manera que éstos puedan ser liberados a la atmósfera o enviados al quemador.

6.55 Sobrepresión.

Medida en Pa (kg/cm^2) manométricos, se define como el incremento de presión de ajuste del un mecanismo de alivio. La sobrepresión es llamada acumulación, cuando el mecanismo de alivio se ajusta a la presión máxima permisible de trabajo.

6.56 Tanque de sello.

El tanque de sello que se utiliza en sistemas de desfogue, es un recipiente que contiene un nivel de agua cuyo objeto es producir una presión del gas de purga suministrado al sistema, mayor que la presión atmosférica, así como extinguir una flama que haya retrocedido desde la boquilla del quemador. El sello en el tanque está determinado por la presión de descarga en la boquilla del quemador.

6.57 Tanque separador de líquidos.

Es un recipiente cilíndrico que se instala en un sistema de desfogue con el fin de eliminar el líquido arrastrado por la corriente, para evitar su presencia en los quemadores.

6.58 Tiempo de escape.

Es el intervalo requerido para que una persona abandone la zona de radiación de la fuente de calor. Este tiempo se considera de 8 a 10 segundos.



6.59 Tipos de descargas.

Dependiendo de las condiciones meteorológicas, el cono invisible de la descarga de un venteo puede ser de 5 tipos, los que a continuación se mencionan:

a) Cíclico (Looping).

Ocurre cuando la atmósfera se encuentra en condiciones inestables. El cono asciende o desciende alternativamente después de dejar la chimenea, cuando llega al piso permanece en contacto con el suelo a cierta distancia, luego sube y más tarde repite su camino. Esto depende de la velocidad del viento.

b) Cónico (Coning).

Ocurre cuando la atmósfera está en condiciones casi estables. El cono sale en forma de abanico en plano horizontal y gradualmente se ensancha viento abajo y tiende a atenuarse.

c) Abanico (Fanning).

Es característico para condiciones atmosféricas estables. Se logra cuando la velocidad del viento es igual o excede a 12.4 Km/hr (7.5 millas por hora). El gas tendrá forma de un cono angosto. El ángulo del cono variará de 30 a 40 grados, y el eje del perfil del cono apuntará viento abajo.

d) Fumigación (Fumigation).

Es característica de una concentración a cierta altura. En estas condiciones el cono tiende a dispersarse viento abajo.

e) Elevado (Loffting).

Es característica de una concentración cercana al piso es opuesta a la fumigación. El cono tiende a dispersarse hacia arriba.

6.60 Toxicidad.

Indica el grado máximo de concentración a la que puede ser tolerada una sustancia en el aire por un tiempo determinado de acuerdo la NOM-085-ECOL-1994.

6.61 Válvula convencional de alivio - seguridad.

Es una válvula de alivio con bonete cerrado, cuyo bonete ventea al lado de la descarga de la válvula. Las características de comportamiento de la válvula (presión de apertura, presión de cierre, capacidad de alivio, etc.), son afectadas directamente por cambios en la contrapresión.

6.62 Válvula de alivio.

Es un dispositivo de alivio de presión activado por la presión estática corriente arriba de la válvula, que abre en proporción al incremento de presión sobre la presión de ajuste. La válvula de alivio se usa principalmente para líquidos.



6.63 Válvula de alivio con bonete abierto.

Es una válvula de alivio cuyo resorte está expuesto a la atmósfera a través del bonete o yugo. Dependiendo del diseño, el resorte puede ser protegido de vapores o gases descargados por la válvula.

6.64 Válvula de alivio con bonete cerrado.

Es una válvula cuyo resorte se encuentra totalmente encerrado por una cubierta metálica. La cubierta protege el resorte de agentes corrosivos en el ambiente y es un medio colector de fugas en el vástago o disco guía. El bonete puede estar o no sellado contra fugas de presión hacia la atmósfera.

6.65 Válvula de alivio - seguridad.

Es un dispositivo de alivio de presión. Se usa normalmente para gas, vapor o líquido. Este tipo de válvula debe llevar siempre bonete cerrado.

6.66 Válvula de seguridad.

Es un dispositivo de relevo automático activado por la presión estática corriente arriba y caracterizado por una apertura rápida.

6.67 Válvula de seguridad - alivio balanceada.

Es aquella válvula en cuyo diseño se encuentran incorporados dispositivos para minimizar los efectos de la contrapresión sobre las características de su comportamiento (presión de apertura, presión de cierre, capacidad de alivio, etc.).

6.68 Válvula de seguridad - alivio operada con piloto.

Consiste en dos válvulas, la principal y el piloto. La válvula principal emplea la presión del sistema para mantenerse cerrada. El piloto abre a la presión de ajuste o alivio permitiendo a la válvula principal abrir. No deben usarse en fluidos que polimerizan o que contengan sólidos en suspensión.

7. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.

A = Área mojada expuesta a fuego, ft²

A_c = Área del orificio, in²

A_{cs} = Área de sección transversal requerida del tanque, ft²

A_{L1} = Área del líquido a nivel mínimo, ft²

A_{L2} = Área del líquido a un tiempo t, ft²

A_t = Área total de sección transversal para el flujo de vapor, ft²



A_S = Área expuesta del recipiente, ft^2

A_v = Área de sección transversal para el flujo de vapor, ft^2

C = Coeficiente de arrastre

D = Diámetro del recipiente, ft

D' = Diámetro de la boquilla del quemador mm (pulg)

d_b = Diámetro de la boquilla, ft

D_r = Diámetro del tanque de sello m (pulg)

D_{st} = Diámetro de la línea de suministro de vapor mm (pulg)

D_T = Diámetro del tanque, ft

D_p = Diámetro de la partícula, ft

F_1 = Factor de operación

F = Factor de aislamiento

F' = Fracción de calor radiada

F_{WP} = Factor de perímetro mojado

g = Aceleración de bido a la gravedad, ft/seg

Gr = Grado

H' = Altura del espacio de vapor en un tanque de sello m (pulg)

h_t = Altura total del espacio ocupado por el líquido y vapor, ft

h_{L1} = Altura del espacio para nivel del líquido mínimo, ft

h_{L2} = Altura del espacio de líquido a un tiempo t, ft

h_v = Altura del espacio para el flujo de vapor, ft



h_b = Altura de la boquilla, ft

h = Longitud sumergida m (pulg).

h_{min} = Altura de nivel mínimo de líquido, ft

L = Longitud del recipiente, ft

L_{min} = Longitud mínima requerida del tanque, ft

M = Peso molecular del gas lb/lb mol.

P = Máxima contrapresión del cabezal KPa (manometricas)

P_1 = Presión de relevo, psia

P_D = Presión de diseño, psia

P_{OP} = Presión de operación normal del equipo protegido kg/cm^2 abs (Psia).

P_s = Presión de aguste.

ρ_L = Densidad del líquido a condiciones de operación, Lb/ft^3

ρ_V = Densidad del vapor a condiciones de operación, Lb/ft^3

Pulg (")= Pulgadas

Q = Calor total absorbido, BTU/Hr

Q' = Flujo de agua gal/mim.

Q_v = Flujo de gas de purga.

r = Peso de agua requerida para eliminación de humo



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 17 DE 126

R_v = Relación de vapor, ft^3/seg

t = Tiempo de residencia, min

T_1 = Temperatura de relevo, °R

T_0 = Temperatura de operación, °R

U_d = Velocidad de asentamiento, ft/seg

U_v = Velocidad del vapor, ft/seg

V = Volumen total del sistema en m^3

W_v = Flujo de vapor en el equilibrio, Lb/hr

W' = Flujo de gas de kg/hr (lb/hr)

W_a = Flujo requerido de aire kg/hr (lb/hr)

W_1 = 10 % del gasto máximo del desfogue kg/hr (lb/hr)

W_{st} = Flujo de vapor de agua kg/hr (lb/hr)

w = Flujo de vapor relevado, Lb/Hr

ρ = Densidad del líquido de sello kg/m^3 (lb/pie^3)

λ = Calor latente de vaporización, BTU/Lb

μ_v = Viscosidad del vapor, Cp

θ = Tiempo de salida del líquido, seg



8. DESFOGUES.

8.1 Materiales.

La selección de materiales y el cálculo de los espesores de pared para tuberías, tanques de sello y tanques de desfogue, deben considerar las condiciones más severas de presión y temperatura conforme al Código ASME: B31.3, ASME Sec. II, parte D y ASME Sec. VIII o equivalentes. Sin embargo a continuación se establecen algunos requisitos para la selección de materiales.

La selección de materiales para tuberías y recipientes, debe considerar la presión y temperatura a las que estarán sometidos, así como las características de los fluidos a manejar.

a) Presiones mayores de 34.47 KPa (4.99 lb/pulg²).

Temperatura	Materiales
De 616 K a 244 K (650°F a -20°F)	Acero al carbono
De 300° F a -20 °F	ASTM A-53 Grado B, Tipo "S".
De -20° F a 650 °F	ASTM A-106 Grado B.
Para ϕ de 18" a 48"	API 5L-Grado B. (Nota 1).
De 243.6 K a 227.5 K (-21°F a -50°F)	ASTM A-333 Grado 1 o Grado 6.
De 227 K a 172 K (- 51° F a -150° F)	Acero de aleación ASTM A-333 Grado 3.
De 171 K (- 151° F) o menos	Acero inoxidable ASTM A-312-TP-304.

Nota:

1. Utilizar API 5L- Grado B, con un contenido de Silicio mínimo de 0.10%, en servicio amargo (NACE-MR-01-75).

b) Para presiones menores de 34.41 KPa (4.99 lb/pulg²); el acero al carbón puede ser utilizado solamente bajo las siguientes condiciones:

- Como margen de seguridad en la estimación de espesores, el esfuerzo permisible a la tensión a considerar debe ser 1.15 veces el requerido.
- Como margen de seguridad en la estimación de espesores, el esfuerzo permisible por flexión a considerar debe ser 1.15 veces el requerido.



- Para líneas de desfogue que manejen gases no corrosivos o ligeramente corrosivos a temperaturas por arriba de 261 K (10.4°F):

Diámetro	Material
Tuberías hasta 609.6 mm (24" Ø)	Acero al carbón ASTM A-53 Grado B.
Tubería mayor de 609.6 (24" Ø)	Acero al carbón ASTM A-671.

Espesores de pared mínimos a utilizar:

Diámetro	Material
Menores 38.1 mm (1 1/2"Ø)	Céd. 80
50.8 a 254 mm (2" a 10"Ø)	Céd. 40
304.8 a 406.4 mm (12" a 16"Ø)	Céd. 20
457.2 mm (18"Ø)	0.312"
508 a 914.4 mm (20" a 36"Ø)	0.375"

8.1.1 Materiales para tanques de sello y tanques de desfogue.

Los siguientes materiales aplican para los sistemas que operen debajo de 448.16 KPa (65 psia) de presión total, o presión parcial del H₂S en el gas de 0.345 KPa (0.05 psia).

Componente	Material
Envoltentes y cabezas	ASTM A-516, Grado 70
Soportes	ASTM A-283, Grado C
Conexiones (bridas)	ASTM A-105
Conexiones (coples)	ASTM A-105
Tapones	ASTM A-105
Tornillos	ASTM A-307-B
Empaques	Grafito puro, laminado flexible



Espárragos	ASTM A-193-B7
Tuercas	ASTM A-194-2H
Tubo exterior	ASTM-A-106-B
Soldadura	AWS A-5.1 y 5.5
Tubo interior	ASTM A-106-B
Anclas	ASTM A-108-B

8.1.1.1 Los recipientes deben protegerse con pintura anticorrosiva de acuerdo a las especificaciones de PEP P.2.411.01, P.3.0351.01 y P.4.0351.01.

8.2 Diseño.

8.2.1 Generalidades.

Dentro de una instalación en operación, cada unidad de proceso y equipo debe ser estudiada y evaluada en lo particular para cada contingencia de desfogue que se presente. Si cierta causa de desfogue afecta a más de una unidad, todas las unidades que involucre deben ser consideradas como una sola, a fin de diseñar el sistema para la condición máxima o crítica de operación.

Para desarrollar el diseño adecuado de un sistema de desfogues, se deben elaborar los diagramas que muestren los diferentes equipos y dispositivos que puedan presentar fallas en las instalaciones de la planta, éstos son:

8.2.2 Diagramas de balance de desfogues

En ellos se indican las plantas, áreas de almacenamiento o fuentes de emisión de los desfogues. Se muestran también los tanques separadores de líquidos, los tanques recolectores de condensados para las líneas de desfogue, los tanques de sello con agua y los quemadores involucrados en el sistema, sin importar cual sea su tipo.

El balance de desfogues debe mostrar también, los datos de relevo para cada corriente, esto es: nombre de la corriente, causa de relevo, flujo, peso molecular, temperatura y presión (Ver figura 1 del anexo).

Se deben agrupar en un cabezal de desfogue, todas aquellas corrientes de gas cuyas características sean similares, tales como:

- Composición.
- Niveles de presión de descarga.
- Niveles de temperatura de descarga.

Las corrientes de gas de ocurrencia simultáneas con propiedades físicas diferentes por ejemplo: presión, temperatura o composición, deben ser conducidas al quemador por diferentes tuberías, a menos que de

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>No. de Documento NRF - 031 - PEMEX - 2002</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 21 DE 126</p>
--	---	--

acuerdo a un estudio de compatibilidad, el diseñador determine enviarlas por la misma tubería. Las descargas de gas con propiedades físicas similares de alivio y distancias iguales al quemador, deben conducirse por un mismo cabezal de desfogues.

8.2.3 Diagrama de análisis de cargas.

Indicará las diferentes situaciones de emergencia en cada una de las plantas, (ver figura 2 del anexo); de tal forma que sea posible visualizar en forma rápida la condición crítica y se debe indicar como mínimo lo siguiente:

- a) Todas las aportaciones de desfogues de las instalaciones o estaciones de desfogue que intervienen en el sistema.
- b) Las causas de desfogues para cada planta o equipo en particular, así como las características del flujo, peso molecular, presión y temperatura del gas, corriente abajo y arriba de cada válvula.
- c) La interrelación con los servicios auxiliares esto es:
 - Agua de enfriamiento para los equipos de la planta.
 - La subestación eléctrica y el alimentador, de los cuales depende la instalación.
- d) El diámetro de cada línea de desfogue.
- e) El quemador al que será enviada la corriente de gas.
- f) En una sección aparte, deben indicarse los grupos de quemado resultantes, anotando en cada uno, la causa principal de desfogue, para que pueda verse claramente el flujo total de diseño resultante de las situaciones acumulativas de relevo.
- g) Finalmente, deben señalarse en forma resumida los quemadores que dan servicio a los grupos de quemado, indicando en cada caso el flujo a quemar.
 - Area de tanques.
 - Quemadores.
 - Círculos de radiación con sus intensidades de calor.
 - Dirección de vientos dominantes.

8.2.4 Análisis de cargas al sistema.

Se efectúa en todas las situaciones posibles de desfogue que puedan presentarse, (ver fig. 3 del anexo), a fin de determinar la condición de máximo desfogue en emergencia. La máxima situación de emergencia, es la



suma de las cargas individuales por una falla en particular o la máxima contrapresión generada en la tubería de desfogue, dependiendo del caso. En el análisis de cargas debe ponerse atención en aquellas fallas que puedan ser acumulativas por enlaces o dependencia del mismo sistema.

Es conveniente considerar los siguientes factores: Número de válvulas, presión de ajuste, contrapresión permisible, temperatura de relevo, flujo, peso molecular y causa que origina el desfogue.

El factor crítico determinante para el diseño del sistema, será el que requiera el mayor diámetro.

8.2.5 Válvulas de relevo de presión.

8.2.5.1 Válvula de Seguridad-Alivio.

a) Requisitos de diseño.

Para llevar a cabo el dimensionamiento de una válvula de seguridad, se requiere ante todo del conocimiento de la masa a relevar, sus propiedades y las características del sistema de desfogue, para lo cual debe hacerse un análisis cuidadoso del servicio y del entorno en el que la válvula va a operar. Los requisitos de diseño se mencionan a continuación:

a.1 Contrapresión.

La presión creada por la descarga del fluido afecta la capacidad de descarga de las válvulas, ya sean éstas convencionales, balanceadas u operadas por piloto, aunque en una relación diferente, ya que en las válvulas convencionales, es aceptable una contrapresión de un 10% de la presión de relevo, mientras que las válvulas balanceadas y operadas por piloto, pueden mantener sus capacidades de descarga con un valor aproximado de contrapresión de entre 40 ó 50% de la presión de relevo.

Consecuentemente, el uso de válvulas balanceadas toleran contrapresiones mayores y por ende cabezales de relevo de menor diámetro, pudiendo reducir el costo de adquisición e instalación.

En la práctica, las válvulas cuya descarga es a la atmósfera, serán de tipo convencional pues la contrapresión es siempre constante; las válvulas cuya descarga se integra a un cabezal, serán de tipo balanceado u operadas por piloto para reducir el tamaño del cabezal.

La contrapresión alta, además de reducir la capacidad de la válvula, y de aumentar la presión de apertura inicial, también provoca el "castañeteo" (chattering), que es sumamente dañino para la válvula.

a.2 Presión de ajuste (P_s).

La presión de ajuste, es la presión a la cual se inicia la apertura de la válvula. Debe ponerse especial cuidado en su selección (la figura 4 del anexo servirá de apoyo) para que la relación siguiente se cumpla:

$$P_{OP} \leq 0.9 P_s$$

La condición anterior se requiere para evitar castañeteo (chattering) en la válvula, con el consiguiente daño y posible fuga.



a3. Temperatura de relevo.

La temperatura de relevo puede variar para un mismo fluido dependiendo de la causa de relevo. La determinación de su valor está asociado a las diferentes causas de fallas, las cuales deben analizarse cuidadosamente, ya que además de intervenir en el dimensionamiento de la válvula, sirve también para especificar los materiales.

a.4 Sobrepresión.

La sobrepresión se expresa como un porciento adicional en el equipo protegido de la presión de ajuste de la válvula, y los valores comúnmente utilizados son los siguientes:

- Para protección contra fuego: 20%
- Para expansión térmica: 25%
- Equipos con válvula individual: 10%
- Equipos con válvula múltiple: 16%

a.4.1 Causas de sobrepresión:

Se considera que están relacionadas entre sí cuando existen enlaces de proceso, mecánicos o eléctricos y el tiempo que transcurre entre los diversos eventos sucesivos posibles, es corto. La ocurrencia simultánea de dos o más causas de sobrepresión, no debe ser considerada, si éstas no están relacionadas entre sí.

A continuación se relacionan las contingencias más comunes, aunque éstas no relevan al diseñador de la responsabilidad de analizar el proceso para determinar otras posibles causas.

- Fuego externo.

Un incendio debe confinarse a una área máxima de 464.75 m² (5,000 pié²).

Un equipo de proceso a una altura mayor a 7.62 m (25 pies) sobre el nivel de piso o plataforma, no debe ser considerado como sometido al fuego; pero en el caso de que la temperatura sea muy elevada, debe considerarse la posibilidad de que se presenten reacciones químicas (cracking térmico) con su consecuente desprendimiento de vapores.

- Fallas operacionales.

Las fallas operacionales mas comunes, son causadas por descargas bloqueadas, fallas de servicios auxiliares y apertura inadvertida de válvulas.

- Falla de servicios auxiliares.

Las fallas de servicios auxiliares, más graves y comunes son las de energía eléctrica y la de agua de enfriamiento.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 24 DE 126

Fallas de energía eléctrica. Por su extensión las fallas de energía pueden ser:

- Falla local.- Un solo elemento del equipo es afectado.
- Falla intermedia.- Un centro de distribución, un centro de control o bus es afectado.
- Falla total.- Todo el equipo eléctrico se ve afectado.

a.5 Presión de relevo.

De acuerdo con los requerimientos del código ASME, Sec. VIII, o equivalente, la presión acumulada debe limitarse al 110% de la presión máxima permisible de trabajo en recipientes que son protegidos por una sola válvula de relevo (válvulas individuales) y dimensionada para contingencias operativas distintas al fuego.

En caso de válvulas para líquido, servicio no ASME, es decir para protección de tubería sin recipientes conectados, se debe especificar una sobrepresión del 25%. La sobrepresión permisible es establecida por el diseño del equipo, recipiente o sistema de tubería, ésta puede variar para diferentes aplicaciones dependiendo de la relación de la presión de ajuste a la máxima presión permisible de trabajo del sistema o recipiente que es protegido.

NOTA: La acumulación permisible es de 20.68 KPa (3.0 lb/pulg²) cuando la presión máxima permisible de trabajo está entre 103.44 y 206.89 KPa (14.99 y 30.0 lb/pulg²).

Una instalación de válvulas múltiples, requiere la capacidad combinada de dos o más válvulas de relevo para aliviar una contingencia dada.

De acuerdo con los requerimientos del código ASME o equivalente, la presión acumulada debe ser limitada al 116% de la presión máxima permisible de trabajo en recipientes que son protegidos por válvulas múltiples, dimensionadas para contingencias operativas distintas al fuego. La presión de ajuste de la primera válvula no debe exceder la presión máxima permisible de trabajo. La presión de ajuste de la(s) válvula(s) adicional(es) no debe exceder 105% de la presión máxima permisible de trabajo.

La tabla 1 resume la acumulación máxima y la presión de ajuste para válvulas de relevo de presión especificadas de acuerdo con el Código ASME o equivalente.

Tabla 1. Presión de ajuste y límites de acumulación para válvulas de relevo de presión.

Contingencia	Diseño de una válvula simple		Diseño de válvulas múltiples	
	Presión de ajuste (porcentaje)	Máxima presión acumulada (porcentaje)	Presión de ajuste (porcentaje)	Máxima presión acumulada (porcentaje)
No fuego				
Primera válvula	100	110	100	116
Válvula(s) adicional (es)	-	-	105	116
Por fuego				
Primera válvula	100	121	100	121
Válvula(s) adicional (es)	-	-	105	121
Válvula suplementaria	-	-	110	121

b) Área de flujo requerida.

El cálculo de una válvula de relevo, consiste en encontrar el área que permita el paso de la mayor masa o flujo, a las condiciones de relevo establecidas para las diferentes causas.

b.1 Procedimiento de cálculo.

Para determinar el tamaño de un dispositivo de relevo, se deben determinar las contingencias que puedan ocasionar una sobrepresión (ver inciso a.4). Las contingencias que causen sobrepresión deben ser evaluadas en términos de la presión generada y la velocidad a la cual el fluido es relevado.

b.1.1 Cálculo de válvulas en recipientes conteniendo líquido.

La siguiente información es necesaria:

Tamaño del tanque: De acuerdo a hojas de datos

Tipo de recipiente: Horizontal o vertical

Fluido: Composición química

K: Relación de calores específicos

Presión de operación: P_o (psia)

Presión de ajuste: P (psig)

Temperatura de operación: T_o ($^{\circ}F + 460$)

Factor de compresibilidad: Características del fluido



- Determinación del calor de absorción.

$$Q = 21,000 * F * A^{0.82}$$

- Determinación del área de superficie.

$$\text{Area de superficie (A)} = F_{WP} * \text{Area total de superficie del recipiente}$$

Las fórmulas para el cálculo del área total de superficie para diferentes formas de recipientes son listadas en la tabla 2.

F_{wp} (obtener de la figura 5 del anexo).

Para un recipiente horizontal, usar tabla 2 y figura 6 del anexo.

Para un recipiente vertical, usar tabla 2 y figura 7 del anexo.

- Determinación de la capacidad de descarga de vapor en lb/hr.

El flujo de vapor relevado se obtiene a partir de un balance de energía por lo que se debe obtener:

$$w = \frac{Q}{?}$$

El área del orificio de la válvula, se determina en base a la NOM-093-SCFI-1994 o en su caso a información técnica del fabricante o.

b.1.2 Cálculo para recipientes que manejan gases.

La siguiente información es necesaria.

Tamaño del tanque:	Dimensiones descritas en hoja de datos
Tipo de recipiente:	Horizontal o vertical
Fluido:	Composición química
K:	Relación de calores específicos
Presión de operación:	P_o (psia)
Presión de ajuste:	P (psig)
Temperatura de operación:	T_o ($^{\circ}F + 460$)



- Presión de relevo.

De acuerdo a la causa de relevo, se considera que la acumulación va de un 10% para causas por bloqueo, hasta un 25% para causas por fuego. La presión de relevo debe estar de acuerdo a lo siguiente:

$$P_1 = 1.1 P_D + 14.7$$

- Temperatura de relevo.

La temperatura de relevo, es posible calcularla por dos métodos. Uno de ellos consiste en determinarla a partir de una curva presión - temperatura, y el segundo se basa en la siguiente fórmula:

$$T_1 = \frac{P_1 * T_0}{P_0}$$

- Area expuesta del recipiente.

Para determinar el área expuesta del recipiente, se hace la selección de la fórmula aplicable de la tabla 2 para el recipiente de que se trate.

$$A_S = p * \left(D * L + \frac{D^2}{2} \right)$$

- Area del orificio de la válvula.

El área de orificio requerida, para una válvula de seguridad - alivio en un recipiente conteniendo gas, expuesto a fuego, puede ser determinada por la siguiente fórmula:

$$A_C = \frac{F_1 * A_S}{\sqrt{P_1}}$$

Para determinar el factor de operación de la válvula de relevo (F_1), ver en la figura 8 del anexo, la temperatura de relevo correspondiente, seguir horizontalmente hasta aproximadamente localizar la curva que representa la relación de calores específicos (k), después hacer un movimiento vertical hacia abajo de la carta y leer el factor de operación de la válvula de relevo.



Tabla 2. Fórmulas de área total de superficie.

Tipo de recipiente	Fórmula
Cilindro vertical con tapas	$A = \pi (DL + D^2 / 2)$
Cilindro vertical con tapas elípticas	$A = \pi (DL + 2.61 D^2)$
Cilindro vertical con tapas hemisféricas	$A = \pi (DL + D^2 / 2)$
Cilindro horizontal con tapas	$A = \pi (DL + D^2)$
Cilindro horizontal con tapas elípticas	$A = \pi (DL + 2.61 D^2)$
Cilindro horizontal tapas hemisféricas	$A = \pi (DL + D^2)$

8.2.6 Sistema de desfogues. - Requisitos de selección.

La selección del destino final del sistema de desfogue, depende de las características físicas y químicas de los fluidos relevados, éste puede ser:

- Sistema abierto: Descarga a la atmósfera.
- Sistema cerrado: Sistema de conducción y tratamiento para su disposición.
- Sistema de recuperación: Sistema específico para recuperación total o parcial de los fluidos relevados.

8.2.6.1 Sistema abierto.

Las emisiones a la atmósfera deben cumplir con la NOM-085-ECOL-1994.

- a) A este sistema deben ir las descargas que únicamente deban satisfacer lo referente a ruido excesivo durante la descarga, como son el vapor de agua, aire comprimido y gas inerte.
- b) Para los desfogues de dióxido de carbono, el venteo debe estar elevado 3 metros como mínimo (dato a confirmar o modificar por el análisis de dispersión), sobre cualquier equipo adyacente, plataforma o edificio, para no disminuir la cantidad de oxígeno en áreas de trabajo.
- c) Sólo se pueden enviar directamente a la atmósfera, pequeñas cantidades de hidrocarburos y otros vapores inflamables o tóxicos (que debe definir el análisis de dispersión), que de acuerdo a la NOM-085-ECOL-1994, no causen problemas como los siguientes:



- El gas relevado reaccione químicamente y por consiguiente genere mezclas explosivas e inflamables con el aire a nivel del piso o de plataformas de operación.
- Exposición del personal a vapores tóxicos o sustancias corrosivas que excedan las concentraciones permisibles de acuerdo a lo establecido en la tabla 12 del anexo.
- Explosión de corrientes de relevo en el punto de emisión.
- La baja dispersión que el hidrocarburo en cuestión tenga en el aire, de acuerdo al estudio de dispersión correspondiente.

d) El nivel de ruido máximo para descargas esporádicas de dispositivos de alivio de presión, debe estar limitado a 105 decibeles en un período de 15 minutos como máximo, en áreas donde se encuentre personal laborando sin equipo de protección.

e) Definir si la fuente de emisión es un "punto" o una "línea".

Cuando varias descargas estén relativamente cerca, puede considerarse que existe una línea de emisión. Cuando es un solo venteo se considera un punto de emisión.

Para una línea de emisión, la concentración máxima a nivel de piso será la suma de concentraciones obtenidas a partir de cada punto.

f) En el caso de varias instalaciones cercanas entre sí, se toma cada una como un punto de emisión, y la concentración máxima a nivel de piso, será la suma de las concentraciones obtenidas a partir de cada punto.

g) Se considera aceptable una concentración de vapores inflamables a nivel de piso o plataforma de 0.1 a 0.5 veces del límite más bajo de inflamabilidad.

h) Se consideran factibles de descargar a la atmósfera, pequeñas cantidades de gases de bajo peso molecular, se prohíbe en este sistema el relevo de vapores pesados (peso molecular mayor de 80), pues éstos tienden a condensarse al enfriarse en la atmósfera y caer sobre la instalación provocando suciedad y riesgos de incendio.

i) Debe evitarse enviar a la atmósfera vapores condensables calientes.

j) No se deben descargar a la atmósfera fluidos que se encuentren a una temperatura cercana a su punto de inflamación.

k) Ningún hidrocarburo o en general ningún gas inflamable, se debe liberar a la atmósfera si su punto de emisión está cercano a una fuente de calor.

l) Para desfogar cantidades mayores de gases o vapores tóxicos no inflamables directamente a la atmósfera, éstos se deben enviar a un sistema de tratamiento específico (neutralización, absorción, entre otros) y los efluentes de dichos tratamientos se pueden enviar a la atmósfera, los cuales como máximo solo podrán originar concentraciones resultantes que sean las permisibles de acuerdo a la toxicología más reciente.



- m) La velocidad de los gases en venteos atmosféricos debe ser suficientemente alta para facilitar la dilución y dispersión en el aire. Se recomienda una velocidad de 150 m/seg o mayor, considerando el flujo máximo esperado.
- n) Para evitar la acumulación de líquidos, se deben instalar accesorios para drenaje en cada venteo.
- o) La descarga de agua de válvulas de relevo, se debe enviar al sistema de drenaje pluvial.
- p) No se deben descargar hidrocarburos líquidos directamente a la atmósfera aún cuando su punto de inflamación sea superior a la temperatura ambiente máxima esperada, ya que causan contaminación y riesgo potencial de incendio. Excepto que se cumpla con 8.2.6.1.c.
- q) No se deben descargar líquidos corrosivos o tóxicos directamente a la atmósfera, excepto cuando se cumpla con 8.2.6.1.c.
- r) Si los venteos son peligrosos, o si la geometría de la planta no los permite manejar, entonces deberán ir al sistema de tuberías que los conduzca al quemador.
- s) Las descargas de gases de combustión a la atmósfera deben cumplir con las disposiciones de protección ambiental en lo correspondiente a niveles permisibles de contaminación atmosférica, de acuerdo con la ley y los reglamentos aplicables.

8.2.6.2 Sistema cerrado.

- a) El relevo de vapores inflamables no tóxicos, se debe enviar al sistema de desfogue y de ahí al quemador.
- b) Los desfogues de gases inflamables o tóxicos, se deben enviar al quemador cuando los productos de la combustión no sean tóxicos, o bien que éstos últimos, en todo momento estén en concentraciones inferiores a las concentraciones nocivas.
- c) Para desfogar gases tóxicos no inflamables como sería el caso de plantas endulzadoras de gas, éstos se deben enviar a un sistema de tratamiento (neutralización, absorción, etc.), y los efluentes de dichos tratamientos se podrán enviar a la atmósfera, cuando sus concentraciones resultantes sean permisibles para jornadas de 8 horas, de acuerdo a lo establecido en la tabla 12 del anexo o en la toxicología más reciente.
- d) Los desfogues de líquidos inflamables en grandes volúmenes se evitará enviarlos a los quemadores. Para tal efecto se conectan con tanques de vaciado que cubran esta contingencia.
- e) Los desfogues líquidos pesados fríos no tóxicos en pequeñas cantidades, se podrán enviar al drenaje industrial, aceitoso o bien, de retorno al sistema de proceso.
- f) Para enviar líquidos tóxicos inflamables a la línea de desfogue, se debe cumplir con lo establecido para gases y vapores punto 8.2.6.1 inciso b.
- g) Para disponer de líquidos tóxicos no inflamables, se debe cumplir con lo establecido en el punto 8.2.5.2 inciso c. Los gases, vapores y los efluentes líquidos de los tratamientos, deben cumplir con lo establecido en las disposiciones legales de protección ambiental.



- h) Se debe evitar enviar al mismo cabezal, compuestos que formen mezclas químicas que puedan reaccionar entre sí.
- i) Por ningún concepto se debe descargar aire a los cabezales de desfogue que manejen productos inflamables o que reaccionen con el aire.
- j) Los desfogues líquidos, de ser posible se deben recircular al proceso, a un punto de menor presión (ésto será realizado a criterio del diseñador) siempre y cuando el punto de menor presión tenga capacidad para absorber la carga extra. Si esto no es posible y la cantidad de líquido es pequeña, se puede enviar al cabezal de desfogue de la planta. En dicho sistema el líquido se debe recolectar en un tanque separador.
- k) El líquido separado se envía mediante una bomba hacia un sistema de recuperación, o una fosa de drenaje, o bien se recircula a la alimentación de la planta para reprocesarlo. La decisión está sujeta a las características del fluido y de la instalación.
- l) Las descargas de líquidos no volátiles y no tóxicos de válvulas de relevo, se pueden enviar a fosas de recolección, en donde puedan ser recuperados. Las fosas deben tener una capacidad suficiente, estar selladas y venteadas adecuadamente. Se debe tener precaución de no enviar descargas de líquidos volátiles, tóxicos o calientes a la fosa.
- m) En el caso que se releven grandes cantidades de líquidos inflamables, se debe evitar enviarlos al cabezal de desfogue. Estos se enviarán a tanques receptores y los líquidos se reprocesan.
- n) Las corrientes de los sistemas de alivio se deben recolectar en el cabezal de desfogue de la instalación, debiendo cumplir con lo estipulado anteriormente para las descargas de válvulas de seguridad-alivio.

8.2.6.3 Requisitos para el sistema de recuperación de hidrocarburos.

- a) Determinar si el valor del producto recuperado justifica la instalación.
- b) Al sistema de recuperación se envían los vapores que se puedan enviar directamente a la atmósfera o al quemador.
- c) Cuando los fluidos desfogados se encuentren a una temperatura cercana o superior a su punto de auto-ignición, deben enfriarse antes de enviarse al sistema de recuperación.
- d) Los efluentes líquidos de los tratamientos de vapores y líquidos tóxicos o corrosivos, deben cumplir con lo establecido en las disposiciones legales de protección ambiental.
- e) Los sistemas para la recuperación de los hidrocarburos generados en los desfogues, en general deben cumplir con los requisitos de la NOM-085-ECOL-1994.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>No. de Documento NRF - 031 - PEMEX - 2002</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 32 DE 126</p>
--	---	--

8.2.6.4 Cabezales para los sistemas de desfogues.

El diseño de las tuberías de desfogue y las de entrada a los dispositivos de alivio, se hará de tal modo que no se transmitan esfuerzos a dichos dispositivos, debe cuidarse en forma especial la alineación de estas tuberías.

En las tuberías de salida de los dispositivos de relevo, debe tenerse especial cuidado a las causas que originan expansión o contracción térmica, vibración, fuerzas de reacción producidas por los desfogues, cargas por impacto, ruido excesivo y otros efectos resultantes del movimiento rápido de fluidos compresibles en las redes de tubería.

Las redes de tubería de desfogue, se deben diseñar analizando las condiciones que gobiernan la apertura de los dispositivos de desfogue para considerar el flujo producido por el relevo de un dispositivo, o grupo de dispositivos que puedan operar simultáneamente y que provean el máximo gasto a desfogar; teniendo especial cuidado en la contrapresión sobre cualquiera de los dispositivos.

Para que la tubería de desfogue resulte de menor diámetro, se recomienda se tome en consideración el uso de válvulas del tipo "balanceadas".

El sistema de entrada debe ser auto drenado y diseñarse para prevenir pérdidas de presión excesivas, las cuales causan "chattering" con la consecuente reducción de flujo y daño a las juntas y asientos de las válvulas.

Dependiendo de las características físicas y químicas de las corrientes de descarga de las válvulas de seguridad - alivio que existan en la planta, pueden estar en uno o en varios cabezales. La necesidad de separar los desfogues se presenta por las siguientes causas:

- a) Presencia de materiales corrosivos en algunas descargas.
- b) Diferencias significativas en niveles de presión de equipos conectados al sistema.
- c) Corrientes de alivio que sometan a la tubería a temperaturas demasiado altas o bajas.
 - Las descargas de válvulas que manejen fluidos corrosivos se recolectan en cabezales independientes, si es requerido se envían a un sistema para tratamiento específico.
 - Las plantas de proceso que trabajen con equipos con rangos de presión diferentes y significativos, deben considerar la opción de utilizar cabezales independientes para la recolección de las descargas de las válvulas que releven a altas y bajas presiones. Es necesario calcular el sistema para ambas alternativas y elegir la más económica.
 - Para dar mantenimiento a las válvulas de seguridad - alivio, éstas deben contar con válvulas de bloqueo y línea de venteo, Ver figura 8 del anexo.
 - En el caso de que la descarga de las válvulas de baja presión, represente solo un pequeño porcentaje del total, se deben tener cabezales independientes. De otra manera estas descargas disminuirán considerablemente la contrapresión permitida en el sistema y en consecuencia el diámetro obtenido para un solo cabezal sería mayor.



- Los fluidos con temperaturas extremas, se manejan en cabezales independientes, evitando así especificar el cabezal general de acero de aleación.

8.2.6.5 Requisitos para el gas de purga.

- a) Selección del gas de purga. Un gas o mezcla de gases que no alcance el punto de rocío en cualquier condición de operación, puede ser utilizado como gas de purga. Usualmente se utiliza gas combustible, gases inerte o nitrógeno. El vapor de agua no se debe utilizar como gas de purga.
- b) Cuando se tengan sistemas de desfogues estáticos a muy baja presión, o con muy poco flujo hacia el quemador, debe inyectarse un gas de purga con peso molecular menor a 29.

8.2.7 Dimensionamiento de líneas.

8.2.7.1 El diseño de un sistema de desfogue debe efectuarse en sentido inverso al flujo, ya que siempre existe una presión conocida al final del sistema, ya sea en un tanque, la atmosférica o un quemador, la cual se encuentra fija, ver figura 9 del anexo.

Debe tenerse especial cuidado para evitar la acumulación de líquidos en algún lugar de la red de desfogues, por lo que:

- Las líneas de desfogue deben tener una pendiente de cuando menos 1 metro en 1,000 metros (1/1,000) en dirección a los tanques receptores de líquidos cuando la longitud de las líneas, sea mayor a los 200 metros, y para longitudes cortas (entre 100 y 200 m) la pendiente debe ser de 3 a 4 metros en 1,000 metros (entre 3 y 4/1,000), ver figura 10 del anexo.
- No se permiten tramos ascendentes de tubería.
- Las líneas de desfogue, no deben llevar ninguna curva que permita la acumulación de líquidos con el subsecuente represionamiento de la línea.

El cálculo de la presión inicial para fase gas o vapor, debe hacerse en función de las condiciones finales de la línea de desfogue.

En tuberías de desfogue se debe considerar un rango de velocidad de 0.2 a 0.3 Mach, ya que por encima de este valor se presentan problemas de ruido y vibración.

8.2.7.2 Contrapresión permisible.

El valor establecido de la contrapresión al fluir el gas por el cabezal, debe ser lo suficientemente bajo, de modo que no se reduzca la capacidad de relevo de cualquiera de las válvulas conectadas al cabezal.

En general se deben considerar los siguientes porcentajes.

- a) Válvulas convencionales: 10% de la presión de relevo.
- b) Válvulas balanceadas: 50% de la presión de relevo.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 34 DE 126

- c) Válvulas operadas por piloto: 50% de la presión de relevo.

Cuando se sobrepasen estos porcentajes, se deben consultar las gráficas del fabricante de la válvula, a fin de efectuar la corrección en la capacidad de la válvula.

El cálculo de las máximas contrapresiones permisibles, tiene una importancia relevante en sistemas cerrados de desfogue y la limitante principal es el dimensionamiento de la tubería.

8.2.7.3 Velocidad.

En tuberías de desfogue, se debe considerar un rango de velocidad de 0.2 a 0.3 Mach. Una velocidad alta, puede resultar en un nivel de ruido inaceptable.

El límite de ruido permitido para exposiciones continuas de trabajo es de 85 decibeles, sin embargo, debido a que las descargas máximas de gas solo deben ocurrir en verdaderas condiciones de emergencia y por corto tiempo (15 minutos máximo), puede permitirse un nivel de ruido de hasta 105 decibeles.

8.2.7.4 Presión de trabajo.

La máxima contrapresión generada por el sistema, debe ser menor a la presión de trabajo permitida a la temperatura de operación.

8.2.7.5 Temperatura de salida de los dispositivos de relevo de presión.

En los dispositivos de relevo de presión se presenta una expansión politrópica. Se deben calcular las presiones, temperaturas y composiciones de los fluidos a manejar, a fin de seleccionar correctamente los dispositivos y sus materiales.

Especial atención se debe tener en los esfuerzos, cuando la tubería de acero al carbón pueda ser enfriada por debajo de su temperatura de transición. Los enfriamientos pueden ser causados al entrar fluidos fríos o bien por autorrefrigeración, lo cual ocurre cuando la presión es reducida en fluidos de bajo punto de ebullición.

- a) El primer requisito en el diseño de un sistema de desfogue, es definir las cargas que van a ser manejadas. Cuando un sistema consta de una sola válvula, la condición de diseño del sistema es definir el tipo y características de la válvula.
- b) Se define la localización de cada una de las cargas y un análisis para determinar la máxima carga al sistema.
- c) De acuerdo al inciso 8.2.4, no debe considerarse la simultaneidad de dos o más causas de sobrepresión. Sin embargo, es posible que una sola causa provoque el relevo de varias válvulas a la vez, por lo que las cargas de cada una de éstas, será aditiva para el dimensionamiento de los cabezales de desfogue correspondientes.
- d) En caso de fuego externo, no es necesario suponer que éste se presente en toda la planta al mismo tiempo, ya que de acuerdo a la práctica recomendada por el API - RP- 520, o equivalente, puede ser confinado en áreas de 464.75 m^2 ($5,000 \text{ ft}^2$); por lo que es conveniente dividir la planta en áreas de fuego y



considerar que dentro de cada área, las válvulas que puedan relevar en caso de fuego actúan simultáneamente.

e) Un estudio particular se requiere en los casos de falla de algún servicio, como energía o agua de enfriamiento. Una falla total puede ser considerada cuando se tenga una sola fuente de suministro.

f) En caso de falla total de algún servicio, todas las válvulas que estén relacionadas con esta causa relevarán al mismo tiempo.

g) Las válvulas de alivio deben considerarse como 100% abiertas o 100% cerradas. La máxima carga de una válvula de alivio abierta, corresponderá al flujo de la válvula a la máxima presión de operación del equipo protegido.

8.2.7.6 Presión fija.

En algún punto del sistema de desfogues se tiene una presión fija, a partir de la cual se iniciarán los cálculos, este punto debe ser el de menor presión del sistema considerado y puede ser:

- Presión atmosférica. Si el sistema de desfogues descarga directamente a la atmósfera.
- Presión en la base del quemador. Cuando el destino final del sistema de desfogue sea un quemador, el responsable del diseño debe asegurar que se cuente con una presión mínima de 34.47 KPa (4.98 lb/pulg²) en la base del mismo, condición que debe cumplir también el fabricante.

8.2.8 Recipientes.

8.2.8.1 Cuando el análisis del sistema o condición de desfogue presente líquido en la corriente, debe ser separado antes de llegar al quemador, dependiendo de las características, así como su valor económico de la siguiente manera:

- Tanque separador: para evitar que las gotas de líquidos arrastradas, en la corriente de gas, entren al quemador y sean arrojadas como gotas encendidas.
- Sistema de recuperación: cuando la recuperación de líquidos ya sea a partir de gotas o como descarga de condensado del cabezal de llegada, tiene un alto valor económico, debe contar con un sistema para su recuperación.

8.2.8.2 Aspectos de la separación en los tanques de desfogue. Los factores básicos que afectan la operación y separación entre fases líquidas y gaseosas en un tanque de desfogue son: temperatura y presión de operación en el separador, flujo, velocidad y composición química de la corriente.

Cualquier cambio en éstos factores afectará la cantidad de gas y líquidos que salen del tanque. Un incremento en la presión o un descenso en la temperatura, aumenta el volumen de líquido en el separador.

8.2.8.3 Requisitos de diseño para tanques de desfogue.

- Para el diseño de separadores se recomienda el método API RP -521 o equivalente.
- Las reglas de los incisos siguientes se aplican a tanques de desfogue horizontales y verticales.



- a) Diámetro de partícula: Se consideran partículas líquidas entre 300 y 600 micrones de diámetro.
- b) Los tanques de retención de líquidos que se conecten en serie con un tanque de desfogue cercano al quemador, ver figura 11, no requieren una separación fina de partículas, por lo que pueden dimensionarse para un tamaño de partículas hasta 600 micrones.
- c) El tanque de desfogue cerca del quemador debe diseñarse para un tamaño máximo de 400 micrones y mínimo de 150 micrones, dependiendo del criterio a seguir y el espacio disponible.
- d) Densidades: Para evaluar la densidad del líquido y el vapor, es necesario conocer la temperatura y presión en el tanque de desfogue durante la falla, para las cuales se va a dimensionar. La temperatura debe ser obtenida de acuerdo al perfil de temperatura del sistema.
- e) En el caso de no obtenerse líquido a las condiciones mencionadas en el inciso d), sus propiedades deben obtenerse en el punto de rocío del gas a la presión que se tenga en el tanque de desfogue.

8.2.8.4 Dimensionamiento de tanques de desfogues.

El diseño de un tanque de desfogue, de acuerdo al API-RP—521 ó equivalente, es por un procedimiento de prueba y error. El primer paso consiste en determinar el diámetro del tanque que permita la separación gas-líquido. Las partículas de líquido se separan cuando el tiempo de permanencia del vapor o gas sea igual a o mayor, que la velocidad de caída de las partículas en su viaje a través en el tanque, además de que la velocidad del gas sea lo suficientemente baja para permitir que descendan esas partículas.

La velocidad vertical aceptable en el tanque puede ser basada en este requisito, para separar las gotas de 300 a 600 micrones a través diámetro del tanque. La velocidad de una partícula en el vapor se calcula como sigue:

$$U_d = 1.15 \sqrt{\frac{g D_p (\rho_L - \rho_V)}{\rho_V (C)}}$$

El segundo paso en el dimensionamiento de un tanque de desfogue es considerar el efecto de líquido almacenado. El tiempo de residencia en el tanque está determinado por las necesidades de operación de la planta y la composición de vapor. Se recomienda un tiempo de residencia de 20 a 30 minutos.

La economía del diseño del recipiente debe considerar la selección del tamaño del tanque y puede influir en la elección entre un horizontal o un vertical.

Cuando se desean grandes cantidades de almacenamiento y el flujo de vapor es alto, un tanque horizontal es a menudo más económico.

Los tanques de desfogue horizontales y verticales están disponibles en diferentes diseños; las diferencias son principalmente en la trayectoria que sigue el vapor. Los diseños son varios e incluyen lo siguiente:

- a) Un tanque horizontal con el vapor entrando en un extremo del recipiente y saliendo por arriba del extremo opuesto (sin elementos internos separadores).



- b) Un tanque vertical con la boquilla de entrada de vapor, cuya ubicación debe ser definida por el diseño y la boquilla de salida en lo mas alto del eje vertical del recipiente, la entrada debe contar con elementos internos para provocar el efecto de separación.
- c) Un recipiente vertical con boquilla tangencial.
- d) Tanque horizontal con el vapor que entra a cada extremo en el eje horizontal y una salida de corriente en el centro.
- e) Un tanque horizontal con el vapor entrando en el centro y saliendo a cada extremo en el eje horizontal.
- f) Una combinación de un tanque vertical en la base de chimenea del quemador del tanque horizontal agua arriba para remover la mayoría del líquido que entra con el vapor.

Esta combinación permite el uso de valores más grandes para la constante numérica en la ecuación de velocidad.

Los cálculos han sido limitados al más simple de los diseños, incisos a y b.

Los cálculos para los incisos d y e, serían similares, con la mitad del flujo determinando la mitad de la longitud del recipiente.

La relación de vapor R_v , en pies cúbicos por segundo es determinada de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$R_v = \frac{W_v}{r_v}$$

El coeficiente de arrastre C , es determinado de acuerdo a la figura 15 que aplica la ecuación siguiente:

$$C(Re)^2 = \frac{0.95 \times 10^8 (\rho_L)(D_P)^3 (\rho_L - \rho_V)}{(\mu_V)^2}$$

La velocidad, en pies/seg, se calcula como sigue:

$$U_d = 1.15 \left[\frac{(32.2)(D_P)(\rho_L - \rho_V)}{(\rho_V)(C)} \right]^{0.5}$$

Se considera un recipiente cilíndrico horizontal con un diámetro interior D_i y longitud L . Para obtener el área de la sección transversal se tiene la siguiente ecuación.

$$A_t = \frac{\pi}{4} (D_i)^2$$



El líquido acumulado para un relevo de 30 minutos de una contingencia simple, en adición al volumen del líquido mínimo y el volumen en las cabezas es despreciado para simplificar el cálculo. El área requerida para el líquido acumulado, A_{L1} en pies², se calcula como sigue:

- a) Un volumen de derrame y drenaje de 500 galones ocupa la siguiente sección del fondo del tanque:

$$A_{L1} = \left(\frac{500}{7.48(\text{gal/pie}^3)} \right) \left(\frac{1}{L} \right)$$

- b) Un flujo W (lb/hr) de líquidos condensados con una densidad ρ_L (lb/ft³) acumulados por 30 minutos, ocupan la siguiente segmento de la sección transversal del tanque:

$$A_{L2} = \left(\frac{W}{\rho_L} \right) \left(\frac{t}{60 \text{ min/hr}} \right) \left(\frac{1}{L} \right)$$

El área de la sección transversal que permanece para el flujo de vapor se expresa como sigue:

$$A_V = A_t - (A_{L1} + A_{L2})$$

Las alturas de los espacios ocupados por el líquido y el vapor son calculadas usando la geometría estándar del recipiente. Dónde: h_{L1} = altura del espacio para líquido mínimo existente en el recipiente; $h_{L1}+h_{L2}$ = altura del espacio de líquido acumulado; h_v = altura del espacio para el flujo de vapor.

La altura total del espacio ocupado por el líquido y el vapor, es calculada usando la siguiente ecuación:

$$h_t = h_{L1} + h_{L2} + h_v$$

El tiempo de salida de líquido, en segundos, es determinado como sigue:

$$\theta = \left(\frac{h_v}{12 \text{ in/ft}} \right) \left(\frac{1}{U_d \text{ ft/seg}} \right)$$

La velocidad del vapor, en pies por segundo, es determinada como sigue:

$$U_v = \left(\text{Flujo de vapor} \frac{\text{ft}^3}{\text{seg}} \right) \left(\frac{1}{A_v \text{ ft}^2} \right)$$

La longitud requerida del tanque, en pies, se determina como sigue:

$$L_{\min} = \left(U_v \frac{\text{ft}}{\text{seg}} \right) (\theta \text{ seg})$$

L_{\min} debe ser menor o igual a la longitud del tanque cilíndrico anteriormente supuesta L . Por otra parte, de no cumplirse esta relación, el cálculo debe repetirse con una nueva longitud supuesta del tanque. El área de la sección transversal requerida del tanque A_{cs} , en pies², se determina de la siguiente manera:



$$A_{cs} = \frac{R_v}{U_d}$$

El diámetro del tanque D_T en pies, se determina como sigue:

$$D_T = \sqrt{(A_{cs})\left(\frac{4}{\pi}\right)}$$

9. QUEMADORES.

9.1 Diseño.

Uno de los principales requerimientos en el diseño de un sistema de quemado es la combustión 100% sin humo para sistemas de desfogues que son frecuentes y vayan a ser localizados en zonas pobladas. La operación sin humo debe ser en todo el rango de flujo de desfogue del quemador.

Para promover la distribución uniforme del aire de combustión, y así prevenir la formación de humo, se requiere de energía para crear turbulencia y mezclar el aire de combustión con el gas a quemar. Esta energía puede estar presente en los gases, en forma de presión o bien, puede ser suministrada por otros medios, tales como la inyección de vapor de alta presión, aire comprimido o soplado de aire a baja presión a los gases de salida de la boquilla del quemador.

La eliminación de humo en los quemadores se puede conseguir por medio de las siguientes técnicas:

- Para gases de desfogue de alta presión, 1.05 kg/cm^2 (15 psig), se debe contar en la boquilla del quemador con un poder calorífico mínimo 1779.66 kcal/m^3 (200 BTU/ft^3).
- Para fluidos con baja presión en la boquilla del quemador [0.35 kg/cm^2 (5 psig)] y un poder calorífico mínimo de 2669.49 kcal/m^3 (300 BTU/ft^3) debe disponerse de servicios auxiliares (agua, aire o vapor).
- Los fluidos con poder calorífico bajo, requieren inyección de gas combustible.

Los procedimientos para la eliminación de humo se describen a continuación:

- a) Inyección de vapor. El procedimiento más común es la inyección de vapor de agua para reducir la producción de humo y hollín a consecuencia de un aumento de la velocidad de quemado y turbulencia. La cantidad necesaria de vapor de agua para reducir la formación de humo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$W_{st} = W' \left(0.68 - \frac{10.8}{M}\right)$$

De la ecuación anterior se deduce que por cada 0.454 kg (1 lb) de hidrocarburo quemado sin humo, se requiere 0.1362 kg (0.3 lb) de vapor de agua para un hidrocarburo con peso molecular de 28.



- El vapor de agua que se suministra para la eliminación de humo debe ser sobrecalentado de 689.5 a 1034.2 kPa (99.97 a 150.02 lb/pulg²).
- El diámetro de línea de suministro de vapor de agua a la boquilla del quemador se calcula de la siguiente manera:

$$dst = \frac{d'}{6}$$

b) Inyección de aire a baja presión. La primera alternativa a considerar para eliminar el humo en un quemador, si no se cuenta con suficientes servicios auxiliares en el sitio, es utilizar aire impulsado por un soplador o un ventilador. El flujo de aire se determina mediante la ecuación siguiente:

$$W_a = 3.1 W_1$$

La presión del soplador debe estar en un rango de 6.89 a 34.45 kPa (1.00 a 5.00 lb/pulg²) manométricas.

c) Inyección de aire a alta presión. Esta aplicación es menos común debido a que el aire comprimido es normalmente más caro que el vapor. Sin embargo se puede aplicar en instalaciones localizadas en donde haya escasez de agua para producir vapor o donde la corriente de gas relevado puede reaccionar con el agua. El aire normalmente se suministra a 689.5 KPa (100 lb/pulg²) y la masa requerida es aproximadamente 20% mayor que la requerida para el vapor, ya que el aire comprimido no produce la reacción de arrastre agua-gas que ocurre con el vapor.

El ducto de entrada al ventilador debe contar con filtro y silenciador.

d) Atomizado de agua. Si se requiere quemado sin humo se puede usar, también, un chorro atomizado de agua, este procedimiento es poco común y se utiliza especialmente en quemadores horizontales cuando se requiere eliminar grandes cantidades de agua de deshecho o salmuera. La cantidad de agua requerida para la eliminación de humo se determina por la siguiente ecuación:

$$Q' = r \frac{W_1}{500}$$

r = Peso de agua requerida para la eliminación de humo por unidad en peso del hidrocarburo quemado. Esta relación es función del peso molecular y del grado de insaturación del hidrocarburo, por ejemplo:

Tipo de gas	Valor de r
Gases con alto contenido de insaturados	19
Butano	14
Propileno	5
Mezclas de propano-propileno	2 a 4
Gases saturados ligeros	0.7 a 1.9



e) Gases de desfogues a alta presión. Los sistemas de gas de relevo a alta presión no requieren de ningún servicio auxiliar como vapor o aire para promover la combustión sin humo. Estos sistemas utilizan la presión disponible del gas a quemar, típicamente 103.43 a 206.85 KPa (15 a 30 lb/pulg²) mínima en la boquilla del quemador y tienen muchas ventajas para quemar grandes cantidades de gas relevado debido a la facilidad de su operación y al control del perfil de la flama.

9.1.1 Tipos de quemadores de campo.

La selección adecuada del tipo de quemador, depende de las siguientes consideraciones:

- a) Estado físico del fluido a quemar.
- b) Masa relevada.
- c) Límites de radiación térmica.
- d) Límites de concentración de contaminantes.
- e) Emisión de humo.
- f) Emisión de ruido.
- g) Espacio disponible para su instalación.
- h) Costos de instalación y operación.

Los quemadores de campo se clasifican en:

- a) Quemadores elevados.
- b) Quemadores enclaustrados (enclosed).
- c) Quemadores de fosa.
- d) Quemadores montados en brazo (boom).

9.1.2 Quemadores elevados.

9.1.2.1 Características.

Las características y/o condiciones que deben tomarse en cuenta para decidir la construcción del quemador elevado en un sistema de desfogues son:

- a) Cuando el fluido manejado esté en estado gaseoso, sea tóxico y/o corrosivo e inflamable.
- b) Dispersión con mayor efectividad de los productos de la combustión.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>No. de Documento NRF - 031 - PEMEX - 2002</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 42 DE 126</p>
--	---	--

c) Reduce la radiación de calor al nivel de piso, debido a que la boquilla en donde se lleva a cabo la combustión se monta en el extremo superior de la chimenea.

d) Es apropiado para quemar grandes cantidades de gas.

9.1.2.2 Factores de diseño.

a) Requisitos para determinar el diámetro.

- Un quemador debe ser capaz de mantener una flama estable durante el mayor flujo posible, los vapores deben estar libres de líquidos y la formación de humo debe minimizarse con el fin de cumplir con las regulaciones ambientales establecidas en el artículo 12 del reglamento para la prevención y control de la contaminación atmosférica originada por la emisión de humos y polvos.
- Debe mantener un encendido continuo.
- El diámetro del quemador se debe seleccionar con base en la velocidad de salida de los gases y la caída de presión a través de la boquilla.
- Se debe estimar una velocidad adecuada de salida de los gases a quemar para mantener una flama estable.
- Para seleccionar la boquilla de quemado se debe determinar la presión máxima, la temperatura máxima, la composición de los gases a quemar y considerar que en las descargas de desfogue mas frecuentes se debe operar sin emisión de humo y puede permitirse la emisión de humo, solo en caso de las descargas de emergencia por periodos de tiempo muy cortos.
- El quemador debe diseñarse para la condición de flujo máximo.
- Las cargas de relevo afectan grandemente el tamaño requerido de los cabezales del quemador y la línea ascendente. La carga total de relevo al quemador es obtenida por adición de las cargas de relevo que pueden ocurrir simultáneamente.
- La velocidad de salida de los gases a quemar no debe ser mayor de 0.5 Mach para los máximos flujos, manteniendo una velocidad de 0.2 Mach para las condiciones de operación normal para sistemas de desfogue de baja presión.
- Se recomienda una caída de presión de 13.79 KPa (2 psig) a través de la boquilla.

b) Requisitos para determinar la altura.

- La altura del quemador se debe seleccionar con base en la intensidad del calor radiante generado por la flama y en la distancia requerida de la base del quemador al punto en el cual se requiera tener la intensidad de radiación máxima permisible.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>No. de Documento NRF - 031 - PEMEX - 2002</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 43 DE 126</p>
--	---	---

Tabla 3. Niveles de radiación recomendados para diseño.

Exposición	Intensidad de radiación permisible kw/m ² (BTU/h-pie ²)
Exposición prolongada del personal.	1.58 (500)
Exposición en un corto intervalo de tiempo del personal que trabaja en el área.	4.73 (1500)
Exposición del personal efectuando acciones de emergencia que no duren mas de un minuto con ropa apropiada.	6.31 (2000)
Exposición del equipo (Tanques, unidad de encendido remoto).	9.46 (3000)
Exposición de las estructuras y áreas en donde no haya personal operando.	15.77 (5000)

- La estructura del quemador se debe diseñar con un valor de intensidad de radiación de 15.77 kW/m², (5000 BTU/h-pie²).
- El nivel de radiación permisible está en función del tiempo de exposición del personal; por lo que debe considerarse el tiempo en que tarden las personas de percatarse de una situación de emergencia y el tiempo que requieren para movilizarse.

Tabla 4. Tiempo de exposición necesario para llegar al umbral de dolor.

Intensidad kW/m ² (BTU/h-pie ²)	Umbral del dolor	Ampollamiento
1.74 (550)	60 segundos	
4.73 (1500)	16 segundos	
6.3 (2000)	8 segundos	20 segundos
16.72 (2300)		5 segundos

c) En las emisiones de emergencia se considera que las personas reaccionan en un tiempo de 3 a 5 segundos y se requieren 5 segundos más para que el personal se retire del área, por lo que resulta un tiempo total de exposición de 8 a 10 segundos. El nivel de intensidad de radiación permisible en la base del quemador es de 4.73 kWm² (1 500 BTU/h-pie²) para un tiempo máximo de exposición de 9 segundos.

d) Cuando se manejen gases tóxicos debe considerarse también, que el quemador tenga la altura suficiente para que la concentración de los mismos a nivel del piso no exceda el límite aceptable de toxicidad en caso de que se extinguiera la flama del quemador (Ver Tabla 11 del anexo).



e) Para el diseño de la estructura de bs quemadores se debe considerar la temperatura de los gases desfogados, la resonancia producida por el viento y la temperatura ambiente.

- Los valores recomendados de nivel de ruido en función del tiempo de exposición se muestran en tabla 10.

El nivel de ruido, producido en el quemador no debe exceder de 85 db a nivel de piso para desfogues frecuentes y no debe exceder de 105 db a nivel de piso para desfogues esporádicos.

- No todo el calor generado por la reacción de combustión es transmitido por radiación, por lo que debe determinarse la fracción de calor radiado. Los valores de la fracción de calor radiado (F'), según Oenbring y Sifferman, dependen del peso molecular del gas :

M de 16.8, $F' = 0.25$

M de 40 sin inyección de vapor, $F' = 0.5$

M de 40 con inyección de vapor, $F' = 0.4$

- El efecto del viento se debe considerar para determinar el centro de flama y calcular la distancia a la cual se debe instalar el quemador.

Una flama bajo influencia de viento se inclina en la dirección que el viento está soplando. El efecto del viento lateral se muestra en las figuras 28 y 29, las cuales relacionan el desplazamiento horizontal y vertical del centro de la flama con la relación de velocidades del viento lateral y de salida de los gases.

9.1.2.3 Clasificación de los quemadores elevados de acuerdo a la estructura de soporte.

a) Quemador tipo torre (figura 17 del anexo).

El quemador tipo torre se recomienda para alturas mayores a 46 m (150.88 pie) y hasta 183 m (600.24 pies), es ideal para instalarse en lugares donde las distancias disponibles con respecto a otros equipos están limitadas y se requiera soportar mas de una boquilla.

Se construye basándose en perfiles estructurales hasta formar una torre la cual puede ser de sección triangular o rectangular, según sea el número de boquillas soportadas. Sus características de solidez y resistencia deben proyectarse de manera que pueda soportar dos o tres boquillas de quemado. Tiene la desventaja de que el tamaño de los arrestadores de aire que se puedan emplear está limitado por el espacio interno de la estructura.

b) Quemador cableado (figura 18 del anexo).

El quemador cableado se recomienda para alturas mayores a 183 m (600 pies). Puede emplearse un solo diámetro de tubería hasta la boquilla de quemado sin necesidad de estructura. Se construye equilibrando la tubería con cables o contraventeos a fin de soportar los efectos sísmicos, los del viento y los de su propio peso. Tiene la desventaja de que necesita mucho espacio. Cuando se tienen



expansiones térmicas severas, debe tenerse cuidado en la manera de instalar los cables, en el ángulo que formen con la tubería elevada y en el número de cables que se utilicen.

c) Quemador autosoportado (figura 19 del anexo).

Este tipo de quemador se recomienda de 4.5 m (14.76 pies) a 91 m (298.48 pies) de altura, se usa principalmente en sistemas que demandan poca altura y espacio. Su construcción se hace uniendo tuberías de mayor a menor diámetro. Generalmente se usan tres diámetros; el mayor se sujeta a un tanque de sello, un tanque separador de líquidos o un arrestador de aire. Tiene la desventaja de que puede verse sujeto a oscilaciones rítmicas producidas por el viento y se recomienda limitarlo a una altura máxima de 91 m. Además, sólo permite una boquilla de quemado.

9.1.2.4 Boquillas.

Todas las boquillas que se utilicen en quemadores elevados deben incluir:

a) Pilotos de flama continua con termopar para monitoreo de flama. La cantidad de pilotos será como sigue:

Boquillas hasta de 304.8 mm (12") de diámetro: un piloto.

Boquillas de 355.6 mm (14") a 558.8 mm (22") de diámetro: dos pilotos.

Boquillas de 609.6 mm (24") a 1524 mm (60") de diámetro: tres pilotos

Boquillas de 1676.4 mm (66") a 1133.6 mm (84") de diámetro: cuatro pilotos.

b) Sistema de encendido electrónico automático - manual con señalización del monitoreo de la flama.

c) Bridas para conexión.

9.1.2.4.1 Los quemadores elevados que sean especificados para áreas sin problema de emisión de humo, pueden utilizar boquillas del tipo convencional (figura 20A) constituidas básicamente por un tubo revestido internamente con material refractario así como las partes mencionadas anteriormente. Las boquillas con diámetro hasta 609.6 mm (24"), no deberán llevar recubrimiento interno con material refractario, mientras que para mayores diámetros deberán incluirlo.

9.1.2.4.2 Los quemadores que requieren servicios auxiliares pueden emplear los siguientes tipos de boquillas.

a) Boquilla con eliminación de humo por suministro de vapor de agua. Existen las siguientes variantes: Con inyección central de vapor, con anillo de inyección de vapor, con una serie de inyectores vapor/aire o combinaciones de las tres para aplicaciones particulares.

Con inyección central de vapor (fig. 21A del anexo), se debe tener una línea que regule la cantidad de vapor requerida, situada concéntricamente en el interior de la línea de desfogue o línea principal de la



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 46 DE 126

boquilla. El extremo de la línea de vapor está cerrado y tiene orificios múltiples de descarga orientados a un ángulo apropiado para que el vapor sea distribuido uniformemente en toda la zona de la base de la flama.

Con anillo de inyección de vapor (figs. 20B y 21A del anexo), el vapor se debe suministrar a través de una línea que se conecte al anillo múltiple de distribución que tienen las boquillas de inyección con orificios de descarga de 3.175 mm (1/8 pulg.) de diámetro e inyectan vapor radialmente hacia la flama.

Con una serie de inyectores aire/vapor (fig. 21B del anexo), se tiene un anillo localizado en la parte inferior de la boquilla del quemador para introducir vapor al interior, por medio de una serie de inyectores vapor/aire.

b) Boquilla con eliminación de humo por suministro de aire figura 38 del anexo. Esta boquilla es alimentada por medio de dos tubos concéntricos, por uno de los cuales fluye el gas y por el otro aire primario. Un ventilador o soplador suministra la cantidad de aire primario que se mezcla con la corriente de gas antes de efectuar la combustión. El ventilador debe ser de velocidad variable y cuando no haya desfogue debe operar siempre a su mínima velocidad.

9.1.2.5 Equipos auxiliares.

9.1.2.5.1 Sellos.

a) Sello líquido (Figuras 25A y B del anexo). Este equipo es utilizado para evitar el retroceso de la flama, mantener presión positiva para impedir la introducción de aire al cabezal y evitar mezclas explosivas aire-gas en el cabezal de desfogue y para direccionar el flujo de gas relevado entre dos o mas quemadores, ver el inciso 9.1.6.

b) Sello molecular (figura 22 del anexo). Este tipo de sello utiliza una doble curvatura tipo "U" invertida una hacia la otra, para prevenir el paso de aire al interior del quemador.

c) Sello fluídico (figura 23 del anexo). Consiste de una serie de baffles o mamparas orientadas de tal forma que la corriente de aire que pueda entrar en la boquilla regrese por las paredes de la misma. El baffle origina que el gas salga por el centro de la boquilla creando un flujo positivo hacia la salida. Este efecto puede ser reforzado por el empleo de un gas de ayuda o gas de purga. El sello fluídico contrarresta las tres causas de entrada de aire al quemador, alta velocidad del viento, oscilación y contracción térmica. Este tipo de sellos se utiliza para diámetros nominales de 50 a 1830 mm (2 a 72 pulgs).

d) Sello tipo laberinto (figura 24 del anexo). Utiliza dos deflectores para producir un cambio de 180° en la dirección del flujo de gas evitando con esto la entrada de aire a la chimenea. En operación normal se requiere un flujo positivo para vencer la difusión en la interfase aire/gas. Este tipo de sellos se utiliza frecuentemente para diámetros nominales de 50 a 1830 mm (2 a 72 pulgs).

9.1.2.5.2 Pilotos.

El piloto debe ser capaz de producir una flama constante al quemador a pesar de las condiciones atmosféricas más adversas. El gas necesario para la flama varía con la velocidad del viento, puede



variar por ejemplo: de 1.43 m³ estd/h (50.50 pies³ estd/h) con viento calmado hasta 8.43 m³ estd/h (298 pies³ estd/h) con viento fuerte.

Un piloto electrónico debe constar de lo siguiente:

- a) Boquilla de quemado.
- b) Escudo de viento.
- c) Cuerpo del piloto.
- d) Probeta de ignición electrónica.
- e) Soportes para sujeción.
- f) Inspirador y venturi, el inspirador es la parte del piloto en cuyo interior se lleva a cabo la mezcla gas aire necesaria para la combustión. Esta mezcla es enviada al quemador a través de un venturi donde se produce una velocidad tal que evite en parte el retroceso de la flama.

El piloto debe ser encendido automáticamente desde un panel remoto.

La cantidad de pilotos dependerá del diámetro de la boquilla y será como se indica en el punto 9.1.2.4.

9.1.2.5.3 Sistemas de encendido.

Los tipos de encendido mas utilizados en pilotos son los siguientes:

- a) Piloto con sistema de encendido electrónico (Figura 31 del anexo).

La boquilla del quemador debe contar con pilotos encendidos continuamente. El sistema de encendido de los pilotos debe ser altamente confiable, de encendido electrónico y contar con monitoreo del estado de los pilotos por el principio de ionización de flama o con termopar, reencendido automático y encendido manual. Cada piloto debe tener controles de encendido y monitoreo independientes.

El sistema debe incluir un p nel de control de encendido, a instalarse en cuarto de control, así como un gabinete local a prueba de explosión, uso intemperie para clase I, grupo D, división I.

El piloto debe incluir una probeta de ignición electrónica de alta energía (500 volts) tipo capacitancia, y debe producir 8 chispas mínimo por minuto para encender la mezcla aire-combustible en la boquilla del piloto.

- b) Piloto con encendido eléctrico de gas (figura 27 del anexo).



Este sistema consta de un ducto para el frente de flama que toma la mezcla aire-gas combustible del tubo de alimentación de gas al piloto y que es encendida por una descarga de corriente directa de alto voltaje, por lo que no requiere de aire comprimido para el encendido.

Las condiciones de operación del gas combustible en un sistema de encendido están indicadas en la Tabla 5.

Tabla 5
Valores de operación del gas combustible en un sistema de encendido.

Servicio	Cantidad	Presión
	m ³ /h (pie ³ /h)	kPa (lb/pulg ²)
Gas a pilotos	1.4 a 8.49	98 a 205.8
	(49.44 a 299.82)	(7 a 10)

9.1.3 Quemadores enclaustrados (enclosed).

Los quemadores de campo enclaustrados ofrecen grandes ventajas para ocultar la flama, el monitoreo de las emisiones y bajo ruido, además, permite localizarlos cerca de los equipos de proceso.

Estos quemadores se caracterizan por contar con una coraza recubierta internamente con material refractario y persianas contra viento.

Estos quemadores normalmente son de etapas y boquillas múltiples, sin producción de humo y deben especificarse para la condición de flujo máximo.

Entre los quemadores de diseño especial (enclaustrados) se tienen:

9.1.3.1 Quemador de placa aletada (Figura 32a del anexo).

Estos quemadores constan de una placa aletada que distribuye el gas a través de una matriz de pequeños agujeros adjunta a la placa aletada. Al tiempo que el gas sale por las perforaciones, incide en la placa formando una película delgada. De esta forma el aire se mezcla eficientemente con la película llevando a cabo una combustión limpia y de baja luminosidad.



La aleta debe estar perfilada para actuar como un estabilizador de flama y mejorar la uniformidad de la combustión. Los cabezales deben estar arreglados de forma que no restrinjan la entrada de aire y prevengan las turbulencias y remolinos al flujo de aire hacia los orificios del quemador.

Debido a que estos quemadores son patentes propiedad de los fabricantes la especificación es por el proveedor.

9.1.3.2 Quemador tipo "ventana" (Figura 32b del anexo).

Estos quemadores pueden ser operados por etapas por medio de válvulas automáticas. Operan con muy baja radiación, la flama no es visible, muy bajo ruido y alta velocidad de destrucción de hidrocarburos.

Debido a que estos quemadores son patentes propiedad de los fabricantes la especificación es por el proveedor.

9.1.3.3 Equipos auxiliares.

- **Sellos.**

Se deben instalar tanques de sello hidráulico entre los cabezales de desfogue de las plantas de proceso o de almacenamiento, y los quemadores. Por medio de los tanques de sello se implementa el sistema de control de flujo de gas de desfogue por etapas, ya sea a un solo quemador o a una instalación combinada constituida por quemadores sin humo para manejar desfuegos continuos y quemadores de emergencia. En el punto 9.1.6 se indican los criterios de dimensionamiento.

- **Pilotos.**

Los quemadores de etapas múltiples deben contar con un mínimo de 2 pilotos para la primer etapa y uno para cada una de las etapas subsecuentes.

- **Sistema de encendido.**

El sistema de encendido y el consumo de gas deben cumplir con las especificaciones del punto 9.1.2.5.3.

9.1.4 Quemadores de fosa.

Los quemadores de fosa son recomendables para quemar desechos líquidos o gaseosos en terrenos en cuyos alrededores no haya zonas habitacionales y que cuenten con amplios espacios para cumplir con las normas sobre la dispersión de contaminantes, el ruido y la luminosidad.

9.1.4.1 Factores de diseño de quemadores de fosa.

9.1.4.1.1 Se deben dimensionar al 100% del gasto máximo de desfogue en la condición más crítica.

9.1.4.1.2 El número de mach es la relación de la velocidad real del gas en la descarga de la boquilla entre la velocidad sónica del mismo, (número de mach = V/V_s). Para los sistemas de desfogue de gas a baja presión la velocidad de los gases a quemar no debe ser mayor a 0.5 Mach para el flujo máximo,



manteniendo una velocidad de 0.2 Mach para las condiciones de operación normal y descargas de desfogues más frecuentes.

9.1.4.1.3 La altura del fondo de la fosa a la boquilla del quemador, se debe especificar con base en la profundidad de la misma, recomendándose un valor mínimo de 1.5 m (5 pies).

9.1.4.1.4 Se debe considerar el efecto del viento para determinar la profundidad de la fosa para que la flama permanezca encerrada en ésta. En la figura 48 del anexo, se muestra el efecto del viento para una boquilla horizontal.

9.1.4.1.5 El área de la fosa se determina con base en el flujo de gas a quemar, requiriéndose 0.093 m^2 (1 pie^2) de superficie para quemar $638.2 \text{ m}^3/\text{día}$ (22.55 miles de pies cúbicos estándar por día).

9.1.4.1.6 La Figura 50 del anexo, define los criterios de construcción de la fosa para quemadores.

9.1.4.1.7 Cantidad de distribución de oxígeno en la zona de combustión; para conseguir una combustión completa del hidrocarburo, se requiere que la cantidad estequiométrica de oxígeno o la cantidad equivalente de aire sea la correcta, la que variará con la clase de combustible. Para una parafina se requiere que el 20% de la cantidad de aire estequiométrico se distribuya uniformemente en la zona primaria de mezclado, mientras que para una olefina la cantidad de aire "primario" debe incrementarse a un 30% del volumen estequiométrico requerido.

9.1.4.1.8 Temperatura en la zona de combustión. Al aumentar la temperatura en la zona de combustión se incrementa la descomposición térmica del hidrocarburo, proporcionando una menor emisión de carbón y humo a la atmósfera.

9.1.4.1.9 Tipo de hidrocarburo a quemar. A una misma temperatura, la descomposición aumenta conforme la relación carbón/hidrógeno se incrementa, por lo que el quemado de hidrocarburos insaturados provoca mayor emisión de humo que el de los saturados.

9.1.4.2 Boquillas.

La eliminación de humo en los quemadores de fosa se logra distribuyendo adecuadamente la cantidad suficiente de aire en la zona de combustión para efectuar una combustión completa. Se tienen los siguientes tipos de boquillas:

- a) Quemado
- b) Líquido a alta presión.

Se elimina la producción de humo por la atomización del líquido por medio de aire o gas y se complementa con la asistencia de agua o aire a baja presión.

- c) Quemador Coanda de alta eficiencia para quemar gases y mezclas líquido-gas (Figuras 30A y B).

El efecto Coanda se lleva a cabo cuando una película delgada de gas a alta velocidad pasa sobre una superficie curvada que refuerza la inducción de aire. Estos quemadores pueden ser construidos de unidades modulares interconectadas a un cabezal para satisfacer cualquier condición de flujo.

- d) Quemador de gas a alta presión.



Quemador de etapas múltiples controladas por medio de válvulas automáticas, excepto la primer etapa que tiene paso libre, que utiliza la energía de la corriente de desecho para proporcionar una combustión sin humo y una eficiencia de destrucción de hidrocarburos extremadamente alta sin la ayuda de servicios auxiliares.

9.1.4.2.1 Todas las boquillas que se utilicen en quemadores de fosa deben incluir:

- a) Pantallas o mamparas rompevientos.
- b) Dispositivos para retención de flama.
- c) Pilotos con línea de suministro de gas combustible, sistema de encendido automático y monitoreo de flama.
- d) Bridas para conexión a sellos o a líneas de gas de desfogue.

9.1.4.3 Sellos para los quemadores de fosa.

Los quemadores de fosa deben contar con los siguientes sellos.

9.1.4.3.1 Tanques de sello. Se deben instalar tanques de sello hidráulico entre los cabezales de desfogue de las plantas de proceso o de almacenamiento, y los quemadores de fosa.

Por medio de los tanques de sello se implementa el sistema de control de flujo de gas de desfogue por etapas, ya sea a un solo quemador o a una instalación combinada constituida por quemadores sin humo para manejar desfuegos continuos y quemadores de emergencia.

El sello presentado por un tanque, está determinado por la profundidad a que esté sumergida la tubería del cabezal de desfogue en el nivel de agua, la cual depende de la presión disponible en la corriente de desfogue.

- a) Tanques de sello horizontales (figura 25a del anexo).

Los quemadores de fosa deben disponer de tanques horizontales de sello hidráulico, en los cuales las líneas de los cabezales de desfogue estén sumergidas desde un mínimo de 10 cm (4 pulg) hasta una profundidad de 60 a 76 cm (de 24 a 30 pulgs) máximo, tal que proporcione la contrapresión adecuada para la operación del sistema. Los criterios de dimensionamiento se indican en el punto 9.1.6.

- b) Tanques de sello verticales (Figura 24b del anexo).

Los quemadores de fosa diseñados para manejar los desfuegos de emergencia deben ser alimentados por el gas de desfogue proveniente de tanques verticales de sello hidráulico, en los que se presenta una contrapresión mayor a la corriente de desfogue a una profundidad de 91.4 a 121.9 cm (36 a 48 pulgs). Los criterios de dimensionamiento se indican en el punto 9.1.6.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 52 DE 126

9.1.4.3.2 “U” de sello hidráulico (figura 35 del anexo). Estas se deben instalar en las líneas de conexión a las boquillas horizontales de los quemadores de fosa.

Las líneas de conexión entre “U”s de sello y las boquillas de quemado deben tener una pendiente mínima de 5% hacia las “U”s.

9.1.4.4 Pilotos. Los pilotos deben ser de encendido automático - manual y sistema electrónico.

9.1.4.4.1 Protector contra viento. Se debe instalar con el fin de evitar la extinción de las flamas.

Se recomienda utilizar rompavientos contruidos por un tubo perforado con ranuras en el extremo de descarga y de “cilindro completo”; para dar protección a la “flama piloto” en todas direcciones.

La longitud del rompavientos debe ser cuando menos una tercera parte de la flama desarrollada por el piloto.

9.1.4.4.2 Detector de falla de flama piloto. El monitoreo de la flama del piloto se debe llevar a cabo por dispositivos con principio físico de “ionización de flama” o por termopar.

9.1.4.4.3 Número de pilotos requeridos. Los quemadores de etapas múltiples deben contar con un mínimo de 2 pilotos para la primer etapa y uno para cada una de las etapas subsecuentes.

9.1.4.4.4 Sistema de encendido y consumo de gas. El sistema de encendido y el consumo de gas deben cumplir con las especificaciones del punto 9.1.2.5.3.

9.1.5 Quemador montado en brazo (boom) en plataformas de perforación (figura 34 del anexo). Estos quemadores se utilizan en sistemas en donde se manejan mezclas líquido-gas y la boquilla debe asegurar una adecuada atomización de los líquidos para vaporizarlos y mejorar la combustión, evitando precipitaciones. Estos quemadores se instalan sobre un brazo unido a la plataforma por medio de tres piernas montadas a 45° del eje de la plataforma. Se deben instalar con boquillas que sean capaces de quemar mezclas líquido-vapor como la siguiente:

9.1.5.1 Boquilla tipo “Coanda” (figura 33 A y B del anexo). Estos quemadores utilizan la energía asociada al gas de desfogue de alta presión para producir el “Efecto Coanda”. Los gases salen por una ranura anular localizada en el cuerpo de la boquilla del quemador y son proyectados radialmente a velocidad sónica a la superficie curvada del tazón del tulipán. Los gases al pasar se adhieren a la superficie del tulipán creando un fuerte vacío que aspira una gran cantidad de aire que se mezcla con el gas antes de encender y quemarse.

La premezcla aire-gas genera una combustión de los gases de desfogue muy eficiente, 100% sin humo. La flama producida es de muy baja radiación y baja luminosidad, también es delgada y firme que no es distorsionada o inclinada fácilmente por los vientos cruzados.

Cualquier partícula líquida asociada a la corriente de gas de desfogue también debe pasar por la ranura anular a velocidad sónica. Al tiempo que estas partículas pasan a través de la ranura y son forzadas hacia la película delgada de la superficie del tazón del tulipán, hay una fuerza de corte muy fuerte que las atomiza efectivamente y son fácilmente quemadas. La capacidad de atomización es tal, que el quemador puede manejar hasta un 25% en peso de líquido arrastrado sin escurrimiento, lluvia de fuego o producción de humo.



9.1.5.2 Boquilla con inyección de agua a alta presión. Para reducir los niveles de intensidad de radiación en las plataformas de perforación y disminuir las dimensiones de la estructura del brazo, en los quemadores de fluidos a alta presión, se pueden instalar boquillas de inyección de agua a alta presión o un sistema de espreas para formar una cortina de agua alrededor del quemador. El requisito para instalar estos accesorios, deberá ser resultado del estudio de radiación respectivo.

9.1.5.3 Pilotos y sistema de encendido. Los pilotos y su sistema de encendido deben cumplir con los requisitos de los puntos 9.1.2.5.2 y 9.1.2.5.3.

9.1.6 Tanques de sello (Figuras 24A y B del anexo).

Para dimensionar los tanques de sello, es necesario determinar la máxima contrapresión del cabezal de desfogue. Esta contrapresión determinará la longitud máxima, h , de la tubería de entrada que debe estar sumergida. La longitud sumergida del tubo de alimentación se calcula con la ecuación siguiente:

$$h = 102 \frac{P}{\rho}$$

El área para el espacio de vapor arriba de la superficie del líquido debe ser al menos el área de un círculo con diámetro D_r . Considerando un recipiente vertical con área interna igual a $\pi D_r^2/4$ y el área de la sección transversal del tubo de entrada $\pi d^2/4$, donde d es su diámetro. El área anular es de $\pi/4 (D_r^2 - d^2)$ y el espacio vapor debe ser al menos tres veces el área del tubo de entrada para prevenir oleadas de gas al quemador, tenemos que:

$$(D_r^2 - d^2) = 3d^2, \text{ por lo que } D_r = 2d.$$

La altura, H' , del espacio vapor en un tanque de sello vertical debe ser aproximadamente de 0.5 a 1.0 veces el diámetro D_r , para tener espacio para la entrada de líquido de sello. Se sugiere una altura mínima de 1 m.

9.1.7 Modelos de dispersión de contaminantes.

Debido a las cada vez más severas restricciones con respecto a la emisión de contaminantes a la atmósfera, es necesario verificar que la altura de los quemadores elevados cumplan con las normas para la dispersión de los contaminantes.

El propósito de los modelos de dispersión es proporcionar un medio de cálculo de los niveles de concentración de los contaminantes en el aire. Todos los modelos de dispersión requieren algunos datos que describen la forma en que los contaminantes son liberados. Los modelos más sofisticados requieren detalles del medio al cual es liberado, tales como construcciones cercanas e irregularidades del terreno, también es necesario definir los puntos en los cuales se predice el impacto de las emisiones. Entre los parámetros más importantes están: la temperatura y velocidad de los gases de salida, la altura y diámetro del quemador, la velocidad del viento, coeficientes de dispersión vertical y horizontal, flujo másico de la emisión y elevación del cono.

El análisis de dispersión respectivo debe garantizar que los quemadores cumplan con los niveles de concentración de contaminantes permisibles.



En la Tabla 11 del anexo, se indican los límites de concentración permisible para algunas sustancias tóxicas de acuerdo con la NOM-010-STPS-1999.

9.1.8 Gas de purga.

El gas de purga debe ser gas natural, gas inerte o nitrógeno. Para que no se formen mezclas, el flujo de gas de purga debe ser el suficiente para mantener el volumen de oxígeno libre por debajo del 6%, cuando menos a 7.6 m (25 pies) de las boquillas del quemador

La velocidad de gas de purga debe ser superior a la velocidad de propagación de la flama dada en la figura 26 del anexo. Se recomienda un valor tres o cuatro veces la velocidad de propagación de la flama.

El flujo de gas de purga puede calcularse mediante la ecuación:

$$Q_v = ? M^{-0.565} d^3$$

Donde:

$$? = 0.214$$

$Q_v =$ Flujo de gas de purga (pies³/h). El valor depende del diseño del suelo, por lo que el valor definitivo debe ser proporcionado por el fabricante.

Los sistemas de desfogue deben ser purgados completamente antes de entrar en operación con el fin de barrer al aire que contienen. EL tiempo mínimo de barrido debe ser:

$$\frac{V}{Q_v} = \text{horas}$$

Nota: $V =$ Volumen total del sistema en m³, incluyendo: cabezales, tanques, separadores, sellos y quemadores y Q_v es el flujo de gas de purga en m³/h.

Se recomienda introducir el gas de purga directamente al cabezal de desfogue después de las válvulas de desfogue, de tal forma que se efectúe el barrido desde los tanques, los cabezales a los quemadores, los subcabezales y líneas de conexión hasta las boquillas de quemado.

9.2 Materiales.

Los materiales deben cumplir con lo especificado en el código ASTM o equivalente además de los siguientes requerimientos mínimos:

De manera general, cualquier componente o accesorio de las boquillas de quemado, localizado a menos de 3 m (10 pies) de la flama, debe construirse de acero inoxidable, cuya calidad depende de la severidad del servicio que esté desarrollando.



Las líneas de desfogue de los tanques de sello a los quemadores, deben construirse de acero al carbón, especificación ASTM-A-53 Grado B para líneas de hasta 609.6 mm (24 pulgadas) de diámetro y de especificación ASTM-A-671 Grado C55 para diámetros mayores. Estas especificaciones son adecuadas para desfogues que no sean tóxicos ni corrosivos.

9.2.1 Quemadores elevados.

Los materiales de construcción para quemadores elevados deben ser seleccionados por su compatibilidad con el ambiente y temperatura a las que el material esté expuesto.

La especificación mínima de los materiales para los componentes principales de quemadores elevados se indica en la Tabla 6.

Tabla 6
Materiales para los componentes principales de quemadores elevados.

Componente	Material
Boquilla de quemado:	
Cuerpo (superior/inferior)	ASTM A 312, TP-310 y 309
Rompevientos	ASTM A 312 y A-240, TP-309
Anillo retenedor de flama	ASTM B 409, Incoloy 800H
Refractario	97% alúmina
Brida	ASTM A-216 Gr. WCB -SA-105
Asas de levantamiento	ASTM A 312, TP-310 y 309
Pilotos y encendedores	
Boquilla del piloto	ASTM B-407 (Incoloy 800H) - 310 SS
Boquilla del encendedor	ASTM A-312, TP-310
Tubo del piloto	ASTM A-312, TP-309
Tubo del encendedor	ASTM A-312, TP-309
Soportes	ASTM A-240, TP-304H
Venturi-inspirador	ASTM A-312, TP-304H
Forro del termopar	ASTM B-167 (Inconel 600)
Unidad de encendido remoto	
Tablero (local/remoto)	ASTM A-283 Gr.C
Válvulas de bloqueo	ASTM A-216 WCB
Válvulas de control	ASTM A-216 WCB
Tubería de interconexión	ASTM-A-106 Gr. B
Sello fluídico	
Cuerpo	ASTM-A-312, TP-310
Internos	ASTM A-240, TP-309



9.2.2 Quemadores enclaustrados.

La especificación mínima de los materiales para los componentes principales de quemadores enclaustrados debe ser como se indica en la Tabla 7.

Tabla 7

Materiales para los componentes principales de quemadores enclaustrados.

Componente	Material
Tubos de alimentación a los quemadores	Acero inoxidable 316L
Cuerpo de los quemadores	ASTM A 312, TP-310
Boquillas de los quemadores	ASTM A 312, TP-312S
Coraza	ASTM-A-283 Gr. C
Persianas rompevientos	Acero al carbón
Refractario	Fibra cerámica de 6.35 mm (1/4") de espesor ó ladrillos refractarios tipo "Extra Alta Alúmina" con un contenido mínimo de 90% de alúmina, adecuados para resistir una temperatura de 2158°k (1885°C) en el lado de la cara caliente (clasificación ASTM-C-27 clase "Alta Alúmina" contenido: 90% ± 2%, especificación ASTM-C-64).
Brida	ASTM A-216 Gr. WCB
Pilotos y encendedor	
Boquilla del piloto	ASTM B-407 (Incoloy 800H)
Boquilla del encendedor	ASTM A-312, TP-310
Componente	Material
Tubo del piloto	ASTM A-312, TP-309
Soportes	ASTM A-240, TP-304H
Unidad de encendido remoto	
Tablero	ASTM A-283 Gr.C
Tubería de interconexión	ASTM-A-106 Gr. B
Sello fluídico	
Cuerpo	ASTM-A-312, TP-310
Internos	ASTM A-240, TP-309

9.2.3 Quemadores de fosa.

9.2.3.1 Materiales de la fosa.

- a) El ladrillo de la fosa debe ser del tipo "medio", adecuado para resistir cambios frecuentes de temperatura en un rango que va desde la ambiental hasta 1923 K (1650°C). Debe tener un contenido de 37% de alúmina y un 59% de sílice (clasificación ASTM-C-27 clase "servicio medio"); especificación ASTM-C-64 para ladrillo de arcilla refractaria, servicio medio.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 57 DE 126

b) El mortero utilizado en la colocación del ladrillo refractario debe ser del tipo "Alto" con un contenido mínimo de 37% de alúmina para fraguado a la intemperie y una temperatura máxima de operación de 1923 K (1650°C). Además debe ser del tipo húmedo (especificación ASTM-C-64 para morteros refractarios) y cumplir con la especificación ASTM-C-105 clase C "servicio severo".

9.2.3.2 Materiales de la boquilla.

Los requerimientos mínimos para los materiales de las boquillas de los quemadores de fosa se indican en la Tabla 8.

Tabla 8
Materiales para boquillas de quemadores de fosa.

Parte de la boquilla	Especificación ASTM
Cuerpo (superior/inferior)	A-312-Grado TP-310
Anillo de retención de flama	B-409 Incoloy 800 H - 310 SS
Brida de conexión	A-216 Grado WCB -SA-105

En boquillas convencionales para quemado de emergencia y quemado continuo de desfogues gaseosos cuya combustión no produzca humo, se debe contar con aislamiento interno y externo constituido por una capa de concreto refractario con un espesor de 25.4 a 38.1 mm (1 a 1½ pulgadas) reforzada con malla de acero. El recubrimiento externo debe abarcar toda la superficie sobresaliente de la boquilla en la fosa. El recubrimiento interno debe tener una profundidad de 0.90 m (3 pies) desde el extremo de la boquilla.

Las boquillas para quemado de gases con eliminación de humo por medio de inyección de vapor de agua deben contar con jets construidos con tubería de acero inoxidable, especificación ASTM-A-312 TP-310 S.

Las mamparas o baffles de arremolinamiento de la mezcla de gas de desfogue a quemar y aire suministrado, deben ser de acero inoxidable, especificación ASTM-A-240 TP-309.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>No. de Documento NRF - 031 - PEMEX - 2002</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 58 DE 126</p>
--	---	--

9.2.3.3 Materiales de sellos.

Tabla 9
Especificaciones mínimas para los materiales de los sellos para quemadores de fosa.

Tipo de sello	Material
"U" de sello hidráulico	<p>Acero al carbón ASTM-A-53 GR B hasta diámetros de 609.6 mm (24 pulg).</p> <p>Acero al carbón ASTM-A-671 grado C55 para diámetros mayores de 609.6 mm (24 pulgadas).</p>
<p>Sello fluídico</p> <p>Cuerpo</p> <p>Interiores</p>	<p>Acero inoxidable ASTM-A-312, TP-310.</p> <p>Acero inoxidable ASTM-A-240, TP-309.</p>

9.2.3.4 Materiales de pilotos y encendedores. Los materiales de los pilotos y encendedores deberán cumplir con las especificaciones mínimas indicadas en la Tabla 6.

9.3 Tubería e instrumentación.

9.3.1 Quemadores elevados - Arreglo general.

La tubería e instrumentación en general que debe tener un sistema de quemador es la siguiente:

9.3.1.1 Sistema de encendido remoto, de tipo electrónico.

9.3.1.2 Tubería de suministro de gas combustible a pilotos y al sistema de encendido. Esta tubería debe contener:

- a) Filtro tipo "y" para eliminar partículas sólidas.
- b) Válvula reductora de presión, para entregar el gas a la presión requerida en los pilotos y en el sistema de encendido remoto. Esta válvula debe contar con desvío (by pass).
- c) Indicador de flujo.
- d) Indicador de presión.
- e) Interruptor por baja presión de gas combustible.
- f) Alarma por baja presión de gas combustible, tipo sonora y luminosa.
- g) Tubería de suministro de gas combustible a pilotos con válvula de bloqueo y válvula de retención.



- h) Tanque separador con válvula de drene, para impedir el arrastre de líquidos al sistema de inyección y a los pilotos.

9.3.1.3 Sistema de alarma por falla de flama en pilotos con tablero de alarmas, estación de botones, indicador de temperatura. Los dispositivos detectan la falla de flama y operan un interruptor el cual envía una señal al sistema de encendido remoto para que éste efectúe el reencendido del piloto.

9.3.2 Quemador elevado sin emisión de humo.

9.3.2.1 Con inyección de vapor de agua. En la figura 37 del anexo se muestra una instalación típica de un quemador elevado con inyección de vapor de agua para operación sin humo. Este sistema cuenta con la tubería de suministro de vapor a la boquilla de quemado, cuyos componentes deben ser:

- a) Filtro tipo "y" para eliminar las partículas sólidas.
- b) Trampa de vapor, para eliminar el condensado formado.
- c) Elemento primario de flujo de vapor.
- d) Válvula de control de flujo de vapor. La cual puede ser controlada por el flujo de gas a quemar (figura 37) ó por un sensor óptico (pilot eye) que actúe de acuerdo a la opacidad de los gases de combustión y además, optimiza el consumo de vapor. Esta válvula debe contar con desvío (by pass).
- e) Indicador de presión de vapor que se suministra a la boquilla de quemado.
- f) Alarma para baja presión.

9.3.2.2 Con soplador de aire (figura 38 del anexo). Además de la tubería e instrumentación indicada en figura 38 del anexo, este sistema debe contar con:

- a) Interruptor por alto flujo de gas al quemador.
- b) Alarma por alto flujo de gas al quemador.
- c) Interruptor por bajo flujo de gas al quemador.
- d) Alarma por bajo flujo de gas al quemador.
- e) Interruptor manual para arranque del motor del soplador.
- f) Luz indicadora de operación del motor

9.3.3 Quemadores enclaustrados.

La tubería e instrumentación debe cumplir con lo especificado en el punto 9.3.1.1.



En caso de requerirse más de una etapa de quemado, aparte de lo ya indicado, la instrumentación debe ser como se indica en la Figura 42 del anexo.

9.3.4 Quemadores de fosa.

9.3.4.1 Arreglo general. Los quemadores de fosa requieren, como mínimo, la siguiente tubería e instrumentación (figura 39 del anexo).

9.3.4.1.1 Línea principal de gas de desfogue al quemador, esta línea debe contar con uno o varios drenes en el o los puntos más bajos.

9.3.4.1.2 En caso de requerirse una boquilla en la fosa de quemado, ésta debe contar con:

- a) Elemento primario para indicar el flujo de gas de desfogue al quemador.
- b) "U" de sello hidráulico.

Debe instalarse antes de la brida de conexión a la línea principal con la boquilla y debe contar con:

b.1 Línea de suministro de agua con válvula de bloqueo.

b.2 Línea de drenado para mantener el nivel adecuado de agua dentro de la "U" de sello, debe contar con una válvula de bloqueo para impedir la pérdida de agua de sello al fluctuar el nivel por efecto del flujo de gas de desfogue.

En caso de requerirse más de una boquilla de quemado en los quemadores de fosa, de la línea principal o cabezal deben salir "N" líneas de alimentación a las boquillas y cada una de estas líneas debe contar con el arreglo de tubería para "U"s de sello hidráulico. La instrumentación adicional se indica en las Figuras 40 y 41 del anexo.

9.3.4.2 Línea de suministro de gas combustible. La alimentación de gas combustible a pilotos y al sistema de encendido debe cumplir con lo especificado en el punto 9.3.1.1.2.

9.3.4.3 Sistema de alarma por falla de flama en pilotos. Debe contar con el equipo e instrumentación siguiente:

- a) Panel de alarma con alarma sonora integrada,

Además de contar con una ventanilla para cada piloto debe tener una ventanilla para alarma por baja presión de suministro del gas combustible y el espacio correspondiente a otra ventanilla para la instalación de la alarma sonora común.

El panel debe tener contactos NC (normalmente cerrados) para alarma, falsos contactos o desconexiones en los circuitos.

- b) Estación de botones.

Debe contar con tres botones para prueba, conocimiento y reposición de las señales generadas en el panel de alarmas.



- c) Circuito de detección de flama para cada piloto.

Está integrado por los elementos siguientes:

- Elemento de temperatura.

El elemento de temperatura o termopar debe colocarse de tal forma que la flama del piloto incida directamente sobre el mismo. En la figura 38 del anexo, se describe un arreglo típico. Se recomiendan termopares tipo K (cromel alume).

- Relevador de temperatura.

Es un actuador de alarma para milivoltaje del tipo SPDT (simple polo de doble tiro); para activar las alarmas sonoras y luminosas por piloto apagado. Opcionalmente, este relevador también envía una señal a la unidad de encendido remoto para reencendido automático

9.3.4.4 Panel de control.

Sistema de ignición electrónico. Debe ser adecuado para intemperie y a prueba de explosión.

El sistema de control de encendido de pilotos, debe estar constituido por dos tableros, uno NEMA 7 ciego que se colocará al pie del quemador y que contendrá los transformadores de energía principalmente, y otro NEMA 4, con el que se deben operar y monitorear los pilotos que se instalarán remotamente en cuarto de control. Al frente de éste puede montarse la unidad de encendido remoto así como el indicador de la presión del gas combustible, corriente abajo de la válvula reductora de presión.

En la parte posterior del tablero local, deben montarse los relevadores de temperatura y el bloque de tablillas terminales para conexión de las líneas de instrumentos, o los que no se les especifique su localización; se deben ubicar en el tablero principal del cuarto de control más cercano al quemador referido.

Debe colocarse una leyenda de identificación a cada una de las ventanillas del panel de alarma.

9.3.4.5 Quemadores de fosa sin emisión de humo con servicios auxiliares.

Además de lo marcado en las Figuras 44, 45 y 46 del anexo, según el servicio auxiliar utilizado, se requiere:

9.3.4.5.1 Espreado de agua (Figura 41 del anexo).

- a) Tubería de suministro de agua.

En esta línea debe instalarse.



a.1 Un elemento sensor para indicar la presión en el tablero local de instrumentos.

a.2 Válvula de control de suministro de agua.

La válvula de control de suministro cierra a falla de aire, circunstancia para la que se dispone de un interruptor manual que opera la válvula solenoide para poder controlar el suministro de agua.

b) Cabezal de distribución de agua al sistema de esparido.

Debe alimentarse por la línea de suministro de agua y por la tubería de descarga de la bomba de circulación de agua.

b.1 Arreglo típico de la instalación de la bomba de circulación de agua.

Se colocan las válvulas de bloqueo. Válvula de retención e indicador de presión en la instalación convencional para bombas centrífugas. Debe instalarse además, una válvula de pie (check y pichancho integrada) en el extremo de la línea de succión, el cual normalmente está sumergido en el agua de la fosa.

c) Interruptor por flujo alto de gases de desfogue al quemador.

Debe instalarse sobre la línea de alimentación de gases a la boquilla de quemado del lado externo de la fosa.

Este interruptor activa una alarma por alto flujo que se localiza en el panel de alarmas del tablero principal de instrumentos, en el cuarto de control más cercano al quemador.

Las señales simultáneas de este interruptor por alto flujo y la de un interruptor de alto nivel de agua en la fosa; arrancan el motor de la bomba de circulación de agua.

d) Interruptor por bajo flujo de gases de desfogue al quemador.

e) Indicador de nivel de agua en la fosa.

Debe colocarse en el tablero local y tiene como finalidad verificar el nivel en la fosa para prevenir algún problema ocasionado por fallas en los interruptores y/o alarmas.

f) Interruptor por alto nivel de agua en la fosa.

Activa una alarma y envía una señal de arranque al motor de la bomba de circulación de agua.

g) Interruptor manual para arranque del motor de la bomba.

Se dispondrá de un interruptor manual para arranque del motor de la bomba con el fin de poder efectuar esta acción cuando se presenta una situación de alto nivel.

h) Interruptor por bajo nivel de agua en la fosa.

Activa una alarma y detiene el motor de la bomba de circulación de agua y acciona la 'válvula de control de suministro de agua.



- i) Luces indicadoras de operación del motor de la bomba de circulación de agua y de la válvula solenoide.

9.3.4.5.2 Soplado de aire (Figura 43 del anexo).

- a) Interruptor por alto flujo de gas de desfogue al quemador.
- b) Alarma por alto flujo de gas de desfogue al quemador.
- c) Interruptor manual para arranque del motor del soplador.
- d) Interruptor por bajo flujo de gas de desfogue al quemador.
- e) Alarma por bajo flujo de gas de desfogue al quemador.
- f) Luz indicadora de operación del motor.

9.3.4.5.3 Por inyección de vapor de agua (Figura 46 del anexo).

La línea de suministro de vapor debe contar con:

- a) Filtro tipo "Y".
- b) Trampa de vapor.
- c) Elemento primario de flujo de vapor.

Se recomienda una placa de orificio con celda transmisora de presión diferencial.

- d) Válvula de control de flujo de vapor al quemador.

Se colocan las válvulas de bloqueo, de drené y de desvío en arreglo típico para la instalación de las válvulas de control.

- e) Elemento indicador de presión.

La toma de presión se localiza corriente debajo de la válvula de control y el indicador se monta en el tablero.

- f) Alarma para baja presión de vapor.

9.3.4.5.4 Circuito de control de flujo de vapor de agua al quemador. Está constituido por el elemento primario, la válvula de control de flujo de vapor y los elementos siguientes:

- a) Elemento sensor del flujo y/o propiedades del gas de quemado.

Los elementos sensores recomendados para completar el circuito de control de inyección de vapor son:



- a.1 Monitor óptico (figura 44 del anexo).
- a.2 Cabezas detectoras de temperatura de flama.
- a.3 Sensor de flujo básico del gas de desfogue.
- b) Controlador de flujo (figura 46 del anexo).

En caso de utilizarse los elementos del punto anterior, debe instalarse un registrador-controlador de flujo de vapor al quemador.

9.4 Ruido.

9.4.1 Nivel permitido.

El nivel de ruido para los quemadores sujetos a la presente norma, no debe exceder los siguientes valores:

- Etapa (s) de quemado normal: 90 db, evaluados a 3 m (10.0 pies) de la fosa o chimenea del quemador (según sea el caso) y a 1.5 m (5.0 pies) de altura, con una presión de referencia de 0.00002 N/m^2 .
- Etapa (s) de quemado de emergencia: 110 dBA, evaluados a una distancia igual a la distancia límite prevista por seguridad en efecto de radiación y una altura de 1.5 m (5 pies) con una presión de referencia de 0.00002 N/m^2 (0.0002 microbares).

Los límites recomendados para exposición continua al ruido durante la jornada de trabajo, se indican en la Tabla 10 y deben cumplir con los requisitos de la Norma Oficial Mexicana NOM-011-STPS-1993 La exposición a niveles superiores de 90 db, debe ser obligatorio el uso de equipo para protección auditiva.

Tabla 10
Niveles de ruido permisible

Tiempo de exposición (hr)	Nivel de ruido (db)
8	90
6	92
4	95
3	97
2	100
1½	102
1	105
½	110
¼ o menos	115



Si la exposición al ruido está compuesta de dos o más niveles de ruido diferentes, se debe considerar su efecto combinado, en lugar del efecto individual de cada uno.

9.5 Garantía.

El proveedor debe garantizar por escrito, a Pemex Exploración y Producción que el equipo que propone satisface el diseño y las condiciones de operación solicitadas en las hojas de datos que correspondan HD-H052, 051, 051A y 051B) y que cubre el periodo de un año contado a partir de la aceptación y arranque del equipo ó 24 meses contados a partir de la fecha de embarque, lo que ocurra primero.

Esta garantía debe cubrir el equipo y sus componentes contra defectos de material, mano de obra, embarque y falla en operación normal.

El proveedor debe reemplazar o reparar sin costo alguno para Pemex Exploración y Producción, las partes y materiales deficientes así como de diseño inadecuado realizado por el fabricante del equipo durante el periodo de vigencia de la garantía.

10. Inspección.

Las actividades de inspección durante el proceso de fabricación y pruebas de los materiales y equipos comprendidos en esta norma, se deben llevar a cabo de conformidad con los preceptos establecidos en la norma de referencia NRF-049-PEMEX-2001 "Inspección de Bienes y Servicios".

11. Pruebas.

Las pruebas que se deben efectuar son:

11.1 Prueba hidrostática a 1.5 veces la presión de diseño a los siguientes componentes:

- a) Tubería de distribución del gas de desfogue a las boquillas de quemado.
- b) Sello hidráulico en "U".
- c) Líneas de suministro y distribución de servicios auxiliares: agua para esparcido, aire para encendido, vapor de agua para inyección a boquillas horizontales sin humo, gas combustible a pilotos, gas combustible para encendido y gas de purga.
- d) Línea principal de encendido y líneas de encendido a cada piloto.
- e) Tubería ascendente del quemador elevado.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 66 DE 126

- f) Cabezales de desfogue
- g) separadores

Nota: Las líneas ascendentes del piloto y encendedor deben probarse con aire seco comprimido a 206.78 KPa (30.00 lb/pulg²).

11.2 Pruebas de funcionamiento.

- a) Unidad de encendido remoto; verificándose a través del encendido de los pilotos.
- b) Panel de alarmas y sistema de alarma por falla de flama en pilotos.

Pemex Exploración y Producción se reserva el derecho de rechazar y exigir la reparación o reemplazo de cualquier equipo o componente que se encuentre defectuoso a raíz de las pruebas efectuadas, sin ningún costo adicional.

12. Responsabilidades.

12.1 Pemex Exploración y Producción.

Aplicar las recomendaciones y requisitos de esta norma en las actividades de diseño y selección, para la construcción de los sistemas de desfogues, a fin de asegurar una operación confiable y eficiente de los mismos.

12.2 Empresas constructoras, firmas de ingeniería y fabricantes de materiales y equipo.

Cumplir como mínimo con los requisitos especificados en esta norma.

13. Concordancia con normas mexicanas e internacionales.

Esta norma concuerda parcialmente (capítulo 8.2.5 válvulas de relevo de presión) con la NOM-093-SCFI-1994: Válvulas de relevo de presión, seguridad y seguridad - alivio.

14. Bibliografía.

14.1 API American Petroleum Institute (última edición).

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DE DESFOGUES Y QUEMADORES EN INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>No. de Documento NRF - 031 - PEMEX - 2002</p> <p>Revisión: 0</p> <p>PÁGINA 67 DE 126</p>
--	---	--

API RP 520, Recommended Practice for the Design and Installation of Pressure – Relieving Systems in Refineries, Part. I Design and Part II – Installation.

API RP 521, Recommended Practice for Pressure – Relieving and Depressuring Systems.

API RP 526, Recommended Practice for Flanged Steel Pressure Relief Valves

API RP 576, Recommended Practice for Inspection of Pressure-Relieving Device

API STD. 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks (Nonrefrigerate and Refrigerated).

API Publication 931. Manual on Disposal of Refinery Wastes. Volume on Atmospheric Emissions. Chapter 15 Flares. June 1977.

14.2 ASME American Society of Mechanical Engineers (ultima edición).

ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, “Pressure – Vessels”, Division I.

ASME B31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping, 1990 edition.

14.3 ASTM American Society for Testing and Materials.

NACE National Association of Corrosion Engineers (ultima edición).

14.4 NACE MR0175 Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment.

14.5 NEMA National Electric Manufacturers Association.

14.6 NFPA (National Fire Protection Association).

NFPA. Publication No. 325 M. Fire Hazard Properties of Flammable Liquid, Gases and Volatile Solids.

14.7 EPA-600/2-76-076, Flare Systems Study, march 1976.

14.8 Especificaciones y Normas de Petróleos Mexicanos.

C1.1 Períodos Máximos Permisibles para la Inspección y Calibración de Válvulas de Alivio.

C1.2 Reglamentación para la Instalación de Válvulas de Bloqueo en las Válvulas de Seguridad.

GR-15-023 Especificaciones mínimas de seguridad para sistemas de desfogue en Refinerías Rev. 1, Febrero 1978.

GPEI-IT-0203, Especificaciones mínimas de Seguridad para Sistemas de Desfogue, Rev. 2, 1989.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 68 DE 126

No. P.2.0370.01 Criterios y Recomendaciones de Diseño para Sistemas de tuberías de Proceso, Servicios Auxiliares e integración.

No. P.2.0401.01 Simbología de Equipo de Proceso.

No. P.2.0411.01 Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos.

No. P.2.0431.02 Sistema de Quemadores.

No. P.4.0351.01 Especificaciones y métodos de prueba para recubrimientos anticorrosivos.

No. P.2.0451.03 Simbología e identificación de instrumentos.

No. P.2.461.01 Sistemas de Desfogue.

No. P.3.0351.01 Aplicación e inspección de recubrimientos para protección anticorrosiva.

Norma No. 2.441.03 Materiales Refractarios.

Norma A VIII 6 "Distancia mínima que debe existir entre una fuente que en operación normal pueda producir contaminación del ambiente por ruido o por sustancias químicas y aquellas áreas destinadas para almacenes, oficinas y casetas de vigilancia".

PROYECTO NO AUTORIZADO PARA APLICACION



15. Anexos.

15.1 Tabla 11. Límites de concentración permisible para algunas sustancias tóxicas

Gas o vapor	ppm*	Gas o vapor	ppm*
Acetaldehido	200	2-Cloro-1, 3-butadieno	25
Acido acético	10	Cresol	5
Anhídrido acético	5	Ciclohexano	400
Acetona	1000	Ciclohexano I	100
Acroleína	0.5	Ciclohexanona	100
Acrilonitrilo	20	Ciclohexeno	400
Alcohol alílico	5	Ciclopropano	400
Disulfuro propil anílico	2	4-hidroxi-4 metil-2-pentanona	50
Amoniaco	100	Diborano	0.1
Acetato de amilo	200	Diclorobenceno	50
Alcohol amílico	100	Dicloro difluoro metano	1000
Anilina	5	1,1-dicloro etano	100
Arsina	0.05	1,2-dicloro etileno	200
Benceno	35	Dicloro etil-éter	15
Cloruro de benceno	1	Dicloro monofluoro metano	1000
Bromo	1	1, 1-Dicloro -1-nitro etano	10
1,3 butadieno	1000	Dicloro tetraflouro etano	1000
Metil etil cetona	250	Dietilamina	25
n-acetato de butilo	200	Difluoro dibromo metano	100
n-butanol	100	Diisobutil cetona	50
Butil amina	5	Dimetilanilina	5
2-butoxi etanol	200	Dimetilsulfato	1
Dióxido de carbono	5000	Dioxano	100
Disulfuro de carbono	20	Etil acetato	400
Monóxido de carbono	100	Etanol	1000
Tetracloruro de carbono	25	Etilamina	25



Tabla 11

Límites de concentración permisible para algunas sustancias tóxicas
(continuación)

Gas o vapor	ppm*	Gas o vapor	ppm*
2-etoxietanol	200	Etil benceno	200
2-etoxietil acetato	100	Bromuro de etilo	200
Cloro	1	Cloruro de etilo	1000
Trifluoruro de cloro	0.1	Etil éter	400
Clorobenceno	75	Etil formato	100
Tricloro metano	100	Etil silicato	100
1-cloro-1 nitro propano	20	Etilen clorhidrina	5
Etilen diamina	10	Metil ciclohexano	500
1, 2-dibromo etano	25	Metil ciclohexano K	100
1, 2-dicloro etano	100	Metil ciclohexanona	100
Etilen amina	5	Metil formato	100
Oxido de etileno	100	Alcohol metil amílico	25
Fluor	0.1	Cloruro de metileno	500
Fluor tricloro metano	1000	Nafta (alquitrán de hulla)	200
Formaldehido	5	Nafta (petróleo)	500
Gasolina	500	Niquel carbonil	0.001
n-heptano	500	p-nitro anilina	1
n-hexano	500	Nitrobenceno	1
Metil, butil, cetona	100	Nitro etano	100
Metil Isobutil cetona	100	2-nitro propano	50
Hidrazina	1	Nitrotolueno	5
Bromuro de hidrógeno	5	Octano	500
Cloruro de hidrógeno	5	Ozono	0.1
Cianuro de hidrógeno	10	Pentano	1000
Fluoruro de hidrógeno	3	Metil, propil, cetona	200
Peróxido de hidrógeno	1	Tetracloro etileno	200
Selenuro de hidrógeno	0.05	Fenol	5
Sulfuro de hidrógeno	20	Fenil hidrazina	5



Tabla 11

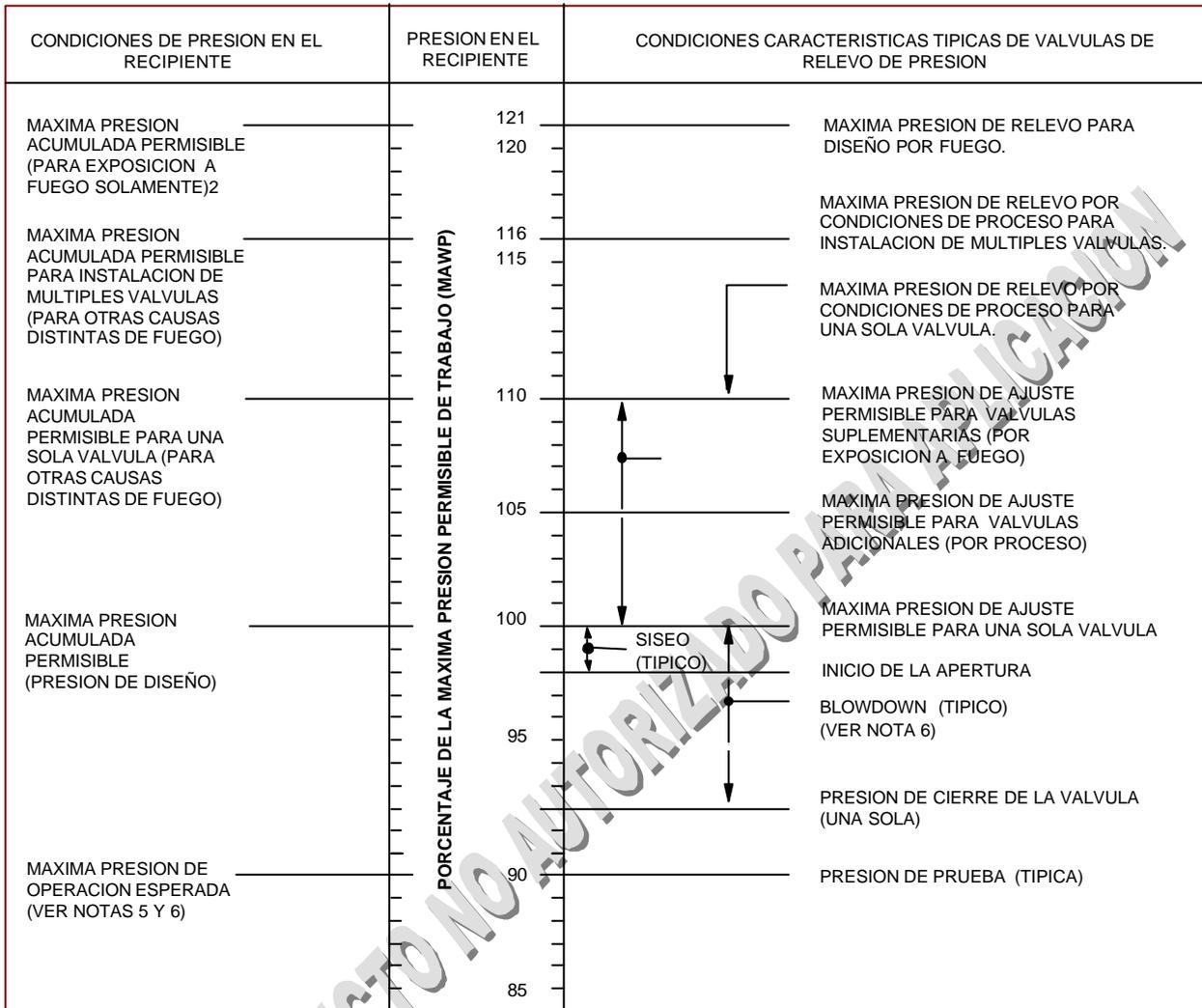
Límites de concentración permisible para algunas sustancias tóxicas
(continuación)

Gas o vapor	ppm*	Gas o vapor	ppm*
lodo	0.1	Fosfgeno	1
Isoforona	25	Fosfina	0.05
Isopropilamina	5	Tricloruro de fósforo	0.5
Oxido de mesitil	50	Propil acetato	200
Metil- acetato	200	Alcohol isopropílico	400
Metil acetileno	1000	Eter isopropílico	500
Alcohol metílico	200	1, 2-dicloro propano	75
Bromuro de metilo	20	Propilen amina	25
2 metoxi -etanol	25	Piridina	10
Etilenglicol monometil éter		Quinona	0.1
		Stibina	0.1
Acetato	25	Tetranitro metano	1
Cloruro de metilo	100	Tolueno	200
1, 1, 1-tricloroetano	500	O-toluidina	5
Dimetoximetano	1000	Tricloro etileno	200
Monómero de estireno	200	Trifluoro monobromo metano	1000
Dióxido de azufre	10	Turpentina	100
Hexafluoruro de azufre	1000	Cloruro de vinilo	500
Monocloruro de azufre	1	Xileno	200
Pentafluoruro de azufre	0.025	Dióxido de nitrógeno	5
P tertiaributil tolueno	10	Nitroglicerina	0.5
1, 1, 2, 2-tetracloro etano	5	Nitrometano	100

* Partes de gas o vapor por millón de partes de aire (en volumen).

15.2 Figuras.

Las figuras correspondientes a tanques y quemadores no son constructivas, solo tienen la finalidad de ilustrar los diferentes tipos y sistemas aplicables.



- Esta figura está de acuerdo con los requerimientos de la Sección VIII del Código ASME.
- Las condiciones de presión mostradas aplican a válvulas de relevo de presión instaladas sobre recipientes a presión.
- Cualquier tolerancia permisible en términos de la presión de ajuste, deberá estar de acuerdo con códigos aplicables.
- La máxima presión permisible de trabajo (MAWP) deberá ser igual o podría ser mayor que la presión de diseño para una misma temperatura para propósitos de esta tabla.
- La presión de operación puede ser mayor o menor que 90.
- Para blowdown y presiones diferenciales, referirse al apéndice de la Secc. VIII, Div. 1 del Código ASME.

Figura 4. Relación entre niveles de presión para válvulas de relevo de presión.

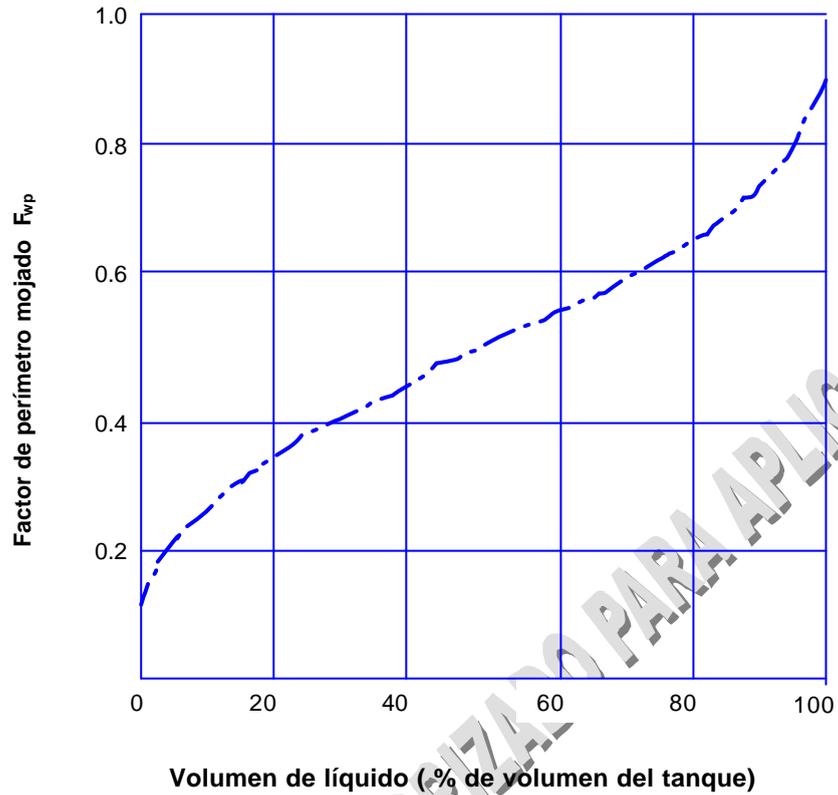


Figura 5. Volumen de líquido contra factor de perímetro mojado.

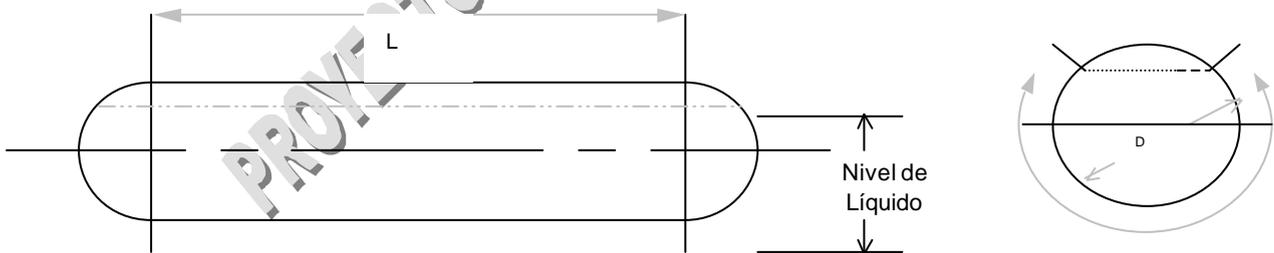


Figura 6. Factor perimetral.

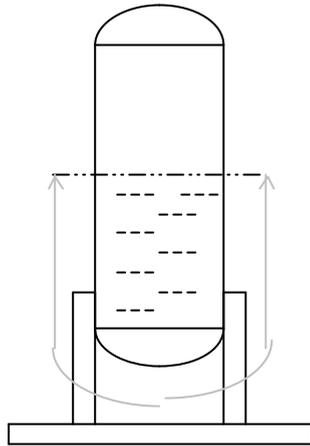
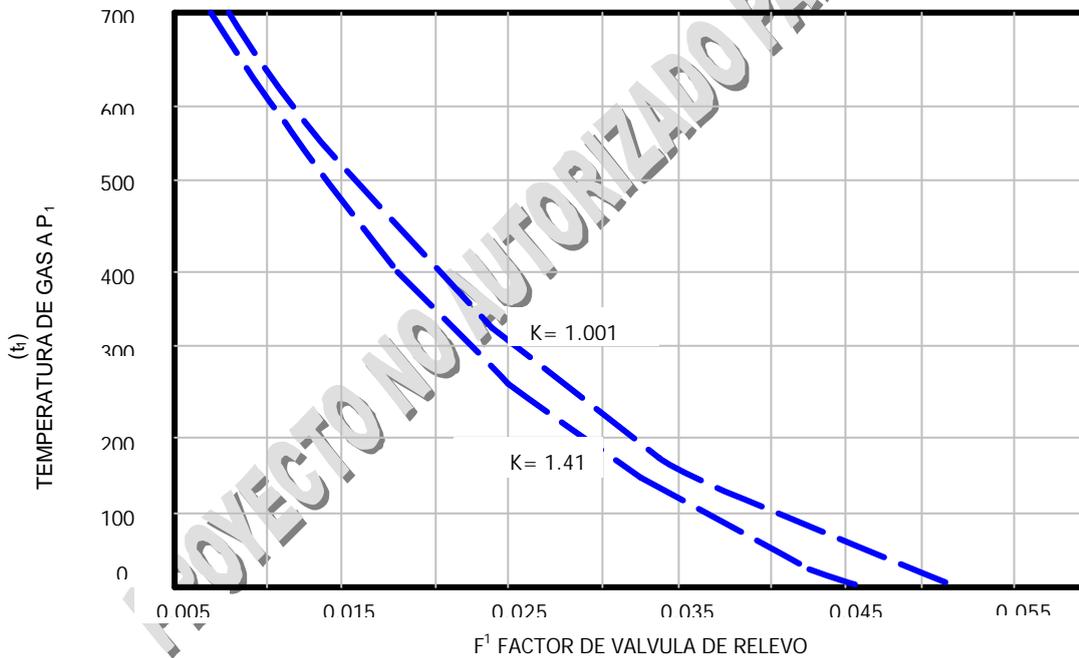


Figura 7. Area de superficie mojada.



Nota:
API recomienda un valor de 0.01 como valor mínimo de F^1 .

Figura 8. F^1 Factor de aislante para recipiente de acero al carbón en servicio de gas expuesto a fuego.



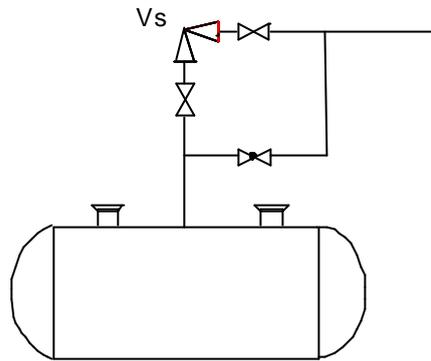
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

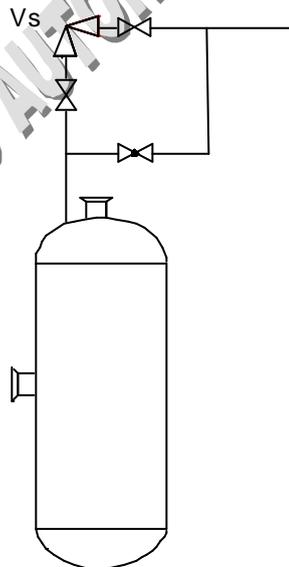
No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 78 DE 126



(a) Arreglo de válvulas para tanque horizontal



Vs = Válvula de seguridad

(b) Arreglo de válvulas para tanque vertical

Figura 9. Arreglo de válvulas para mantenimiento de la válvula de seguridad.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 79 DE 126

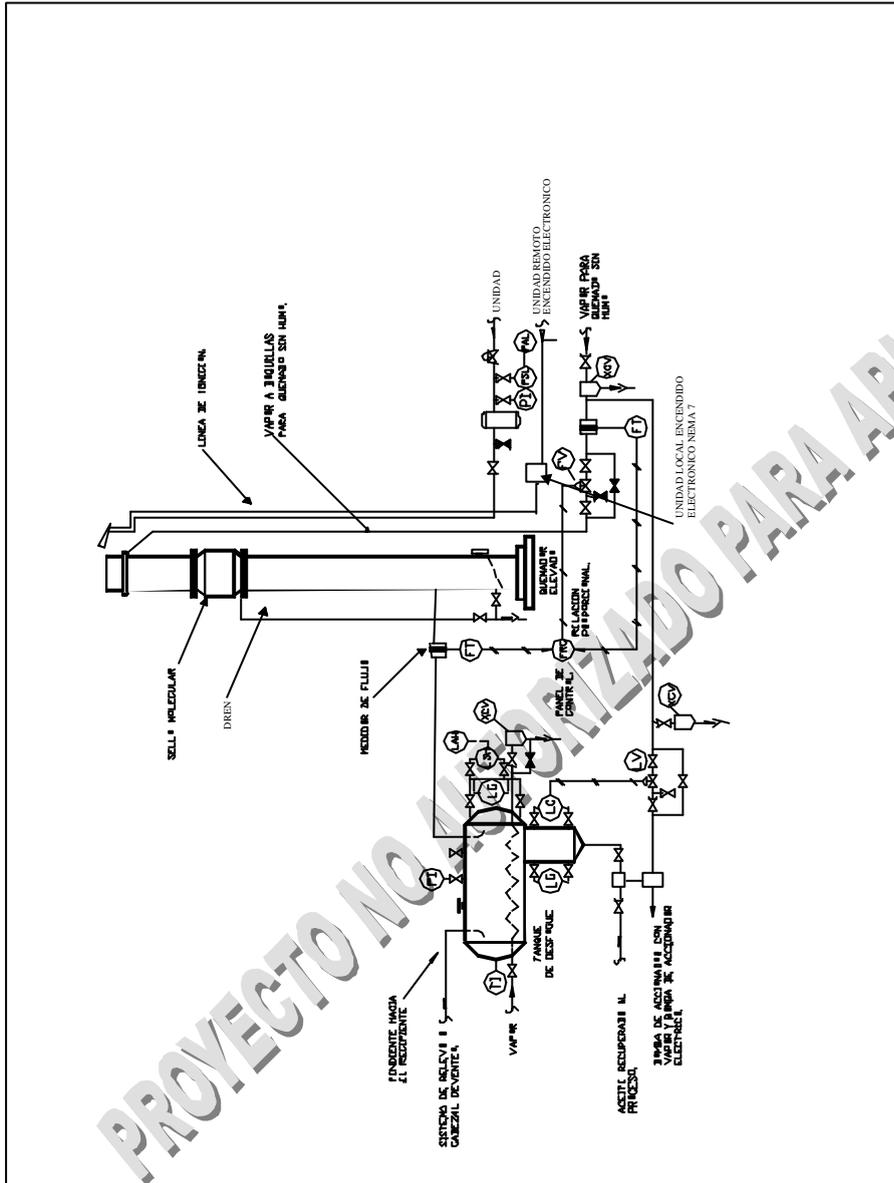


Figura 10. Arreglo de quemador elevado incluyendo tanque de desfogues.

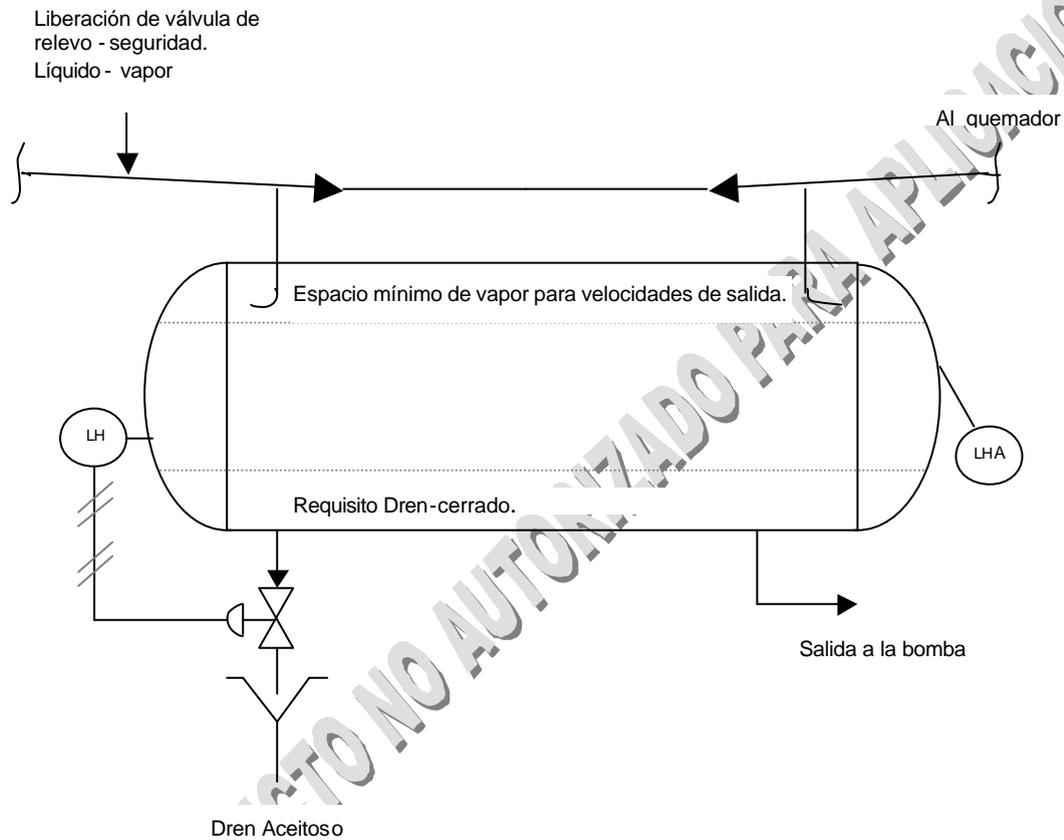


Figura 11. Tanque separador de condensados.

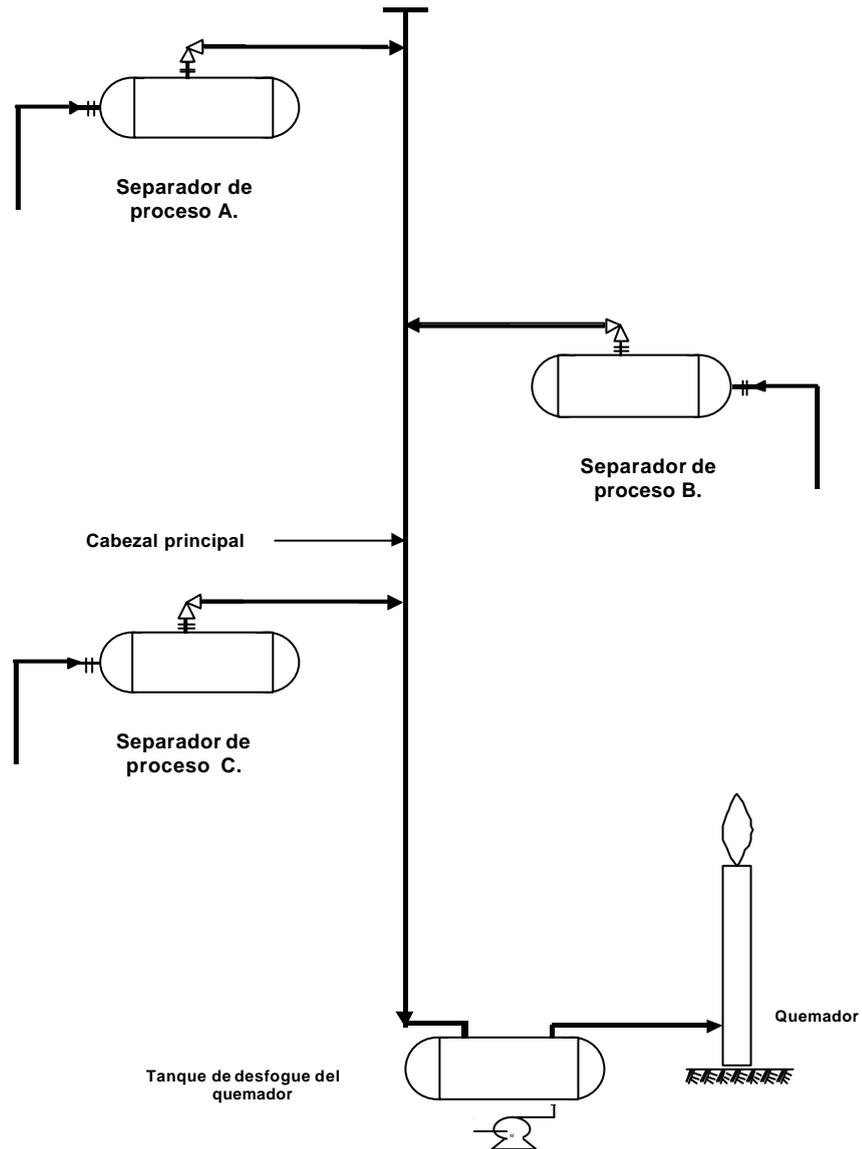
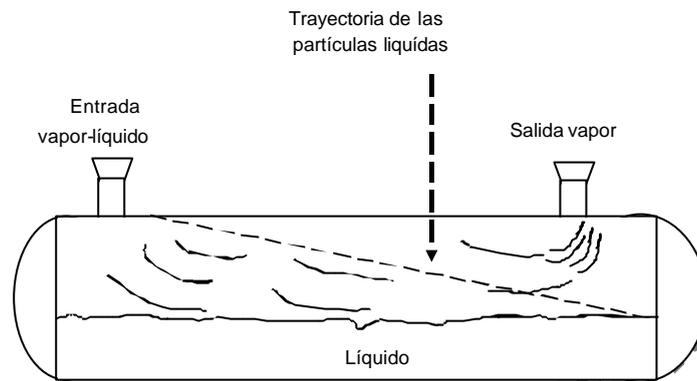


Figura 12. Arreglo del tanque de desfogues.



Trayectoria de vapor y partículas líquidas
en un tanque horizontal

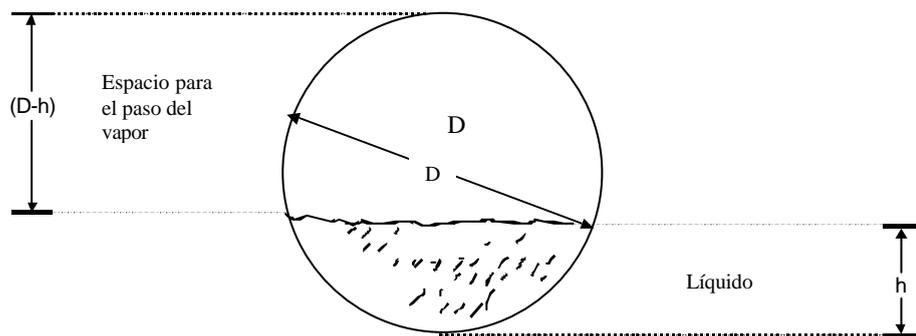


Figura 13. Vista frontal

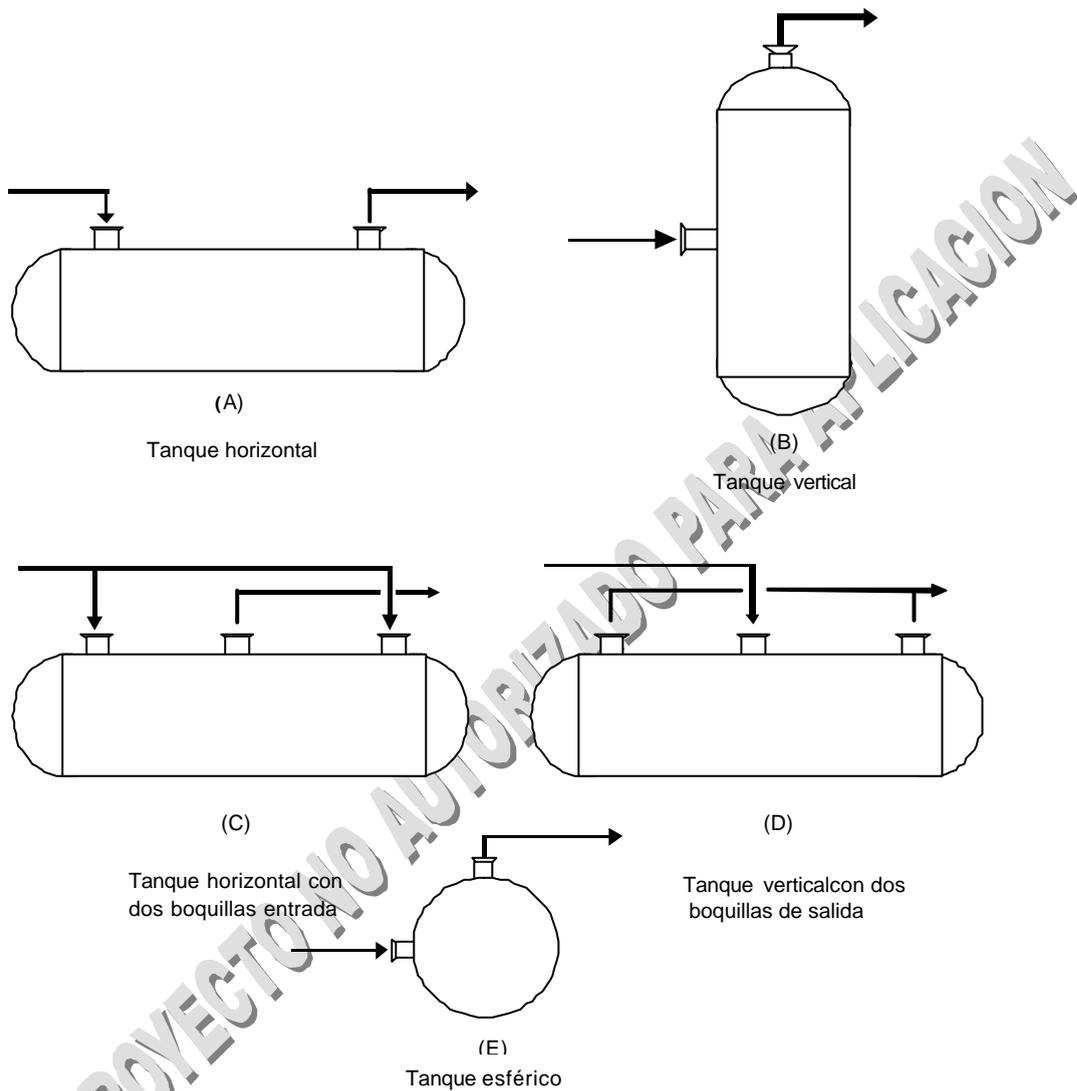


Figura 14. Disposición de tanques horizontales verticales y esféricos de desfogues.

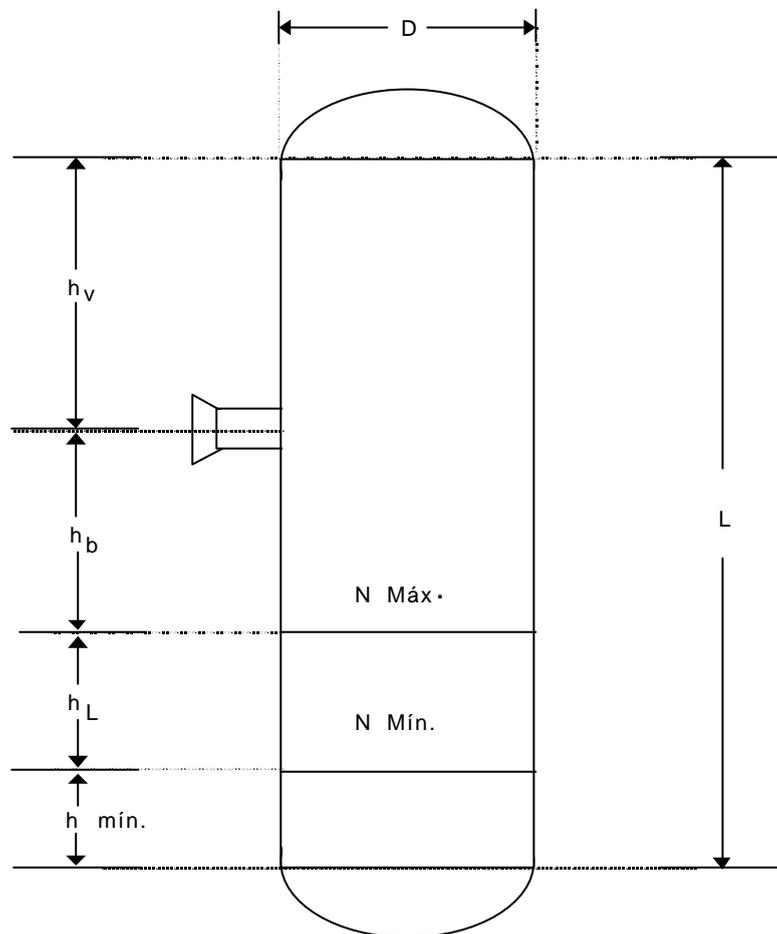


Figura 15. Distribución de alturas en un traque vertical.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 85 DE 126

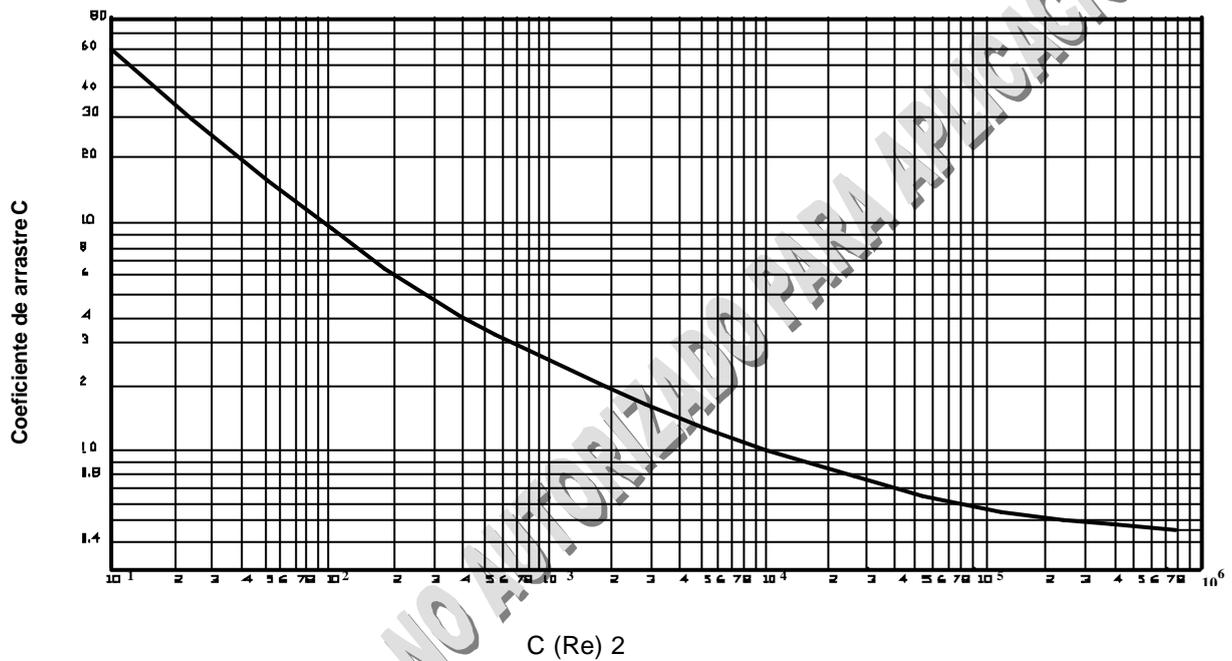


Figura 16. Determinación del coeficiente de arrastre.

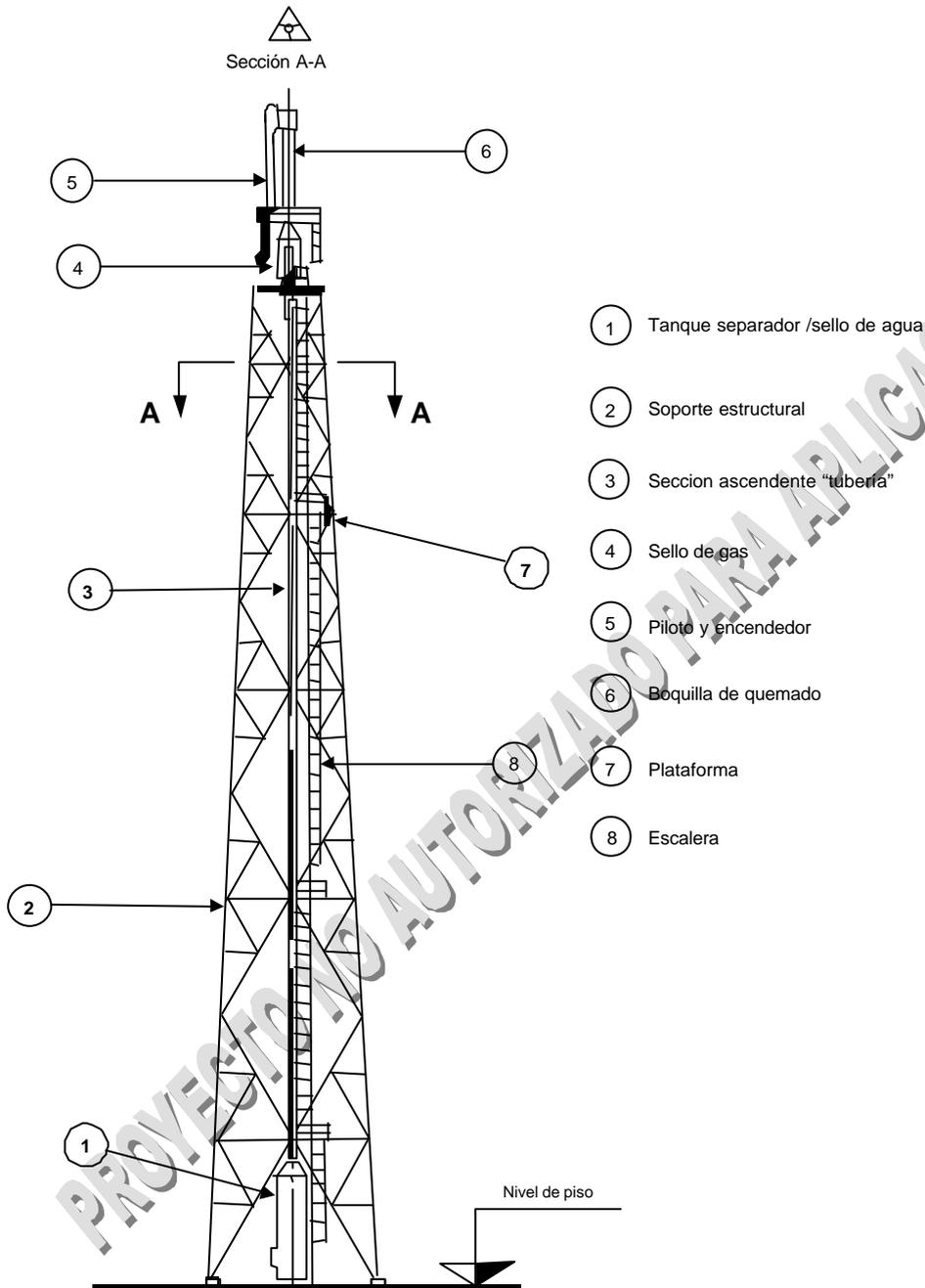
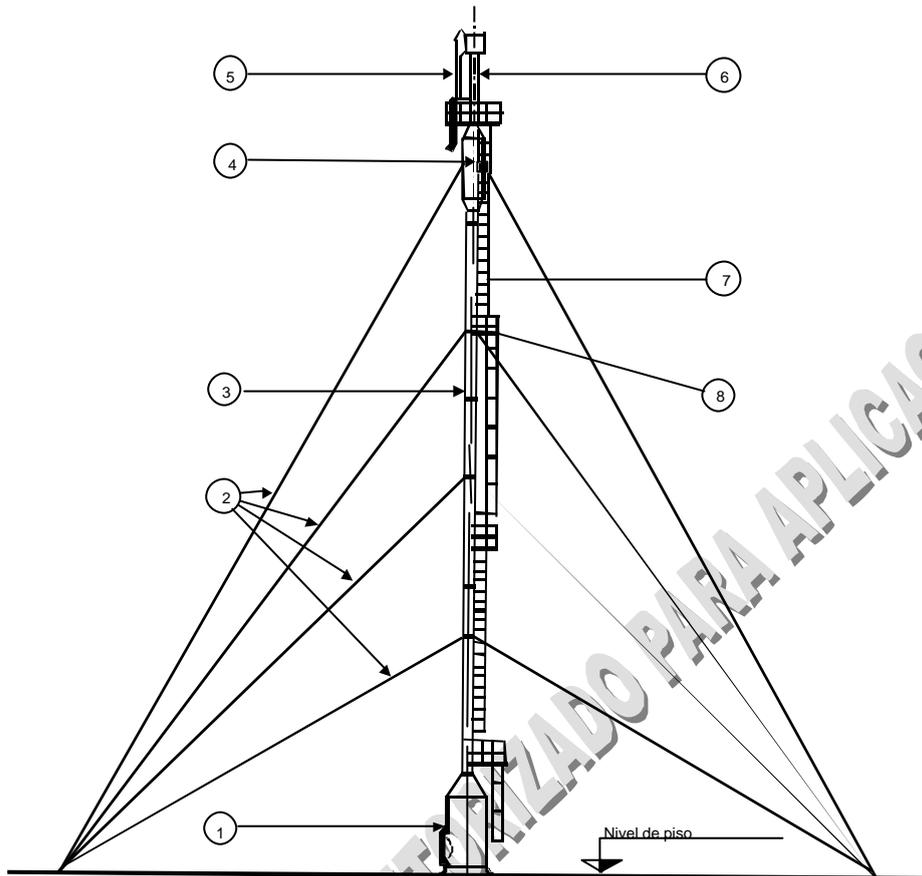
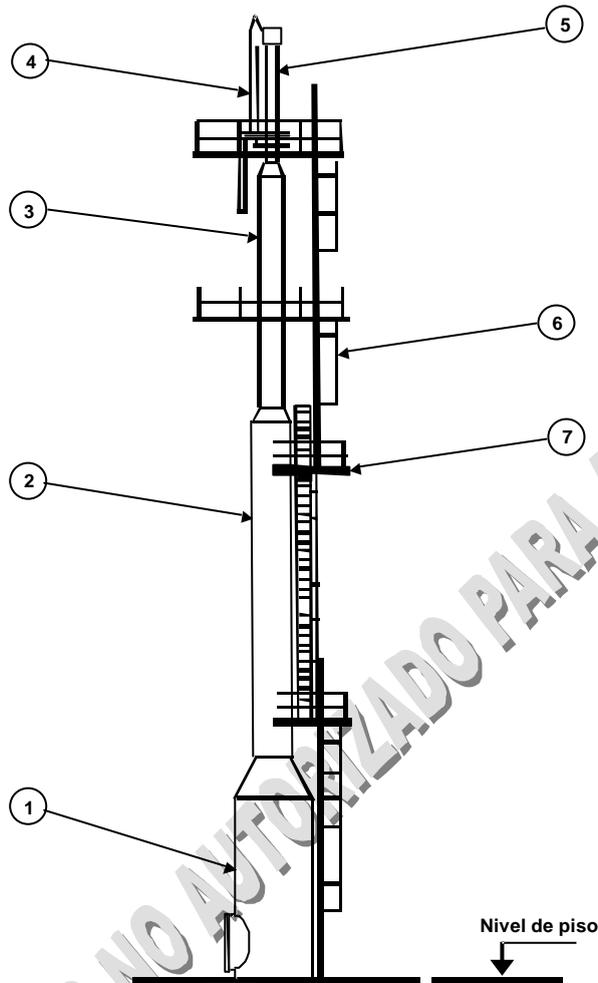


Figura 17. Quemador elevado tipo torre, con soporte estructural triangular.



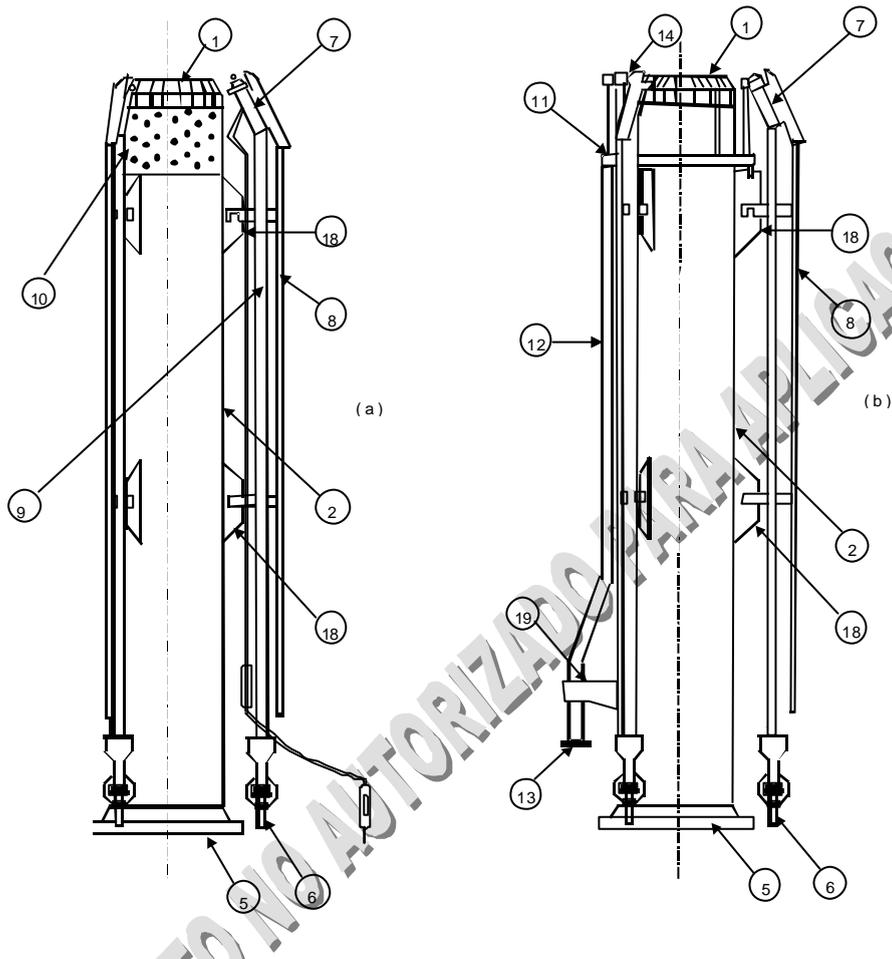
Ident.	Cantidad	Descripción
1	1	Tanque separador / sello de agua
2	3 conj.	Cables contravientos
3		Sección ascendente "Tuberías"
4	1	Sello de gas
5		Piloto
6	1	Boquilla de quemado
7		Escalera
8		Plataforma.

Figura 18. Quemador elevado tipo cableado.



Ident.	Cantidad	Descripción
1	1	Tanque separador / sello de agua
2		Sección ascendente "Tubería"
3	1	Sello de gas
4		Piloto y encendedor
5	1	Boquilla de quemado
6		Escalera
7		Plataforma.

Figura 19. Quemador elevado tipo autosoportado.



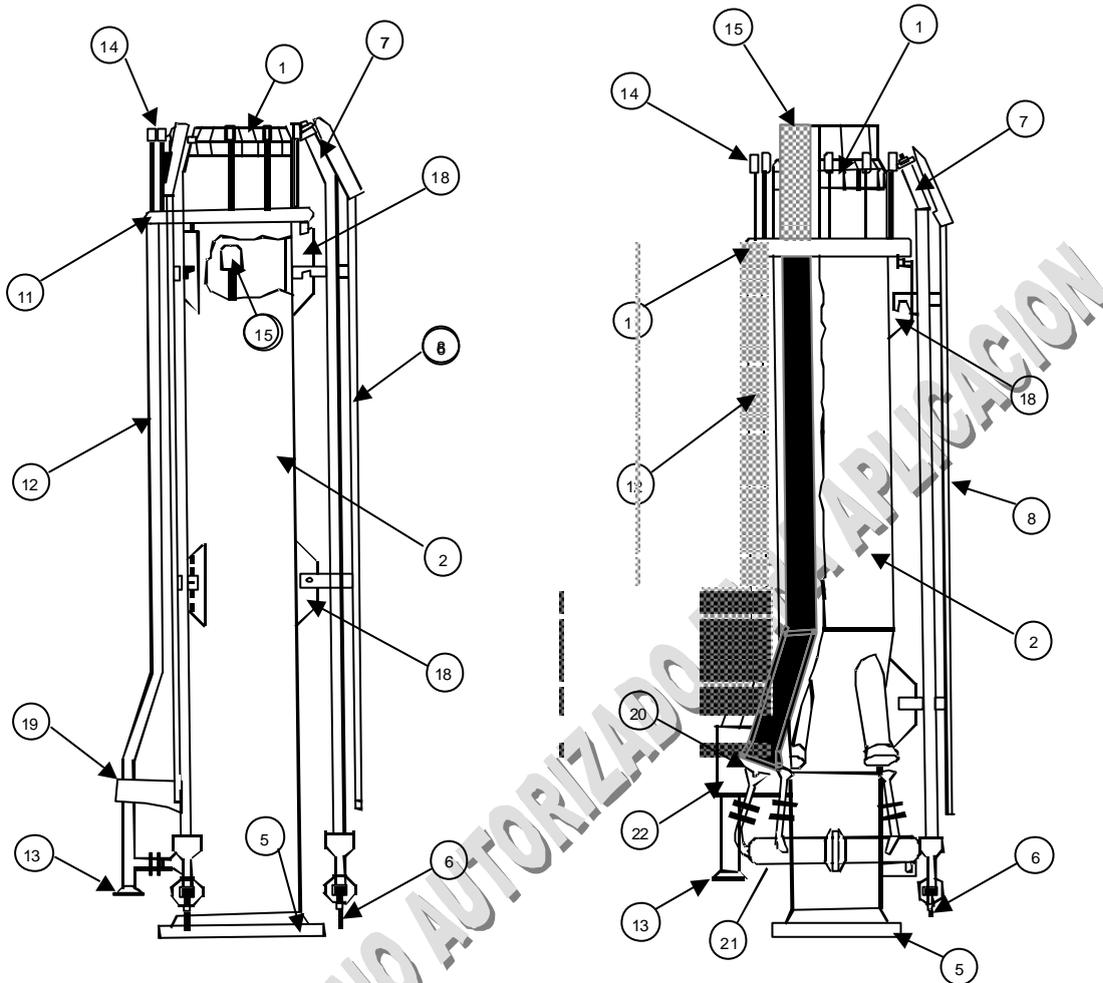
a) Boquilla convencional

b) Eliminación de humo por
inyección de vapor

- 1 Anillo de la boquilla
- 2 Tubo del quemador
- 5 Brida de montaje
- 6 Conexión de gas a pilotos
boquilla del piloto
- 7 Tubo para encendido
- 9 Probeta para encendido electrónico
- 10 Escudo de aire

- 11 Anillo de vapor
- 12 Tubería de vapor
- 13 Conexión de vapor
- 14 Boquilla de vapor
- 18 Soporte del piloto
- 19 Soporte de la tubería

Figura 20A y B. Tipos de boquillas de quemado.



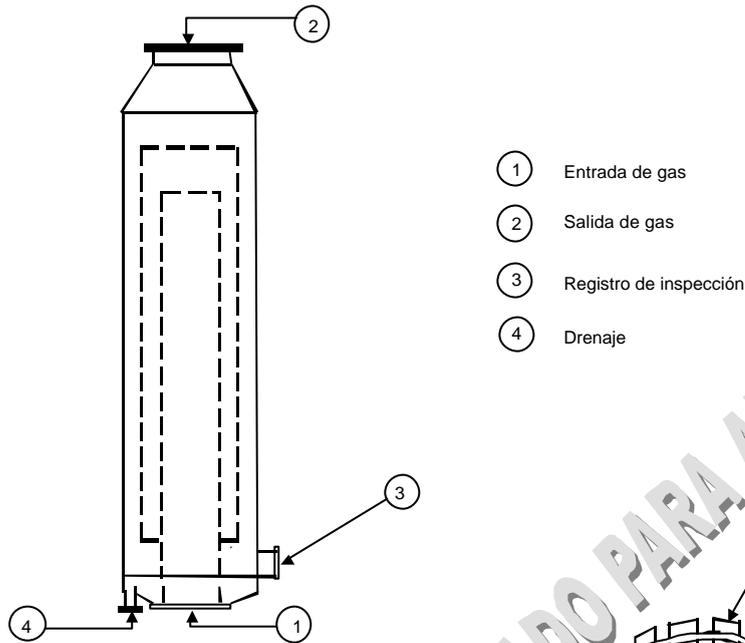
a) Eliminación de humo por suministro de inyección de vapor central y anillo.

b) Eliminación de humo por medio de inyectores aire/vapor.

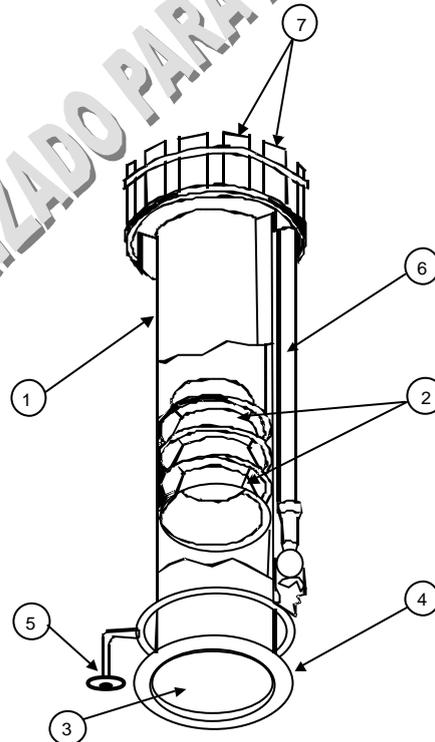
- 1 Anillo de la boquilla
- 2 Tubo del quemador
- 5 Brida de montaje
- 6 Conexión de gas a pilotos
- 7 Quemador del piloto
- 8 Quemador de encendido
- 11 Anillo de vapor
- 12 Tubería de vapor
- 13 Conexión de vapor

- 14 Boquilla de vapor
- 15 Boquilla central de vapor (a)
- Inyección interna de vapor/aire (b)
- 18 Soporte del piloto
- 19 Soporte de la tubería de vapor
- 20 Inyector vapor/aire
- 21 Anillo de vapor para suministro Interno
- 22 Silenciador

Figura 21A y B. Tipos de Boquillas de Quemador (Continuación).


Figura 22. Sello molecular

- 1 Boquilla de quemado
 2 Deflectores
 3 Entrada de gas
 4 Brida de montaje
 5 Conexión de gas combustible
 6 Piloto
 7 Rómpevientos


Figura 23. Sello fluido.

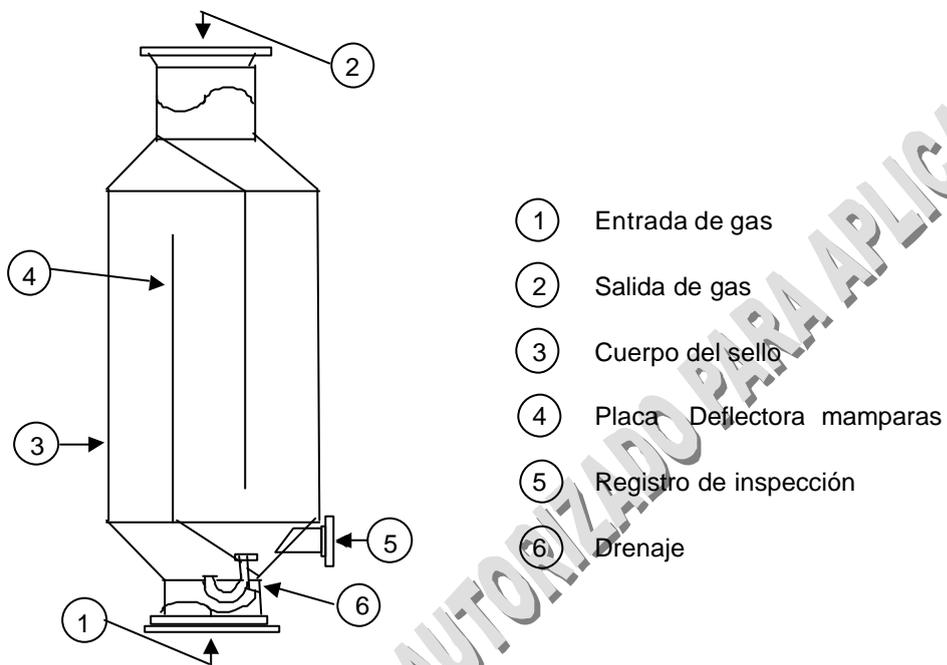
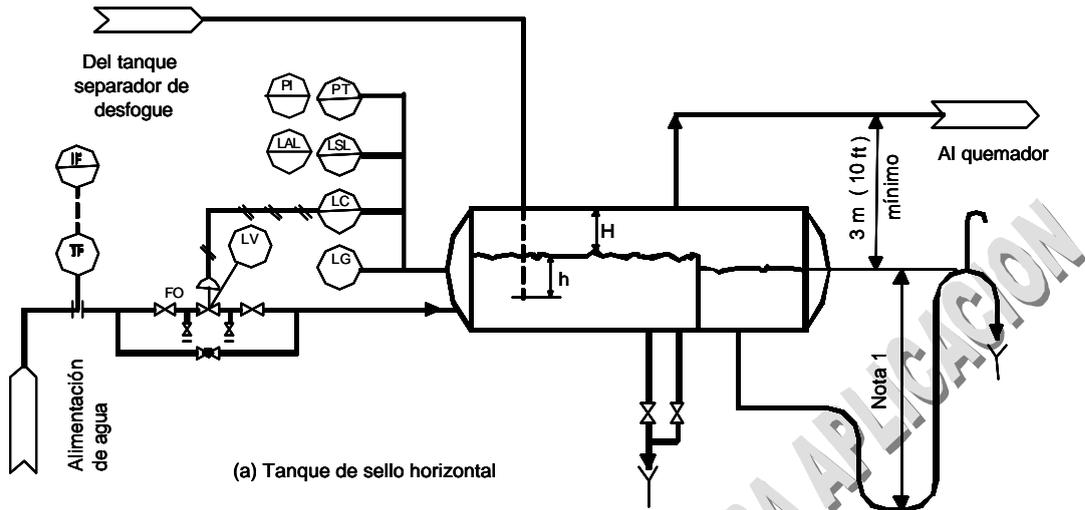


Figura 24. Sello tipo laberinto.



Nota:

!.- El sello debe ser diseño para un m ínimo DFL 175% de la
Presión de operaci ón m áxima del tanque

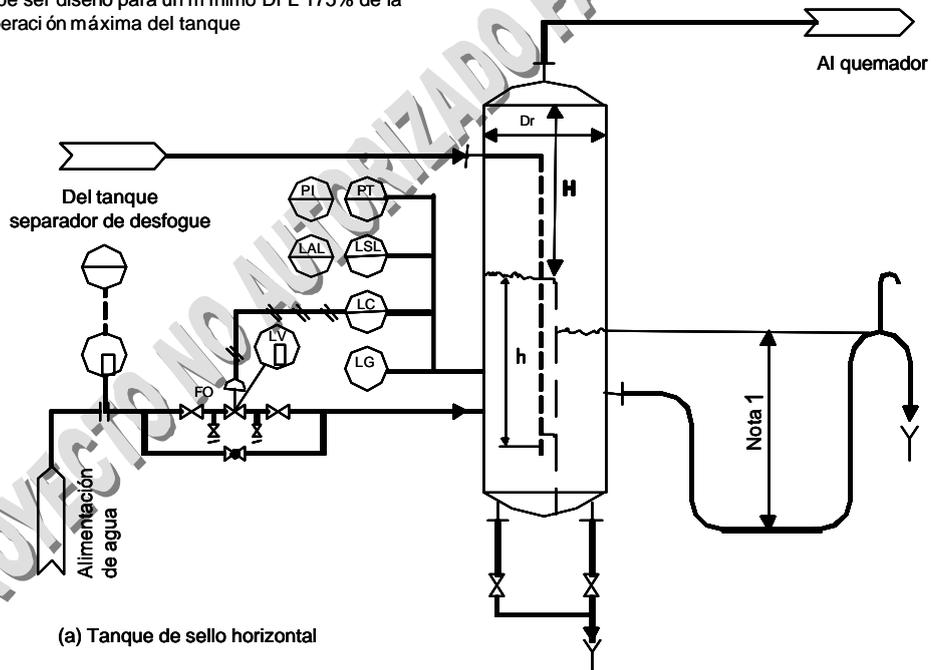


Figura 25A y B. Tanques de sello.

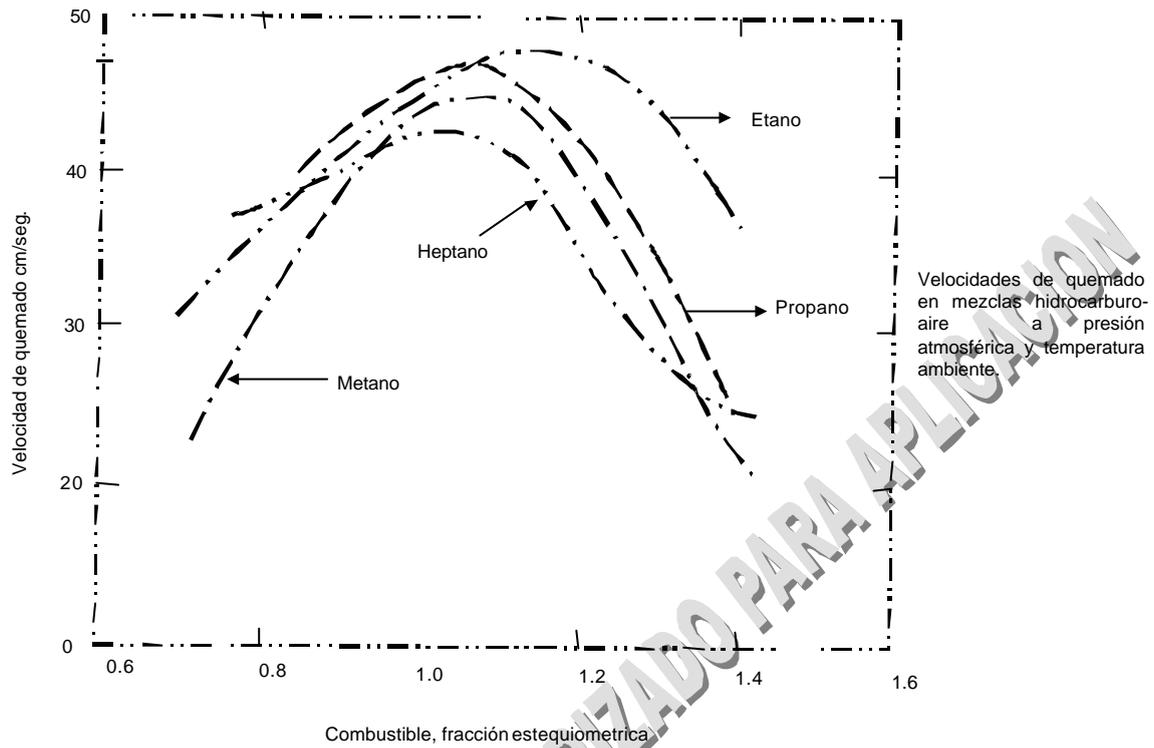


Figura 26. Velocidad de propagación de flama.

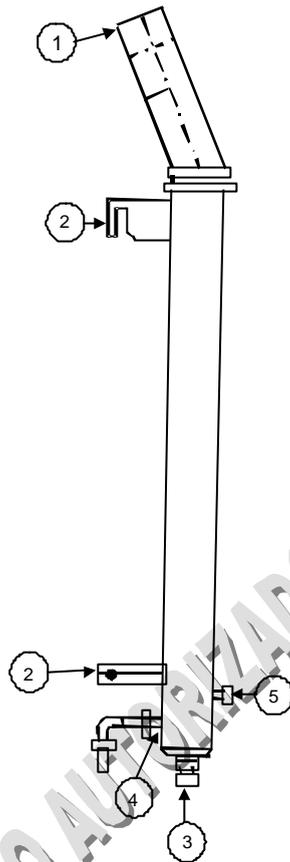


Figura 27. "Piloto con encendido eléctrica de gas.

- 1 Quemador del piloto
- 2 Placa de montaje
- 3 Conexión de gas
- 4 Conexión para cable de encendido
- 5 Conexión para termocople

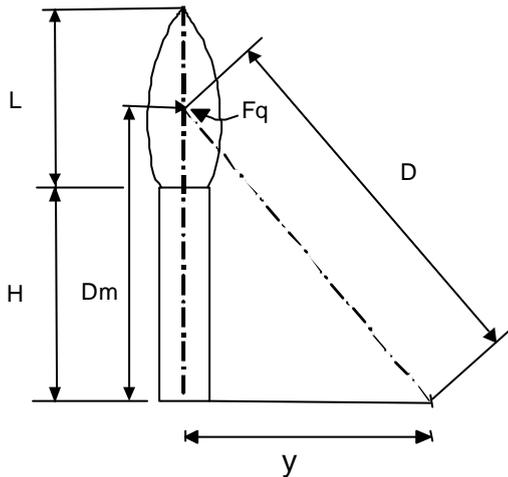


Figura 28. Flama en aire quieto.

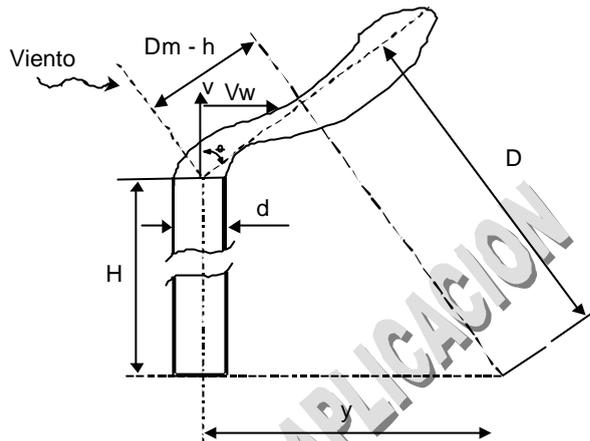


Figura 29. Influencia del aire sobre la flama.

Donde:

D = Distancia radial al centro de la flama.

D_m = Altura de centro de la flama.

F_q = Ángulo de incidencia.

L = Longitud de la flama.

M = Altura del quemador.

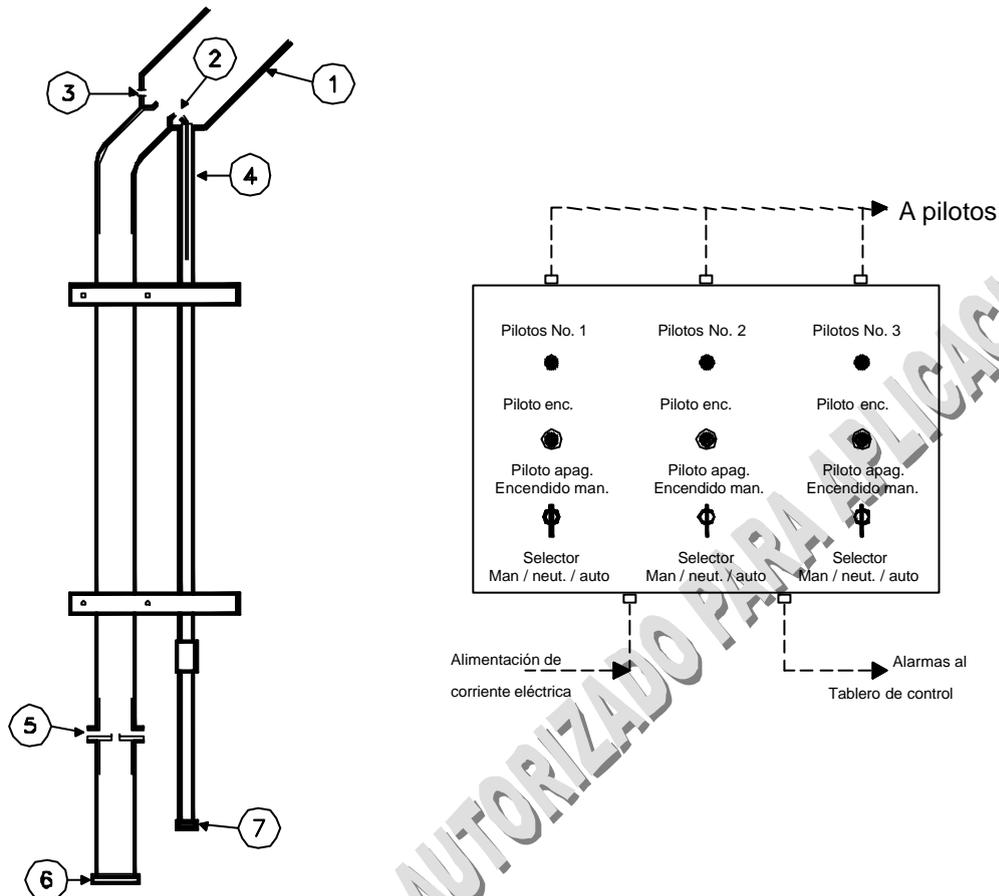
y = Distancia entre centro de flama y equipo receptor.

α = Ángulo de desviación de la flama causada por el viento.

d = Diámetro de la boquilla.

V_w = Velocidad del viento.

v = Velocidad de salida de los gases.

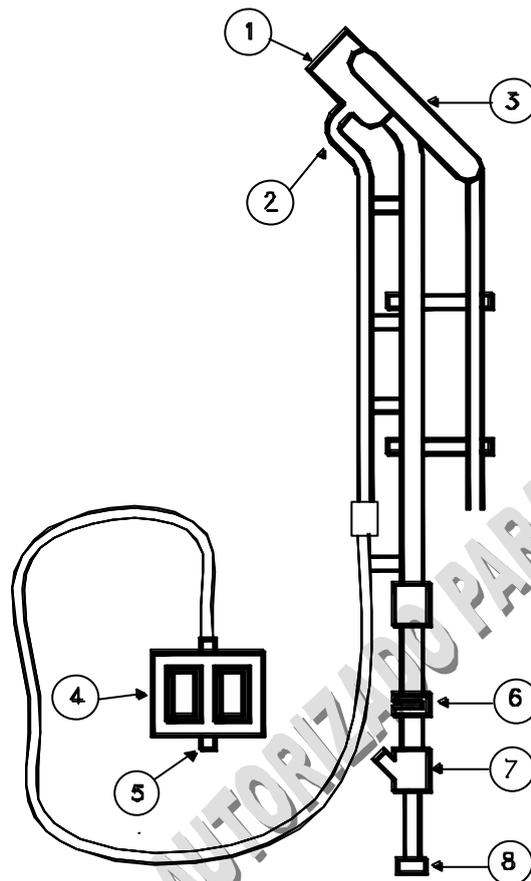


(a) Piloto con detección de flama por ionización de gas

(b) Pánel de control

- 1 Quemador del piloto
- 2 Punto de encendido
- 3 Entrada de aire secundario
- 4 Encendedor
- 5 Entrada de aire
- 6 Conexión de gas
- 7 Conexión para cable de encendido

Figura 30A y B. Sistema de encendido electrónico de pilotos.



- 1 Quemador del piloto
- 2 Encendedor
- 3 Termopozo integral para termoscople
- 4 Pánel de encendido
- 5 Conexión de corriente eléctrica
- 6 Mezclador de aire-gas
- 7 Filtro
- 8 Conexión de gas

Figura 31. Sistema de encendido electrónico de pilotos con detección de flama por termocopie.

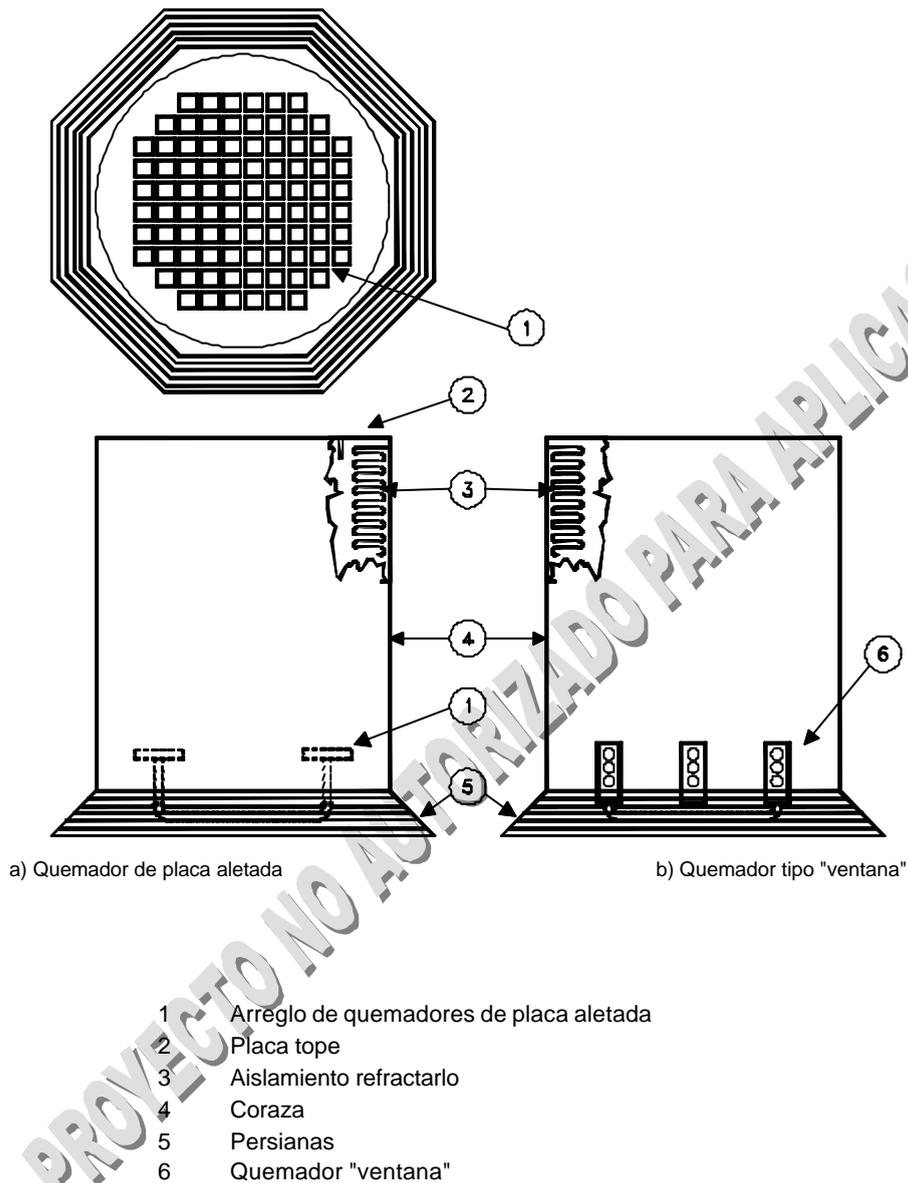
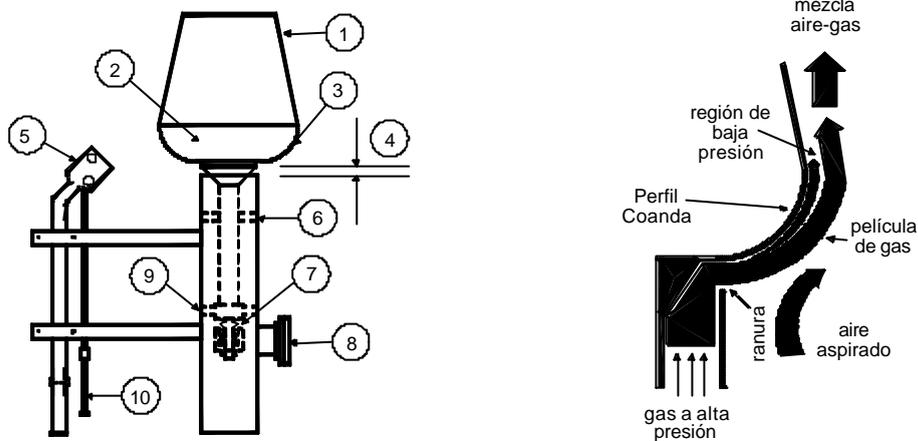


Figura 32. Quemadores enclaustrados.



a) Boquilla

b) Efecto Coanda

- 1.- Cono del tulipán
- 2.- Tazón del tulipán
- 3.- Perfil coanda
- 4.- Ranura anular
- 5.- Quemador del piloto
- 6.- Soporte guía
- 7.- Resorte
- 8.- Registro para ajustar el resorte
- 9.- Soporte fijo
- 10.- Conexión para cable de encendido

Figura 33A y B. Boquilla de quemador tipo coanda.

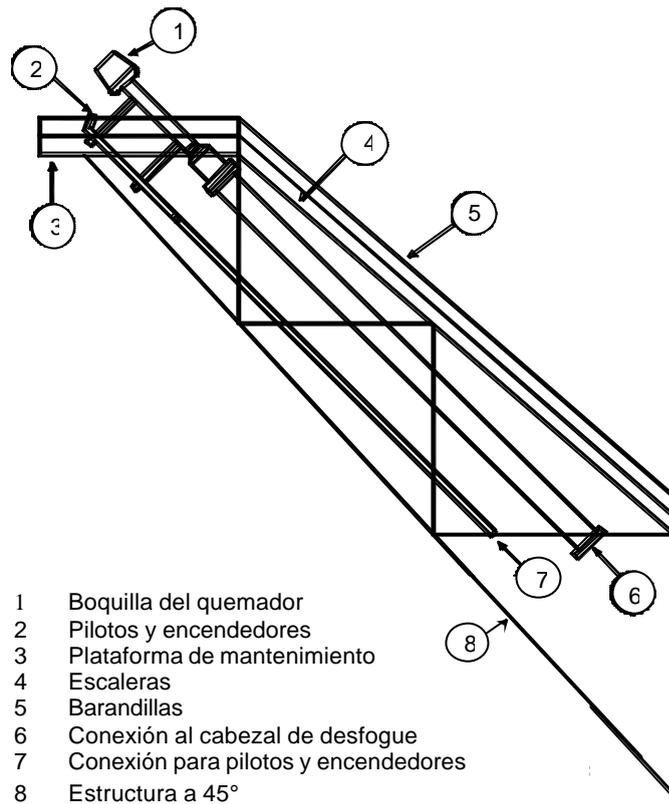


Figura 34. Quemador montado en brazo "boom".

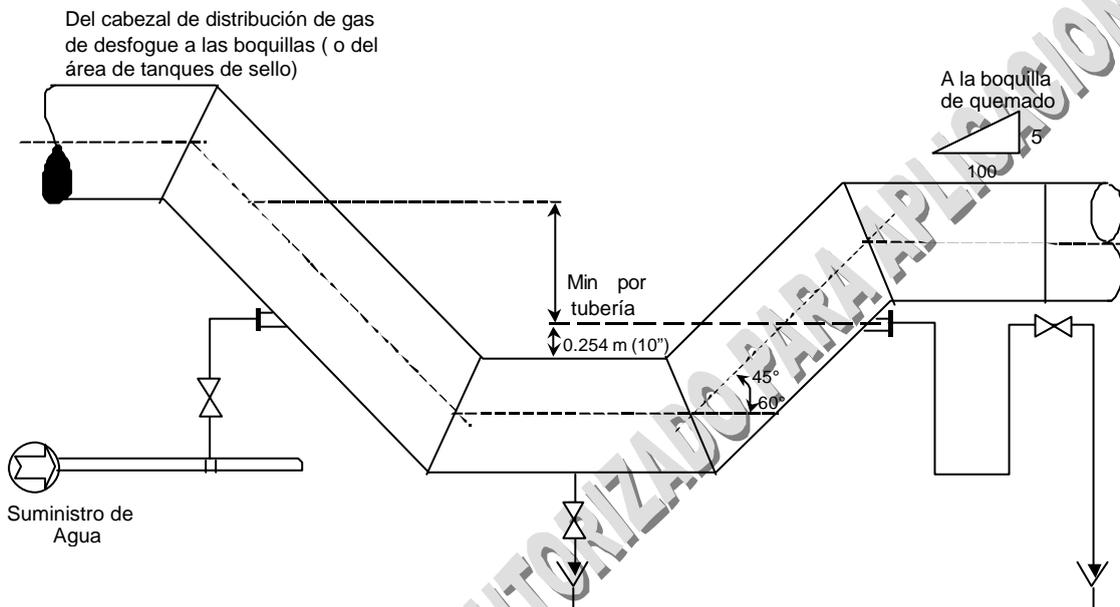
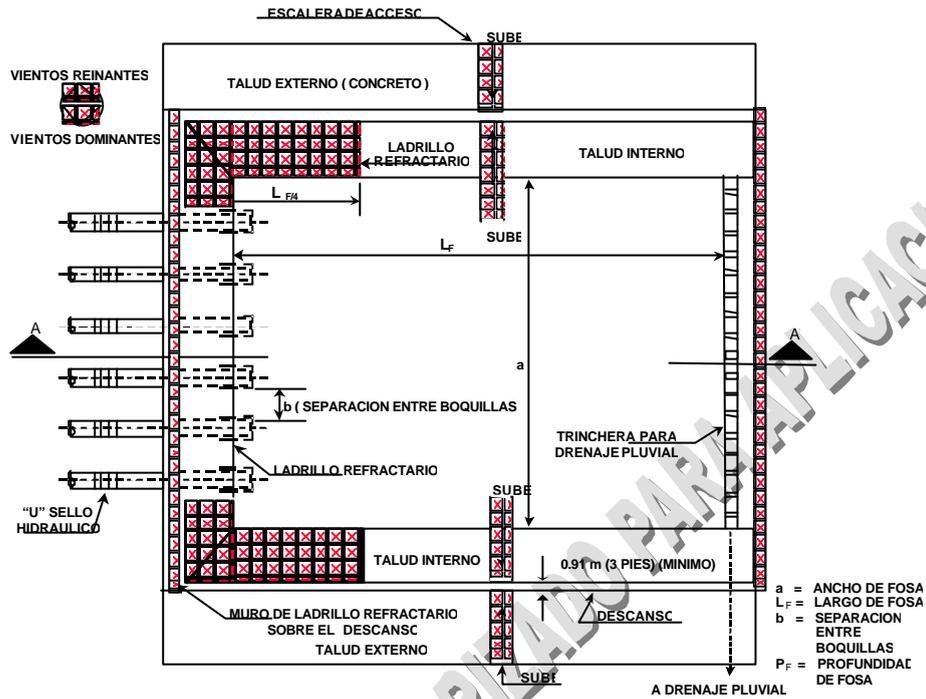
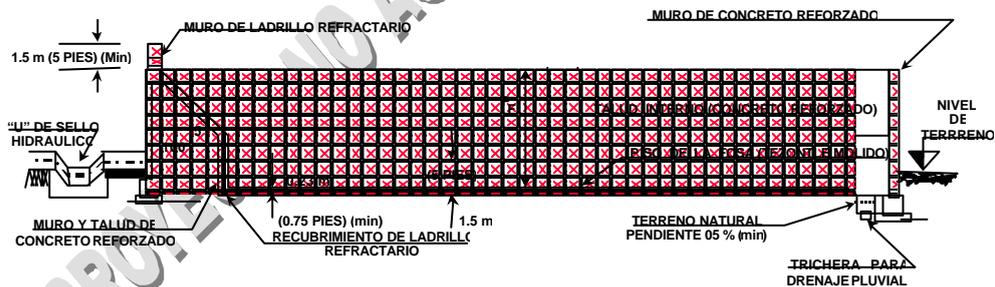


Figura 35. Detalle "U" de sello hidráulico.



Planta

Quemador de Fosa con Boquillas Horizontales Convencionales
o con Inyección de Vapor o Aire



Corte A - A'

Figura 36. Criterios de construcción de la fosa para quemado con humo
y para quemado sin humo con aire a vapor.



Notas:

1. Señal al sistema de reignición automática por falla de flama en pilotos.
2. Los termopares para detección de falla de flama incidirán directamente en la flama de los pilotos.

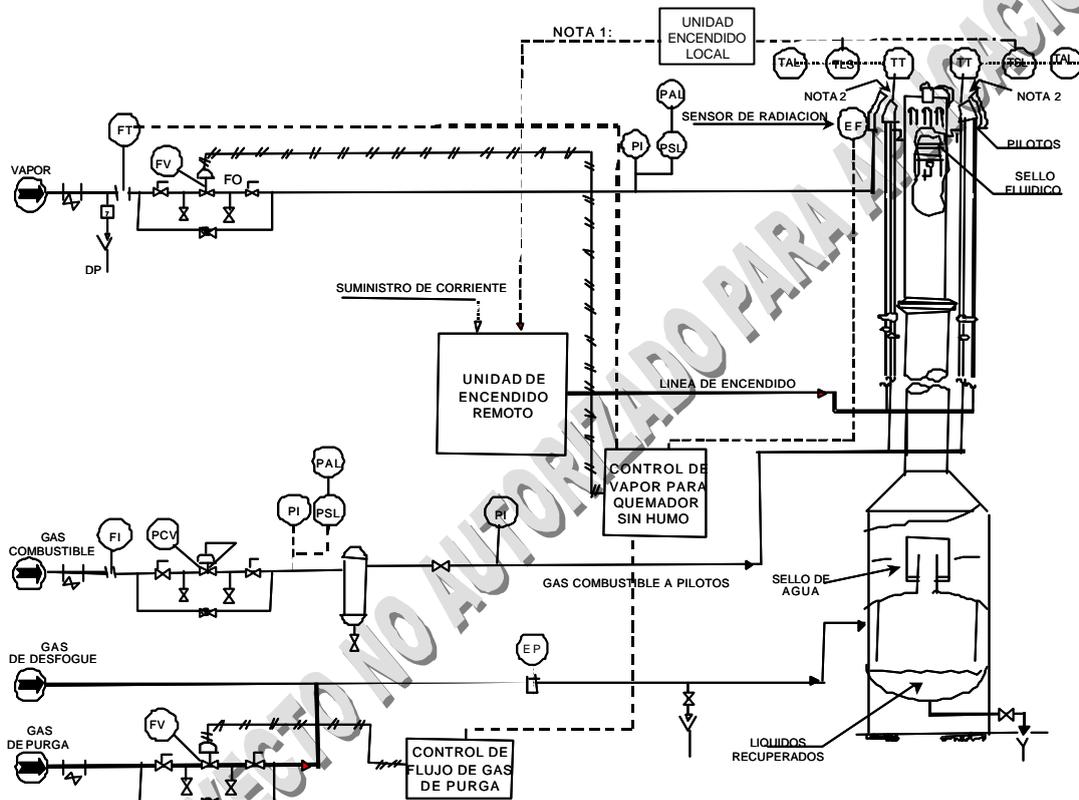


Figura 37. Tubería e instrumentación de un quemador elevado sin emisión de humo con inyección de vapor.



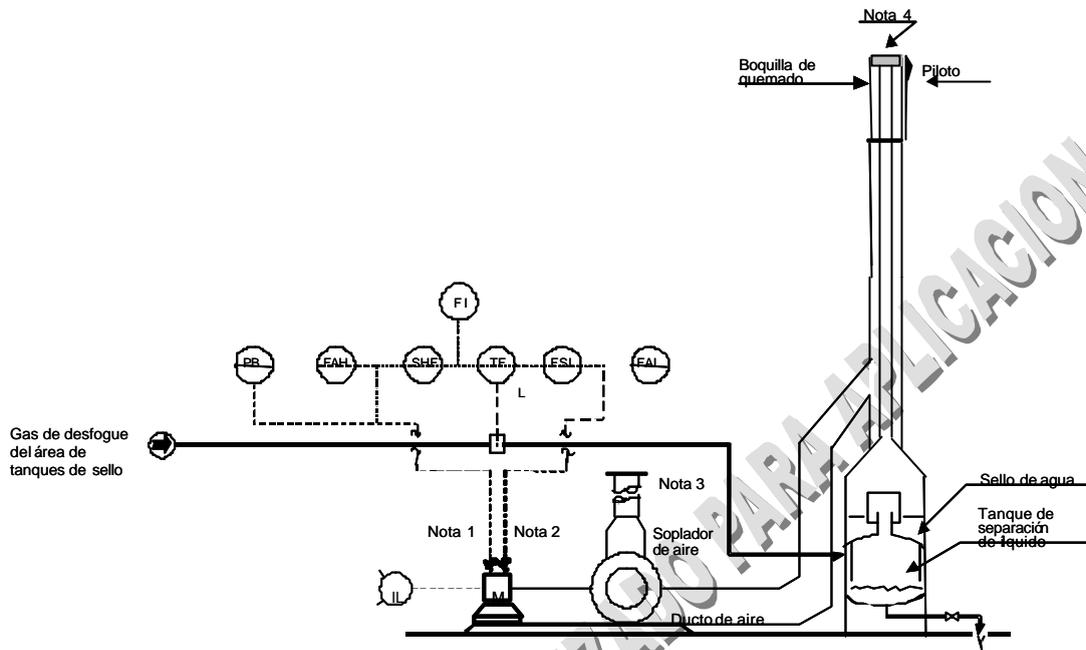
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

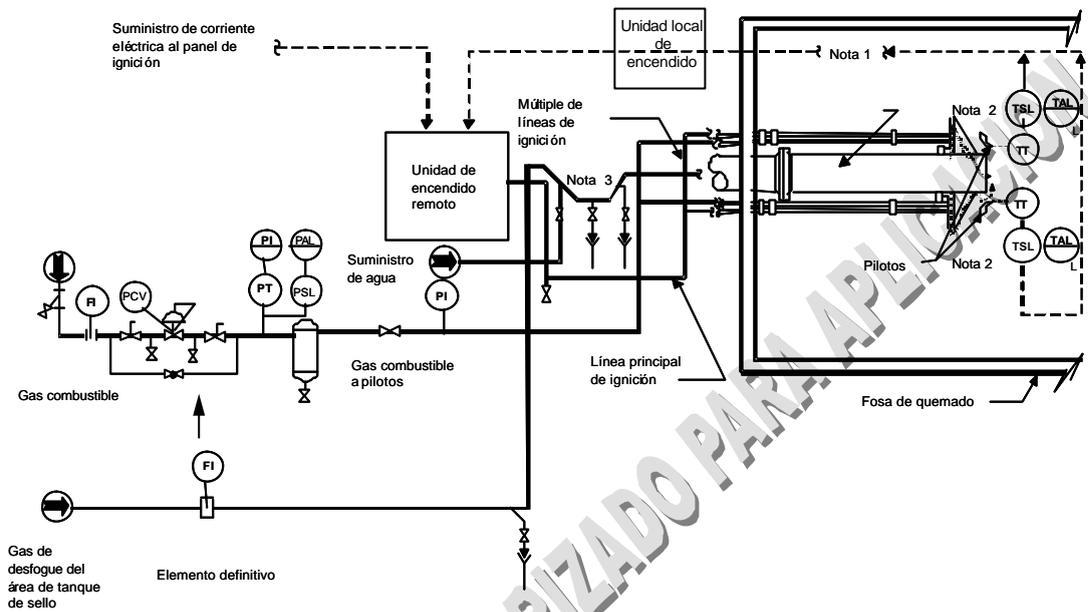
PÁGINA 105 DE 126



Notas:

1. Esta señal manda arrancar el motor del soplador de aire.
2. Esta señal manda variar la velocidad del soplador para incrementar el flujo de aire al quemador.
3. Para instrumentación adicional, ver figura 36.
4. El soplador debe mantenerse siempre encendido a mínima velocidad para proporcionar flujo de aire al quemador y evitar la carbonización de la boquilla.

Figura 38. Instrumentación en quemadores elevados con eliminación de humo
Por medio de soplado de aire.



Notas:

1. Esta señal manda arrancar el motor del soplador de aire.
2. Esta señal manda variar la velocidad del soplador para incrementar el flujo de aire al quemador.

Figura 39. Tubería e instrumentación general de un quemador de fosa.

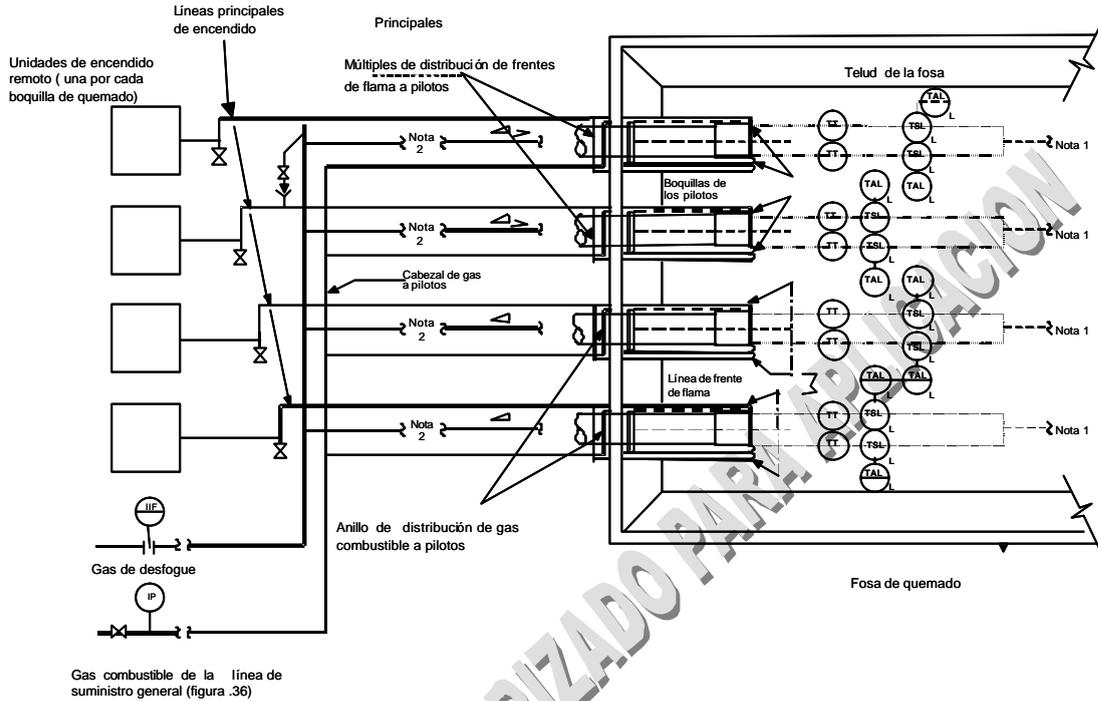


Figura 40. Tubería e instrumentación en quemadores de fosa.

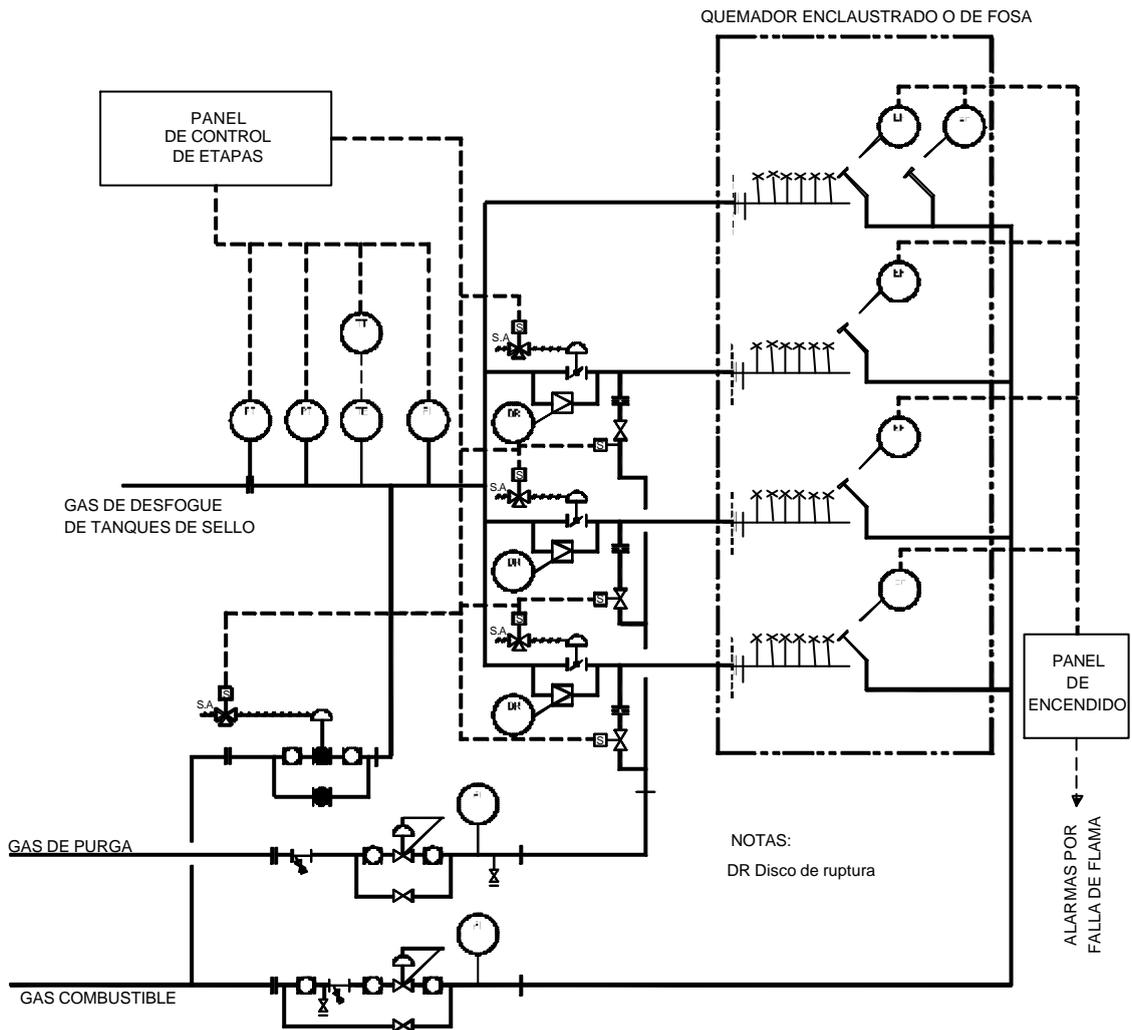


Figura 42. Tubería e instrumentación para quemadores de etapas y boquillas múltiples.



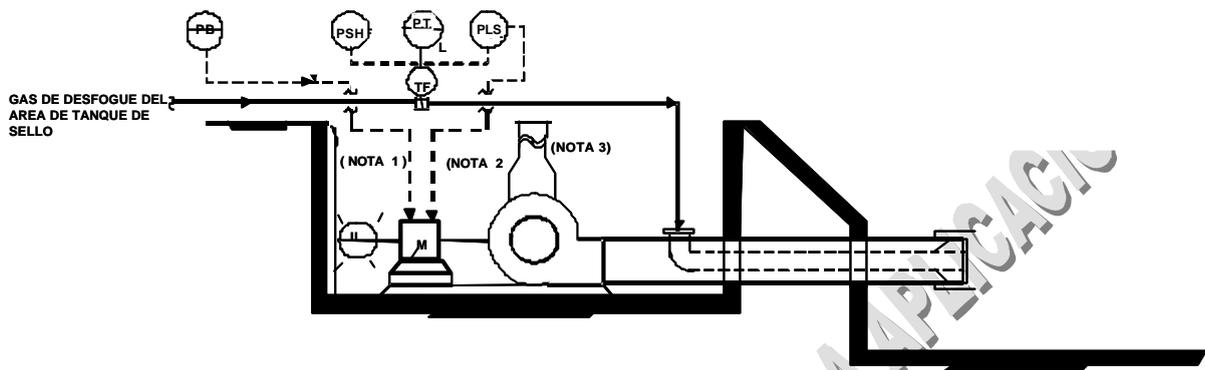
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 110 DE 126



NOTAS:

1. ESTA SEÑAL MANDA EL CAMBIO DE BAJA VELOCIDAD A ALTA VELOCIDAD.
2. ESTA SEÑAL MANDA EL CAMBIO DE ALTA A BAJA VELOCIDAD.
3. FILTRO CON SILENCIADOR INTEGRADO.

Figura 43. Instrumentación en quemadores de fosa con eliminación de humo por medio de soplado de aire.

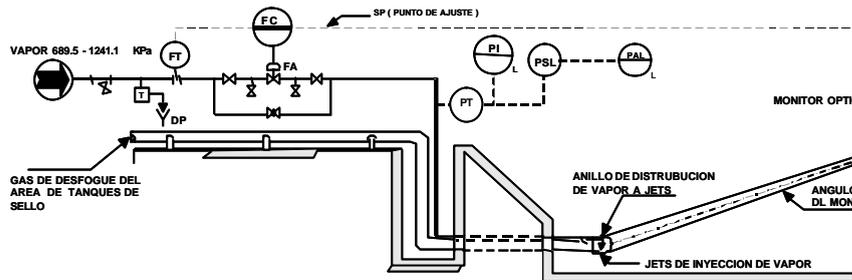


Figura 44. Tubería e instrumentación en quemadores de fosa con eliminación de humo por inyección controlada de vapor con sensor óptico.

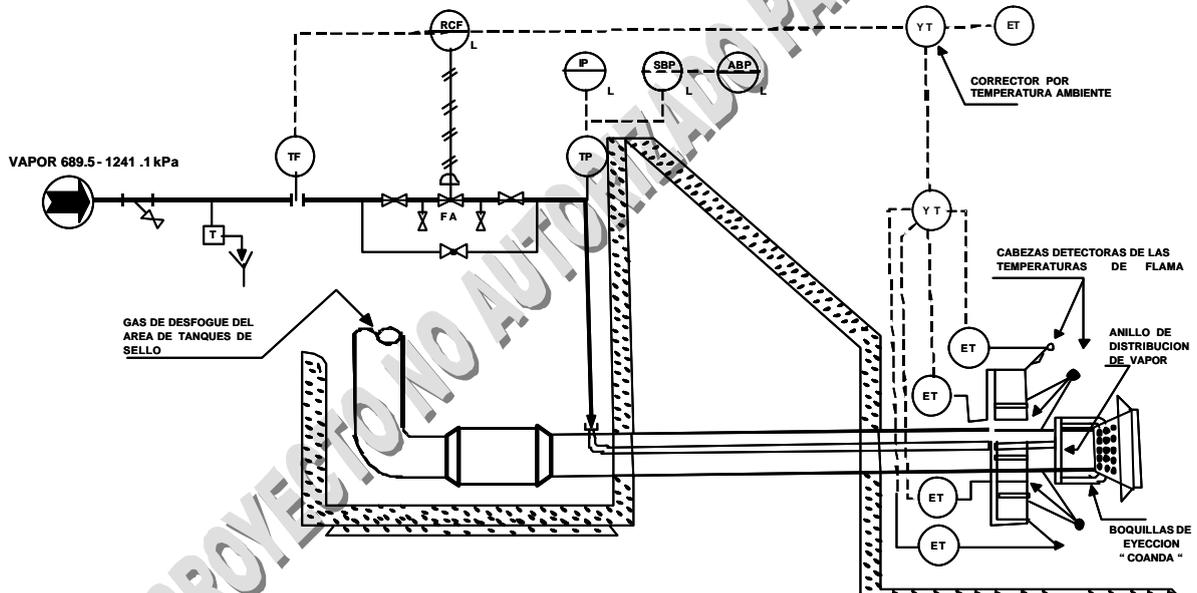


Figura 45. Instrumentación en quemadores de fosa con eliminación de humo por inyección controlada de vapor con elementos detectores de la temperatura de flama.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 112 DE 126

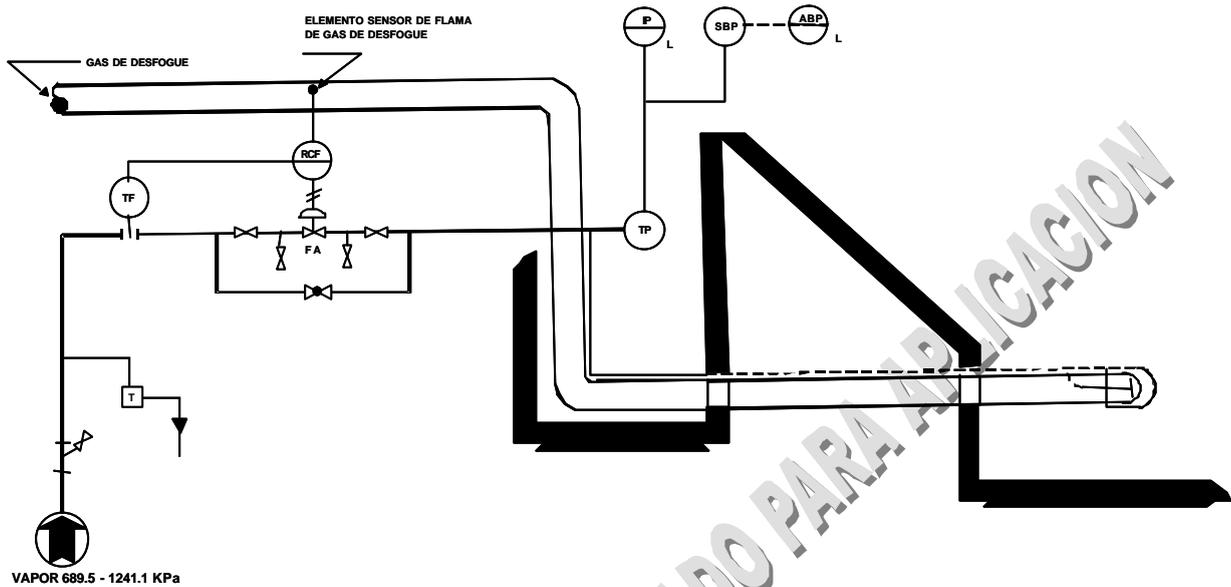


Figura 46. Instrumentación requerida en quemadores de fosa con eliminación de humo por inyección controlada de vapor mediante elementos de control de relación de flujo.



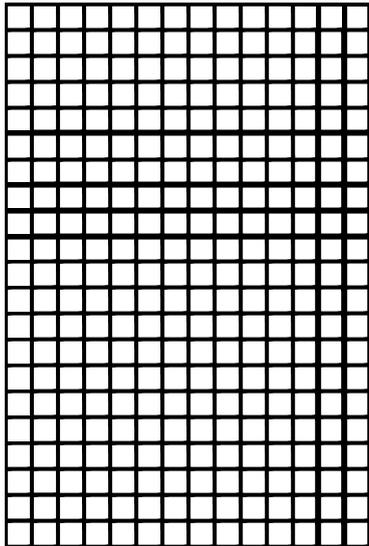
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

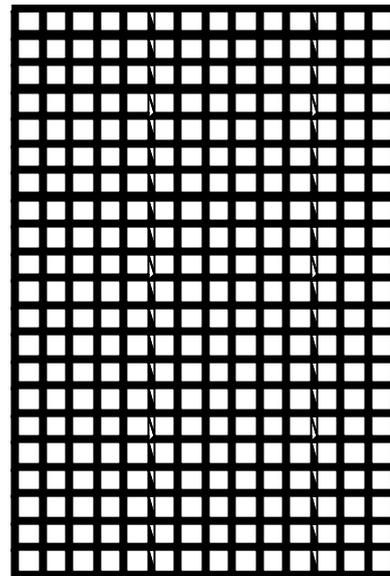
No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

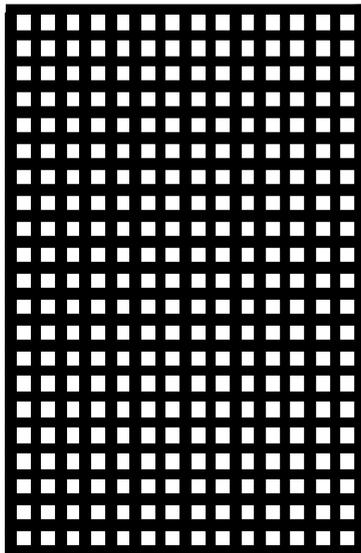
PÁGINA 113 DE 126



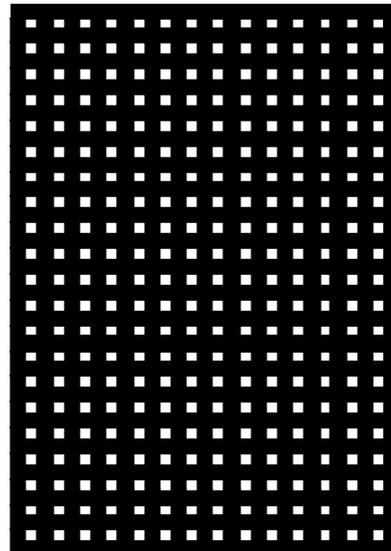
CARTA 1. EQUIVALENTE A 20 % NEGRO



CARTA 2. EQUIVALENTE A 40 % NEGRO



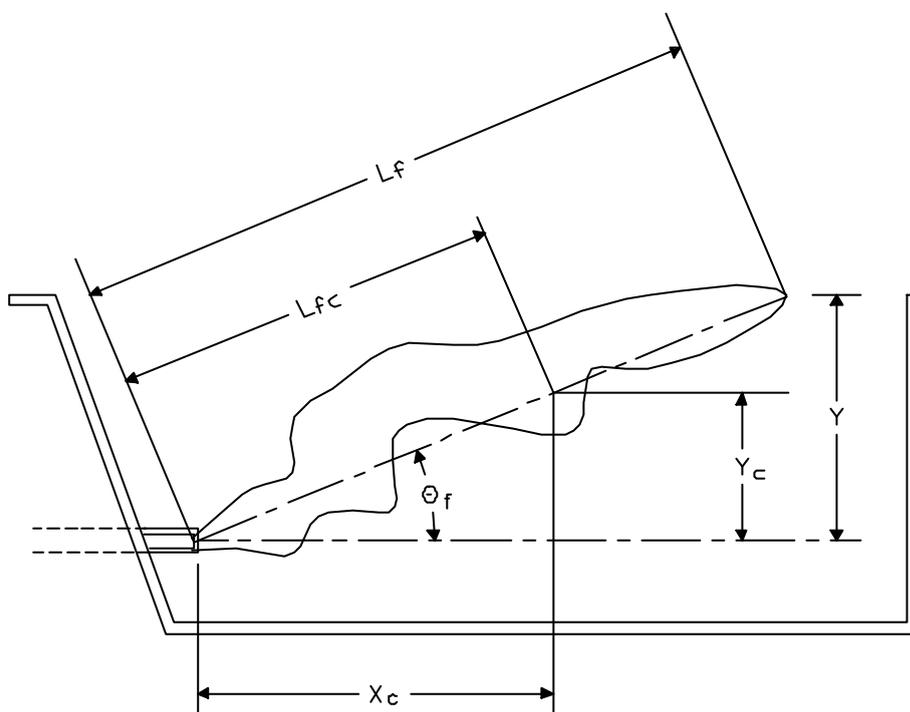
CARTA 3. EQUIVALENTE A 60 % NEGRO



CARTA 4. EQUIVALENTE A 80 % NEGRO

Figura No. 47

Cartas de humo de ringelmann.



Donde:

L_f = Longitud de flama.

L_{fc} = Longitud al centro de flama.

X_c = Coordenada horizontal del centro de flama.

Y = Altura de la flama

Y_c = Coordenada vertical del centro de flama.

Θ_f = Ángulo de levantamiento de la flama.

Figura 48. Influencia del aire sobre la flama en boquillas horizontales.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACION Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 117 DE 138

15.3 Hojas de datos de quemadores.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION HOJA DE DATOS		HD - H - 051	
QUEMADORES DE FOSA			
1.	CLAVE		
2.	SERVICIO		
3.	A.S.N.M.	m	PRESION ATMOSFERICA KPa abs.
4.	TEMP. AMBIENTE, min. / max.	/	°C PRECIPITACION PLUVIAL Mm H ₂ O
5.	DIRECCION DE VIENTOS,	DOMINANTES	REINANTES
6.	VELOCIDAD DE VIENTOS DOMINANTES		
7.	ZONA SISMICA	COEFICIENTE SISMICO	m / s
8.			
9.	CONDICIONES DE OPERACION		
10.		FLUJO MINIMO	QUEMADO CONTINUO CAPACIDAD MAXIMA
11.	CAPACIDAD (kg / h) (Mm ³ ED)	/	/
12.	PESO MOLECULAR PROMEDIO (M)		
13.	TEMPERATURA (°C)		
14.	PRESION KPa man.		
15.	ANALISIS (% mol)		
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.	COMPONENTE (S) CORROSIVO (S)	/	/
27.	COMPUESTO (S) (% MOL)	/	/
28.		/	/
29.	RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (h=Cp/Cu)		
30.	CONCENTRACION EN EL LIMITE BAJO DE EXPLOSIVIDAD, CL (FRACCION VOL. EN AIRE)		
31.	INTENSIDAD MAXIMA DE RADIACION PERMISIBLE A NIVEL DE PISO, I (KW/m ²)		
32.	NIVEL DE RUIDO PERMITIDO (dbA) (EVALUADO 3 m DE LA FOSA Y A 1.5 m DE ALTURA)		
33.			
34.	NUMERO DE BOQUILLAS, N=	TIPO	
35.	TIPO (S) SELLO (S)	FLUIDICO	SELLOS HIDRAULICOS EN "U"
36.		OTROS	
37.	SISTEMA DE ENCENDIDO REMOTO	ELECTRONICO:	
38.	REIGNICION	MANUAL	AUTOMATICA
39.			
40.	TIPO DE PILOTOS:	ELECTRONICO:	OTRO:
41.	CON TERMOCOPLE	SIN TERMOCOPLE	
42.	PANEL DE ALARMA POR FALLA DE FLAMA EN PILOTOS	SI NO	
43.			
44.	MATERIALES		



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 118 DE 126

45	COMPONENTES	MATERIALES	ESP. A.S.T.M.	NOTAS		
46.	BOQUILLA (S)					
47.	CUERPO					
48.	ANILLO DE RETENCION DE FLAMA					
49.	ROMPEVIENTOS					
50.	BRIDA DE CONEXION					
51.	PILOTOS					
52.	CUERPO					
53.	BOQUILLA					
54.	TERMOPAR/TUBO PROTECTOR					
55.	VENTURI					
56.	LINEAS DE IGNICION					
57.	SELLO (S)					
58.	CUERPO (S)					
59.	INTERNOS					
60.	CABEZALES, SUBCABEZALES Y LINEAS DE DESFOGUE					
61.	REFRACTARIOS					
62.	LADRILLO					
63.	MORTERO					
64.	CONCRETOAILANTE					
65.	BRIDA					
66.						
67.						
68.	CORROSION PERMISIBLE AL CARBONO		1.6 mm (1/16")	3.2 mm (1/8")		
69.	BRIDAS CUELLO SOLDABLE		DESIZABLE	DE TRASLAPE		
70.	BRIDAJE (RATING)		Kg/cm ²			
71.						
72.	UBICACION DE LA FOSA					
73.	ARE ISPONIBLE	m ²	DIMENSIONES: LONGITUD	m ANCHO m		
74.	SEPARACION MAXIMA DISPONIBLE DEL EQUIPO MAS PROXIMO					
75.						
76.	DISPONIBILIDAD DE SERVICIO					
77.	GAS COMBUSTIBLE					
78.	COMPOSICION	% mol	PESO MOLECULAR PROMEDIO			
79.						
80.			PRESION Kg/cm ² man	TEMPERATURA °C		
81.						
82.			PODER CALORIFICO NETO	J/m ³ Est.		
83.						
84.						
85.						
86.	SERVICIO	CONDICION	PRESION (Kg/cm ² man.)	TEMPERATURA (°C)	CANTIDAD DISPONIBLE	CONTENIDO DE HUMEDAD
87.	AIRE DE PLANTAS					
88.	AIRE DE INSTRUMENTOS					
89.	AGUA PARA SELLOS					
90.	ENERGIA ELECTRICA					
91.	TENSION		VOLTS			
92.			VOLTS			
93.			VOLTS			
94.	CLASIFICACION ELECTRICA DE AREAS					
95.	TIPO DE AREA	CLASE	DIVISION	GRUPO		N.E.M.A
96.	EXPLOSIVA					
97.	NO EXPLOSIVA					
98.	NOTAS					
99.	(1) LA EVALUACION A CAPACIDAD MAXIMA SE EFECTUARA A LA DISTANCIA					
100.						
101.						



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002**

Revisión: 0

PÁGINA 119 DE 126

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION HOJA DE DATOS	HD - H - 051 A
---	----------------

QUEMADORES DE FOSA SIN EMISION DE HUMO POR SUMINISTRO DE SERVICIOS AUXILIARES			
1.	CLAVE		
2.	SERVICIO		
3.	A.S.N.M.	m	PRESION ATMOSFERICA KPa abs.
4.	TEMP. AMBIENTE, min. / max.	/	°C PRECIPITACION PLUVIAL Mm H ₂ O
5.	DIRECCION DE VIENTOS,	DOMINANTES	REINANTES
6.	VELOCIDAD DE VIENTOS DOMINANTES		
7.	ZONA SISMICA	COEFICIENTE SISMICO	m / s
8.			
9.	CONDICIONES DE OPERACION		No. BOQUILLAS, N:
10.		FLUJO MINIMO	QUEMADO CONTINUO
11.	CAPACIDAD (kg / h) (Mm ³ ED)	/	/
12.	PESO MOLECULAR PROMEDIO (M)		
13.	TEMPERATURA (°C)		
14.	PRESION KPa man.		
15.	ANALISIS (% mol)		
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.	COMPONENTE (S) CORROSIVO (S)	/	/
27.	COMPUESTO (S) (% MOL)	/	/
28.			
29.	RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (K=Cp/Cu)		
30.			
31.	CONCENTRACION EN EL LIMITE BAJO DE EXPLOSIVIDAD, CL (FRACCION VOL. EN AIRE)		
32.			
33.			
34.	INTENCIDAD MAX. DE RADIACION PERMISIBLE A NIVEL DE PISO, I, EN (Kw / m ²)		
35.			
36.			
37.	NIVEL DE RUIDO PERMITIDO (db _A) (EVALUADO 3 m DE LA FOSA Y A 1.5 m DE ALTURA)		
38.			
39.			
40.			
41.			
42.	MATERIALES GENERALES		
43.	COMPONENTE	MATERIAL	ESP. A.S.M.T.
44.	BOQUILLA (S)		NOTAS
45.	CUERPO		
46.	ANILLO DE RETENCION DE FLAMA		
47.	ROMPEVIENTOS		
48.	BRIDA DE CONEXION		
49.	PILOTOS		
50.	CUERPO		
51.	BOQUILLA		
52.	TERMOPAR/TUBO PROTECTOR		
53.	VENTURI		
54.	LINEAS DE IGNICION		



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002**

Revisión: 0

PÁGINA 120 DE 126

55.	SELLO (S)			
56.	CUERPO (S)			
57.	INTERNOS			
58.	CABEZALES, SUBCABEZALES Y LINEAS DE DESFOGUE			
59.	REFRACTARIOS			
60.	LADRILLO			
61.	MORTERO			
62.	CONCRETOAILANTE			
63.	BRIDA			
64.				
65.				
66.	MATERIALES DEL SISTEMA DE ELIMINACION DE HUMO			
67.	SISTEMA DE ESPREADO DE AGUA			
68.	COMPONENTE	MATERIAL	ESP. A.S.M.T.	NOTAS
69.	ESPREADAS			
70.	TUBERIA DEL SISTEMA DE RECICLACION DE AGUA			
71.	FOSA			
72.	PISO			
73.	PAREDES			
74.				
75.				
76.	SISTEMA DE SOPLADO DE AIRE ⁽²⁾			
77.	EXTREMO DE DESCARGA DE LAS (S) BOQUILLA (S):			
78.	LINEA DE GAS DE DESFOGUE			
79.	TUBERIA CONCENTRICA EXTERIOR			
80.	MAMPARAS O BAFLES PAR RREMOLINAMIENTO			
81.				
82.				
83.	SISTEMA DE INYECCION DE VAPOR			
84.	LINEA (S)DE SUMINISTRO			
85.	MEDIO DE INYECCION			
86.	JETS PERIFERICOS			
87.	BOQUILLA CENTRAL			
88.	EYÉCTORES "COANDA"			
89.				
90.	CORROSION PERMISIBLE PARA ACERO AL CARBONO	1.6 mm (1/16")		3.2 mm (1/8")
91.	BRIDAS: CUELLO SOLDABLE	DESIZABLE		DE TRASLAPE
92.	BRIDAJE (RATING)			PSIG
93.				
94.	UBICACIÓN DE LA FOSA			
95.	AREA DISPONIBLE	m ²	DIMENSIONES LONGITUD	m ANCHO m
96.	SEPARACION MIMA DISPONIBLE DEL EQUIPO MAS PROXIMO		m	
97.				
98.	DIPONIBILIDAD DE SERVICIOS			
99.	GAS COMBUSIBLE			
100.	COMPONENTE	% mol	PESO MOLECULAR PROMEDIO	
101.				
102.			PRESION Kg/cm ² man	TEMPERATURA °C
103.				
104.			PODER CALORIFICO NETO	J / m ³ Est
105.				
106.	CONDICION SERVICIO	PRESION (Kg/cm ² man.)	TEMPERATURA (°C)	CANTIDAD DISPONIBLE CONTENIDO DE HUMEDAD
107.	AIRE DE PLANTAS			
108.	AIRE DE INSTRUMENTOS			
109.	AGUA PARA SELLOS			
110.	AGUA PARA ESPREADO			



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 121 DE 126

111.	VAPOR PARA INYECCION				
112.	ENERGIA ELECTRICA				
113.	TENSION	VOLTS	No. DE FASES	FRECUENCIA	CICLOS
114.		VOLTS			CICLOS
115.		VOLTS			CCLOS
116.	CLASIFICACION ELECTRICA DE AREAS				
117.	TIPO DE AREA	CLASE	DIVISION	GRUPO	N.E.M.A
118.	EXPLOSIVA				
119.	NO EXPLOSIVA				
120.					
121.					
122.	NOTAS				
123.	(1) EN CASO DE UTILIZARSE ESTE SISTEMA DE ELIMINACION DE HUMO, VER LA HOJA DE LA ESPECIFICACION ANEXA DE				
124.	LA BOMBA CENTRIFUGA PARA CIRCULACION DE AGUA DE ESPREADO.				
125.	(2) EN CASO DE UTILIZARSE ESTE SISTEMA, VER HOJA DE DATOS ANEXA DEL SOPLADOR O VENTILADOR				
126.					
127.	(3) UTILIZAR EL SISTEMA DE INYECCION DE VAPOR				

PROYECTO NO AUTORIZADO PARA APLICACION



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002**

Revisión: 0

PÁGINA 122 DE 126

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION HOJA DE DATOS	HD - H - 051 B
--	-----------------------

QUEMADORES DE ETAPAS MULTIPLES			
1.	CLAVE		
2.	SERVICIO ENCLAUSTRADO		
3.	QUEMADOR FOSA		
4.	NUMERO DE ETAPAS DE QUEMADO		
5.	m	PRESION ATMOSFERICA	KPa abs.
6.	/	°C PRECIPITACION PLUVIAL	Mm H ₂ O
7.	DOMINANTES		REINANTES
8.	m/s		
9.	COEFICIENTE SISMICO m / s		
10.			
11.	CONDICIONES DE OPERACION		
12.	FLUJO MINIMO	QUEMADO NORMAL	CAPACIDAD MAXIMA
13.	CAPACIDAD (kg / h) (Mm ³ ED)		
14.	PESO MOLECULAR PROMEDIO (M)		
15.	TEMPERATURA (°C)		
16.	PRESION KPa man.		
17.	ANALISIS (% mol)		
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.			
27.			
28.	COMPONENTE (S) CORROSIVO (S)		
29.	COMPUESTO (S) (% MOL)		
30.			
31.	RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (K=Cp/Cu)		
32.	INTENSIDAD MAX. DE RADIACION PERMISIBLE A NIVEL DE PISO, I, EN (Kw / m ²)		
33.	NIVEL DE RUIDO PERMITIDO (db _A) (EVALUADO 3 m DE LA FOSA Y A 1.5 m DE ALTURA) (1)		
34.	TIPO (S) DE SELLO (S) SI NO		
35.	SOBRE CABEZAL PRINCIPAL DE LA ETAPA QUEM. DE EMERGENCIA (Q.CHIMENEA)		
36.	SELLO HIDRAULICO EN "U" SOBRE CABEZAL PRINCIPAL (MULTIJET DE FOSA)		
37.	EN CADA UNA DE LAS LINEAS PRINCIPALES DE LAS ETAPAS (MULT. DE FOSA)		
38.	SELLO FLUIDICO EN BOQUILLAS DE QUEMADO DE EMERGENCIA (MULT. DE CHIMENEA)		
39.	SISTEMA DE ENCENDIDO REMOTO ELECTRONICO		
40.	REIGNICION MANUAL AUTOMATICO		
41.			
42.	TIPO DE PILOTOS PANEL DE ALARMAS POR FALLA DE		
43.	CON TERMOCOPLE SIN TERMOCOPLE		FLAMA EN PILOTOS (SI) (NO)
44.			
45.	MATERIALES GENERALES		
46.	COMPONENTE	MATERIAL	ESP. A.S.M.T. NOTAS
47.	CABEZALES Y SUBCABEZALES LINEAS DE ELEVACION Y DISTRIBUION		
48.	PILOTOS		
49.	CUERPO		
50.	BOQUILLA (S)		



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**No. de Documento
NRF -031 - PEMEX - 2002**

Revisión: 0

PÁGINA 123 DE 126

51.	TERMOPAR/TUBO PROTECTOR				
52.	VENTURI				
53.	LINEAS DE IGNICION				
54.	SELLO (S)				
55.	CUERPO (S)				
56.	INTERNOS				
57.	REFRACTARIOS				
58.	LADRILLOS				
59.	BLOQUE				
60.	MORTERO				
61.	CONCRETO AISLANTE				
62.	BRIDA				
63.					
64.	MATERIALES DEL SISTEMA DE ELIMINACION DE HUMO				
65.	CHIMENEA				
66.	PLACA				
67.	SOPORTES/SOPORTERIA	/	/		
68.	ROMPEVIENTOS				
69.	BOQUILLAS				
70.	CUERPO				
71.	BOQUILLA (EXT. DE DESCARGA)				
72.	DIFUSOR DE FLAMA	VARILLA CEJAS			
74.	BOQ. DE EMERGENCIA:				
75.	CUERPO/ANILLO DE RETENCION DE FLAMA	/	/	/	
76.	MATERIALES DE QUEMADORES DE FOSA				
77.	FOSA				
78.	PAREDES INTERNAS				
79.	PAREDES EXTERNAS				
80.	PISO				
81.	TRCHERA DE DRENAJE PLUVIAL				
82.	JETS				
83.	ZONA INFERIOR				
84.	ZONA SUPERIOR				
85.	BOQUILLA				
86.					
87.					
88.					
89.	CORROSION PERMISIBLE PARA ACERO AL CARBONO		1.6 mm (1/16")	3.2 mm (1/8")	
90.	BRIDAS	UBICACION DE LA FOSA			
91.	CUELLO SOLDABLE	DESGLIZABLE	AREA DISPONIBLE	m ²	SEPARACION MAXIMA DISPONIBLE DEL EQUIPO MAS PROXIMO
92.	DE TRASLAPE	OTRO	DIMENSIONES	LONG m	
93.	BRIDAJE (RATING)	Kg/cm ²		ANCHO m	
94.	DIPONIBILIDAD DE SERVICIOS				
95.	GAS COMBUSIBLE	CONDICION	PRESION (Kg/cm ² man)	TEMPERATURA (°C)	CANTIDAD DISPONIBLE
96.	COMPONENTE % mol	SERVICIO			CONTENIDO DE HUMEDAD
97.		AIRE DE PLANTAS			
98.		AREA DE INSTRUMENTOS			
99.		AGUA PARA SELLOS			
100.		ENERGIA ELECTRICA			
101.	PESO MOLECULAR PROM.	TENSION (VOLTS)	No. DE FASES		FRECUENCIA (CICLOS)
102.	PRESION Kg/cm ² man				
103.	TEMPERATURA °C				
104.	PODER CAL NE TO J/m ³ Est.				
105.	CLASIFICACION ELECTRICA DE AREAS				
106.	TIPO DE AIRE	CLASE	DIVISION	EQUIPO	NEMA
107.	EXPLOSIVA				
108.	NO EXPLOSIVA				



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 124 DE 126

109.	NOTAS
110.	(1) LA EVALUACION A CAPACIDAD MAXIMA SE EFECTUARA A LA DISTANCIA LIMITE PREVISTA POR SEGURIDAD EN EFECTOS DE
111.	RADIACION..

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION HOJA DE DATOS	HD - H - 052
---	--------------

QUEMADORES ELEVADOS			
1.	CLAVE	CANTIDAD	
2.	SERVICIO ENCLAUSTRADO	TIPO	
3.	A.S.N.M.	PIE	PRESION ATMOSFERICA Kg/cm ² man
4.	TEMPERATURA AMBIENTE, MIN./MAX.	°F	PRECIPITACION PLUVIAL mm H ₂ O
5.	DIRECCION DE VIENTOS, DOMINANTES	REINANTES	
6.	VELOCIDAD DE VIENTOS DOMINANTES	m/s	
7.	ZONA SISMICA	COEFICIENTE SISMICO	
8.			
9.	CONDICIONES DE OPERACION	NUMERO DE BOQUILLAS, No.	
10.		FLUJO MINIMO	QUEMADOR NOR. TIPO DE BOQUILLA (S)
11.	CAPACIDAD (Kg/h) / Mm ³ ED	/	/ MARCA / MODELO
12.	PESO MOLECULAR (M)		SISTEMA REQUERIDO PARA LA ELIMINACION DE HUMO
13.	TEMPERATURA (°C)		SISTEMA DE ESPREADO DE AGUA (1)
14.	PRESION (Kg/cm ² man.)		SOPLADOR DE AIRE (2)
15.	ANALISIS (% mol)		INYECCION DE VAPOR, EYECTORES "COANDA" A TRAVES DE BOQUILLAS
16.			PERIFERICAS BOQ.CENTRAL
17.			INYECCION COMBINADA
18.			OTRA
19.			TIPO (S) DE SELLO (S)
20.			FLUIDICO
21.			SELLO MOLECULAR
22.			OTRO (S)
23.			
24.			
25.			
26.	COMPONENTE (S) CORROSIVO (S)	/	/ SISTEMA DE ENCENDIDO REMOTO
27.	COMPUESTO (S) (% MOL)	/	/ ELECTRONICO
28.		/	/ REIGNIION MANUAL AUTOMATICA
29.	RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (K=Cp/Cu)		TIPO DE PILOTOS
30.	CONCENTRACION EN E LIMITE BAJO DE EXPLOSIVIDAD, CI (FRACCION OL. DE AIRE)		CON TERMOCOPLE SIN TERMOCOPLE PANEL DE ALARMAS POR FALLA DEFLAMA EN PILOTOS SI <input type="radio"/> NO <input type="radio"/>
31.	INTENSIDAD MAXIMA DE RADIACION PERMISIBLE A NIVEL DE PISO, EN (KW/m ²)		SISTEMA REQUERIDO PARA EL CONTROL DEL SUMINISTRO DE VAPOR A LA (S) BOQUILLA (S)
32.	NIVEL DE RUIDO PERMITIDO (DBA) (EVALUADO EN LA BASE DEL QUEMADOR)		
33.			
34.			
35.	BOQUILLAS= DIAMETRO (mm)	LONGITUD (m)	
36.	AP (PS)	PESO (Kg)	
37.	MATERIALES GENERALES		
38.	COMPONENTE	MATERIAL	ESP. ASTM NOTAS
39.	BOQUILLA (S)		
40.	CUERPO		
41.	ANILLO DE RETENCION DE FLAMA		
42.	ROMPEVIENTOS		
43.	BRIDA DE CONEXION		
44.	PILOTOS		
45.	CUERPO		



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**No. de Documento
NRF -031 - PEMEX - 2002**

Revisión: 0

PÁGINA 125 DE 126

51.	BOQUILLA			
52.	TERMOPAR/TUBO PROTECTOR			
53.	VENTURI			
54.	LINEAS DE IGNICION			
55.	SELLO (S)			
56.	CUERPO (S)			
57.	INTERNOS			
58.	CABEZALES, SUBCABEZALES Y LINEAS DE DESFOGUE			
59.	REFRACTARIOS			
60.				
61.				
62.				
63.	BRIDAS			
64.				
65.				
66.	MATERIALES DEL SISTEMA DE ELIMINACION DE HUMO			
67.	SISTEMA DE ESPREADO DE AGUA			
68.	COMPONENTE	MATERIAL	ESP. ASTM	NOTAS
69.	ESPREADOS			
70.	TUBERIA DEL SISTEMA DE RECIRCULACION DE AGUA			
71.				
72.				
73.				
74.				
75.				
76.	SISTEMA DE SOPLADO DE AIRE ⁽²⁾			
77.	EXTREMO DE DESCARGA DE LA (S) BOQUILLA (S)			
78.	LINEA DEL GAS DE DESFOGUE			
79.	TUBERIA CONCENTRICA EXTERIOR			
80.	MAMPRA O BAFLES PARA ARREMOLINAMIENTO			
81.				
82.				
83.	SISTEMA DE INYECCION DE VAPOR ⁽³⁾			
84.	LINEA (S) DE SUMINISTRO			
85.	MEDIO DE INYECCION			
86.	ANILLO PERIFERICO			
87.	BOQUILLA CENTRAL			
88.	EYECTORES "COANDA"			
89.				
90.	COROSION PERMISIBLE PARA ACERO AL CARBON	1.6 mm (1/16")	3.2 mm (1/8")	
91.	BRIDAS CUELLO SOLDABLE	DESLIZABLE	DE TRASLAPE	
92.	BRIDAJE (RATING)			Kg/cm ² man:
93.				
94.	UBICACION DEL QUEMADOR			
95.	AREA DISPONIBLE	m ² DIMENSIONES DE ALTURA	m ANCHO	m
96.	SEPARACION MAXIMA DISPONIBLE DEL EQUIPO MAS PROXIMO		m	
97.				
98.	DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS			
99.	GAS COMBUSTIBLE			
100.	COMPONENTE	% MOL	PESO MOLECULAR PROMEDIO	
101.				
102.			PRESION	Kg/cm ² TEMPERATURA °C
103.				
104.			PODER CALORIFICO NETO	J/m ³ Est.
105.				
106.	CONDICION SERVICIO	PRESION Kg/cm ² man.	TEMPERATURA °C	CANTIDAD DISPONIBLE CONTENIDO DE HUMEDAD
107.				
108.				



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

SISTEMAS DE DESFOGUES Y
QUEMADORES EN
INSTALACIONES DE PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

No. de Documento
NRF - 031 - PEMEX - 2002

Revisión: 0

PÁGINA 126 DE 126

109.					
110.					
111.	VAPOR DE INYECCION				
112.	ENERGIA ELECTRICA				
113.	TENSION	VOLTS	No. DE FASES		FRECUENCIA DE CICLOS
114.		VOLTS			CICLOS
115.		VOLTS			CICLOS
116.	CLASIFICACION ELECTRICA DE AREAS				
117.	TIPO DE AREA	CLASE	DIVISION	GRUPO	N.E.M.A
118.	EXPLOSIVA				
119.	NO EXPLOSIVA				
120.					
121.					
122.	NOTAS				
123.	(1) EN CASO DE UTILIZARSE ESTE SISTEMA DE ELIMINACION DE HUMO, VER LA HOJA DE ESPECIFICACIONES ANEXA DE LA				
124.	BOMBA CENTRIFUGA PARA CIRCULACION DE AGUA DE ESPREADO				
125.	(2) EN CASO DE UTILIZARSE ESTE SISTEMA, VER LA HOJA DE DATOS ANEXA DEL SOPLADOR O VENTILADOR				
126.					
127.	(3) UTILIZAR EL SISTEMA DE INYECCION DE VAPOR				

PROYECTO NO AUTORIZADO PARA APLICACION