



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DE
SISTEMAS DE DESFOGUE Y ALTERNATIVAS
DE MANEJO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Ingeniero Químico

PRESENTA

Miguel Ángel De Cosío Mejía



México, D.F.

2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: JESUS TORRES MERINO

VOCAL: JUAN MORALES CABRERA

SECRETARIO: VICTORIA DINORAH VERDEJO COSS Y LEÓN

1er. SUPLENTE: JOAQUÍN RODRÍGUEZ TORREBLANCA

2° SUPLENTE: MARCO ANTONIO ALMARAZ GIRÓN

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

ASESOR DEL TEMA:

JESUS TORRES MERINO

SUPERVISOR TÉCNICO:

JOSE LUIS GÓMEZ RODRÍGUEZ

SUSTENTANTE:

MIGUEL ÁNGEL DE COSÍO MEJÍA

Este trabajo de tesis está dedicado a mi padre, quien indiscutiblemente ha sido el puntal para llegar a la culminación de este capítulo de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco sin dudar a los miembros de la noble institución de la Universidad Nacional Autónoma de México que durante mi estadía brindaron las condiciones adecuadas para apoyar indirectamente mi formación profesional. Especial mención merecen los miembros de la Facultad de Química que como catedráticos y administrativos contribuyeron a su manera.

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo por aceptarme dentro de su organización como becario y recibirme cordialmente dentro de sus instalaciones. Especialmente al Ing. José Luis Gómez Rodríguez quien se desempeñó como supervisor técnico y principal revisor de este trabajo apoyándome durante el avance del tema y tuvo la flexibilidad para permitirme continuar con mis actividades personales al tiempo que desarrollaba este trabajo.

Agradezco al Dr. Jesús Torres Merino quién fue mi principal mentor profesional durante mi carrera universitaria y después de ella, aceptó ser mi asesor interno para esta tesis y es gracias a quién aprendí lo que es aplicar la Ingeniería Química fuera del aula.

Agradezco la paciencia y aceptación de mi madre quién dejó que tomara mis decisiones para seguir adelante con mi vida.

Sobretudo agradezco la dedicación, apoyo moral, económico y personal de mi padre quién a pesar de las dificultades siempre fue su prioridad mantenerse como el principal impulsor en mi formación profesional.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. GENERALIDADES.....	3
2.1 Descripción de un sistema de desfogue.....	3
2.1.1 Componentes de un sistema de desfogue.....	4
2.1.2 Características básicas.....	5
2.1.3 Importancia de los sistemas de desfogue.....	6
2.2 Consideraciones para el diseño.....	7
2.2.1 Consideraciones generales.....	7
2.2.2 Normas relativas.....	11
2.2.3 Causas de sobrepresión.....	12
2.3 Dispositivos de relevo.....	13
2.3.1 Válvulas de relevo de presión.....	13
2.3.1.1 Válvulas de relevo convencionales.....	13
2.3.1.2 Válvulas de relevo balanceadas.....	14
2.3.1.3 Válvulas de seguridad.....	15
2.3.1.4 Válvulas de Seguridad-Relevo.....	15
2.3.2 Discos de ruptura.....	16
2.3.2.1 Disco de convencional (preabombado).....	17
2.3.2.2 Disco de pandeo inverso.....	17
2.3.2.3 Disco de ruptura de grafito.....	18
2.4 Quemadores.....	18
2.4.1 Quemadores Verticales (elevados).....	21
2.4.2 Quemadores Desmontables.....	23
2.4.3 Horizontales (de piso).....	25
2.4.4 Quemadores cerrados o enclaustrados.....	25
2.4.5 Quemadores de fosa múltiples.....	26
3. NORMATIVIDAD.....	28

3.1	Norma API 520 Parte I.....	28
3.2	Norma API 520 Parte II.....	29
3.3	Norma API 521.....	30
3.4	Norma API 526.....	31
3.5	Norma API 527.....	31
3.6	Norma API 537.....	32
3.7	Norma NRF-031-PEMEX-2011.....	33
3.8	Norma NOM-093-SCFI-1994.....	34
4.	<i>Criterios de Diseño.....</i>	35
4.1	Dispositivos de relevo de presión.....	36
4.1.1	Válvulas de relevo de presión.....	36
4.1.1.1	Contrapresión.....	36
4.1.1.2	Presión de ajuste.....	37
4.1.1.3	Sobrepresión.....	37
4.1.1.4	Temperatura de relevo.....	38
4.1.1.5	Presión de relevo.....	38
4.1.1.6	Flujo a relevar.....	41
4.1.1.7	Área de descarga requerida.....	41
4.1.2	Discos de ruptura.....	42
4.1.2.1	Dispositivos de disco de ruptura independientes.....	43
4.1.2.2	Uso combinado de dispositivos de relevo de presión.....	43
4.1.2.3	Determinación de los orificios nominales.....	44
4.2	Tuberías.....	44
4.2.1	Tubería de entrada a dispositivos de relevo de presión.....	45
4.2.2	Tubería de salida de dispositivos de relevo de presión (ramales y cabezales).....	45
4.3	Tanques de desfogue o separadores.....	48
4.3.1	Trampa neumática.....	50
4.3.2	Tanque de sello líquido.....	50
4.4	Quemadores.....	51
4.4.1	Quemadores elevados.....	53

4.4.1.1	Boquilla del quemador.....	53
4.4.1.2	Pilotos para encendido.....	55
4.4.1.3	Soporte.....	56
4.4.2	Quemadores horizontales o de fosa.....	56
4.4.2.1	Consideraciones generales mínimas del diseño.....	56
4.4.2.2	Boquillas.....	57
4.4.2.3	Pilotos para encendido.....	57
4.4.3	Quemadores de salida simple de punto único.....	57
4.4.3.1	Boquilla del quemador.....	58
4.4.3.2	Pilotos para encendido.....	58
4.4.4	Quemadores de etapas múltiples.....	58
4.4.4.1	Boquilla del quemador.....	58
4.4.4.2	Pilotos para encendido.....	58
4.4.5	Quemador enclaustrado.....	59
4.4.5.1	Cámara de combustión.....	59
4.4.5.2	Boquillas.....	59
4.4.5.3	Flujo de aire.....	60
4.4.5.4	Barrera de viento.....	60
4.4.6	Quemadores de alta presión o sónicos.....	60
4.4.6.1	Sellos.....	61
4.4.6.2	Sello contra retroceso de flama.....	61
4.4.6.3	Sello hidráulico “U”.....	61
4.4.6.4	Gas de purga.....	62
4.4.6.5	Sistema de encendido de quemadores.....	62
4.4.6.6	Encendido electrónico.....	62
4.4.6.7	Sistema de control del quemador.....	63
4.4.6.8	Detección de flama.....	64
4.4.6.9	Gas combustible a pilotos.....	64
4.4.6.10	Bombas.....	65
4.4.6.11	Materiales.....	65
4.5	Áreas de proceso.....	66
5.	Alternativas de manejo.....	68
5.1	Sistema de recuperación de gases.....	68
5.1.1	Descripción del proceso de recuperación.....	70
5.1.2	Consideraciones de seguridad.....	71

5.1.2.1	Trayectoria al quemador.....	71
5.1.2.2	Contraflujo	71
5.1.2.3	Características del gas de quema.....	72
5.1.3	Consideraciones de diseño	72
5.1.3.1	Dimensionamiento.....	72
5.1.3.2	Ubicación	73
5.1.3.3	Punto de interconexión.....	74
5.1.3.4	Protección a la contrapresión.....	76
5.1.3.5	Control del sistema de recuperación.....	77
5.1.4	Aprovechamiento del gas recuperado.....	78
5.1.4.1	Reincorporación	78
5.1.4.2	Reproceso	79
5.1.4.3	Gas combustible para generación de energía	80
5.2	Sistema de recuperación de líquidos	82
5.2.1	Consideraciones para la recuperación.....	83
5.2.1.1	Líquidos a temperatura ambiente.....	83
5.2.1.2	Líquidos calientes.....	85
5.2.1.3	Líquidos fríos	88
5.2.1.4	Líquidos peligrosos.....	88
5.2.1.5	Consideraciones especiales.....	88
6.	CONCLUSIONES.....	89
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	91

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los sistemas a considerar durante el desarrollo del diseño de las instalaciones de las plantas de proceso, es el sistema de desfogue, el cual consta de tuberías y dispositivos de seguridad como válvulas de relevo, discos de ruptura, etc. para regular las posibles variaciones de presión de acuerdo a las condiciones de operación.

El sistema de desfogue se diseña con el fin de conducir líquidos, gases y/o vapores residuales del proceso a un tratamiento adecuado para reducir al mínimo las emisiones contaminantes, proteger a los operadores de una situación de riesgo y mantener la integridad de las instalaciones en caso de una condición de operación anormal del proceso.

Ejemplos de dispositivos que componen un sistema de desfogue son válvulas de seguridad, quemadores y tanques separadores.

Un dispositivo que alivia presión se instala para asegurarse de que un sistema de proceso o cualquiera de sus componentes no esté sometido a presiones que excedan el máximo admisible de presión acumulada.

La sobrepresión es consecuencia de un desequilibrio o perturbación de los flujos normales de materia, energía o ambos y puede ser resultado de fallas en la operación de los equipos, falla de suministro de algún servicio como el caso de electricidad, expansiones térmicas o fuego. Cualquiera de estas causas o alguna otra que represente un riesgo en las instalaciones deben tomarse en cuenta para el diseño del sistema de desfogue.

Para iniciar el diseño de un sistema de desfogue es necesario conocer el tipo de proceso, las características físicas de los fluidos que se manejan, los equipos que

intervienen y las condiciones de operación normales y críticas. Es muy importante conocer cuales secciones del sistema de desfogue se destinarán para corrientes de proceso y cuales para sistemas de almacenamiento.

Un correcto diseño de cualquier sistema de desfogue es resultado de un diseño adecuado de cada uno de sus componentes, por ejemplo: un cabezal de desfogue inadecuado con válvulas de seguridad adecuadas, conforma un sistema incapaz de prevenir satisfactoriamente el alivio de presión en los equipos y puede resultar en consecuencias desastrosas.

El objetivo primordial de este trabajo es obtener un documento de consulta para el diseño, dimensionamiento y selección de dispositivos de relevo y sistemas de desfogue para instalaciones de interés del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), a partir de la normatividad nacional e internacional vigente y aplicable, considerando la aplicación de alternativas actuales de manejo de gases y líquidos residuales evitando la emisión de residuos contaminantes de estas instalaciones. No se consideran sistemas de desfogue para instalaciones diferentes a las de interés petrolero.

2. GENERALIDADES

2.1 Descripción de un sistema de desfogue

Un sistema de desfogue o de relevo de presión es un sistema de emergencia para descargar gas manualmente, por medios controlados o por válvulas automáticas presión-relevo de un tanque presurizado o un sistema de tubería a la atmósfera con el propósito de relevar presiones superiores a las presiones de trabajo indicadas.

Un sistema de desfogue tiene la función de proteger las instalaciones de cualquier sobrepresión causada por las distintas eventualidades que se podrían presentar, disponiendo de una forma segura los fluidos resultantes.

Al carecer de un sistema de desfogue o de no contar con un diseño adecuado, dichos fluidos tendrían que ser emitidos al ambiente. Un sistema de desfogue debe constituir en su mayoría un sistema cerrado, permitiendo únicamente liberar el exceso de presión (si es necesario) hasta el lugar en que se pueda disponer adecuadamente del fluido.

El diseño debe hacerse conforme a las recomendaciones establecidas en los estándares del Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés), y de acuerdo a la normatividad emitida por Petróleos Mexicanos (PEMEX) y los organismos nacionales correspondientes como la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. También sirven como guía algunas secciones del código de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME, por sus siglas en inglés).

2.1.1 Componentes de un sistema de desfogue

Un sistema de desfogue se constituye por todos aquellos elementos que cumplen la finalidad de recolectar las corrientes que provienen del proceso para su tratamiento por métodos seguros o para su recuperación, según sea el caso. El sistema de alivio se refiere a los dispositivos que trabajan en conjunto para lograr minimizar o eliminar un aumento inesperado de las condiciones de presión y/o temperatura en las instalaciones. Ejemplo de estructuras que componen un sistema de desfogue son:

- Ramales. Líneas de tubería procedentes directamente de equipos de proceso.
- Cabezales. Como colectores de gases y vapores provenientes del proceso.
- Tanques de separación. Para disponer adecuadamente de gases y recuperar líquidos.
- Válvulas de relevo, de seguridad, etc. Como dispositivos de apertura y cierre de flujo en una línea de proceso o de servicio.
- Discos de ruptura. Dispositivos de un solo uso en caso de sobrepresión excesiva.
- Quemadores. Para eliminar gases por combustión, siempre que la normatividad ambiental y de seguridad lo permitan, ya sea en quemadores de fosa o elevados.

El planteamiento del sistema de desfogue debe ser consistente con la temperatura y presión de diseño del sistema de proceso.

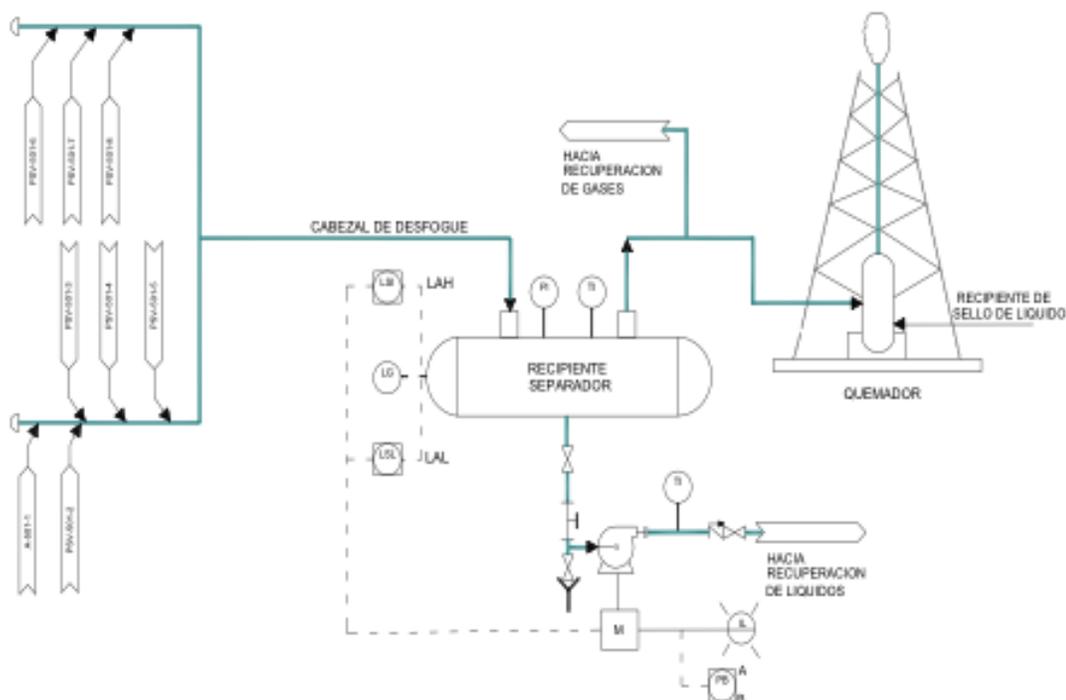


Figura 2-1. Estructura general de un sistema de desfogue.

2.1.2 Características básicas

Para que un sistema de desfogue sea efectivo al realizar su función debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Sensibilidad ante situaciones anormales en el proceso para entrar en acción si es necesario.
- Aislar los componentes del sistema de proceso que sean vulnerables ante una sobrepresión.
- Despresurizar los equipos que sean sometidos a sobrepresión.
- Recircular los desfogues líquidos directamente al proceso o a tanques de almacenamiento para su posterior recuperación.
- Descargar a la atmósfera sólo corrientes de agua, aire y gas inerte.
- Conducir los relevos de gas y mezcla de hidrocarburos a quemadores adecuados.

- Evitar por completo enviar al mismo cabezal compuestos que reaccionen químicamente entre sí, así como el desfogue de aire a los cabezales que manejen productos inflamables o que reaccionen con él.

2.1.3 Importancia de los sistemas de desfogue

Las razones por las cuales es importante contar con un correcto diseño en los sistemas de relevo son las siguientes:

- Resguardar al personal de los peligros latentes en las instalaciones de proceso.
- Prevenir la destrucción del capital invertido en activos debido al riesgo latente.
- Evitar daños a construcciones colindantes, en caso de un imprevisto.
- Obtener un tratamiento aceptable para residuos de proceso.
- Mantener las instalaciones industriales acordes con las regulaciones ambientales y de seguridad; locales, nacionales e internacionales.
- Evitar las pérdidas de material valioso durante y después de un paro que produciría temporalmente sobrepresión.
- Prevenir daños a los equipos corriente abajo por la transmisión de sobrepresión a través de conexiones de equipos y tubería.
- Prevenir la contaminación del ambiente que pudiera ser causado por la descarga de vapores, derrames de líquidos, etc.

Es importante tener presente que los dispositivos de relevo de presión únicamente protegen tanques de almacenamiento ante una sobrepresión pero no protegen de una falla estructural cuando el tanque es expuesto a altas temperaturas extremas como incendios.

2.2 Consideraciones para el diseño

2.2.1 Consideraciones generales

Para un correcto diseño de un sistema de desfogue, se requiere tomar en cuenta: posibles causas de sobrepresión, tipo de corrientes en el proceso, condiciones de operación en general, cargas de relevo, tamaño de los dispositivos de relevo de presión, diámetro de ramales y cabezales de desfogue, dimensiones de los tanques de desfogue, dimensiones de los quemadores y perfil de radiación, entre otras.

Es necesario determinar el flujo y la naturaleza del fluido a relevar para cada una de las causas de relevo, así como la condición de máximo desfogue de emergencia. Esta máxima situación de emergencia es la suma de las descargas individuales para una falla en particular, teniendo en cuenta que la máxima carga de desfogue no es el mayor flujo másico que pueda presentarse, sino aquella condición máxima (por falla de agua de enfriamiento, por fuego, falla eléctrica, por descarga bloqueada o alguna causa especial) que ocasione el mayor diámetro de cabezal de desfogue. En el análisis de cargas debe ponerse atención en aquellas fallas que puedan ser acumulativas por dependencia del mismo sistema. Por otro lado, cada una de las válvulas de seguridad o relevo, cuando desfoguen, no deben sobrepasar la contrapresión recomendada por el diseño.

1. DETERMINAR REQUERIMIENTOS DE RELEVO.

Para establecer las dimensiones y la presión de ajuste de un dispositivo de relevo, el diseñador debe determinar las condiciones de protección ante una sobrepresión. Con cierto cuidado deben considerarse las diversas contingencias que pueden resultar en sobrepresión durante la operación.

Las contingencias que puedan resultar en sobrepresiones deberán ser evaluadas en términos de la presión generada y los rangos en los que un fluido tendrá que

ser relevado. El Diagrama de Flujo de Proceso, Balances de materia, Diagrama de tubería e instrumentación, Hojas de datos de equipo y bases de diseño, son documentos necesarios para encontrar las condiciones de relevo para cada dispositivo. Las fichas técnicas provistas por el fabricante contienen especificaciones que también son útiles si se dispone de ellas.

2. ÁREA EFECTIVA Y COEFICIENTE EFECTIVO DE DESCARGA

Para un dimensionamiento inicial de válvulas de relevo se usan ecuaciones ajustadas para vapores, gases, líquidos o flujo a dos fases, estas ecuaciones utilizan coeficientes de descarga y área efectiva para determinar una capacidad estimada y así obtener un diseño inicial, independiente de cualquier especificación ulterior. De este modo, se podrá determinar un diseño preliminar de válvula de relevo.

Es importante reiterar que el área efectiva y el coeficiente de descarga se consideran sólo para la selección inicial a partir de ecuaciones y para la comparación del resultado con las listas del API Standard 526, sin tomar en cuenta válvulas particulares de algún fabricante.

3. CONTRAPRESIÓN

La presión existente en el exterior de una válvula de relevo se conoce como contrapresión. Ya sea que la válvula descargue directamente a la atmósfera o a un sistema colector, la contrapresión afecta la operación de la válvula de relevo. Los efectos debidos a contrapresión incluyen variaciones en la apertura, reducción en la capacidad de flujo, inestabilidad o una combinación de las tres.

La contrapresión que existe al momento de que la válvula de relevo actúa, se conoce como *contrapresión superimpuesta*. Esta contrapresión puede ser constante si el exterior de la válvula está conectado a un recipiente de proceso o a

un sistema que se mantiene a presión determinada. Sin embargo, en la mayoría de los casos esta presión resulta ser variable como consecuencia de cambios en las condiciones del sistema.

La contrapresión en el sistema de descarga como resultado de la apertura de una o más válvulas de relevo se define como *contrapresión generada*, y ocurre debido a la caída de presión en el sistema de descarga por la generación de flujo en la válvula de relevo de presión.

Los tramos cortos de tubería normalmente resultan en contrapresión generada más baja que los conjuntos de tubería de descarga más largos. Sin embargo, puede ocurrir flujo sónico a la salida de cualquier tramo de tubería con venteo atmosférico resultando en una contrapresión generada alta. Por esta razón, la magnitud de contrapresión generada debe ser evaluada para todos los sistemas sin importar hacia donde descarga la tubería.

Al abrirse una válvula de relevo de presión, la contrapresión total es la suma de las contrapresiones superimpuesta y generada.

4. PRESIÓN DE PRUEBA DIFERENCIAL EN FRÍO

La *presión de prueba diferencial en frío* (CDTP por sus siglas en inglés) es la presión estática a la cual se ajusta una válvula de relevo para operar durante la prueba estándar sobre un banco de pruebas. Debido a que las condiciones de apertura de una válvula de relevo de presión, pueden ser diferentes a las de la prueba estándar, la CDTP incluye correcciones para compensar la contrapresión, temperatura o ambas, para esto, una CDTP es especificada para modificar la presión de ajuste en la prueba.

fluido corresponde a la velocidad del sonido. También cuando ocurren expansiones en diversos dispositivos puede haber comportamiento de flujo crítico.

La relación de la presión absoluta a velocidad sónica (P_{cf}) también conocida como presión de flujo crítico y la presión de entrada (P_1) es llamada *relación crítica de presión*.

2.2.2 Normas relativas

Los sistemas de desfogue deben diseñarse de acuerdo a la normatividad vigente, tanto nacional como internacional, y conforme a las especificaciones de PEMEX. Léase la normatividad emitida por el API y lo dictaminado dentro del código de la ASME, específicamente en su sección VIII. División I en sus respectivas versiones vigentes y aplicables.

A continuación se enlistan las referencias en materia normativa para el correcto diseño de sistemas de desfogue:

NORMAS INTERNACIONALES.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries*. Part I—Sizing and Selection. API recommended practice 520. 7th ed. January 2000.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries*. Part II—Installation. API recommended practice 520. 5th ed. August 2003.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Pressure-relieving and Depressuring Systems*. ANSI/API Standard 521. 5th ed. January 2007. ISO 23251 (Identical), Petroleum and natural gas industries—Pressure-relieving and depressuring systems.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Flanged Steel Pressure Relief Valves*. API Standard 526. 5th ed. June 2002.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Seat Tightness of Pressure Relief Valves*. API Standard 527. 3rd ed. July 1991.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service*. API Standard 537. 1st ed. September 2003.

ANSI/ASME PTC 25.3-1976 SAFETY AND RELIEF VALVES

NORMAS NACIONALES.

Petróleos Mexicanos. *Sistemas De Desfogues Y Quemadores En Instalaciones De Pemex Exploración Y Producción*. NRF-031-PEMEX-2011. 17-abril-2011.

Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. *Válvulas de relevo de presión (Seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce*. NOM-093-SCFI-1994.

2.2.3 Causas de sobrepresión

La sobrepresión es el resultado de una alteración en los flujos normales de materia, energía o de ambos en alguna parte del sistema. Ejemplos de causas de sobrepresión son los siguientes:

- Errores de operación
- Falla en servicios auxiliares
 - Electricidad
 - Agua de enfriamiento
 - Aire
 - Vapor
 - Combustibles
 - Gas inerte
- Fuego.

- Bloqueo externo.
- Fallas en la operación.
- Fallas en los equipos.
- Falla de los sistemas de control.
- Alteraciones en el proceso, como reacciones fuera de control o reacciones excesivamente exotérmicas.
- Cambios en el proceso, como desbalance de flujos.

2.3 Dispositivos de relevo

Dentro de los sistemas de desfogue se encuentran diferentes tipos de dispositivos para desahogo de presión, incluyendo válvulas de relevo, válvulas de seguridad, discos de ruptura, etc. Cada dispositivo tiene una aplicación específica, consta de distintos elementos para cumplir su función en caso de sobrepresión en el proceso y pueden aplicarse tanto para fluidos compresibles como incompresibles.

2.3.1 Válvulas de relevo de presión

Una válvula de relevo de presión es un dispositivo automático que ante la exposición a una presión estática excesiva; abre, y permite el paso del fluido relevado hasta que la presión se normalice. Una vez que la presión del sistema disminuye por debajo de la presión de ajuste, se restauran las condiciones normales del proceso y la válvula cierra automáticamente para prevenir la pérdida del producto. El término "válvula de relevo de presión o válvula de escape" se utiliza para denominar indistintamente a las válvulas de seguridad, válvulas de alivio, válvulas de seguridad-alivio y válvulas operadas por piloto.

2.3.1.1 Válvulas de relevo convencionales.

Este tipo de válvula es un dispositivo que posee un resorte de acción automática diseñado para abrir la válvula a una determinada presión y así proteger un recipiente o sistema cuando existe sobrepresión por medio de la remoción o relevo de fluido de ese equipo o sistema.

Los elementos básicos de una válvula de relevo convencional incluyen la boquilla de entrada conectada al equipo o sistema a proteger, un disco movable el cual controla el flujo a través de la boquilla y un resorte que controla la posición del disco.

Bajo condiciones de operación normales del sistema, la presión al interior de la válvula es menor que la presión del disco y este se encuentra asentado en la boquilla para evitar el flujo a través de la válvula.

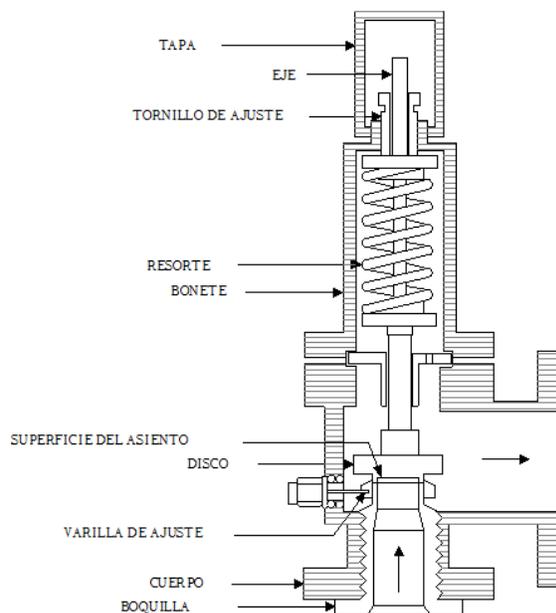


Figura 2-3. Esquema de una válvula de relevo convencional.

Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas líquidos y se fabrica para soportar alrededor de un 25% de sobrepresión en relación a la presión normal del proceso.

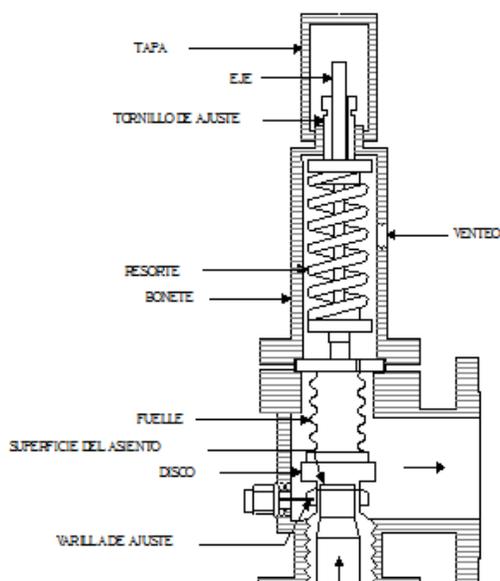


Figura 2-4. Esquema de una válvula de relevo de presión balanceada operada por resorte.

2.3.1.2 Válvulas de relevo balanceadas

Existe un tipo especial de válvulas de relevo que incorporan fuelles o pistones para balancear el movimiento del disco de la válvula y así minimizar los efectos de la contrapresión al entrar en acción, estas se conocen como válvulas de relevo de presión balanceada. El uso de este tipo de válvula está determinado por el análisis de la máxima contrapresión generada o superimpuesta en el cabezal de relevo comparado con la contrapresión permitida.

2.3.1.3 Válvulas de seguridad.

Una válvula de seguridad es un dispositivo de acción automática similar a una válvula de relevo pero con la característica especial de apertura rápida llamada acción “pop”, sin reasentamiento; esto significa que la válvula abre repentinamente a partir de la presión estática venciendo la fuerza del resorte sobre el disco, el cual ascenderá totalmente para proveer una apertura completa y conceder una sobrepresión mínima. La presión de cierre será menor que la presión de ajuste y será alcanzada después que la fase de desfogue sea completada. Se usa para controlar

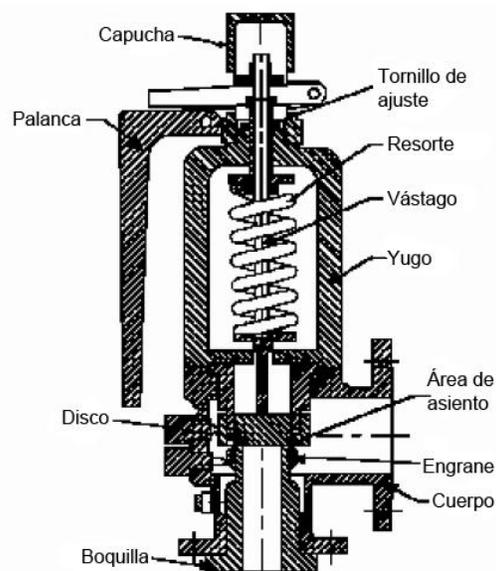


Figura 2-5. Esquema de una válvula de seguridad

corrientes de gases o vapores o para servicio de aire en capacidades que van del 3, 10 ó 20 % de sobrepresión dependiendo de la aplicación.

2.3.1.4 Válvulas de Seguridad-Relevo

Este dispositivo actúa por la presión estática positiva y se ajusta con una característica particular para permitir el cierre después de una sobrepresión conforme decae la presión en una acción “pop” y “no pop”, es decir, la proporción apertura-cierre depende de la presión interna. Posee una entrada tipo tobera al igual que una válvula de seguridad.

Una válvula de seguridad-relevo con regulador de resorte tiene una función dual, es decir, actúa como una válvula de seguridad cuando se usa para servicio de gas o vapor y como una válvula de relevo en el caso de servicio para líquidos.

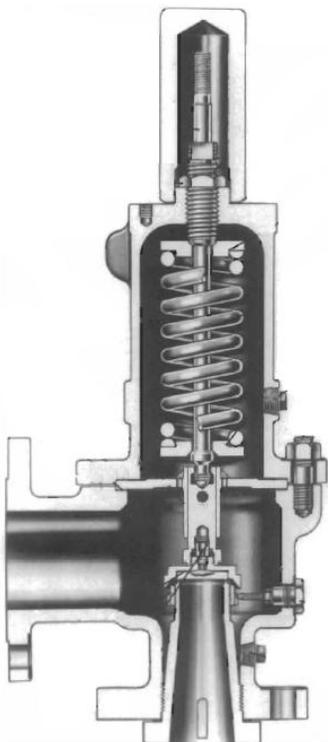


Figura 2-6. Esquema de una válvula de seguridad-relevo convencional con tornillo ajustador para el control de la

La válvula seguridad-relevo, provista de un bonete que encierra al resorte y forma un alojamiento de ajuste de presión, es llamada convencional, y una válvula seguridad-relevo que minimiza los efectos de la contrapresión sobre las características operacionales, es llamada balanceada.

Las válvulas de seguridad-relevo se pueden usar en corrientes y sistemas estáticos de gases, vapores y líquidos (con ciertas adaptaciones). Es probablemente el tipo de válvula más generalizado en plantas químicas y petroquímicas. Su capacidad alcanza de 3 a 10% de sobrepresión dependiendo del uso y/o condiciones del proceso. Comúnmente abrirá totalmente antes que la sobrepresión alcance un valor del 10% mayor a su presión de ajuste en un medio compresible, o un 25% mayor a su presión de ajuste en un medio incompresible.

Es conveniente usar esta válvula como dispositivo de seguridad y de relevo al mismo tiempo.

2.3.2 Discos de ruptura

Un disco de ruptura es un diafragma delgado ya sea de plástico, metal, carbón/grafito, etc. soportado entre dos bridas y diseñado para reventarse a determinada presión interna.

Son dispositivos de un solo uso ya que cada vez que se revienta un disco se requiere instalar uno nuevo.

Los discos de ruptura son comúnmente usados en servicios corrosivos, tóxicos o aplicaciones “a prueba de fugas” así como para presiones difíciles de controlar con una válvula convencional como en el caso de explosiones. El uso de los

dispositivos de disco en combinación con las válvulas de relevo de presión es aconsejable para sistemas que contengan sustancias que puedan corroer la válvula de relevo o limitar su operación, o cuando se requiera minimizar las pérdidas de material valioso, nocivo o riesgoso y se requiera permitir el escape del gas a través de la válvula de relevo de presión. Se pueden aplicar en sistemas de vapor, líquidos y gases; almacenados o fluyendo.

2.3.2.1 Disco de convencional (preabombado).

El disco de ruptura convencional; recibe la presión de lado cóncavo y requiere que la presión de ajuste sea 1.5 veces la presión de operación. Con estos tipos de discos, la presión de operación trabajara entre 85-90% de la presión de estallido del disco.



Figura 2-7. Arriba: disco de ruptura convencional reventado. Abajo: disco de ruptura convencional sin reventar.

2.3.2.2 Disco de pandeo inverso.

Un disco de ruptura de pandeo-inverso (reverse-buckling), recibe la presión del lado convexo, lo cual le da mayor resistencia a la fatiga y le permite ser ajustado alrededor de 1.1 veces la presión de operación. Con este tipo de disco, la presión de operación trabajara por encima de 90% de la presión de estallido del disco.



Figura 2-8. Derecha: disco de ruptura inverso sin reventar. Izquierda: disco de ruptura inverso reventado.

2.3.2.3 Disco de ruptura de grafito.

Los discos de ruptura de grafito poseen una barra de grafito fino y tiene una presión de acción diferencial a través del centro del diafragma o de la tela del disco. Este tipo de disco es adecuado para servicio de líquido y vapor. La presión de operación trabajará en un 80% de la presión de estallido del disco. Ofrecerán las mismas ventajas y desventajas que el convencional y el de pandeo inverso. Sin embargo, el arreglo de la tubería deberá ser más complicado y las boquillas serán desiguales.

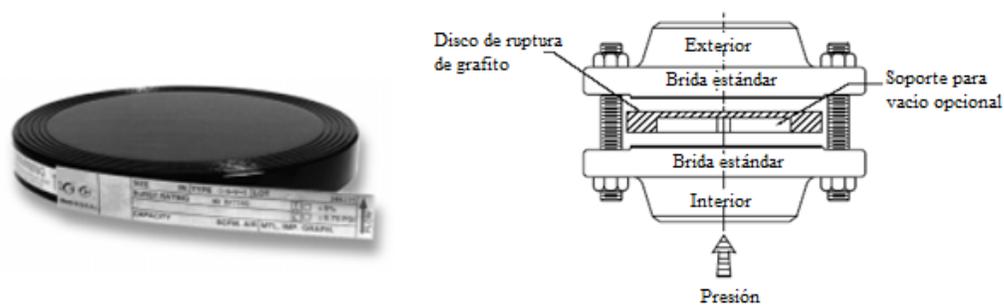


Figura 2-9. Disco de ruptura de grafito y su instalación

2.4 Quemadores

Un quemador es un sistema para descarga de gases o líquidos presurizados hacia la atmósfera mediante la producción de flama, durante operación normal. El

sistema de quema consta de una válvula de control de flama, tubería de recolección, boquilla, tanques separadores gas-líquido y venteo de gas. Esta descarga puede ser continua o intermitente. El fluido a disponer es colectado a través de un cabezal de tubería y enviado al quemador.

Un quemador expulsa el gas quemado para arrastrar el aire circundante a velocidades suficientes para inducir la mezcla adecuada para la ignición y la combustión estable.

El rendimiento del quemador depende del espaciamiento y elevación del quemador y del tamaño de fila y la longitud de la misma. Estos factores influyen en el suministro de aire a los quemadores. El espaciamiento adecuado entre quemadores es crítico para un cruce seguro entre las flamas de los quemadores de cada etapa.

Normalmente se busca que los gases se descarguen al sistema de flama a baja presión y flujo reducido. Los requerimientos de contrapresión no están definidos en los códigos ni manuales de operación, sin embargo, los quemadores deben ser diseñados para asegurar que equipos y tanques no sean sometidos a sobrepresión y sean capaces de distribuir el máximo volumen de gas que puede ser quemado.

El sistema de quemadores se diseña para cumplir con lo siguiente:

- Reducir la concentración de materiales peligrosos a nivel de piso.
- Brindar una disposición segura de materiales inflamables.
- Reducir las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) y de hidrocarburos.

La operación “sin humo” suele ser el requisito primordial para el diseño del quemador para un sistema de disposición de gases. Casi todos los diseños tienen por objeto inducir una operación sin humo bajo un determinado conjunto de condiciones del gas de quema o un análisis de la utilidad y disponibilidad del gas.

Para promover una distribución uniforme del aire a través de las llamas (y por lo tanto prevenir la formación de humo), se requiere energía para crear turbulencia y mezcla del aire de combustión en el gas a medida que se enciende. Esta energía puede estar presente en los gases, en la forma de presión, o puede ser ejercida sobre el sistema a través de otro medio, tal como la inyección de vapor a alta presión, de aire comprimido o de baja presión del soplador de aire en los gases a medida que salen de la llamarada punta. Para favorecer la combustión sin humo, los diseños de quemadores varían en complejidad; desde un simple tubo abierto con una fuente de ignición integrada hasta sistemas de quemadores por etapas con complejos sistemas de control.

El diseño simple de quemadores que consiste de una boquilla, un tubo para conducción de gases con un dispositivo de estabilización de flama a velocidades de salida altas y un sistema de ignición. Este diseño no tiene características especiales para evitar la formación de humo, y por consiguiente no se debe utilizar en aplicaciones donde se requiere una operación sin humo, a menos que los gases sean altamente combustibles como el metano o hidrógeno, ya que no son propensos a la formación de humo.

Como alternativa a evitar la formación de humo se instalan sistemas de retención de flama para estabilizarla y se aumenta la cantidad de pilotos dependiendo del diámetro del tubo. También se suelen instalar protecciones para evitar el roce de la flama fuera de la boquilla o revestimientos refractario interiores en boquillas de mayor diámetro para minimizar la degradación térmica causada por el calor interno a tasas bajas (conocido como quemado en retroceso).

Algunos quemadores utilizan inyección de vapor en la boquilla para controlar el humo. El vapor puede ser inyectado a través de una boquilla de tubo único situado en el centro de la antorcha, a través de una serie de inyectores de vapor / aire en la antorcha o a través de un colector situado alrededor de la periferia de la boquilla de la antorcha o una combinación de estos tres, según sea apropiado para una

aplicación particular. El vapor se inyecta en la llamada zona para crear turbulencia y / o el aire aspirado en la zona de la llama a través de los chorros de vapor.

La inyección de aire comprimido también puede utilizarse para prevenir la formación de humo. Esta alternativa es menos común porque el aire comprimido suele ser más caro que el vapor. Sin embargo, en algunas situaciones con bajo capacidades sin humo, puede ser preferible, por ejemplo, en las regiones árticas o aplicaciones de baja temperatura donde el vapor puede congelarse y taponar la boquilla de la antorcha / pila. Además, otras aplicaciones incluyen desierto o instalaciones isla donde hay una escasez de agua para el vapor, o donde la corriente de gas residual de enderezamiento reacciona con el agua. lo mismo los métodos de inyección descritos para el vapor (6.4.3.2.3) se utilizan con aire comprimido. El aire se proporciona generalmente en la una presión manométrica de 689 kPa (100 psi) y la cantidad de masa necesaria es aproximadamente 200% mayor que requerida por vapor, ya que el aire comprimido no produce la reacción de desplazamiento del gas de agua que se produce con vapor.

Se espera que un quemador sea capaz de operar 24 horas al día (aunque no necesariamente debe hacerlo) y esté habilitado para mantenerse en servicio durante varios años antes de necesitar reemplazarse. Siempre debe estar disponible para operar.

2.4.1 Quemadores Verticales (elevados).

Normalmente diseñados para orientar la flama hacia arriba, el punto de descarga se ubica considerando la zona de radiación de la flama y la protección de los equipos cercanos. Dentro de estos quemadores existen diferentes métodos de soporte:

Autosoportado. Diseño mecánico y estructural de la tubería de elevación que soporta al propio quemador.

Atirantado. Es un quemador soportado por cables tensionados a uno o más puntos sobre la tubería de elevación para evitar desviaciones de la estructura. La disposición de los cables (tensores) típicamente es en triángulo para contar con un soporte reforzado.

Derrick (torre). Posee una estructura de acero reticulado soporta uno o más quemadores. Puede haber fija y desmontable.

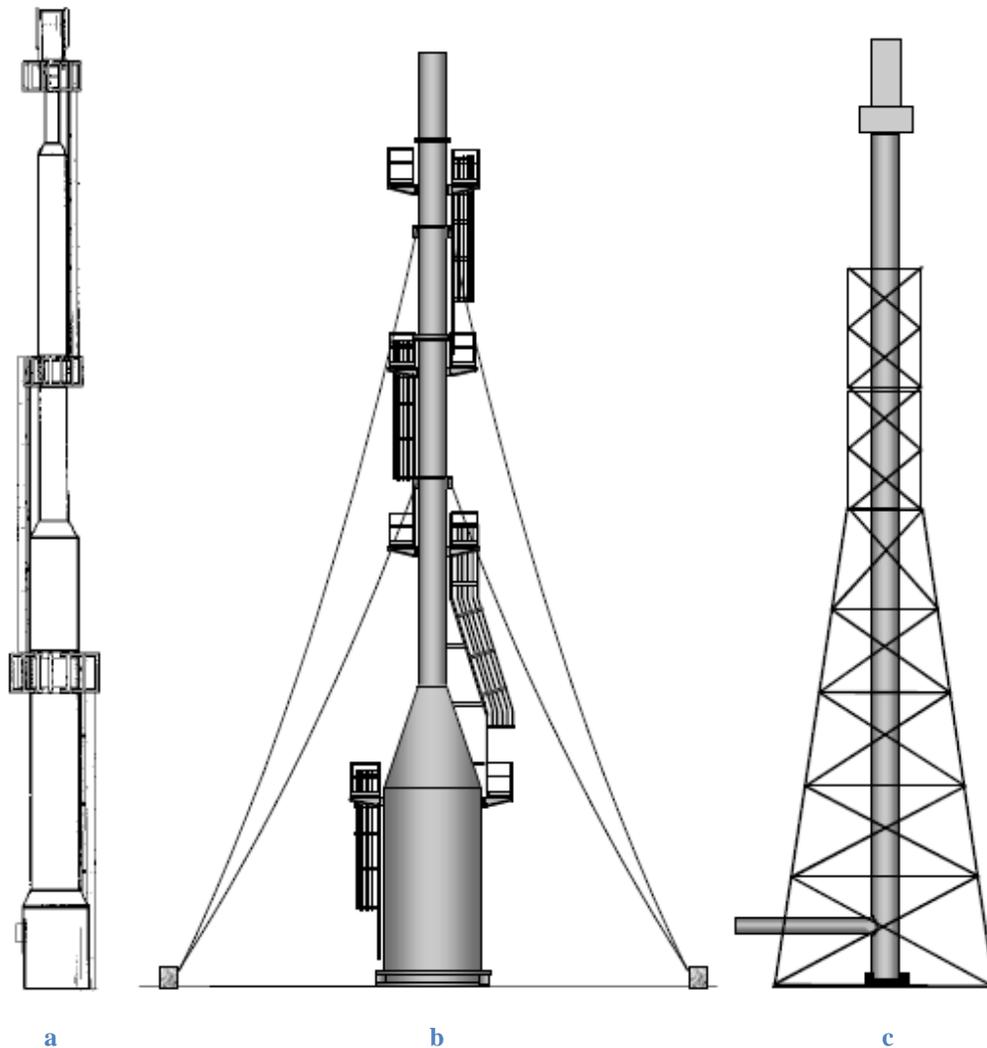


Figura 2-10. a) Quemador autosoportado, b) Quemador soportado por tirantes c) Quemador tipo Derrick.

2.4.2 Quemadores Desmontables

Para facilitar la salida de operación del sistema de quemadores en casos necesarios, como por ejemplo al requerir servicio, existe una configuración especial de construcción para permitir desmontar el quemador fácilmente. De estos quemadores existen dos tipos: de múltiples secciones y de una sola sección, ambos casos en construcción *derrick*.

1) Torre desmontable de múltiples secciones. Se trata de una torre (*derrick*) que sostiene una chimenea ensamblada en secciones para permitir desmontar cada una de ellas a nivel de piso hasta llegar a la boquilla del quemador usando un sistema de guía. Muchos quemadores *derrick* desmontables se diseñan con la capacidad de sostener múltiples chimeneas, de esta manera sólo sale de operación el quemador que se desmonta para mantenimiento.

En la figura 2-11 se observa un quemador *derrick* desmontable en posición de operación (a), comenzando la maniobra de desmontaje con las secciones superiores ligeramente levantadas (b), durante el proceso de desmontaje de la sección inferior (c), y con la sección inferior totalmente desmontada (d).

2) Torre desmontable de una sola sección. En este caso se utiliza un quemador tipo *derrick* con un sistema de guía que permite desmontar la chimenea en una sola pieza para acceder a la boquilla a nivel de piso. La figura 2-12 ilustra un quemador desmontable de una sola sección en posición de operación (A), durante el desmontaje (B) y completamente desmontado (C).

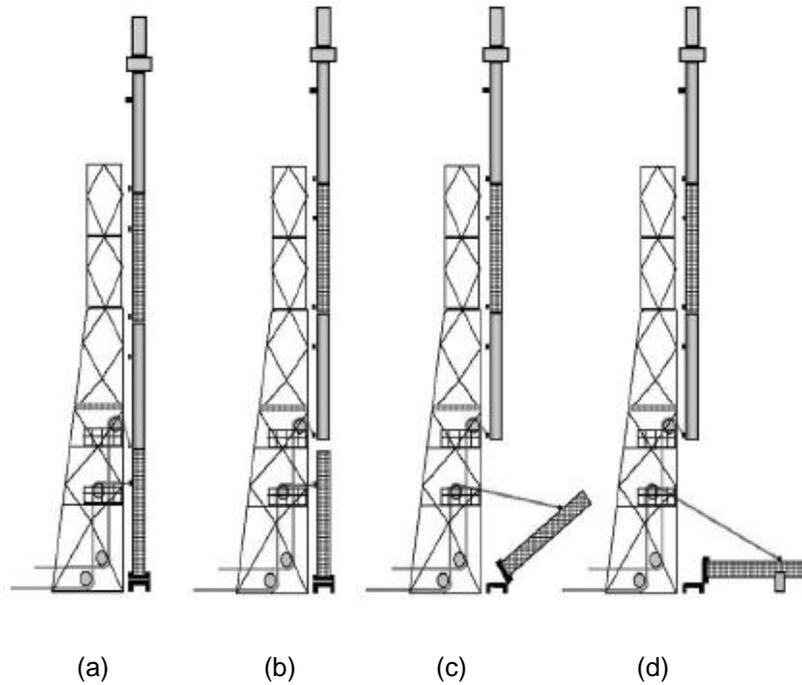


Figura 2-11. Quemador tipo *derrick* desmontable con tubo multisección en posición de operación (a), comenzando la maniobra de desmontaje (b), durante el proceso de desmontaje (c), y con la sección inferior totalmente desmontada (d).

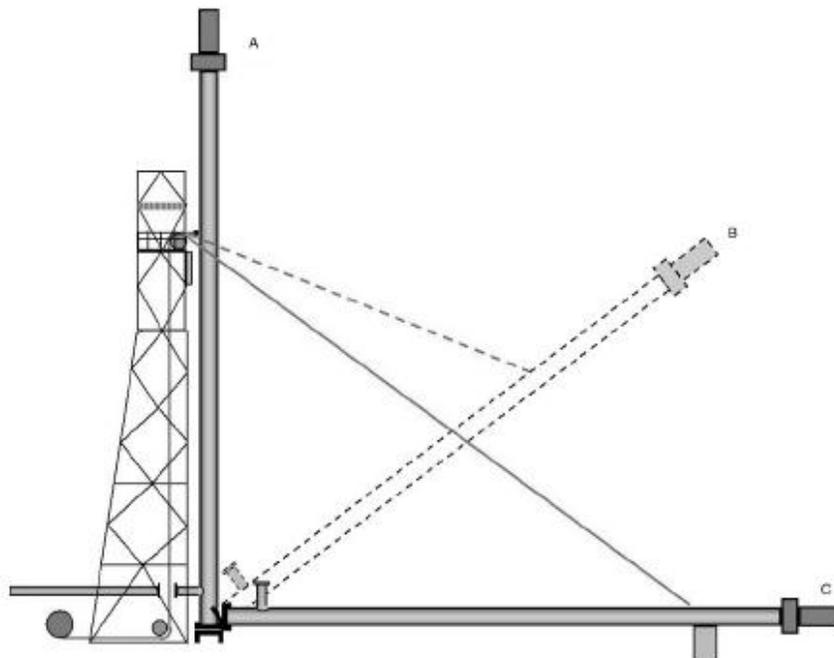


Figura 2-12. Quemador soportado por torre desmontable con tubo de una sola sección. Se muestra en posición de operación (A), durante el desmontaje (B) y completamente desmontado (C).

2.4.3 Horizontales (de piso).

En este caso, el fluido de combustión se quema en boquillas situadas a nivel de piso en disposición horizontal dentro de un área excavada o talud para contener materiales indeseables resultantes de una combustión incompleta.

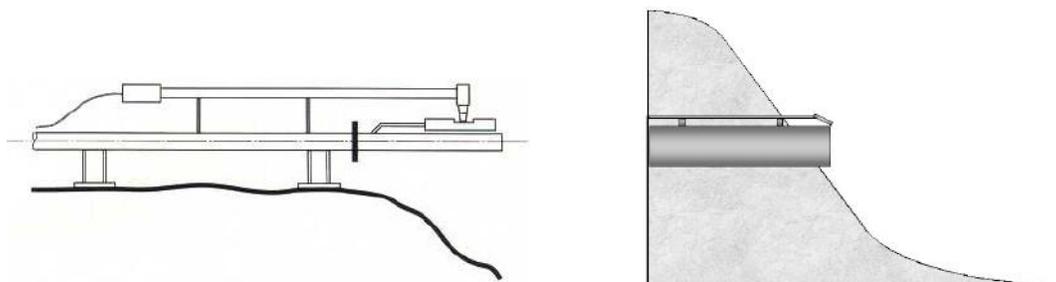


Figura 2-13. Ejemplos de quemadores horizontales.

2.4.4 Quemadores cerrados o enclaustrados.

Son construidos para mantener la flama oculta, con lo cual se minimiza el ruido y se reduce la radiación. Este quemador es similar a un equipo incinerador con la diferencia de que en este caso las boquillas tienen una disposición circular.

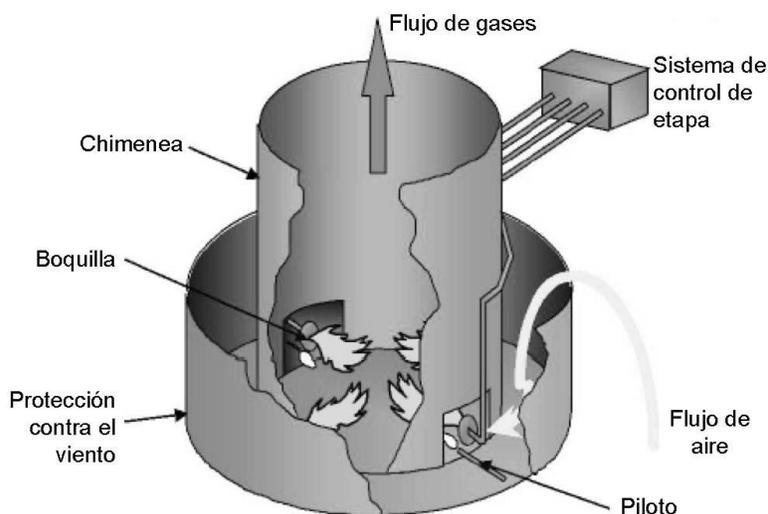


Figura 2-14. Esquema de un quemador cerrado.

2.4.5 Quemadores de fosa múltiples.

Los sistemas de quemadores múltiples se instalan dentro de un área excavada (fosa) con las boquillas dispuestas en posición elevada. Utilizan la presión disponible del gas para introducir aire adicional y así mejorar la combustión al optimizar la mezcla gas-aire. Los quemadores múltiples comúnmente se construyen si la presión de salida del gas es suficiente y el espacio disponible en las instalaciones lo permite. Se diseñan para trabajar por etapas y lograr combustión sin humo.

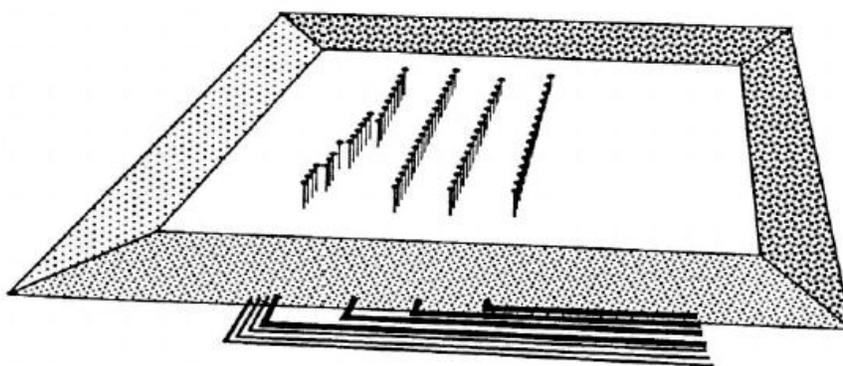


Figura 2-15. Representación de una fosa de quemadores múltiples por etapas.

Tanto los quemadores individuales como los múltiples por etapas son alimentados por un sistema de tubería de distribución, el cual divide el flujo del gas de combustión individualmente a cada ramal de quemadores mediante válvulas de “encendido-apagado”, ya sea hacia una o más boquillas de quemado.

Un colector común distribuye el flujo de gas quemado a colectores individuales que contienen múltiples boquillas. El colector deberá estar construido con materiales adecuados para soportar la operación del quemador y las temperaturas del gas en combustión. Estos colectores individuales pueden ser aislados externamente o cubiertos por materiales como tierra y piedras según sea apropiado.

En general, los quemadores deben considerar en el sistema válvulas bypass con dispositivos de seguridad como por ejemplo discos de ruptura.

Un quemador múltiple tiene varias boquillas para distribuir los gases de combustión a través de varios puntos de quemado. Los puntos de quema múltiples pueden estar dispuestas en arreglos situados a nivel de piso o en una posición elevada. Véase la Figura 2-16 para un ejemplo.

Los quemadores múltiples por etapas son alimentados desde un colector. El colector distribuye el flujo de gas a derivaciones individuales que contiene una o más boquillas de quemado. Las válvulas de control dirigen el flujo de gas a cada boquilla individual. La válvula de control de alimentación para cada etapa se abre o se cierra en función de la presión corriente arriba.



Figura 2-16. Quemadores múltiples: *izquierda:* elevados, *derecha:* a nivel de piso

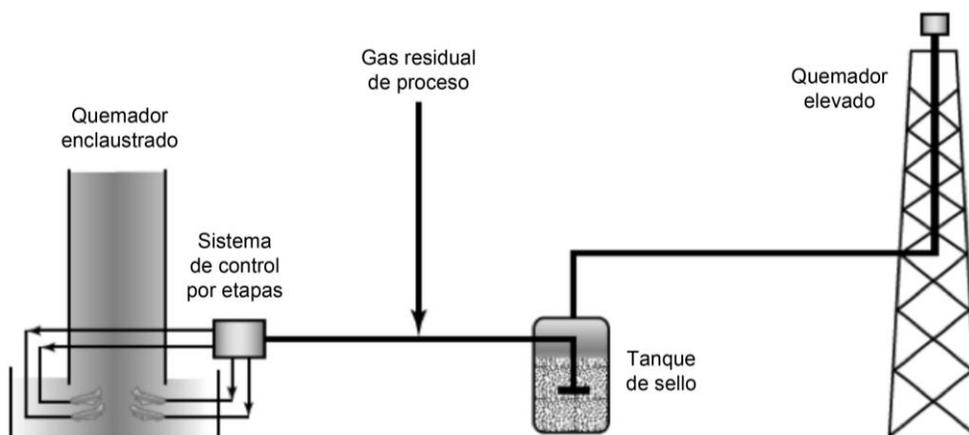


Figura 2-17. Sistema cerrado de quemadores: quemador por etapas a quemador elevado.

3. NORMATIVIDAD

Como se mencionó en la sección 2.2.2, al momento de diseñar sistemas de desfogue, es importante aplicar la normatividad vigente que contiene los procedimientos existentes para la selección, construcción y evaluación de cada una de sus partes. La normatividad existe tanto de índole nacional, como internacional y es emitida por los organismos que regulan lo relacionado con la construcción y supervisión de instalaciones industriales, particularmente petroleras, como el *American Petroleum Institute*, la *American Society of Mechanical Engineers* así como *Petróleos Mexicanos* y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. A continuación se señala el alcance de la normatividad en materia de sistemas de desfogue y se resume de manera general su contenido.

3.1 Norma API 520 Parte I.

Dimensionamiento, Selección e Instalación de Dispositivos de Relevo de Presión en Refinerías - (Dimensionamiento y Selección)

Esta norma funge como práctica recomendable del API. Aplica al dimensionamiento y selección de dispositivos de relevo de presión usados en refinerías y demás industria del petróleo, específicamente para equipos diseñados con una presión máxima de trabajo de 15 psig (103 kPa) en adelante.

La información contenida en este documento complementa las especificaciones contenidas en la Sección VIII “Recipientes Presurizados” del código ASME.

Se incluyen definiciones básicas e información acerca de las características de operación y aplicaciones de varios dispositivos de relevo de presión. También abarca el procedimiento para dimensionar dispositivos de relevo basándose en

flujo estacionario de fluidos Newtonianos. Enlista los pasos a seguir para elegir un adecuado dispositivo de relevo considerando los factores que afectan su funcionamiento y que es necesario valorar al momento de elegir las dimensiones y capacidades de los distintos dispositivos de relevo de presión.

Esta norma no considera la protección de tanques atmosféricos, de baja presión ni tanques de almacenamiento presurizados para el transporte de productos ni contenedores para transporte marítimo.

Como información adicional, las recomendaciones para protección por sobrepresión de tanques incendiados se encuentran en la Sección I del código ASME “Calderas y Recipientes a presión”, y en la sección B31.1 del mismo código.

3.2 Norma API 520 Parte II.

Dimensionamiento, Selección e Instalación de Dispositivos de Relevo de Presión en Refinerías - (Instalación)

Esta práctica recomendada cubre los métodos de instalación para dispositivos de relevo de presión. Al igual que la parte I, se consideran los equipos diseñados con una presión máxima de trabajo de 15 psig (103 kPa) en adelante.

Este documento abarca la instalación de dispositivos de relevo para flujo de gases, vapores, dos fases y líquidos. No se mencionan aplicaciones particulares que requieren consideraciones inusuales de instalación.

Como complemento al diseño y selección incluidos en la Parte I, esta norma especifica los procedimientos de instalación de dispositivos de relevo, desde la tubería de admisión, la combinación válvulas de relevo-discos de ruptura, disposición física de los dispositivos respecto a tanques y otros equipos, espaciamentos a considerar, instalación de accesorios como venteos, bonetes, válvulas de purga, etc. Llegando hasta la tubería de descarga. Incluye también las especificaciones para instalar pernos y empaques para evitar fugas y daños a los

equipos. Así mismo se mencionan los factores que pueden afectar la instalación, tanto externos como internos.

Además, dentro de esta norma se encuentran las recomendaciones para una localización adecuada de los dispositivos de relevo de presión, así como los procedimientos de inspección para válvulas de relevo y discos de ruptura.

3.3 Norma API 521.

Sistemas de Relevo de Presión y de Despresurización

Esta norma estándar internacional es aplicable a sistemas de relevo de presión y sistemas de despresurización. Aunque tiene la intención de usarse principalmente en refinerías petroleras, también aplica a instalaciones petroquímicas, plantas de gas, instalaciones donde se maneja gas natural y de producción de gas. La información proporcionada está dirigida a ayudar en la selección del sistema de protección más apropiado para el caso de riesgo mayor en las instalaciones.

Esta norma internacional forma parte del conjunto de prácticas para establecer una base de diseño, ya sea conforme a ISO 4126 o API RP 520-I.

La norma API 521 especifica los requerimientos para examinar las principales causas de sobrepresión y brinda una guía para determinar los tipos de válvulas de manera individual, seleccionar y designar cada componente de los sistemas de disposición de residuos como tuberías, recipientes, quemadores y tubos de venteo. La sección de esta misma norma que abarca sistemas de quemadores está relacionada con lo descrito en la API Estándar 537, acerca del diseño mecánico, operación y mantenimiento de equipos quemadores. Incluye una sección con información concerniente a tuberías para sistemas de relevo de presión.

La norma no aplica a calentadores a fuego directo ni calderas.

3.4 Norma API 526.

Válvulas de Relevo de Presión de Acero Bridadas

Este estándar es una especificación que sirve como guía para la elección de válvulas de relevo de presión bridadas de acero, conforme a los requerimientos de la Sección VIII “Recipientes Presurizados” del código ASME. Se estipulan los requerimientos básicos para válvulas de relevo estándar con resorte de actuación y válvulas operadas por piloto en el orden que sigue:

- a) Designación de orificio y área
- b) Tamaño y tipo de válvula, rango de presiones; interna y externa
- c) Materiales
- d) Límites de presión y temperatura
- e) Dimensiones “centro a cara”, internas y externas

Para conveniencia del diseñador, se mencionan los elementos a incluir en las hojas de especificaciones de válvulas de relevo, su nomenclatura y los datos requeridos para especificar un dispositivo de relevo.

La norma API Estándar 526 está diseñada para facilitar la selección de válvulas de relevo al listar distintos tipos de ellas, especificadas por diámetros de entrada/salida, configuración de bridas, material de construcción, límites de presión y temperatura, dimensiones a línea de centros de la boquilla de entrada y salida, y designación efectiva de orificio. Cuando una válvula se especifica mediante API 526, se expresa en términos del rango entre el tamaño de orificio menor y el mayor, designados respectivamente por las letras “D” y “T”. Para cada orificio se especifica un área efectiva.

3.5 Norma API 527.

Espesor del Asiento de Válvulas de Relevo de Presión

Este documento estándar describe métodos de prueba para determinar el espaciamiento del asiento de las válvulas de relevo metálicas y de asiento suave,

incluyendo válvulas convencionales, con fuelle y operadas por piloto y los rangos de pérdida permitidos.

Se definen los métodos de ensayo para válvulas de servicio dual, el medio de prueba (ya sea aire, vapor o agua) de acuerdo al medio primario de relevo y la hermeticidad aceptable con presión de ajuste de 15 psi (103 kPa) a 6'000 psi (41'379 kPa). Se describen pruebas con aire, vapor y agua, y se deja a consideración del diseñador los detalles de especificación y características de las válvulas.

Para garantizar la seguridad, se recomienda usar la norma como guía y que los procedimientos descritos sean completados por profesionales experimentados en el uso y funcionamiento de válvulas de relevo de presión.

3.6 Norma API 537.

Detalle de Quemadores para Refinerías en General y Servicios de Petroquímica

Esta norma estándar dirige el diseño mecánico, operación y mantenimiento de equipos quemadores además de apoyar en el diseño y selección de sistemas de quemadores eligiendo el arreglo más apropiado para enfrentar los riesgos identificados.

Aunque esta norma tiene como aplicación principal a quemadores e instalaciones nuevas, también puede usarse como guía en la evaluación de instalaciones existentes como complemento a las valoraciones de costo y de riesgo pertinentes.

Este estándar tiene la intención de complementar el conjunto de prácticas que se encuentran en la norma API RP 521.

En API 537 se describe el diseño mecánico, operación y mantenimiento de tres tipos de quemadores: Quemadores elevados, quemadores de fosa múltiples y quemadores enclaustrados

Es importante tener medios efectivos de comunicación y dominar la información acerca del diseño del sistema de quemadores durante todo el proceso de diseño y uso de estos sistemas, para este fin, el API ha desarrollado un sistema para elaborar hojas de datos de quemadores, el cual se puede encontrar en el Apéndice A de la norma API 537. El uso de estas hojas es recomendado como medio conciso de registro para que la información de diseño sea fácilmente asequible y como medio de comunicación de la información de diseño.

3.7 Norma NRF-031-PEMEX-2011.

Sistemas de Desfogue y Quemadores en Instalaciones de PEMEX

Esta Norma de Referencia cubre los requisitos para el diseño, especificación de materiales, fabricación, inspección, pruebas, almacenamiento, transporte e instalación de sistemas de desfogue; incluye dispositivos de relevo de presión, tuberías, tanques de desfogue y de sello líquido, quemadores, instrumentación y equipos auxiliares para instalaciones industriales terrestres y marinas de PEMEX. No aplica para el diseño, especificación e instalación de sistemas de desfogue y quemadores en sistemas de producción flotante (FPS).

Esta norma resulta ser un compilado de información para establecer los requerimientos técnicos, documentales y criterios generales que se deben cumplir para el suministro de los sistemas de desfogues y quemadores para las instalaciones industriales terrestres y costa afuera de PEMEX. Se establece de aplicación general y observancia obligatoria en la contratación de los bienes y servicios a los que se refiere, dentro de los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Contiene definiciones básicas y descripción de dispositivos de relevo, así como indica las referencias para fabricación, instalación y transporte. Además incluye el procedimiento de diseño para sistemas de desfogue incluyendo dimensionamiento y selección.

3.8 Norma NOM-093-SCFI-1994.

Válvulas de relevo de presión (Seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce.

Esta Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones de seguridad y criterios básicos de fabricación, selección, pruebas de funcionamiento, instalación, uso y mantenimiento de válvulas de relevo de presión, con el propósito de unificar el criterio de fabricantes, usuarios, autoridades, dependencias e instituciones relacionadas con el producto. Se complementa con normatividad nacional de entre 1978 y 1990, y se basa tanto en los códigos ASME y ASTM como en la normatividad del API de la misma época.

Su contenido aplica a válvulas de relevo de presión de seguridad, seguridad-alivio y alivio; operadas por resorte y piloto; nuevas; fabricadas en acero, aleaciones de acero y/o bronce, nacionales o de importación; que se instalen en recipientes cuya presión interna sea igual o superior a 103 kilopascales manométricos (kPa man), para válvulas de acero; y 34 kPa man, para válvulas de bronce.

La norma contiene la descripción de los diferentes sistemas de relevo de presión, terminología técnica, símbolos y abreviaturas, pruebas de muestreo para verificar el cumplimiento de la norma. Información comercial como lo es: embalaje, etiquetado, transporte, vida útil, etc.

Debido a la antigüedad de esta última edición de la NOM-093-SCFI-1994 y los constantes cambios en materia de regulación de instalaciones petroleras en los últimos años, se sugiere tomar como una referencia más fidedigna a la normatividad del API, también tratada en este trabajo.

4. Criterios de Diseño

Para realizar un correcto diseño de sistemas de desfogue es necesario seguir un método de selección de dispositivos que permita determinar su configuración e instalación. El sistema de desfogue puede diseñarse para una planta industrial completa o para una sección de la misma. En ambos casos, la finalidad es conducir el fluido o fluidos a relevar hacia instalaciones donde pueda ser descargado con seguridad mediante tuberías hacia recipientes de almacenamiento, sistemas de drenaje o hacia la atmósfera. Todos los componentes de un sistema de desfogue deberán ser cuidadosamente diseñados para cumplir con los requerimientos de dimensiones, materiales y rangos de presión.

Para configurar el sistema de desfogue, se requiere considerar las siguientes características de los fluidos a ser desfogados:

1. Las propiedades físicas, tales como el punto flash, la flamabilidad, la temperatura de ignición y los niveles de presión.
2. Las propiedades químicas como composición de las mezclas, capacidad de reacción con aire, agua u otras corrientes.
3. Las propiedades tóxicas como efectos nocivos a la salud y el humo que se emitiría en un quemador.
4. La viabilidad de recuperación de los compuestos más valiosos, tales como los solventes.
5. Las descargas de las válvulas de relevo de presión de vapores y gases inflamables no tóxicos, ya sea en tanques de almacenamiento o para descargarse a la atmósfera.

Igualmente habrá que considerar la ubicación de los dispositivos de acuerdo a lo siguiente:

- Las distancias entre la descarga de válvula de alivio, quemadores, etc. en relación a la parte superior de equipos, estructuras elevadas, zonas habitacionales o flamas abiertas deberá especificarse conforme a la Norma API 521.
- En válvulas de desfogue, la tubería de descarga tendrá una conexión de vapor de agua, apropiada, para usarse con fines de dilución y/o sofocamiento en caso de ser necesario.

4.1 Dispositivos de relevo de presión

4.1.1 Válvulas de relevo de presión

Para seleccionar un tipo de válvula de relevo se deben cumplir varios criterios antes de realizar los cálculos para determinar su dimensión.

4.1.1.1 Contrapresión

De acuerdo al Apéndice D de la NOM-093-SCFI-1994, la máxima contrapresión para los diferentes tipos de válvulas de relevo es:

- a) Convencionales operadas por resorte: hasta una contrapresión superimpuesta que no exceda las especificaciones del modelo del fabricante y no debe exceder 10% de la presión de la contrapresión generada.
- b) Balanceadas: La contrapresión no debe exceder 50% de la presión de ajuste o el límite del fuelle, según la que resulte menor.
- c) Operadas por piloto: La apertura no se verá afectada por la contrapresión, únicamente estará limitada por las especificaciones del fabricante.

En todo caso, las especificaciones, recomendaciones y valores de los fabricantes, deben ser tomadas en cuenta.

4.1.1.2 Presión de ajuste

La presión de ajuste de los dispositivos de relevo de presión, debe estar de acuerdo con los requisitos para la operación segura del equipo, tomando en cuenta que en ningún caso, debe ser mayor a la Presión Máxima de Trabajo Permitida del equipo ni del sistema.

El punto de ajuste o valor de la presión de calibración de los dispositivos de relevo de presión de recipientes presurizados debe ser mayor que la presión de operación y menor o igual que la presión de diseño del equipo¹. Cuando una sola válvula proteja a dos o más equipos, la presión de ajuste debe ser igual a la presión de diseño que resulte menor entre dichos equipos y que la del sistema de tuberías que los interconecte. Cuando se protejan tuberías, el valor de la presión de ajuste se debe determinar considerando la máxima presión de trabajo permisible de la tubería, y la menor presión de diseño de los equipos con los que está interconectada. Cuando el área de descarga requerida no se pueda alcanzar con una sola válvula, se debe utilizar un sistema de válvulas múltiples y determinar las presiones de ajuste con un dispositivo a una presión igual o menor de la máxima presión de trabajo permisible, y los dispositivos adicionales pueden ser ajustados para operar a presiones mayores, pero en ningún caso a una presión del 5% por encima de la máxima presión de trabajo permisible, excepto como protección en contra de la presión excesiva causada por estar expuesto a incendio (fuego directo) o alguna otra fuente de calor, deben estar ajustados para operar a una presión no mayor del 10% por encima de la máxima presión de trabajo permisible del recipiente (Apéndice B de la NOM-093-SCFI-1994).

4.1.1.3 Sobrepresión

Los valores de sobrepresión a utilizar de acuerdo a la NOM-093-SCFI-1994 son:

- a) Incidencia con fuego: 21%.
- b) Equipos con válvula individual: 10%.
- c) Equipos con válvulas múltiples: 16% o 27.5 kPa, lo que resulte mayor.

Para el caso de fuego y protección con válvulas múltiples, el límite de presión de ajuste y sobrepresión debe estar de acuerdo a la Tabla 4-1 (Sección 3.5, del API Std 520 Parte I) y no rebasar la presión máxima acumulada.

Tabla 4-1. Límites de presión de ajuste y acumulada para válvulas de relevo de presión

Contingencia	Válvula única		Válvulas múltiples	
	Máxima presión de ajuste (%)	Máxima presión acumulada (%)	Máxima presión de ajuste (%)	Máxima presión acumulada (%)
Sin fuego				
Primera válvula	100	110	100	116
Válvula adicional	-	-	105	116
Con fuego				
Primera válvula	100	121	100	121
Válvula adicional	-	-	105	121
Válvula suplementaria	-	-	110	121

4.1.1.4 Temperatura de relevo

En caso de expansión térmica, la temperatura de relevo debe ser igual a la máxima temperatura de operación normal del líquido. Se debe considerar el efecto que cause la mezcla de las corrientes fría y caliente en su caso. Para descarga bloqueada se debe considerar la máxima temperatura en operación normal del equipo o línea. En el caso de fuego, cuando haya un líquido presente, se debe considerar la temperatura de saturación del mismo a la presión de relevo. Cuando sólo haya gas, debe ser la temperatura que alcanza cuando se eleva su presión hasta la presión de relevo. Para otros tipos de fallas se debe determinar analizando los equipos involucrados y sus condiciones de operación (presión y temperatura máxima).

4.1.1.5 Presión de relevo

Se determina de la siguiente manera:

$$P_1 = P_2 \left(1 + \frac{Sp}{100} \right) + P_{atm} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

P_1 Presión absoluta de relevo, kPa (lb/pulg²)

P_s Presión manométrica de ajuste de la válvula de relevo de presión, kPa (lb/pulg²)

Sp Sobrepresión, %

P_{atm} Presión atmosférica, 101.3 kPa (14.7 lb/pulg²)

La capacidad de los dispositivos de relevo que se encuentren en una línea de conducción de fluido hacia un mismo recipiente o a un sistema de recipientes, ya sea para el relevo de líquido, aire, vapor o gases, debe ser suficiente para descargar la cantidad de fluido al recipiente, evitando incrementar la presión en él por encima del 16% de la máxima presión de trabajo permisible, cuando los dispositivos de relevo estén descargando.

Los dispositivos para protección en contra del exceso de presión causado por estar expuesto al fuego (por incendio) o alguna otra fuente de calor, deben tener una capacidad de relevo suficiente para prevenir que la presión se incremente más del 21% por encima de la máxima presión de trabajo permisible del recipiente, cuando los dispositivos de relevo estén descargando.

Cuando exista la posibilidad de alguna situación de peligro adicional, generándose un incremento de presión debido a un incendio (por fuego directo) o alguna otra fuente externa de calor, se debe instalar un dispositivo de relevo de presión suplementario, para protección de la excesiva presión. Dicho dispositivo de relevo de presión suplementario debe ser capaz de prevenir el incremento de presión a más del 21% por encima de la máxima presión de trabajo permisible.

Los recipientes interconectados con un adecuado sistema de tubería que no contengan válvulas que puedan aislarlos, se pueden considerar como una unidad independiente para determinar la capacidad de descarga requerida del dispositivo de relevo de presión y complementándose con la Tabla 4-2 (Sección 3.5, del API Std 520 Parte I).

Tabla 4-2 Ejemplo de la determinación de la presión de relevo para un equipo para contingencias de operación

Característica	VÁLVULA ÚNICA	VÁLVULAS MÚLTIPLES
	Valor	Valor
	Presión de ajuste menor a MAWP	1ª válvula (Presión de ajuste = MAWP)
MAWP de protección, psig	100	100
Máxima presión acumulada, psig	110	116
Presión de ajuste, psig	90	100
Sobrepresión permitida, psi	20	16
Presión de relevo, P_1 , psia	124.7	130.7
	Presión de ajuste igual a MAWP	Válvula adicional (Presión de ajuste =105% MAWP)
MAWP de protección, psig	100	100
Máxima presión acumulada, psig	110	116

Presión de ajuste, psig	100	105
Sobrepresión permitida, psi	10	11
Presión de relevo, P_1 , psia	124.7	130.7

4.1.1.6 Flujo a relevar

A continuación se presenta la capacidad de flujo que debe tener el sistema de desfogue ante una situación de riesgo dada.

- **Descarga bloqueada:** Es igual a la cantidad de masa que está entrando al sistema bloqueado.
- **Ruptura de tubos:** Se requiere de una válvula de relevo cuando la máxima presión de operación en uno de los extremos del tubo sea por lo menos 1,5 veces mayor que la presión de diseño en el extremo opuesto, de acuerdo a la NRF-031-PEMEX-2011.
- **Expansión térmica de líquidos:** de acuerdo a 5.14.3 de ISO 23251:2008
- Fuego externo de acuerdo a la sección 5.15 de ISO 23251:2008
- **Otras condiciones seleccionadas:** de acuerdo a la Tabla 2, Sección 5 de ISO 23251:2008

4.1.1.7 Área de descarga requerida

El tamaño de la válvula de relevo de presión debe ser aquella que cubra la causa que requiera mayor área. Según el tipo de fluido se tiene:

- **Gas.** Se debe determinar el tipo de flujo (crítico o subcrítico) de acuerdo con 8.2 de ISO 4126-1:2004 e ISO 4126-1:2004/Cor. 1:2007, complementándose con 5.6.2, Parte I del API Std 520:2008 o equivalente.

- **Vapor de agua** Para flujo crítico en servicio de vapor de agua, debe estar de acuerdo con 9.3.1 de ISO 4126-1: 2004 e ISO 4126-1:2004/Cor. 1:2007 complementándose con 5.7 Parte I del API Std 520:2008 o equivalente.
- **Líquidos.** Cuando se requiera la certificación de la capacidad, el área se debe calcular de acuerdo a la Sección 5.8 Parte I del API Std 520:2008, o equivalente.
- **Dos fases líquido/vapor.** El cálculo se debe realizar de acuerdo con la Sección 5.10 y el Anexo C, Parte I del API Std 520:2008 o equivalente, con base a los escenarios que representan la condición de flujo a dos fases y a los métodos convencionales aplicables al caso particular.

4.1.2 Discos de ruptura.

En base a las condiciones de operación, análisis de riesgo y filosofía de operación de la instalación, el diseñador debe determinar la aplicación de estos dispositivos de relevo, los cuales se pueden instalar en forma independiente o acoplados a una válvula de relevo de presión para evitar el contacto continuo con un fluido de proceso corrosivo o que pueda solidificar, así como prevenir la fuga de sustancias tóxicas a través de la válvula de relevo. La aplicación, selección del tipo de disco y la determinación del rango de presión de ruptura deben estar de acuerdo a los Capítulos 5 y 6 de ISO 4126-6:2003.

Los métodos de cálculo para la determinación de la capacidad de descarga o el área de flujo requerida de los disco de ruptura, para manejo de fluidos compresibles e incompresibles, se debe realizar de acuerdo a lo indicado en el Anexo C de ISO 4126-6:2003. La selección del soporte del disco de ruptura debe ser de acuerdo a los criterios descritos en el capítulo 6 de ISO 4126-2:2003. La información de condiciones de operación y ruptura, así como el servicio, características y dimensiones del disco de ruptura se deben indicar en la hoja de datos correspondiente, conteniendo como mínimo lo indicado en el Anexo A, Parte I de la norma API 520 ó equivalente.

4.1.2.1 Dispositivos de disco de ruptura independientes.

Los dispositivos de disco de ruptura pueden ser usados solo o en combinación con la válvula de relevo de presión en servicio con gas o vapor e en servicio con líquido. El diseño del disco de ruptura usado como único está basado en las ecuaciones aplicables para las válvulas de relevo de presión usadas para todos los fluidos con un coeficiente efectivo de descarga adecuado.

El dispositivo de disco de ruptura seleccionado deberá ser del tamaño nominal cuya área sea igual o mayor al área de descarga requerida calculada a partir de la ecuación apropiada.

Para los dispositivos de disco de ruptura que tengan un miembro estructural (por ejemplo, una hoja de navaja o soporte a vacío) que reduce el área de descarga efectiva después del estallido, el área proyectada del miembro estructural es deducida a partir del área de flujo de la tubería para determinar el área neta de descarga.

4.1.2.2 Uso combinado de dispositivos de relevo de presión.

Una aplicación importante del dispositivo de disco de ruptura es a la entrada de una válvula de relevo de presión. El diseño de la combinación entre la válvula de relevo y el dispositivo de disco de ruptura requiere que la válvula de relevo, primero, sea diseñada para determinar la capacidad de relevo requerida.

El tamaño nominal del disco de ruptura instalado a la entrada de la válvula de relevo de presión deberá ser igual o mayor que el tamaño nominal de la conexión a la entrada de la válvula para permitir la capacidad de flujo suficiente y el desempeño de la válvula.

El diseño de la tubería a partir del recipiente protegido a la entrada de la válvula de relevo de presión es crucial para el funcionamiento apropiado de la válvula. El usuario deberá consultar los códigos ingenieriles aplicables (ASME, API, etc.) como guía para el diseño de la tubería de entrada. A menos que el dispositivo de relevo de presión sea instalado directamente en el recipiente, una buena práctica

es el de analizar las pérdidas de presión por fricción a partir del recipiente hasta la entrada de la válvula a la capacidad de relevo para cumplir con los límites recomendados.

4.1.2.3 Determinación de los orificios nominales

Posteriormente a la determinación de las áreas efectivas de las válvulas de relevo de presión, se selecciona el diámetro nominal que corresponda a la producción e los fabricantes escogiendo el que nos brinde un área efectiva inmediatamente mayor a la calculada para que pueda proporcionar su máxima capacidad de relevo de presión. Los orificios estándar se designan por ciertas letras del alfabeto (ver tabla 4-1).

Tabla 4-1. Correspondencia entre diámetros y codificación para el área efectiva de válvulas de relevo

Designación de orificio	Área efectiva	
	in ²	cm ²
D	0.11	0.709676
E	0.196	1.2645136
F	0.307	1.9806412
G	0.503	3.2451548
H	0.785	5.064506
J	1.287	8.3032092
K	1.838	11.8580408
L	2.853	18.4064148
M	3.6	23.22576
N	4.34	27.999944
P	6.38	41.161208
Q	11.05	71.29018
R	16	103.2256
T	26	167.7416

4.2 Tuberías

Al diseñar tuberías para sistemas de desfogue, se deben considerar los efectos combinados de las contrapresiones superimpuesta y generada. La tubería de descarga debe diseñarse en diámetro, longitud, accesorios, etc. para que las

contrapresiones no excedan los valores aceptables de cualquier dispositivo de relevo en el sistema.

4.2.1 Tubería de entrada a dispositivos de relevo de presión.

El Diámetro Nominal (NPS) de la tubería y accesorios que van del equipo/línea protegida a la entrada del dispositivo de relevo de presión deben ser del mismo DN (NPS) que el de la entrada del dispositivo. El arreglo debe asegurar que la pérdida total de presión no sea mayor al 3 por ciento de la presión de ajuste para una válvula de relevo de presión.

4.2.2 Tubería de salida de dispositivos de relevo de presión (ramales y cabezales).

El diseño de los ramales y cabezales de un sistema de desfogues a quemador, se debe efectuar por tramos y en sentido inverso al flujo, tomando como inicio el segmento que descarga a la atmósfera o quemador de campo. El procedimiento requiere elaborar un dibujo del sistema de desfogue, para mostrar la trayectoria de los ramales, los cabezales, las intersecciones de las tuberías (nodos), la distribución del equipo con dispositivos de relevo conectados al sistema de desfogues y la localización que se propone para el quemador. El dibujo debe incluir los datos básicos (flujo, peso molecular del producto desfogado, temperatura de operación y relevo, viscosidad, presión de ajuste y contrapresión, entre otros) de cada uno de los segmentos de la tubería, así como los segmentos que conectan directamente a las válvulas de relevo de presión. Esta información debe ser incluida en la filosofía de diseño del sistema de desfogues. La determinación de los diámetros de ramales y cabezales de desfogues, debe estar de acuerdo a los lineamientos de 7.3.1 de ISO 23251:2008, complementándose con 8.8 de ISO 13703:2002 y cumplir con los siguientes criterios:

- a. **Presión fija y carga.** El punto a partir del cual se deben iniciar los cálculos debe ser la base del quemador o la tubería de distribución, donde se tiene una presión manométrica conocida y fija; la cual se debe determinar por la presión requerida en la boquilla, la cual no debe ser menor a 34 kPa (5

lb/pulg²) para boquillas utilitarias de baja presión (hasta 0,5 de veces la velocidad del sonido) y para boquillas de quemadores de alta presión sónica de 172 kPa (25 lb/pulg²). La presión final se debe determinar en el diseño para el evento que requiera mayor y menor flujo a relevar como para el caso de flujo cero de relevo.

- b. **Contrapresión.** La contrapresión total calculada no debe reducir la capacidad de relevo de cualquiera de los dispositivos de relevo de presión, por abajo de la cantidad requerida para proteger el correspondiente equipo/tubería por sobrepresión. Se debe revisar la conveniencia de separar las descargas de los dispositivos de relevo en alta presión y baja presión, para reducir los diámetros de los cabezales de desfogue. La contrapresión total calculada no debe exceder: La contrapresión permitida de acuerdo al tipo de válvula de relevo de presión ni el rango de presión tabulado en función del rango de temperatura, para cada tamaño de válvula de relevo de presión en la Norma API 526. Así como la presión máxima de trabajo permitida a su correspondiente temperatura de operación de los equipos, tubería y accesorios del sistema.
- c. **Velocidad.** Se debe limitar la velocidad máxima permitida en cualquier parte del sistema de tuberías de desfogues a 0,7 de la velocidad del sonido.
- d. **Arreglo.** El arreglo de tuberías para los ramales y cabezales de desfogue debe cumplir con los lineamientos básicos siguientes:
- Una pendiente mínima de 1/1 000 en dirección a los tanques de desfogues, cuando la longitud de las líneas sea mayor a 200 metros (656 pies) y para longitudes entre 100 metros (328 pies) y 200 metros (656 pies) la pendiente debe ser de 3/1000 a 4/1000.
 - No permitir tramos ascendentes de tubería.
 - No presentar columpios que permitan la acumulación de líquidos.
 - Evitar retroceso de flujo a cualquier equipo conectado al sistema de desfogues.

- Las descargas de los dispositivos de relevo se deben integrar al cabezal de desfogue por la parte superior, para evitar la acumulación de líquidos y corrosión en los internos de la válvula y tubería.
 - Los ramales se deben integrar al eje axial del cabezal de desfogue con un ángulo de 45 grados, para reducir la caída de presión y las fuerzas de reacción originadas por la descarga del dispositivo de relevo.
 - Cuando las válvulas de relevo de presión descarguen a la atmósfera, deben contar como mínimo con un orificio de drenaje de DN 15 (NPS ½) en el punto más bajo.
 - Las válvulas de seccionamiento para aislar ramales o cabezales del cabezal principal de desfogue, deben ser consideradas en el diseño del sistema. Estas válvulas deben ser de paso completo y estar normalmente abiertas con candados, anteponiendo figuras ocho, y se deben localizar en los límites de baterías de las unidades, plantas o sistemas.
 - Las válvulas de relevo de presión, deben contar con un arreglo de válvulas de bloqueo para aislamiento, desvío (“by pass” con drenado) cuando así se requiera este último, de acuerdo a los criterios de la Parte II, del API 520.
 - Las válvulas de bloqueo de los dispositivos de relevo de presión deben ser de tipo bola de paso completo, siempre y cuando estén contempladas para el servicio en la especificación de la tubería. Las válvulas de bloqueo deben estar normalmente abiertas y las de desvío normalmente cerradas, ambas con candado.
- e. **Gas de purga** En quemadores donde no se tiene flujo continuo de desfogue se debe usar un flujo continuo de gas de purga o gas de barrido, inyectado al sistema antes de la o las boquillas del quemador (en el tanque de sello o en la tubería ascendente o en la tubería de distribución).

- f. **Temperatura de salida de dispositivos de relevo de presión** Determinar la temperatura alcanzada en la descarga de cada dispositivo de relevo de presión, con base a las ecuaciones de flujo aplicable para fluido compresible isotérmico o adiabático.
- g. **Medición de flujo.** Cuando se requiera determinar la cantidad de gas que se envía al quemador, se debe incluir en el cabezal principal de desfogue, la medición continua del flujo de gas, utilizando un medidor tipo ultrasónico o un tipo annubar (dispositivo de medición de flujo volumétrico para gases y líquidos, el cual consiste en un tubo Pitot modificado con varias tomas de presión, insertado dentro de la tubería y acoplado con instrumentación local para determinar el flujo del fluido con base al principio de presión diferencial).

4.3 Tanques de desfogue o separadores

Los tanques de desfogue se instalan para separar los productos líquidos o condensables de las corrientes gaseosas, evitando el arrastre de líquidos al quemador.

Para evaluar la densidad del líquido y el vapor, es necesario conocer la temperatura y presión en el tanque de desfogue durante la falla a considerar. La temperatura debe ser obtenida de acuerdo al perfil del sistema.

Normalmente, los tanques de desfogue se instalan en la línea principal con ruta al quemador o sistema de quemadores. En el caso de que existan unidades de proceso que liberen grandes cantidades de líquido al cabezal del quemador, es deseable disponer de tanques de desfogue dentro de los límites de batería para recoger estos líquidos.

La capacidad de retención de líquidos de un tanque separador se basa en la consideración de la cantidad de líquido que puede ser liberada durante una situación de emergencia sin sobrepasar el nivel máximo previsto para el grado de separación líquido. Esta retención debe considerar cualquier líquido que se pueda

haber acumulado previamente en el tanque y que por alguna razón no esté saliendo del mismo. Un tanque de desfogue correctamente diseñado e instalado deberá ser capaz de separar gotas de líquido de entre 300 μm y 600 μm .

Los tiempos de retención dentro del tanque de desfogue varían dependiendo de los requerimientos del proceso pero el requisito mínimo es que se proporcione un volumen suficiente para un relevo de emergencia de 20 a 30 minutos. Pueden establecerse tiempos de retención mayores si se requiere detener el flujo durante un tiempo mayor.

Es importante tomar en cuenta dentro de las consideraciones de diseño que la máxima cantidad de vapor a relevar no necesariamente coincide con la de líquido, por lo tanto, el tamaño del tanque de desfogue se debe determinar a través de la consideración de ambos.

En el diseño de un tanque de desfogue, 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 del 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 se basa en este requisito, para separar las gotas de 300 a 600 micrones a través diámetro del tanque.

El segundo paso es considerar el efecto del líquido almacenado; el tiempo de residencia en el tanque está determinado por las necesidades de operación de la planta y la composición de vapor. El tiempo de residencia debe considerar un lapso de 20 a 30 minutos.

Cuando se requieren grandes volúmenes de almacenamiento y el flujo de vapor es alto, se recomienda utilizar un tanque horizontal. Aunque los tanques de desfogue horizontales y verticales se pueden diseñar con distintas características, la diferencia es principalmente la trayectoria que sigue el vapor.

4.3.1 Trampa neumática.

Cuando sea requerido en instalaciones costa afuera, el desalojo del líquido del tanque de desfogue, por medio de la inyección de gas, se debe realizar a través de una trampa neumática. La cual se debe diseñar como un recipiente a presión, de acuerdo a la capacidad del líquido a desalojar del tanque de desfogue y debe contar con las características siguientes: la ubicación del equipo debe estar abajo del tanque de desfogue, contar con boquillas y tuberías de alimentación del gas de pateo, boquillas y tuberías para entrada-salida del líquido, válvula de relevo de presión, así como la instrumentación mínima necesaria (control y monitoreo de nivel y presión), para una operación segura.

4.3.2 Tanque de sello líquido.

El tanque de sello es un recipiente que contiene cierto nivel de líquido para extinguir un retroceso de flama. El sello en el tanque está determinado por la presión de descarga en la boquilla del quemador.

Este tipo de tanque debe contar con:

- Boquilla, tubería sumergida y vertedero unido con soldadura al final de la tubería para la entrada del fluido relevado.
- Boquilla y tubería de salida de gases o vapores.
- Boquilla y tubería de suministro del líquido de sello con válvulas de bloqueo y medidor de flujo.
- Placa separadora (mampara).
- Drene.
- Arreglo de tubería para salida de líquido de sello.
- Venteo.
- Así como la instrumentación mínima necesaria (control y monitoreo de nivel), para una operación segura.
- Las dimensiones del tanque de sello líquido, debe cumplir con la máxima contrapresión permitida en el cabezal de desfogues:

El área libre o seca por arriba del nivel máximo del líquido en tanque horizontal, debe ser por lo menos tres veces la sección transversal (interior) del cabezal de desfogue a la entrada del tanque. Para tanque vertical, la altura del espacio vapor debe ser por lo menos dos veces la sección transversal (interior) del cabezal de desfogue a la entrada del tanque, por lo que la altura entre el nivel del líquido y la línea superior de tangencia debe ser 0,5 a 1,0 vez el diámetro interior del recipiente, pero no menor de 1 metro, de acuerdo a la norma NRF-031-PEMEX.

4.4 Quemadores

Se deben considerar los siguientes factores para el diseño:

- a. Caracterización y estado físico del fluido a quemar.
- b. Flujo de diseño, casos del sistema de relevo de presión y despresurización de vapor, incluyendo caso máximo continuo y caso máximo intermitente.
- c. Requerimiento de etapas y método de quemado.
- d. Velocidad permisible del gas a la salida de la boquilla del quemador.
- e. Intensidad de radiación térmica a nivel de piso.
- f. Requisitos ambientales de funcionamiento, relacionados con la capacidad de emisión de humo, límites de opacidad y límites de ruido permisibles de acuerdo con la normatividad oficial en materia de contaminación ambiental y esta Norma de Referencia.
- g. Espacio disponible para su instalación.
- h. Disponibilidad de servicios auxiliares.
- i. Reducir la concentración de emisiones peligrosas a nivel de piso terminado.
- j. Una combustión eficiente y segura para reducir las emisiones contaminantes.
- k. Nivel de radiación permisible y dispersión de emisiones permisibles en áreas de trabajo.

El sistema del quemador se debe diseñar y construir de acuerdo con las consideraciones generales mínimas siguientes:

- a. Para quemadores de gas; todos los líquidos y condensables deben separarse del fluido a quemar y deben retenerse en los tanques de desfogue.
- b. Cuando el flujo de gases a manejar no permita el uso de una sola boquilla de quemado, el fluido se encuentre en fase líquida o por su composición no se puedan separar las fases condensable o líquida de la corriente; el sistema se debe diseñar con boquillas múltiples y contar con un sistema de control automático que permita distribuir el flujo a quemar en las diferentes etapas (boquillas).
- c. La filtración de aire al sistema de quemado debe evitarse, de lo contrario se ocasiona combustión por detrás de la boquilla (dentro de la tubería), o retroceso de flama.
- d. Mantener una baja radiación de la flama de acuerdo a tipo de quemador y su localización dentro de las instalaciones.
- e. En la ingeniería básica se debe determinar la ubicación del quemador de acuerdo a las condiciones de operación y a la disponibilidad de servicios auxiliares en las instalaciones. Si es posible, mantener combustión sin humo, la cual debe cumplir lo establecido por la legislación federal o local en materia de emisiones contaminantes en el centro de trabajo, para el rango de flujo de desfogues del con base a los métodos de combustión establecidos en ISO 23251:2008.
- f. El nivel de ruido para los quemadores no debe exceder los valores establecidos por la NOM-011-STPS-2001 y cuando aplique la NOM-081-SEMARNAT-2003.
- g. 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.

- h. Para sistemas de desfogues de baja presión, la velocidad de salida de los gases a quemar no debe ser mayor de 0,5 de la velocidad del sonido para los flujos máximos, manteniendo una velocidad de 0,2 de la velocidad del sonido para las condiciones de operación normal, solamente para quemar gases libres de líquidos. Para desfogues de alta presión se permite especificar quemadores que utilicen tecnologías que manejen velocidades arriba de 0,8 de la velocidad del sonido, como son los de “Efecto Coanda”, o quemadores sónicos, entre otros, para quemar solamente gas o una mezcla limitada de líquido-gas.
- i. Para la localización del quemador se debe considerar la dirección de los vientos reinantes y dominantes, el área disponible, el perfil de radiación generado en función del tipo de quemador y la radiación máxima permitida.
- j. El tipo de estructura para los quemadores elevados debe cumplir con los criterios de selección indicados en la Sección 6.4.3.4 de ISO 23251:2008, complementándose con 5.2 de ISO 25457:2008.
- k. Criterios adicionales, como son diseño de sistemas de quemado en 6.4.3.2, dimensionamiento y métodos de cálculo para quemadores de baja presión en el Anexo C, de ISO 23251:2008.

4.4.1 Quemadores elevados

4.4.1.1 Boquilla del quemador

La boquilla del quemador se debe diseñar para quemar desfogues gaseosos libres de líquidos de acuerdo a la sección 4.5 y 4.6 de ISO 25457:2008. La altura del quemador se debe determinar de acuerdo a los criterios siguientes:

- a. La intensidad del calor radiante generado por la flama y la distancia requerida de la base del quemador al punto en el cual se requiera tener la intensidad de radiación máxima permisible, de acuerdo a la Tabla 4-3. Se debe determinar el perfil de radiación que se espera en la contingencia que

maneja la mayor carga y representarlo esquemáticamente en forma de círculos concéntricos sobre un plano de localización de la instalación e incluirlo en la filosofía de diseño del sistema de desfogues.

Tabla 4-3. Niveles de radiación permisibles para diseño.

Condiciones	Nivel de diseño permisible (máxima intensidad de calor radiante) kW/m ² (BTU/h pie ²)
Cualquier localización donde personal con ropa apropiada pueda estar continuamente expuesto (Nota 2)	1.58 (500)
En áreas de trabajo donde se pueden requerir por el personal acciones de emergencia tomando 2 a 3 minutos sin cubiertas de protección, pero con ropa apropiada (Nota 2)	4.73 (1 500)
En áreas de trabajo donde se pueden requerir por el personal acciones de emergencia tomando hasta 30 segundos sin cubiertas de protección, pero con ropa apropiada (Nota 2)	6.31 (2 000)
Cualquier localización donde se requiera acción de emergencia urgente por personal. Las cubiertas para calor radiante y/o protección especial deben ser consideradas	9.46 (3 000) (nota 1)
Exposición sobre estructuras y áreas donde no hay personal trabajando	15.77 (5 000)

Notas:

1. Es importante reconocer que el personal con ropa apropiada, no puede tolerar radiación térmica de 6,31 kW/ m² (2 000 BTU/h pie²) por más de pocos segundos.
 2. La ropa consiste en casco, camisas de algodón manga larga con puños y de botones, guantes de trabajo, pantalones de piernas largas u overol de algodón y zapatos según las condiciones de trabajo.
 3. El rango para la radiación solar a considerar en el diseño debe estar entre 0,79 kW/m² y 1,04 kW/m² (250 BTU/h pie² y 330 BTU/h pie²) dependiendo de la ubicación geográfica de la instalación.
 4. Solo en el caso de diseño con 4,73 kW/m² (1 500 BTU/h pie²) y mayores, se debe incluir el valor de la radiación solar.
- b. La estructura del quemador se debe diseñar con un valor de intensidad de radiación de 15,77 kW/m² (5 000 BTU/h pie²).
- c. El nivel de radiación permisible está en función del tiempo de exposición del personal (ver Tabla 4-4); por lo que se debe considerar el tiempo en que se

percatan las personas de una situación de emergencia y el tiempo que requieren para ponerse a resguardo.

Tabla 4-4. Tiempos de exposición para alcanzar el umbral de dolor.

Intensidad de radiación kW/m ² (BTU/h pie ²)	Umbral del dolor (s)	Ampollamiento (s)
1.74 (550)	60	
2.33 (740)	40	
2.90 (920)	30	
4.73 (1 500)	16	
6.94 (2 200)	9	20
9.46 (3 000)	6	
11.67 (3 700)	4	
19.87 (6 300)	2	

- d. 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 kW/m² (1 500 BTU/h-pie²) para 16 segundos de exposición máxima.
- e. El efecto de la velocidad del viento se debe considerar para determinar el centro de flama y calcular la distancia a la cual se debe instalar el quemador.
- f. Una flama se inclina bajo influencia de la dirección del viento, el efecto lateral ocasiona el desplazamiento horizontal y vertical del centro de la flama con las velocidades del viento lateral y de salida de los gases.
- g. El estudio de dispersión de los contaminantes debe cumplir con la NMX-AA-107-1988.

4.4.1.2 Pilotos para encendido

Deben ser del tipo premezclado auto-aspirado y cumplir con los requerimientos de funcionamiento. Deben ser capaces de producir una flama estable a pesar de las condiciones climatológicas más adversas. El número mínimo de pilotos debe estar de acuerdo a la Tabla 1 de ISO 25457:2008.

4.4.1.3 Soporte

Para quemadores elevados instalados en zona continental, la estructura de soporte debe ser tipo auto soportada, a menos que de forma explícita se indique en la especificación del sistema o bases de licitación, quemador elevado auto-soportado sin estructura soporte o quemador elevado atirantado, el soporte se debe diseñar de acuerdo a los criterios de establecidos para estructuras de acero en la normatividad de PEMEX.

4.4.2 Quemadores horizontales o de fosa

Se deben utilizar para quemar desechos líquidos o gaseosos en terrenos en cuyos alrededores no haya zonas habitacionales y sólo en el caso en que se cuente con espacio suficiente para cumplir con la legislación federal o local en materia de emisiones contaminantes, ruido y luminosidad en el centro de trabajo.

4.4.2.1 Consideraciones generales mínimas del diseño.

Se debe diseñar para manejar el 100 por ciento del gasto máximo de desfogue en la condición más crítica.

La velocidad de salida de los gases a quemar no debe ser mayor de 0,5 de la velocidad del sonido para los flujos máximos y para condiciones de operación normal se debe mantener una velocidad de 0,2 para los desfogues de baja presión. La altura del fondo de la fosa a la boquilla del quemador, se debe especificar con base en la profundidad de la misma, con un valor mínimo de 1,5 metros (5 pies). El área de la fosa se determina con base en el flujo de gas a quemar, la que no debe ser menor a $0,093 \text{ m}^2$ (1 pie²) de superficie para quemar $638,2 \text{ m}^3/\text{día}$ (22,5 miles de pies cúbicos estándar por día). Los niveles de radiación permisibles para diseño y los tiempos de exposición para alcanzar el umbral de dolor, deben ser aplicados con base a lo descrito para los quemadores elevados.

4.4.2.2 Boquillas.

Para los quemadores de fosa la o las boquillas deben ser de los siguientes tipos:

- Quemador de líquido a alta presión, la producción de humo se debe eliminar por la atomización del líquido por medio de aire o gas y se complementa por la asistencia de agua o aire a baja presión.
- Quemador de alta eficiencia para gases y mezclas líquido-vapor (El punto a partir del cual se deben iniciar los cálculos debe ser la base del quemador o la tubería de distribución, donde se tiene una presión manométrica conocida y fija; la cual se debe determinar por la presión requerida en la boquilla, la cual no debe ser menor a 34 kPa (5 lb/pulg²) para boquillas utilitarias de baja presión (hasta 0,5 de veces la velocidad del sonido) y para boquillas de quemadores de alta presión sónica de 172 kPa (25 lb/pulg²). La presión final se debe determinar en el diseño para el evento que requiera mayor y menor flujo a relevar como para el caso de flujo cero de relevo.
- El quemador de gas de alta presión de etapas múltiples se debe controlar por medio de válvulas automáticas, excepto la primera etapa que debe ser de paso libre, 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.
- Las boquillas del quemador deben ir a paño de la pared interna de la fosa.

4.4.2.3 Pilotos para encendido.

Aplica lo indicado para quemadores elevados

4.4.3 Quemadores de salida simple de punto único.

Deben distribuir el flujo (en fase gaseosa, líquida o mezcla de estas) a través de un punto de quemado (boquilla), debe estar localizada a nivel de piso, fosas o en una posición elevada.

4.4.3.1 Boquilla del quemador

Debe ser de tipo convencional, como un tubo abierto con un punto de salida simple, puede ser para operar con humo o sin humo con apoyo de servicios auxiliares, tienen una baja presión diferencial menor que los quemadores de etapas múltiples y se deben diseñar de acuerdo con A.1.2 a A.1.4 y A.1.5 de ISO 25457:2008.

4.4.3.2 Pilotos para encendido

El quemador debe tener pilotos de encendido para todas las condiciones de desfogues, los pilotos deben cumplir con los requerimientos establecidos en 8.1.5.2 b) de la NRF-031-PEMEX.

4.4.4 Quemadores de etapas múltiples

Deben distribuir el flujo (en fase gaseosa, líquida o mezcla de estas) a través de varios puntos de quemado (boquillas), estas boquillas múltiples deben estar ordenados en matrices localizadas a nivel de piso, fosas o en una posición elevada. Estos quemadores son alimentados por un cabezal principal, que deben distribuir el flujo a ramales que contienen una o varias boquillas de quema, los ramales deben tener sello hidráulico y/o válvulas de control, conforme se estructure el sistema, que dirijan el flujo a cada ramal.

4.4.4.1 Boquilla del quemador.

Debe atomizar la totalidad de flujo a quemar, diseñada de acuerdo con 6.4.3.2.7 de ISO 23251:2008, así como con A.1.5 y Anexo B de ISO 25457:2008. Los de tipo fosa diseñar de acuerdo a 6.4.3.3 y 7.3.3.2.6 del ISO 23251:2008.

4.4.4.2 Pilotos para encendido.

El quemador debe tener pilotos de encendido en los diferentes ramales o etapas, para todas las condiciones de desfogues, los pilotos deben cumplir con 8.1.5.2b) de la NRF-031-PEMEX.

4.4.5 Quemador enclaustrado

Estos sistemas son usados en centros de trabajo con limitaciones de espacio, o restricciones especiales a las emisiones de gases de la combustión o ruido, quemando desfogues ricos en hidrocarburos o hidrógeno, (no deben ser usados para casos que involucran gases relevados con limitada combustión). La cámara debe estar rodeada por una barrera de viento para modificar el efecto de las corrientes del mismo sobre el proceso de combustión, y para evitar el acceso no autorizado de personal.

4.4.5.1 Cámara de combustión.

El diseño de la cámara de combustión puede ser configurada en varias formas, como; cilíndrica vertical, o rectangular o multiforme, y debe considerar una liberación de calor volumétrica de 1,12 MkJ/Nm³ (30 000 Btu/h/ft³). Los grandes quemadores con flama enclaustrada deben operar a capacidades de flujo arriba de 90 000 kg/h (200 000 lb/h).

4.4.5.2 Boquillas.

El diseño de las boquillas debe tomar en cuenta los criterios siguientes:

- Operar bajo todos los regímenes de los flujos relevados.
- Llevar a cabo la combustión al cien por ciento (quema total) con volúmenes de flama dentro de la cámara de combustión.
- Producir una flama estable para todas las condiciones y composición del fluido relevado.
- Las boquillas múltiples, deben abrir o quemar del centro hacia el exterior de forma concéntrica o equivalente.
- La velocidad del fluido a través de las boquillas, como la combustión no debe provocar ruido excesivo y resonancia dentro de la cámara de combustión.

- No inducir una combustión no deseada que pueda provocar excesivo ruido y resonancia dentro de la cámara de combustión.

4.4.5.3 Flujo de aire.

El flujo de aire hacia la cámara de combustión, puede ser por tiro forzado o tiro natural, y debe absorber el calor producido en el proceso de combustión, de tal manera que la temperatura resultante de los gases de combustión sea baja para poder usar materiales refractarios comunes.

4.4.5.4 Barrera de viento.

Los quemadores enclaustrados de tiro natural deben tener barrera de viento u otros diseños que mitigue el potencial del viento y distribuya el flujo de aire a las boquillas de los quemadores.

4.4.6 Quemadores de alta presión o sónicos

Los quemadores libres de humo, deben ser de alta presión produciendo una alta velocidad en la descarga de la boquilla, que induce la entrada de aire hacia la flama favoreciendo la combustión, sin el uso de algún otro equipo o servicios, como sopladores de aire o suministros de vapor. Estos quemadores de alta presión o sónicos deben contar con las características siguientes:

- a) Boquilla salida simple o etapas múltiples, con quemado libre de humo bajo todas las condiciones de operación
- b) Vida útil mínima de quince años bajo condiciones de flujo normal
- c) Bajo nivel de radiación
- d) Estabilidad de flama con altas velocidades de viento
- e) Localización en áreas donde se tengan restricciones ambientales o de espacio

4.4.6.1 Sellos

En los quemadores (no aplica para quemadores sónicos) se debe instalar un sello que impida un retroceso de flama hacia el cabezal de desfogue, los sellos deben ser: a) Sello hidráulico con tanque de sello, o b) Sello molecular o de velocidad en las boquillas c) Sello hidráulico.

El líquido inerte para sello debe ser una sustancia en fase líquida, que mantenga su estado líquido bajo las condiciones ambientales extremas en el centro de trabajo y temperatura de operación, que no reaccione con los fluidos relevados o desfogados, así como extintor de fuego cuando se use como sello contra retroceso de flama.

4.4.6.2 Sello contra retroceso de flama.

Entre el quemador y el último tanque de desfogue, se debe instalar un sello que impida y contenga el retroceso de la flama hacia los tanques de desfogue y los cabezales de desfogue, adicional al propio diseño, dispositivos, accesorios o provisiones de la boquilla de quemado o en si al del quemador. El sello debe ser parte del quemador y estar ubicado a límite de batería del quemador. Los tanques de sello contra retroceso de flama deben ser diseñados de acuerdo con 8.1.4.1c) de la NRF-031-PEMEX.

En boquillas deben ser de velocidad de acuerdo con ISO 23251:2008. Los moleculares (presión hacia arriba) se instalan debajo de la boquilla de quemado.

4.4.6.3 Sello hidráulico “U”.

Debe contar con las características mínimas siguientes:

- a) La altura de la columna de líquido en función de la contrapresión máxima, en la línea de conexión a la boquilla horizontal del quemador de fosa
- b) Arreglo de tubería en —Ull localizado entre el cabezal de distribución de desfogue y la línea de conexión a la boquilla de quemado
- c) Conexión, tubería y válvula para suministro de agua al sello

d) Conexión, tubería y válvula para salida de agua de sello al drenaje

e) Conexión y válvula de drene

4.4.6.4 Gas de purga.

Debe ser un gas o mezcla de gases que no alcance el punto de rocío en cualquier condición de operación o ambiental, tal como gas natural, gas de bombeo neumático o nitrógeno y en caso de no contar con éstos, se puede usar gas amargo siempre y cuando sean diseñados y construidos para este servicio.

4.4.6.5 Sistema de encendido de quemadores.

Se debe integrar por los elementos siguientes:

a) Encendido electrónico

b) Control

c) Detección de flama

d) Gas combustible a pilotos

4.4.6.6 Encendido electrónico.

Debe ser de encendido individual por piloto.

a) Chispa de ignición en la punta del piloto

b) Chispa de ignición de una porción de la mezcla aire/gas antes de la punta del piloto

c) Generador de frente de flama con aire comprimido

d) Generador de frente de flama auto aspirante

e) En caso de no existir disponibilidad de gas a pilotos, en las bases de licitación se debe determinar la alternativa conducente

Los transformadores de potencial para el sistema de encendido deben cumplir con la NRF-048-PEMEX-2007 y se deben alojar en un gabinete ubicado cerca a la base del quemador o lo más próximo posible dentro del límite de baterías del sistema, acorde con la clasificación de áreas peligrosas de la instalación indicada en la especificación del sistema y la NRF-036-PEMEX-2003.

La tensión eléctrica de alimentación debe ser de acuerdo con la tensión suministrada y disponible en el centro de trabajo e indicada en la especificación del sistema, considerando el alcance de los dispositivos para regular y variar la tensión requerida para los pilotos de encendido.

4.4.6.7 Sistema de control del quemador

Debe ser local por medio de un controlador lógico programable (PLC) y se puede comunicar al SDMC de la instalación a través de un puerto y protocolo de comunicación conforme a los requerimientos específicos del proyecto según el tipo de proceso o instalación de PEMEX. Debe efectuar la secuencia de encendido, operación, alarmas por falla y apagado de acuerdo a la normatividad de PEMEX, adicionalmente se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Se debe alojar en un gabinete que se soporte e instale dentro de una caseta cerca de la base del quemador, o bien dentro de un cuarto de control y cumplir con la clasificación de áreas. La caseta se debe localizar considerando la dirección de los vientos y la reducción de los efectos de la radiación de la flama.
- b) Para casetas, en la parte superior de la misma, se deben instalar dos lámparas indicadoras del estado del sistema de control, que cumplan con la clasificación de área, una roja (de alarma común por malfuncionamiento o falla) y otra verde (indicando operación normal), las cuales deben ser visibles en todas las direcciones horizontales, no se permite el uso de lámparas incandescentes.
- c) El sistema de control debe tener un selector de posición automático y manual.
- d) Se debe suministrar un botón local para el encendido de los pilotos y cuando se requiera configurado en el SDMC de la instalación.

e) El sistema de control debe operar, monitorear y encender los pilotos, así como reencenderlos automáticamente cuando la flama se extinga estando en operación el quemador.

f) El sistema de control debe tener luces indicadoras para: encendido, apagado y falla.

g) Cuando el sistema de control sea remoto debe tener alarmas audibles y visibles representadas en desplegados gráficos, considerando mal funcionamiento o falla por:

- Bajo flujo de aire de combustión
- Baja presión de gas combustible de pilotos
- Falla en el encendido electrónico de pilotos
- Flama extinguida
- Retroceso de flama
- Alto y bajo nivel en sello hidráulico o falla del sello de gas, según corresponda

h) Cuando el sistema de control sea local debe tener alarmas audibles y visibles localizadas en un gabinete de alarmas.

4.4.6.8 Detección de flama

El sistema de detección de la flama del piloto debe ser tipo óptico (ultra violeta UV o infrarrojo IR), iónico o acústico, o térmico (Termopar de alta sensibilidad), para verificar que el piloto está encendido y quemando, de acuerdo con la especificación del sistema.

4.4.6.9 Gas combustible a pilotos

Debe provenir de una fuente de suministro constante y continúa, con capacidad para mantener todos los pilotos encendidos de manera simultánea. El suministro de gas combustible debe tener dentro del límite de baterías del quemador lo siguiente:

- b) Válvula reguladora de presión.
- c) Placa de orificio, con transmisor de flujo tipo presión diferencial, con indicación de flujo instantáneo y acumulado.
- d) Indicador de presión (manómetro) localizado en un lugar visible y accesible para mantenimiento.
- e) Transmisor de presión para indicación y alarma remota de baja presión de gas combustible con señal configurada en cuarto de control.

4.4.6.10 Bombas

Deben ser del tipo centrifugas o según se indique de acuerdo con las especificaciones de diseño.

4.4.6.11 Materiales

Todos los materiales deben ser nuevos y suministrados de conformidad con la normatividad vigente (códigos ASME, ASTM o equivalentes) y cumpliendo la especificación del sistema.

Todos los materiales, componentes, material de aporte, fundentes, entre otros, que se usen y formen parte del sistema se deben suministrar con su correspondiente reporte de pruebas y certificado de materiales, los que se deben conservar para la inspección, e integrar el expediente del sistema.

Todos los materiales y componentes, que integren el sistema deben mantener su trazabilidad, con respecto a su certificado de materiales, siendo rastreable durante todo el proceso de construcción y aún después de construidos.

Los materiales del sistema (boquillas, equipos, válvulas, componentes internos, tuberías, instrumentos, entre otros) en contacto con sustancias amargas o de servicio de ácido sulfhídrico, deben ser

4.5 Áreas de proceso.

Para definir la descarga de gases y vapores inflamables no tóxicos a la atmósfera dentro de las áreas de proceso, se deberá hacer un estudio de riesgos, analizando fuentes de ignición, niveles de ruido, contaminación ambiental, cantidad de fluido a ser relevado, condiciones meteorológicas, dispersión, etc. Con las siguientes consideraciones:

- a) Los vapores y gases inflamables, no tóxicos, se enviarán a quemadores.
- b) Los vapores y gases inflamables no tóxicos susceptibles de inflamarse al contacto con el aire, deberán ser descargados a quemadores.
- c) Para gases tóxicos inflamables; se podrán enviar directamente a quemadores cuando sus productos de combustión no sean tóxicos o bien que estos últimos en todo momento estén en concentraciones inferiores a las concentraciones permisibles. En caso contrario los desfogues pasaran antes por un sistema de neutralización, absorción o por algún otro método necesario para mantener las concentraciones de esos gases en la atmósfera en niveles conforme a las leyes y reglamentos vigentes en materia de contaminación ambiental.
- d) Para gases o vapores tóxicos no inflamables; se enviarán a un sistema de tratamiento (neutralización, absorción, etc.) y los efluentes de dichos tratamientos se descargarán a la atmósfera, de tal modo que las concentraciones resultantes de contaminantes en la atmósfera, sean las permisibles de acuerdo al reglamento de Seguridad e Higiene de la Secretaría de Trabajo, así como a las leyes y reglamentos vigentes en materia de contaminación ambiental.
- e) Los vapores y gases no inflamables no tóxicos podrán enviarse a la atmósfera.
- f) Los desfogues de líquidos inflamables no deberán enviarse a los quemadores. En estos casos, se contará con tanques de almacenamiento que cubran esta contingencia.

- g) Los desfogues de los líquidos fríos no tóxicos cuya temperatura de inflamación (punto flash) sea de 38°C o mayor se enviarán de retorno directamente al sistema de proceso o a tanques de recuperación.
- h) Para poder enviar líquidos tóxicos inflamables a la línea de desfogue, deberá cumplirse con lo establecido para gases y vapores.
- i) Para disponer de líquidos tóxicos no inflamables, se deberá cumplir con lo establecido para gases y vapores y, además los efluentes líquidos de los tratamientos deberán cumplir con lo establecido en las disposiciones legales de protección ambiental.
- j) Las descargas de cualquier líquido al drenaje, deberá cumplir con lo establecido en las disposiciones legales de protección ambiental, en lo correspondiente a niveles permisibles de contaminación de las aguas, de acuerdo con la ley y los reglamentos respectivos.
- k) Los desfogues de agua se destinarán al drenaje.
- l) Los desfogues de vapor de agua, aire y gases inertes no tóxicos y no inflamables
- m) (CO₂N₂, etc.) se enviarán a la atmósfera.
- n) Los gases tóxicos inflamables como H₂S y HCN, se deberán enviar a quemadores elevado.

5. Alternativas de manejo

Con las cada vez más rigurosas leyes en materia de protección ambiental y el constante interés en maximizar la eficiencia de los procesos, conjunto con la elevación de precios para hidrocarburos y solventes, es conveniente considerar alternativas a los métodos tradicionales de disposición de fluidos como residuos y excesos, ya sean líquidos o gaseosos.

La selección de las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos que se pretendan alcanzar. Generalmente estos se orientan a incrementar el ritmo de producción, reducir los costos, maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos, y a la obtención de productos estables.

Se proponen las siguientes alternativas para el aprovechamiento de productos residuales y así optimizar el proceso y lograr los objetivos planteados:

- Instalación de un sistema de recuperación de gases, para posteriormente considerar:
 - Reprocesamiento de gases para su posterior aprovechamiento.
 - Reincorporación de los gases al proceso.
 - Aprovechamiento de gases residuales para la generación de energía
- La instalación de un sistema de recuperación de líquidos, según sea factible, para recuperar los productos condensables y líquidos, mejorando el rendimiento del proceso.

5.1 Sistema de recuperación de gases.

Cómo resultado de las implicaciones ambientales y económicas de un sistema de quemadores, resulta la aplicación de un sistema de recuperación de gases para capturar y comprimir gases de quema para otros usos. Generalmente el gas

recuperado se trata y se envía al proceso como gas de combustión. Dependiendo de la composición del gas, al recuperarse, se pueden tener otras aplicaciones.

Un sistema de recuperación de gases tiene como finalidad recolectar el fluido desfogado y proporcionarle el tratamiento adecuado. El sistema de recuperación es útil tanto para aprovechar sustancias de alto valor económico o neutralizar sustancias peligrosas y convertirlas en productos de menor riesgo que puedan ser liberados a la atmósfera o enviados a un quemador. Con la aplicación de un sistema de recuperación de gases se reducen: la radiación térmica y el ruido; los costos de operación y mantenimiento; la contaminación del aire y las emisiones peligrosas; el consumo de gas combustible y el uso de vapor para la producción de humo. Al tiempo que se incrementa la estabilidad del proceso y la vida útil de los quemadores, sin tener impacto en la seguridad del sistema de relevo.

Actualmente la recuperación de hidrocarburos gaseosos dentro de un sistema de desfogue ha tenido relevancia en las refinerías del mundo por su valor económico al servir como fuente de energía. Además de reducir las emisiones contaminantes hacia la atmósfera (CO_2 , CO , NO_x , SO_x , etc.).

La figura 5-1 muestra un diagrama de los componentes básicos de un sistema de recuperación de gases.

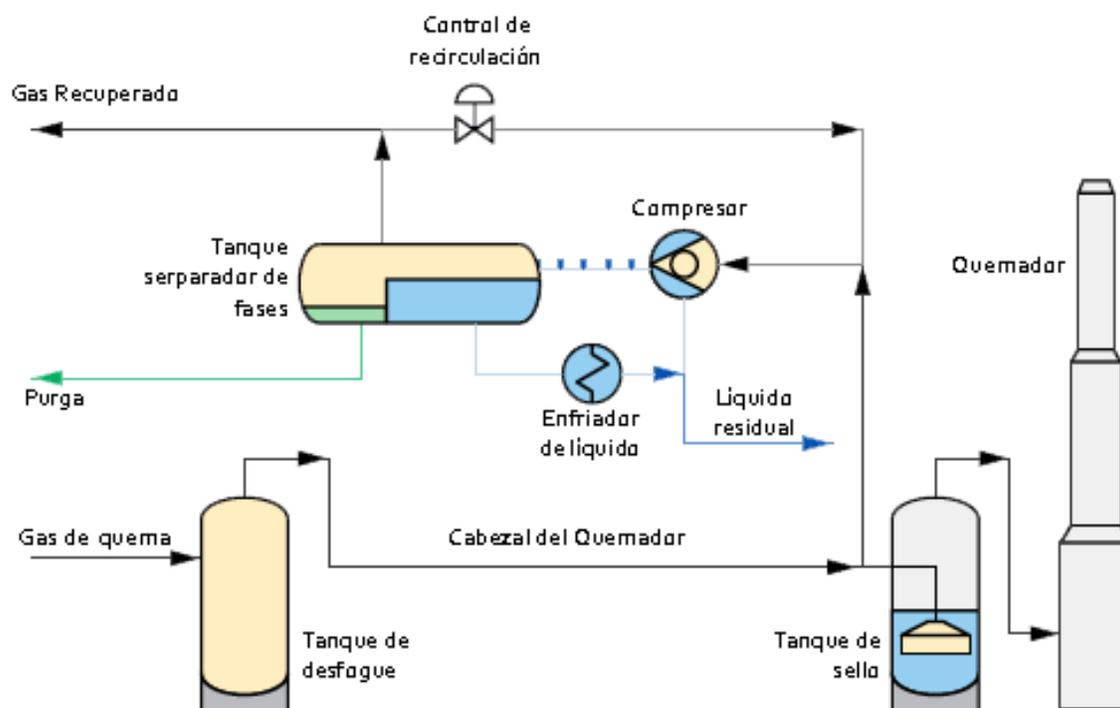


Figura 5-1. Diagrama general del proceso de recuperación de gases.

5.1.1 Descripción del proceso de recuperación.

El sistema de recuperación consiste en la succión del gas que viene del cabezal de desfogue por medio del compresor de líquido provocando una contracorriente del flujo antes de llegar al recipiente de sello de líquido (éste recipiente permite aislar al fluido del oxígeno, aire o cualquier otro elemento que provoque alguna combustión durante el proceso de quemado para evitar riesgos de explosión), una vez que pasa por el compresor se manda a un tanque separador de tres fases donde se realiza la separación de los hidrocarburos gaseosos y líquidos. Para evitar que los fluidos líquidos y gaseosos se encuentren a una temperatura cercana o superior a su punto de auto-ignición se enfrían a través de un cambiador de calor.

El compresor es el equipo más importante dentro del sistema de recuperación, ya que de él depende la cantidad de flujo que se va a mandar a recuperar. En éste capítulo se mencionan criterios para la selección de un sistema de recuperación de gas tomando como parte importante la selección del equipo para estructurar el esquema adecuado en la recuperación. Estos equipos son : compresor, intercambiador de calor, tanque separador, instrumentación, válvulas de seguridad.

5.1.2 Consideraciones de seguridad

- Determinar si el valor del producto recuperado justifica la instalación de un sistema de recuperación de gases.
- Al sistema de recuperación se envían los gases que se puedan enviar directamente a la atmósfera o al quemador.
- 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.
- Los efluentes líquidos de los tratamientos de vapores, deben cumplir con lo establecido en las disposiciones legales de protección ambiental.

5.1.2.1 Trayectoria al quemador

Los sistemas de quemadores se usan tanto para condiciones normales de operación como para casos de emergencia. Las corrientes de emergencia, como las que se dirigen a válvulas de relevo, sistemas de despresurización, etc., mantendrán las vías de flujo al quemador disponibles en todo momento. El diseño de sistemas de recuperación de gases no debe comprometer este trayecto.

5.1.2.2 Contraflujo

Debido a que los sistemas de recuperación de gases involucran compresores con succión directamente del cabezal del quemador, la posibilidad de contraflujo de aire dentro de los compresores a cargas bajas de gas debe considerarse. Normalmente, el oxígeno contenido en el gas debe ser moderado y el suministro adicional debe apagar el compresor si existen condiciones de riesgo.

5.1.2.3 Características del gas de quema

Los gases de quema pueden tener composiciones muy variables que deben ser consideradas durante la especificación del sistema de recuperación. Deben tomarse en cuenta los materiales potencialmente incompatibles con los sistemas de tratamiento a utilizarse para el gas a si como sus destinos. Por ejemplo; Corrientes que contienen gases ácidos típicamente se dirigen directamente al quemador, siendo así un “bypass” al sistema de recuperación. Las corrientes altamente inertes también pueden ser incompatibles con los sistemas de recuperación.

5.1.3 Consideraciones de diseño

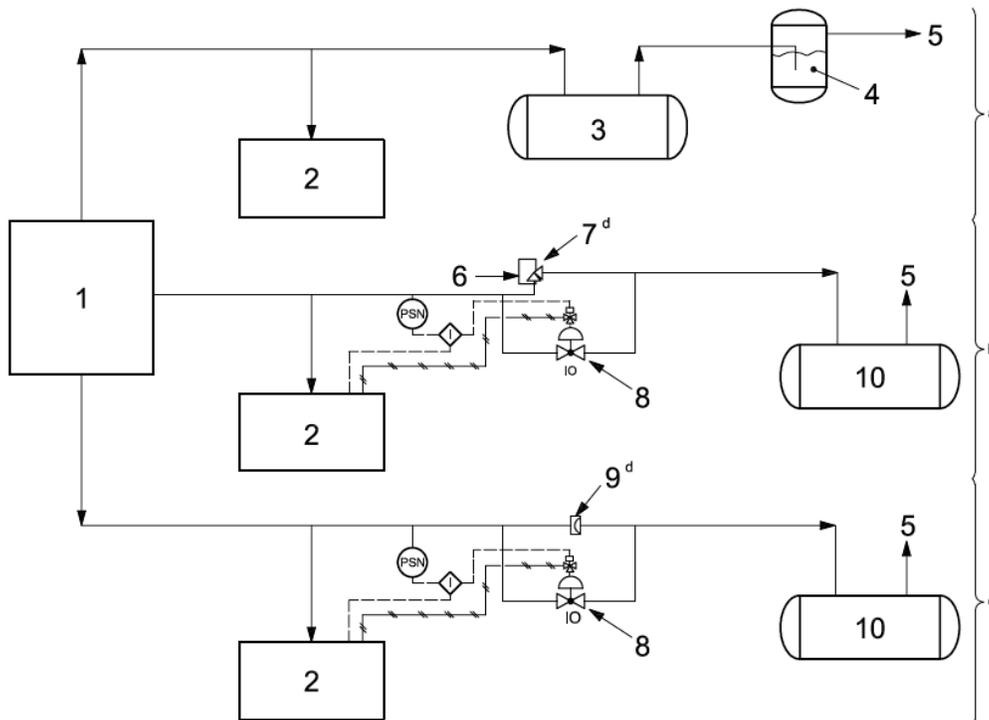
5.1.3.1 Dimensionamiento

En la figura 5-2 se muestra un diseño conceptual de sistema de recuperación de gases. Típicamente, el sistema consiste en uno o más compresores reciprocantes que succionan directamente del cabezal del quemador. El gas comprimido es usualmente dirigido a algún tipo de tratamiento apropiado a la composición del gas, luego al sistema de combustible o de proceso.

Los sistemas de recuperación de gases son raramente diseñados para capacidades de emergencia en el quemador. Por lo general, el análisis económico dicta que la capacidad es proporcionada por el flujo normal a los quemadores, dependiendo del gas que se quema. La capacidad del quemador varía constantemente y el flujo normal representa una capacidad promedio al quemador o en algunos casos una capacidad máxima. Las capacidades y el diseño deben considerarse para operar en un amplio rango de cambios dinámicos de carga.

5.1.3.3 Punto de interconexión

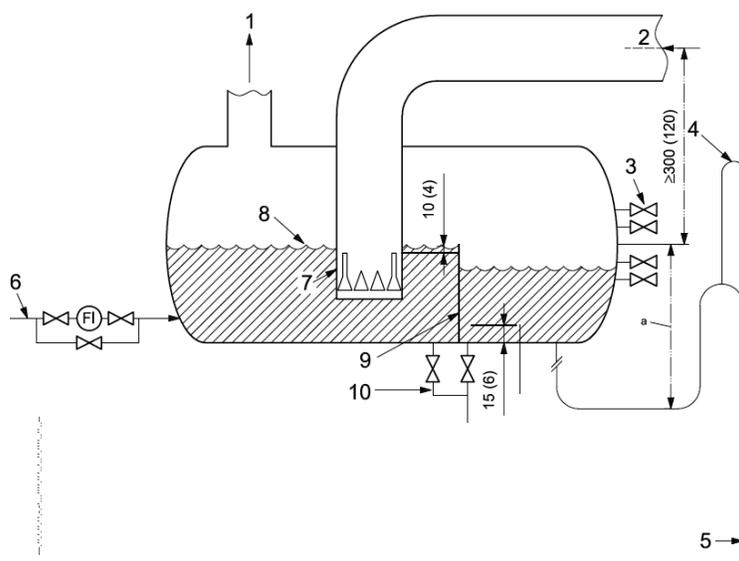
En el diseño de un sistema de recuperación se debe considerar una ruta para descargas de emergencia al quemador por lo que el sistema de recuperación de gases debe diseñarse como una corriente alterna desde el cabezal de quemado. El flujo principal hacia el quemador no debe ser a través de ningún compresor o tubería de succión. El punto de interconexión de la línea de proceso al sistema de recuperación deberá salir de la parte superior de la línea del quemador para minimizar la posibilidad de entrada de líquido. Un diseño para asegurar una presión positiva preservando un camino confiable al quemador en el sistema de recuperación de gas se muestra en la figura 5-3.



- | | | | |
|---|---|---|-------------------------------|
| 1 | Proveniente de proceso / Tanques de desfogue | 9 | Disco de ruptura |
| 2 | Sistema de recuperación de gas | a | Preferentemente sello de agua |
| 3 | Tanque de sello para el quemador | b | Sistema alternativo 1 |
| 4 | Tanque de sello | c | Sistema alternativo 2 |
| 5 | Al quemador | d | Ver... |
| 6 | Purga de gas combustible | | |
| 7 | Válvula de relevo operada por piloto | | |
| 8 | Válvula de seguridad (abre en caso de sobrepresión o falla del compresor) | | |

Figura 5-3. Sistema de recuperación de gases con presión interna

El método preferido para prevenir el ingreso de aire al quemador es la instalación de un tanque de sello líquido entre el tanque de desfogue y el quemador. El sello mantiene relativamente constante y baja la contrapresión en el cabezal del quemador y ofrece un reducido pero adecuado rango de control del sistema de recuperación. El sello líquido debe diseñarse para funcionar a la misma presión que el sistema de recuperación. A mayores tasas de emisión, el gas de relevo fluye a través del sello y por fuera del quemador. El diseño se hará para lograr mantener el nivel del sello, prevenir el arrastre del líquido hacia el tope del quemador y prevenir el congelamiento del sello. La figura 5-4 muestra un diseño cotidiano de un tanque de sello.



- | | | | |
|---|-------------------------------|----|---------------------|
| 1 | Al quemador | 6 | Suministro de agua |
| 2 | Del cabezal de desfogue | 7 | Vertedero sumergido |
| 3 | Válvula para toma de muestras | 8 | Nivel de líquido |
| 4 | Venteo | 9 | Deflector |
| 5 | Al drenaje | 10 | Drene |

a El sello de drenaje será diseñado para soportar al menos 175% de la presión de operación del tanque

Dimensiones: cm (in)

Figura 5-4. Diseño común de un tanque de sello líquido horizontal

Si el proceso requiere rangos de operación mayores a los que soportan los sellos líquidos, un método alternativo para el sistema es usar una válvula de control modulante (*“non-open” valve*) para regular la presión de succión del sistema de recuperación de gas. Una trayectoria positiva al quemador se logra mediante la instalación de una válvula de relevo de presión operada por piloto a baja presión y de alta capacidad cerca de la válvula de control. La línea de detección para la válvula operada por piloto deberá estar provista de una purga de gas y una válvula antirretorno.

Las dimensiones de las válvulas de control y de relevo de presión pueden ser excesivas por lo que el cabezal del quemador también deberá analizarse para verificar que la contrapresión impuesta por el dispositivo de alivio de presión (suponiendo que la válvula de control está cerrada) en carga completa del cabezal no induce contrapresiones inaceptables en los dispositivos de liberación de los cabezales de las unidades de proceso.

Una alternativa al uso de una válvula de relevo de presión es la instalación de dispositivos de un solo uso tales como discos de ruptura o dispositivos similares. Estas instalaciones también deberán ser cuidadosamente revisadas para asegurar que los dispositivos actuarán cuando sean requeridos, a la menor presión posible, y que no se producirá una contrapresión inaceptable.

En caso de requerir una válvula de control en la línea del quemador para regular la presión de succión del sistema de recuperación, esta válvula deberá ser de un diseño modulante (*“non-open”*) y deberá ser ajustada para mantenerse completamente abierta durante una presión en el cabezal por encima de lo normal, alto contenido de oxígeno o cuando los compresores sean descargados o se encuentren apagados.

5.1.3.4 Protección a la contrapresión

Se deben tomar medidas para evitar el reflujó de aire del quemador dentro del sistema de recuperación de gases. Todos los compresores deben estar equipados con controles de apagado de alta precisión a baja presión de succión. También se

debe tener en cuenta la instalación de instrumentación adicional en la sección del cabezal entre el quemador y la succión del compresor para detectar el flujo inverso y apagar automáticamente el sistema de recuperación.

5.1.3.5 Control del sistema de recuperación

Los sistemas de recuperación operan en amplios intervalos, por lo general dentro de intervalos muy estrechos de presión de succión. Un sistema típico puede operar por encima de un rango de presión de entre 0.5 kPa a 1.2 kPa (2 inH₂O a 5 inH₂O) y 2.5 kPa a 3 kPa (10 inH₂O a 12 inH₂O). Los compresores del sistema de recuperación se equipan con varias etapas de descarga y una válvula de recirculación. La presión de succión se mantiene gracias al control de presión de una válvula de reciclaje, con la carga adicional y descarga de los compresores cuando límites de la abertura de la válvula o cierre o la presión de aspiración se ha llegado. Por lo general, los controles están configurados para cargar y descargar de forma secuencial los compresores. La presión de succión es mantenida por una válvula de recirculación, con carga adicional y descarga de los compresores cuando los límites de abertura o cierre de la válvula o la presión de succión se ha alcanzado. Por lo general, los controles se configuran para cargar y descargar de forma secuencial los compresores.

La probabilidad de encontrar cantidades significativas de líquido en sistemas de quemadores suele ser bastante alta. Los tanques de desfogue para los compresores deberán ser provistos con apagado automático en altos niveles de tambor por succión. Otros sistemas de protección mecánica para los compresores también pueden ser necesarios. Estos sistemas pueden apagar o simplemente descargar los compresores.



Figura 5-5. Sistema de recuperación de gas en la refinería de Arkansas E.U.A.

5.1.4 Aprovechamiento del gas recuperado

La reducción en el consumo de gas combustible o el aumento de la producción de las instalaciones petroquímicas son beneficios que se logran mediante un sistema de recuperación de gases aprovechando el gas recuperado como combustible dentro de la planta con lo cual se disminuyen los costos energéticos, o en algunos casos, los gases pueden ser utilizados como materia prima para algún proceso. En el caso de complejos con alta producción de gases, el producto recuperado puede usarse como combustible para un motor o turbina generadora de electricidad. La producción de electricidad a partir del gas recuperado puede impactar positivamente, disminuyendo los costos que representa la adquisición de electricidad.

5.1.4.1 Reincorporación

Para aprovechar las corrientes de relevo o residuales de los procesos, se pueden disponer en el mismo sistema o en otro de menor presión como una alternativa

segura y económica con la condición de que el sistema de recepción esté diseñado con la capacidad adecuada para manejar la carga adicional.

Los líquidos no volátiles pueden ser conducidos por medio de tuberías al sistema de disposición, condicionado a que se tenga la capacidad suficiente para ello, exista un sello adecuado y se cuente con los venteos apropiados. Se debe tener precaución para evitar la descarga de líquidos volátiles, tóxicos o calientes en el sistema de disposición.

Las características de la unidad de proceso seleccionada determinan si un sistema de proceso de baja presión puede recibir de forma segura corrientes de desfogue de un sistema de presión más alta. Esto generalmente es posible con relevos de líquidos (por ejemplo, líquido relevado de la descarga de una bomba siendo dispuesto del lado de la succión). La selección del tipo de válvula a utilizarse (es decir, balanceada o convencional) depende de la contrapresión (constante, variable o combinada) del sistema de presión inferior.

5.1.4.2 Reproceso

El gas resultante de un sistema de recuperación puede funcionar en otras etapas o procesos dentro de las instalaciones petroquímicas. Un ejemplo es el gas natural que extrae del mismo lugar en el que hay petróleo y en muchas ocasiones se envía a quema.

El gas natural puede usarse en la producción eléctrica en el uso de ciclos de turbina de gas o para la generación industrial de vapor en que se usa gas natural debido a que se puede distribuir fácilmente, se requiere poco espacio para caldera y es relativamente simple diseñar o reconfigurar la planta. El gas natural es el combustible más adecuado para la generación de vapor porque puede conducirse a través de tuberías directamente a la caldera, lo que elimina la necesidad de almacenamiento.

El gas natural está libre de cenizas y otros residuos que se puedan mezclar con el aire, lo que permite una combustión completa sin humo. Además, al aprovechar el

gas recuperado de la extracción de petróleo, se pueden disminuir los costos cuando la demanda es alta o el suministro necesariamente es constante debido a que se eliminan líneas de abastecimiento de otros tipos de combustible.

Un análisis de gases consiste en determinar los compuestos químicos de los que están formados en porcentaje por volumen o peso. Los combustibles están compuestos de varias combinaciones de hidrógeno y carbono conocidos como hidrocarburos. Hay también varios gases inertes como el dióxido del carbono y el nitrógeno. El análisis químico de un gas es útil para determinar el aire requerido para la combustión y calcular los productos de la combustión, el poder calorífico, el tipo de quemadores que se necesitan y los usos que se le pueden dar.

El gas es un combustible conveniente para las calderas ya que es fácil de controlar y no requiere equipos especiales para remover cenizas del horno.

5.1.4.3 Gas combustible para generación de energía

Una alternativa sobresaliente desde el punto de vista económico y de producción, es el aprovechamiento de gases de quema para la generación de energía eléctrica, siempre y cuando la cantidad y frecuencia del flujo de gases permita que la electricidad generada sea sustentable. Cuando el gas que normalmente es quemado se recupera para ser utilizado como combustible deberán considerarse los casos en que:

- a) El flujo de gases sea menor o igual a la capacidad del sistema de recuperación, en este caso la totalidad el gas se recupera y se dirige al cabezal de combustible. Durante estos períodos, habrá poco o nada de fuego visible en el quemador.
- b) Cuando el flujo de gases es mayor que la capacidad del sistema de recuperación, el gas en exceso fluirá a través del tanque de sello hacia la boquilla del quemador donde se quema. Por esta razón se debe disponer tanto del sistema de recuperación como del sistema de quemado en todo momento.

En particular, los gases residuales de proceso se pueden usar a modo de combustóleo, el cual es un producto de los residuos de la refinación, y es ampliamente usado en centrales termoeléctricas que usan hidrocarburos para su funcionamiento.

La calidad del gas a utilizarse para la generación de electricidad depende de dos factores: la naturaleza del crudo y el proceso de refinación del cual proviene. Así, durante la operación de destilación, la composición química no se altera y la calidad del combustóleo o aceite residual es principalmente determinada por la calidad del petróleo crudo y su viabilidad de aplicación puede ser expresada por medio de diversos factores (densidad, peso molecular medio, relación carbono/hidrógeno, contenido de metales, entre otros).

La figura 5-6 muestra el esquema de proceso para la generación de energía eléctrica a partir de la combustión de gases (generación termoeléctrica).

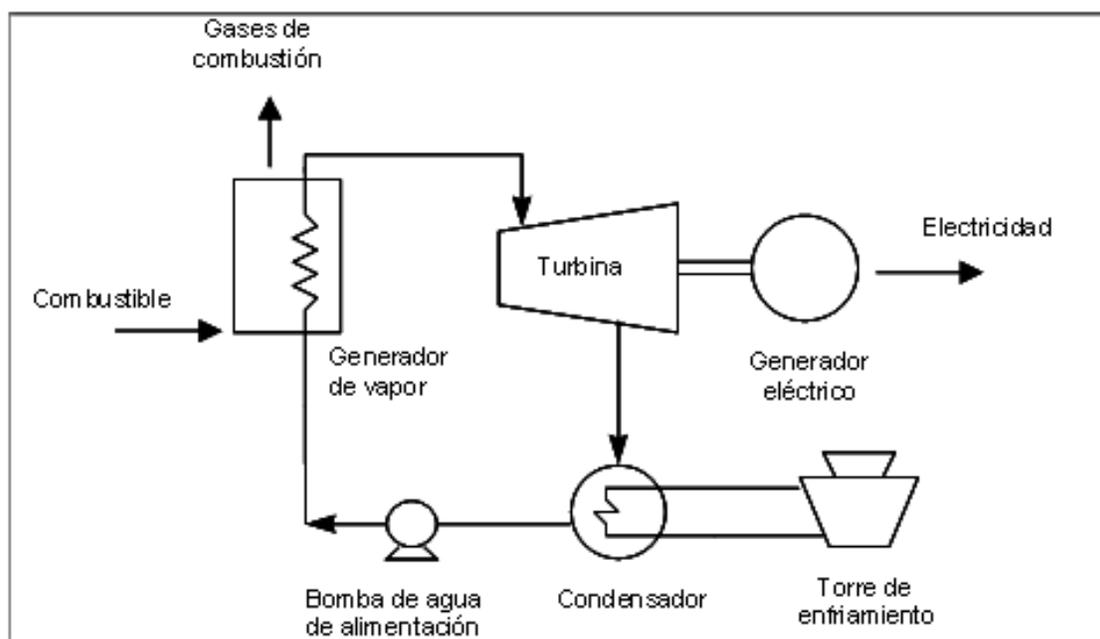


Figura 5-6. Proceso general para la generación de electricidad a partir de gases combustibles.

5.2 Sistema de recuperación de líquidos

Con el interés creciente en incrementar la eficiencia de producción, reducir los costos por procesamiento de hidrocarburos y maximizar su recuperación tanto en estado gaseoso como líquido; es necesario el desarrollo de alternativas para el aprovechamiento de productos o subproductos líquidos en procesos de hidrocarburos mejorando la obtención de productos estabilizados.

Los hidrocarburos pueden estar presentes en una o dos fases (líquida y/o gaseosa) bajo condiciones de proceso, dependiendo de su naturaleza. Cuando se trabaja con corrientes de una sola fase y se le somete a cambios de presión y temperatura, el fluido puede sufrir cambios de estado, con ello se genera la liberación de gas a partir de corrientes líquidas y viceversa, por lo cual se requiere separar estas dos fases para optimizar el proceso y tratarlas individualmente. La separación de fases es una operación fundamental en los procesos de producción de aceite y gas por lo que es necesario tomar en cuenta los cambios de estado al momento de conducir el o los productos al sistema de desfogue, quemadores y sistemas de recuperación.

Debido a que los hidrocarburos de mayor valor comercial son líquidos, frecuentemente la eficiencia del sistema de separación de fases se relaciona con la cantidad de hidrocarburos licuables que contiene la fase gaseosa a la salida de los separadores. Para reducir al mínimo esta cantidad de líquidos normalmente se realiza el proceso de separación por etapas; es decir que el líquido desalojado del primer separador pase por otros que operen a presiones reducidas secuencialmente, hasta llegar al tanque de almacenamiento, donde en forma natural se efectúa la última etapa de separación, a temperatura y presión ambientes. En esta forma también se obtiene un mayor grado de estabilización del aceite y gas separado.

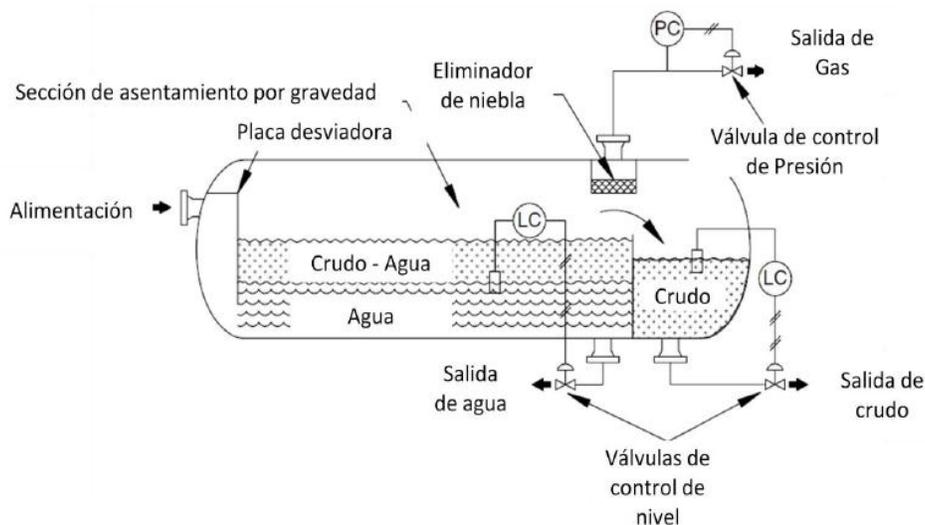


Figura 5-7. Tanque Separador horizontal

La elección de un sistema de recuperación de líquidos se realiza mediante el estudio de factibilidad económica, de la configuración de la planta y de acuerdo a los datos y capacidades del sistema de relevo.

5.2.1 Consideraciones para la recuperación

5.2.1.1 Líquidos a temperatura ambiente

Los líquidos no volátiles a temperatura ambiente se descargan en un cabezal de relevo separado y que descargue en una fosa de donde serán recuperados los líquidos. Alternativamente se pueden descargar directamente en el sistema de disposición cerrado, siempre y cuando las propiedades del líquido lo permitan. El líquido se toma en el tanque de desfogue antes del quemador.

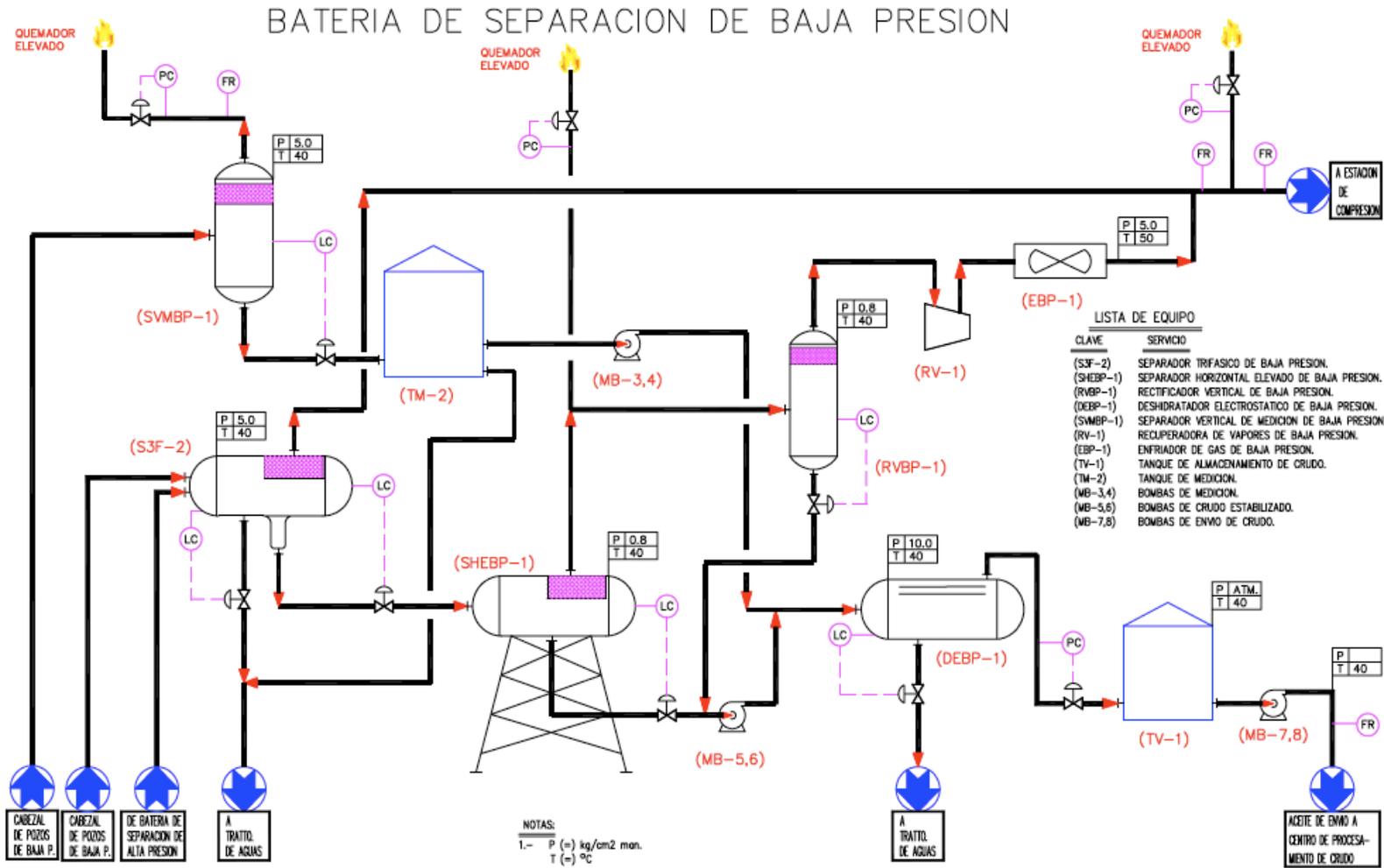


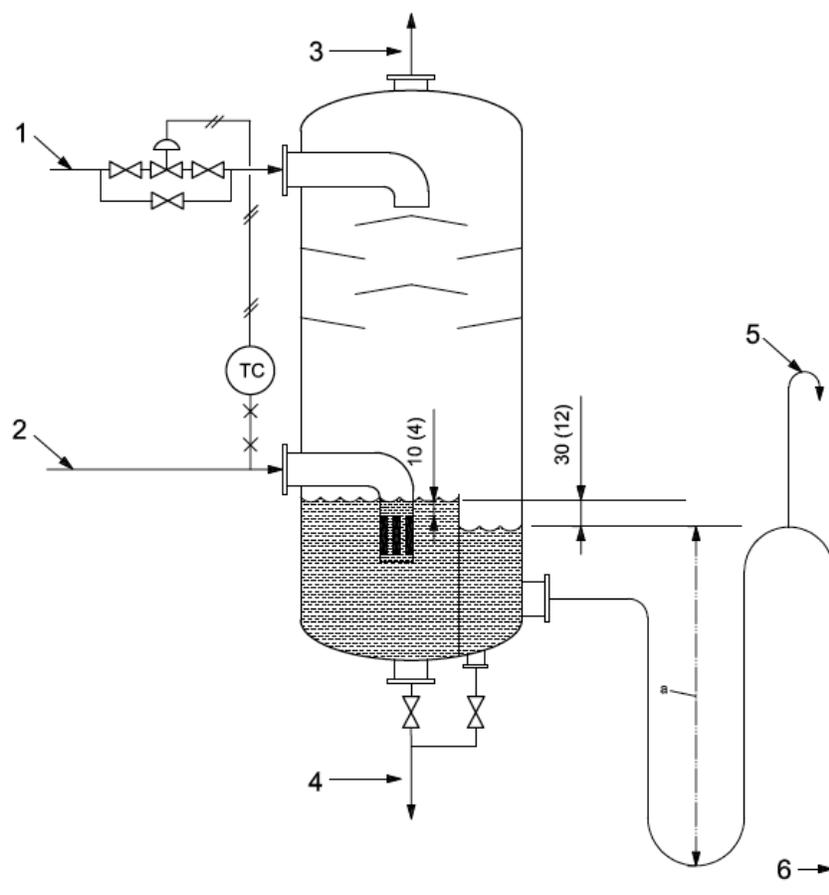
Figura 5-8. Ejemplo de una batería de separación líquido-gas a baja presión

5.2.1.2 Líquidos calientes

Los líquidos calientes y vapores pueden ser enfriados y condensados por alguno de los siguientes métodos:

1. *Dispositivos de relevo de presión que descarguen hidrocarburos calientes condensables o líquidos serán enviados por tubería en un cabezal por separado que termine en un tanque de enfriamiento.* Un tanque de enfriamiento es un recipiente equipado para rociar un líquido de enfriamiento a través de los gases calientes descargados a medida que pasan a velocidad reducida a través del tanque. El fluido de enfriamiento puede ser agua, aceite, u otro líquido apropiado. El líquido de enfriamiento rápido se acumula en la parte inferior del tanque para su posterior remoción. El enfriamiento brusco en el tanque reduce la temperatura de la corriente de relevo y permite el uso de materiales más económicos. El enfriamiento también condensa algunos de los componentes menos volátiles y puede reducir o evitar la liberación de vapores condensables calientes a la atmósfera. Un tipo de tanque de enfriamiento es un recipiente vertical con deflectores en su interior y está conectado por medio de una transición cónica a un venteo atmosférico o a un quemador. El material condensable se introduce en el tanque por debajo de los deflectores, se introduce agua en el tanque por encima de los deflectores a velocidad dependiente de la temperatura y la cantidad de condensable que se alimenta. El agua se derrama sobre los deflectores y condensa el vapor, arrastra al líquido y lo enfría en el fondo del tanque. El vapor no condensado o residual pasa a través del venteo o se dirige a un sistema de quemadores. (Ver figura 5-6)
2. *Uso de un sistema de descarga sumergida,* el cual es un sistema de relevo que termina en ramales paralelas sumergidas en un sumidero lleno de agua. Se cortan agujeros en la parte inferior de los ramales a lo largo de su longitud, repartiendo el flujo descendente para el efluente descargado y así obtener una máxima agitación, enfriamiento y condensación. Es importante mantener un nivel de líquido en el sumidero, mientras que el sistema de

purga está siendo utilizado. La descarga se drena de este sumidero en un separador, donde los vapores de aceite y condensados se retiran del agua. El sistema de descarga sumergida no es ampliamente utilizado en el diseño actual. Se debe tener cuidado en su uso y ubicación cuando los gases no condensables que pueden escapar a la atmósfera están presentes. El enfriamiento del líquido caliente y la condensación de vapor por descarga sumergida en un cuerpo de líquido frío puede tener una utilidad limitada cuando se considera como método de disposición de residuos para un sistema de menor presión en la misma unidad de proceso. Ocasionalmente, el vapor se mezcla con el efluente en cantidades suficientemente grandes para hacer la descarga no combustible. En este tipo de diseño, el sistema de alivio de presión en una unidad que se encarga de hidrocarburos pesados generalmente tiene un doble propósito: como un sistema de disposición para los dispositivos de alivio de presión y como un sistema de expulsión o purga para los hornos y tanques.



- | | | | |
|---|--|---|--------------------------------------|
| 1 | Agua de enfriamiento | 4 | Drene |
| 2 | Hidrocarburo | 5 | Venteo |
| 3 | Venteo a la atmósfera o un cabezal de quemador | 6 | Agua y condensados hacia el sumidero |

a El sello de drenaje será diseñado para soportar al menos 175% de la presión de operación del tanque

Dimensiones: cm (in)

Figura 5-9. Esquema de un tanque de enfriamiento.

3. *Uso de intercambiadores de calor de coraza y tubo o enfriadores de serpentín.* Estos equipos tiene la ventaja de separar material enfriado o condensado instantáneamente, además el enfriador de serpentín (enfriador de emergencia) reduce el calor de la corriente líquida considerablemente, lo cual es útil cuando por situaciones de emergencia no se cuenta con agua de enfriamiento.

5.2.1.3 Líquidos fríos

Los fluidos de baja temperatura requieren consideraciones similares a las expuestas para las corrientes calientes, particularmente si el líquido es de bajo punto de ebullición. Se producirá auto enfriamiento cuando el líquido se hierve a presión reducida. Si la temperatura de equilibrio es muy baja, se deberán diseñar tuberías y recipientes con materiales específicos para bajas temperaturas para eliminar el riesgo de ruptura de los equipos. En tales circunstancias, se debe considerar tanto una completa separación de baja temperatura del sistema o el aislamiento de la corriente hasta que alcanza un tanque de desfogue donde el líquido puede desenganchar. Los vapores ventilados fuera del tambor a menudo puede ser combinado con seguridad con otros sistemas de eliminación si, en ausencia de líquido, la recogida de calor (del sistema de tubería) de la atmósfera circundante evitará temperaturas caiga a un nivel peligrosamente bajo.

5.2.1.4 Líquidos peligrosos

La eliminación segura de sustancias con propiedades tóxicas, ácidas, alcalinas, o corrosivas puede requerir neutralización química, absorción o reacción en un sistema especial de eliminación. La dilución con aire o agua puede ser una opción viable en algunos casos.

5.2.1.5 Consideraciones especiales

En la selección de un sistema de evacuación para los líquidos y vapores condensables, la producción de muy viscoso o sólido materiales merece consideración. El diseño de un sistema de eliminación de tales materiales puede requerir calor rastreo de válvulas y líneas de descarga. La formación de gomas, polímeros, coque, o hielo que podrían impedir el funcionamiento seguro del sistema de descarga también se debe considerar en el diseño. Otro de los aspectos a considerar es la solubilidad o miscibilidad del material con agua y la posibilidad de formación de emulsiones.

6. CONCLUSIONES

Al evaluar los lineamientos actuales que regulan la construcción de sistemas de desfogue, destaca la exigua información de referencias nacionales, ya que la NOM-093-SCFI-1994 es notablemente anticuada y desactualizada, además de que es pobre en su contenido. Siendo el único parámetro aceptable la Norma NRF-031-PEMEX-2011 y las normas del API. Estas últimas son referentes internacionales que si bien ofrecen información magistral, representan un inconveniente en la difusión de la información debido a la variación de conceptos propios de la traslación de un idioma a otro.

Al establecer los conceptos y consideraciones para realizar un correcto diseño de sistemas de desfogue de interés para el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), fue necesario elaborar un compilado de la normatividad nacional e internacional vigente y aplicable como apoyo para el dimensionamiento y selección de dispositivos.

En materia de alternativas de manejo cabe destacar la inexistencia de instalaciones de recuperación de gases en México, sólo es de mencionar el caso del sistema de recuperación de gases en una refinería del sistema PEMEX Refinación, que se encuentra en proceso de instalación al momento de redactar este trabajo.

En países con mayor desarrollo petrolero existen ya varios exponentes que ofrecen una alternativa a la quema de gases de hidrocarburos como el caso de UOP Callidus, John Zink y Gardner Denver Nash en Estados Unidos de América y la inglesa Hamworthy. Como resultado del avance en esta materia, la normatividad Estadounidense ya incluye un apartado referente a sistemas de recuperación de gases en el API Standard 521-2007 y aún no se cuenta con información ni lineamientos nacionales al respecto.

En México, aún falta inversión de recursos humanos, de ingeniería y económicos para lograr el avance que permita contar con sistemas de recuperación que impulsen alternativas importantes hacia la mejora del ambiente y la eficiencia de los procesos petroquímicos. Existe la capacidad de generar propuestas y la información en torno a sistemas de desfogue, además, con los recientes hallazgos de reservas petroleras es primordial atender la mejora de las instalaciones de proceso para lograr la competitividad adecuada para un país esencialmente petrolero como lo es México.

Este trabajo es de utilidad como material de consulta para profesionales que requieran diseñar y/o verificar sistemas de desfogue para instalaciones petroleras así como para estudiantes de ingeniería que deseen conocer el procedimiento y lineamientos para sistemas de desfogue como apoyo en asignaturas como Diseño de equipo, Ingeniería de Fluidos, Ingeniería de calor, etc.

7. BIBLIOGRAFÍA

- ❖ AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS (AIChE). *Guidelines for Engineering Design for Process Safety*. 1993, American Institute of Chemical Engineers, New York, New York
- ❖ LUDWIG, Ernest E. *Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants*. 3rd ed. Volume I. 1999, Butterworth-Heinemann, USA.
- ❖ MANNING, Francis S; Et. Al. *Oilfield Processing*, Volume II: Crude Oil. Pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma.
- ❖ API Recommended Practice 520, *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries (Part I)*. 7th ed, January 2000.
- ❖ API Recommended Practice 520, *Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries (Part II)*. 5th ed, August 2003.
- ❖ ANSI/API Standard 521, *Pressure-relieving and Depressuring Systems*. 5th ed, January 2007.
- ❖ API Standard 526, *Flanged Steel Pressure Relief Valves*. 5th ed, June 2002.
- ❖ API Standard 527, *Seat Tightness of Pressure Relief Valves*. 3rd ed, July 1991.
- ❖ API Standard 537, *Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service*. 1st ed, September 2003.

- ❖ MUÑOZ Barret, Jorge; et.al. *La Industria Petrolera ante la Regulación Jurídico-Ecológica en México*. 1992, Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM / PEMEX, México DF.
 - ❖ Norma NRF-031-PEMEX-2011, *Sistemas de Desfogue y Quemadores en Instalaciones de PEMEX*. Abril 2011.
 - ❖ Norma Oficial Mexicana NOM-093-SCFI-1994, *Válvulas de relevo de presión (Seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce*. Diciembre 1995.
 - ❖ <http://www.johnzink.com/wp-content/uploads/NPRA-2010-Environmental-Conference-Paper.pdf>
 - ❖ http://www.johnzink.com/wp-content/uploads/fgr_min_flaring_hp.pdf
 - ❖ http://www.johnzink.com/wp-content/uploads/flare_hydro_proc_june_2007.pdf
 - ❖ <http://www.johnzink.com/wp-content/uploads/Flare-Gas-Recovery-Helpful-Information.pdf>
 - ❖ <http://www.johnzink.com/wp-content/uploads/FGR-1sheet-display.pdf>
-