



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN UNA ESTACIÓN DE  
COMPRESIÓN DE GAS NATURAL

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA QUÍMICA

PRESENTA

RUBÍ RAMÍREZ ARZOLA



CDMX

2020



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:** Profesor: JOSE ANTONIO ORTIZ RAMIREZ  
**VOCAL:** Profesor: RAMON EDGAR DOMINGUEZ BETANCOURT  
**SECRETARIO:** Profesor: ALMA DELIA ROJAS RODRIGUEZ  
**1er. SUPLENTE:** Profesor: DANIEL BOBADILLA OCAMPO  
**2° SUPLENTE:** Profesor: ELISA ELVIRA GUINEA CORRES

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:** FACULTAD DE QUÍMICA, CIRCUITO EXTERIOR S/N, COYOACÁN, CD. UNIVERSITARIA, 04510 CIUDAD DE MÉXICO, CDMX.

**ASESOR DEL TEMA:**

---

Ramón Edgar Domínguez Betancourt

**SUSTENTANTE:**

---

Rubí Ramírez Arzola

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>OBJETIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>1 GAS NATURAL .....</b>	<b>5</b>
1.1 Características .....	6
<b>2 ESTACIÓN DE COMPRESIÓN .....</b>	<b>13</b>
2.1 Sistema de medición de calidad.....	16
2.2 Trampa de envío y recibo.....	16
2.3 Filtros separadores .....	17
2.4 Líneas de venteo.....	19
2.5 Turbocompresor .....	22
2.6 Aeroenfriadores .....	27
2.7 Estación de medición regulación y control (EMRyC).....	29
<b>3 LOS RIESGOS DE SEGURIDAD DE LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN.....</b>	<b>32</b>
<b>4 LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD DE LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN.....</b>	<b>45</b>
4.1 Sistema de control distribuido (SCD). .....	46
4.2 Sistema de paro por emergencia (SPE).....	48
4.3 Sistema de gas y fuego (F&G) .....	51
4.3.1 Dispositivos de iniciación .....	53
4.3.2 Dispositivos de notificación.....	64
<b>5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA LOS TURBOCOMPRESORES.....</b>	<b>71</b>
5.1 Sistemas de aspersion .....	72
<b>6 SISTEMAS CONTRA INCENDIO EN CUARTO DE CONTROL .....</b>	<b>85</b>
<b>7 SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD (SIS).....</b>	<b>106</b>
7.1 Ciclo de vida de seguridad .....	119
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>123</b>
<b>LISTA DE ACRÓNIMOS.....</b>	<b>124</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>126</b>
<b>FIGURAS .....</b>	<b>128</b>
<b>TABLAS.....</b>	<b>130</b>

# INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis realiza un análisis de los sistemas de seguridad entre los cuales considera protección activa, como lo son Sistemas Contra incendio y Sistema de Detección de Gas & Fuego en una estación de compresión con servicio de transporte de gas natural (STGN) por medio de un gasoducto.

En primer lugar, se cuestionó ¿Qué es un sistema de seguridad? Por consiguiente, concuerdo en que es un sistema diseñado para responder y prever las condiciones de proceso fuera de los límites de operación que pueden ser por sí mismas riesgosas o, si no se tomasen medidas, podrían llevar eventualmente a aumentar el riesgo, siendo los sistemas de seguridad una salida adecuada para poder mitigar estas consecuencias o reduciendo los riesgos de accidentes y un mejor desempeño en los procesos industriales.

Es lógico pensar que a partir de los eventos importantes como los accidentes ocurridos los últimos años de explosiones de gas, la ciudadanía debe adquirir una nueva perspectiva del cuidado con el que deben manejarse productos que, si bien son indispensables para la vida moderna, pueden representar un peligro potencial para las personas, instalaciones y medio ambiente cuando no se respetan las normas de seguridad y las reglas básicas para su proceso, almacenamiento y distribución.

Se decidió realizar una evaluación en seguridad de una estación de compresión, puesto que existen estadísticas altas de accidentes en instalaciones de estaciones de compresión, enfatizando que la seguridad es el soporte de cualquier proceso. Las estaciones de compresión están expuestas a diferentes peligros y puede fallar por varias razones, desde un mal diseño, errores del operador (fallas humanas) o simplemente por causas externas, de manera que se analizó los diferentes sistemas de seguridad a fin de evitar estos peligros, logrando ser detectados y/o mitigados.

Principalmente se desarrolló el Sistema de Detección de Gas y Fuego (SDG&F) en conjunto con el Sistema Contra Incendio, los cuales tienen como objetivo, proporcionar acciones oportunas y eficaces en la detección, notificación, control y mitigación de las

condiciones y eventos de riesgo que pudieran presentarse en el desarrollo de las operaciones de la estación de compresión, protegiendo primordialmente al personal e instalaciones.

Desde esta perspectiva la detección, notificación y control se trabajó con Dispositivos de Iniciación (Detectores de Fuego y Detectores de Mezcla Explosiva), Dispositivos de Notificación (Generador de tonos, Alarmas Audibles y Visibles) los cuales están diseñados para detectar, alarmar y/o controlar eventos tales como fugas, fuego o explosión, evitando que dichos eventos escalen o se conviertan en catástrofes que traigan como consecuencia pérdidas humanas, económicas y daños a las instalaciones de dicha estación de compresión.

Adicional a estos sistemas se estudió la mitigación de fuego para la protección del cuarto de control, seleccionando el sistema de supresión de incendio más adecuado, el cual no refleje algún daño a las instalaciones y/o personal del cuarto de control.

El trabajo de investigación estará basado en códigos y normativas, así como criterios nacionales e internacionales, con fin de establecer los requerimientos mínimos necesarios que deben de cumplir los sistemas de seguridad en una estación de compresión.

## **OBJETIVO**

Establecer los sistemas de seguridad en una estación de compresión, a fin de disminuir o mitigar los riesgos provenientes de fugas, incendios o explosiones.

**1**

**GAS NATURAL**

## 1.1 Características

El gas natural es un combustible fósil compuesto mayoritariamente por metano (CH<sub>4</sub>)<sup>1</sup>, en una proporción del 80% al 95%. Como componentes secundarios etano, propano, butanos, pentanos y otros hidrocarburos, como componentes inertes nitrógeno y bióxido de carbono y otros componentes como argón, helio, oxígeno y otros compuestos de azufre que únicamente podrán estar presentes en bajas concentraciones, como se puede apreciar en la *Tabla 1*. (NOM-001-SECRE-2010, 2010)

Proviene de yacimientos de gas o de petróleo y gas, de ahí su condición o clasificación por origen como gas asociado<sup>2</sup> o gas no asociado/libre<sup>3</sup>, según se encuentre o no junto al petróleo. La composición del gas natural depende del yacimiento de donde es extraído. El gas fluye por las tuberías del pozo hacia la superficie, siendo necesario en algunas ocasiones inyectar agua o algún otro líquido apropiado cuando no existe la suficiente fuerza como para que el gas fluya por sí solo, esto dependerá del tipo de yacimiento. (Caruso, 2003).

**Tabla 1.** Composición de gas natural. (UNAM, Gas Natural, 2019)

Composición de Gas Natural			
Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH <sub>4</sub>	95 - 98 %	60 - 80 %
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1 - 3 %	10 - 20 %
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.5 - 1 %	5 - 12 %
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.2 - 0.5 %	2 - 5 %
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.2 - 0.5 %	1 - 3 %
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0 - 8 %	0 - 8 %
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0 - 5 %	0 - 5 %
Ácido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	0 - 5 %	0 - 5 %
Otros	Ar, He, Ne, Xe	Trazas	Trazas

<sup>1</sup> El metano es el hidrocarburo más simple, su molécula está formada por un átomo de carbono (C), al que se encuentran unidos cuatro átomos de hidrógeno (H). A condiciones normales de temperatura y presión es un gas y se halla presente en la atmósfera.

<sup>2</sup> Gas asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.

<sup>3</sup> Gas no asociado o libre: Es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.



La obtención de gas natural se obtiene de dos formas, de yacimientos convencionales o no convencionales, la diferencia radica en la estructura geológica de los yacimientos y la manera en que se realiza la extracción.

Para la extracción del gas natural de yacimientos convencionales son utilizadas tecnologías tradicionales de perforaciones verticales, debido a que el gas se encuentra en rocas de alta permeabilidad y en alta presión, por lo que durante la perforación sale por sí mismo a la superficie de la tierra, siendo una extracción fácil y barata. La mayor parte del gas producido actualmente en el mundo proviene de yacimientos convencionales.

Para la extracción de gas natural de yacimientos no convencionales, se encuentra la de Gas de esquisto (shale gas), también conocido como gas de pizarra o lutita, que se encuentra atrapado bajo la superficie a profundidades de mil a cinco mil metros, en sedimentos de roca abundantes en esquisto y otros materiales orgánicos, estas rocas se caracterizan por su baja permeabilidad, es por eso que requiere métodos de extracción más complicados y técnicamente más avanzados. Su composición se parece a la del gas natural proveniente de yacimientos convencionales. La extracción de gas esquisto (shale gas) es mediante la técnica de fracturación hidráulica (Fracking), la cual consiste en generar grietas en el subsuelo a grandes profundidades, en donde el gas se encuentra atrapado, logrando la fracturación de la roca madre (pizarras y esquistos) para liberar el gas, dichas fracturas se realizan mediante explosivos o bien mediante la inyección a alta presión de medios líquidos hidráulicos, utilizando principalmente agua con arena y una serie de aditivos químicos. (Corporación Mexicana de Investigación de Materiales, S.A. de C.V, 2013)

Para que pueda comercializarse el gas natural debe contener como mínimo un 75% de metano y presentar menos del 5% de nitrógeno.

El gas natural es más ligero que el aire (por tener una densidad relativa de  $0.61 \text{ kg/m}^3$  mientras que el aire tiene una densidad de  $1.0 \text{ kg/m}^3$ ) y a pesar de sus altos niveles

de inflamabilidad<sup>4</sup> y explosividad<sup>5</sup> las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna. Presenta además ventajas ecológicas ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles. El gas natural es un combustible limpio, los gases producto de la combustión. Sin embargo, el metano en el medio ambiente está considerada dentro del grupo de Gases de Efecto Invernadero<sup>6</sup>, causantes del fenómeno de calentamiento global de la atmósfera.

El gas natural no tiene color, sabor, ni olor, por lo que como medio de seguridad es necesario administrar un odorizante para que se pueda percibir su presencia y advertir en caso de fuga. La concentración de odorizante en el gas debe ser tal que el gas sea detectado por olfato cuando su concentración en la mezcla con aire sea de 1% en volumen, esto es la quinta parte del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o LEL por sus siglas en inglés *Lower Explosive Limit*. El metano se considera como una mezcla peligrosa<sup>7</sup>, ya que su punto de inflamación es de -222.0 °C.

Para el gas natural, el límite inferior de inflamabilidad (LII) es del 5% y el Límite Superior de Inflamabilidad (LSI) o UEL por sus siglas en inglés *Upper Explosive Limit* es del 15% como se ilustra en la *Figura 1*.

Entre ambos límites se encuentra toda la mezcla inflamable, solo hará falta una fuente de ignición para que se desencadene una explosión o incendio.

---

<sup>4</sup> Gas Inflamable: Combustible que es capaz de encenderse fácilmente y se consume rápidamente por el fuego, aquel que se inflama con el aire a 20 °C y a una presión de referencia de 101.3 kPa.

<sup>5</sup> Explosividad: Sustancia, sólida o líquida, que, de manera espontánea, por reacción química de oxidación, puede producir gases a determinada temperatura, presión y velocidad, que causan daños a las personas o al entorno de trabajo.

<sup>6</sup> Efecto Invernadero, se refiere a la elevación de la temperatura de la atmósfera próxima a la corteza terrestre, por la dificultad de que se disipe la radiación calorífica, debido a la presencia de una capa de gases, especialmente de bióxido de carbono CO<sub>2</sub>, procedentes de las combustiones industriales y otras actividades.

<sup>7</sup> Sustancia con punto de inflamación (flash point) de 38 °C o menor, se considera peligrosa.



**Figura 1.** Límites de inflamabilidad en mezclas de gas metano más aire. (Robles & Ricardo, 2016)

Manteniendo la presión atmosférica constante y aumentando la temperatura, se tiene que el LII se reduce, en cambio el LSI aumenta. Se tiene la misma tendencia con temperatura constante y variando la presión, como lo muestran los siguientes datos en la *Tabla 2*.

**Tabla 2.** Límites de Inflamabilidad a temperatura constante y presión variable. (Robles & Ricardo, 2016)

Presión	101300 Pa (14.69 PSI)	700000 Pa (101.52 psi)	1.4X10 <sup>6</sup> Pa (203.05 psi)	2.1X10 <sup>6</sup> Pa (304.57 psi)	1X10 <sup>7</sup> Pa (1450.38 psi)
LII	5%	4.98%	4.93%	4.90%	4.60%
LIS	15%	18%	24%	32%	50%

El gas natural que se transporta, almacena y distribuya debe cumplir con las especificaciones indicadas en la *Tabla 3*.

**Tabla 3.** Especificaciones de Gas Natural. (NOM-001-SECRE-2010, 2010)

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del país
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH <sub>4</sub> )-Mín.	% Vol	NA	NA	83.00	84.00
Oxígeno (O <sub>2</sub> )-Máx.	% Vol	0.20	0.20	0.20	0.20
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )-Máx.	% Vol	3.00	3.00	3.00	3.00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )-Máx.	% Vol	9.00	8.00	6.00	4.00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% Vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> )-Máx.	% Vol	9.00	8.00	6.00	4.00
Étano-Máx.	% Vol	14.00	12.00	11.00	11.00

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del país
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Máx.	K (°C)	NA	217.15 (-2) <sup>(1)</sup>	271.15 (-2)	217.15 (-2) <sup>(1)</sup>
Humedad (H <sub>2</sub> O)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	110.00	110.00	110.00	110.00
Poder calorífico superior-Mín.	MJ/m <sup>3</sup>	35.30	36.30	36.80	37.30
Poder calorífico superior-Máx.	MJ/m <sup>3</sup>	43.60	43.60	43.60	43.60
Índice Wobbe-Mín.	MJ/m <sup>3</sup>	45.20	46.20	47.20	48.20
Índice Wobbe-Máx.	MJ/m <sup>3</sup>	53.20	53.20	53.20	53.20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	6.00	6.00	6.00	6.00
Azufre total (S)-Máx.	mg/m <sup>3</sup>	150.00	150.00	150.00	150.00

(1) En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del SNG (Sistema Nacional de Gasoductos) aplicará el límite máximo de 271,15 K (-2 °C) a partir del 1 de julio de 2011.

El gas natural, en el punto de transferencia, debe estar técnicamente libre de:

- Agua, aceite e hidrocarburos líquidos.
- Material sólido, polvos y gomas.
- Otros gases que puedan afectar a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución o a los equipos o instalaciones de los usuarios.

El rango de temperatura en la entrega del gas natural en los sistemas de transporte, distribución y/o usuarios debe ser de 10 °C (283.15 K) a 50 °C (323.15 K). El suministrador puede entregar gas natural a una temperatura inferior a la mínima establecida si cuenta con autorización por escrito del permisionario o del usuario o así lo hayan acordado las partes en el contrato de suministro. (NOM-001-SECRE-2010, 2010)

La temperatura del gas natural debe de permanecer dentro del rango anteriormente mencionado, para poder cuidar el contenido de humedad, aprovechando midiéndolo por medio de la temperatura de punto de rocío, con la cual se puede saber contenido de vapor de agua presente en un gas.

Se debe considerar que un punto significativo en el proceso de compresión son las propiedades físicas del gas natural, porque son indicadores del comportamiento del gas y las capacidades de rendimiento del compresor, por lo cual en seguida se describen las principales propiedades físicas como, temperatura, presión, gravedad específica y coeficiente de calor específicos.

La temperatura del gas de proceso por lo regular se mide en los extremos de succión y de descarga del compresor centrífugo. La temperatura del gas se utiliza para calcular la energía aplicada al gas por el compresor (altura de carga<sup>8</sup>), los requisitos de potencia y el flujo de gas.

La presión se mide con un manómetro también en los extremos de succión y de descarga del compresor. Las mediciones de presión de gas nos permiten calcular la energía aplicada al gas por el compresor, los requisitos de potencia y el flujo de gas. Para estos cálculos, es necesario expresar la presión de gas como presión absoluta (presión manométrica más la presión atmosférica en el sitio) en kPa o lb/in<sup>2</sup> (psi) absoluta.

La gravedad específica (GE) es una medición del peso del gas, expresada como el coeficiente del peso molecular del gas y el peso molecular del aire (28.96 g/mol). La gravedad específica de una mezcla de gases se utiliza para calcular la energía añadida al gas por el compresor, el flujo y los requisitos de potencia. Se debe añadir que la gravedad específica del gas natural cambia cuando hay cambios en la composición del gas. La gravedad específica no se ve afectada por los cambios de temperatura y presión, y permanece constante durante todo el proceso de compresión, a menos que cambie la composición del gas.

---

<sup>8</sup> Altura de carga: energía adicionada al gas mediante la aceleración de los impulsores giratorios.

El coeficiente de calores específicos ( $K$ ) es el coeficiente de calor específico de un gas a presión constante<sup>9</sup> ( $C_P$ ) por el calor específico a volumen constante<sup>10</sup> ( $C_V$ ). Donde el calor específico de una sustancia es la cantidad de calor que es necesario suministrar a una unidad de masa de la sustancia para elevar su temperatura un grado. El valor del calor específico varía en función de si la presión o el volumen se mantienen constantes mientras se incrementa la temperatura del gas.

---

<sup>9</sup> Calor específico a presión constante: cuando el gas es calentado en un contenedor expansible que permite el incremento del volumen con la temperatura, al mismo tiempo que la presión permanece constante.

<sup>10</sup> Calor específico a volumen constante: Cuando el volumen de gas se mantiene constante, y permite el incremento de la presión con la temperatura.

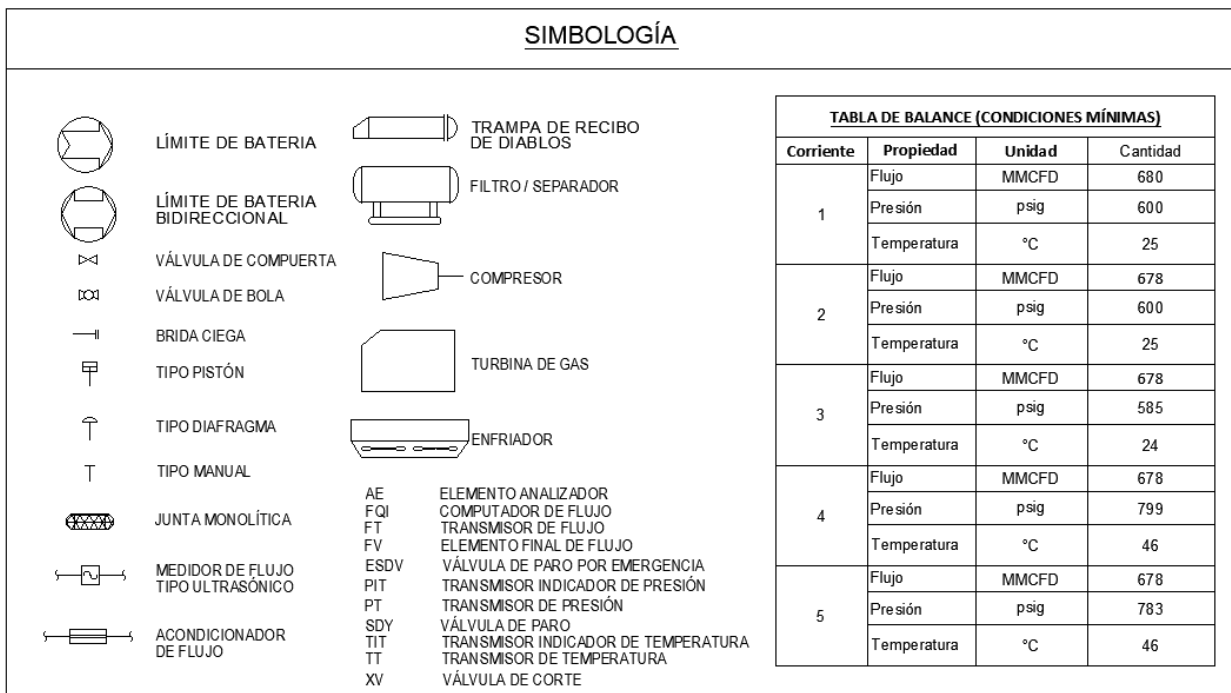
**2**

**ESTACIÓN  
DE COMPRESIÓN**

El presente capítulo propone las bases de diseño de lo que es una estación de compresión, del sistema de transporte de gas natural (STGN) por medio de un gasoducto, en general se puede apreciar en el diagrama de flujo de proceso (DFP), que muestran las *Figuras 1 y 2*.

La función de una estación de compresión es elevar la presión del gas natural para maximizar la capacidad de transporte de los gasoductos.

La alimentación del gas se hace por medio de un ducto mayor a 0.914 m (32 in) de diámetro. A continuación, se describe las principales áreas y equipos.



**Figura 2.** Simbología y tabla de balance de DFP típico.



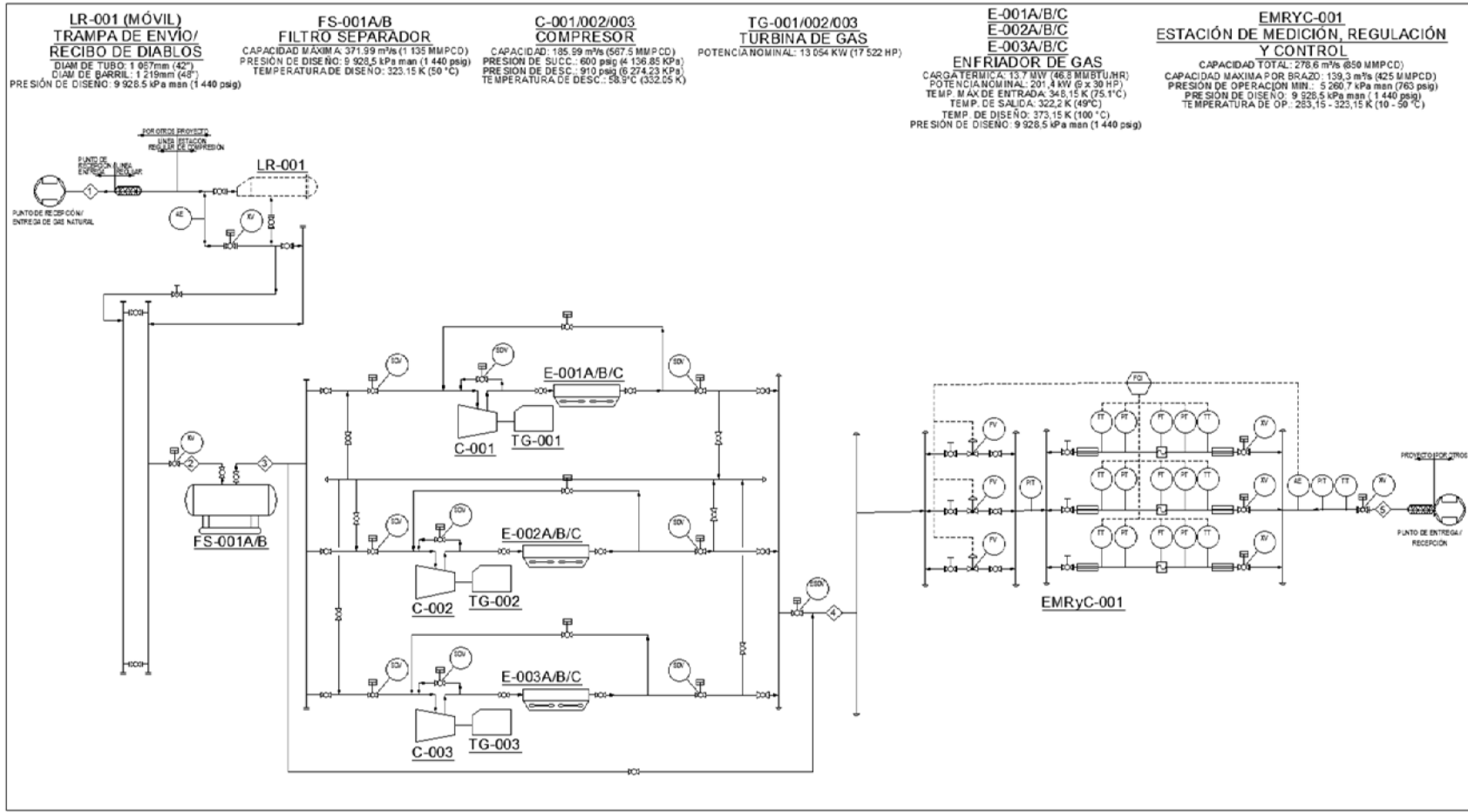


Figura 3. DFP típico de estación de compresión.

## **2.1 Sistema de medición de calidad**

Corriente abajo se tiene el sistema de medición de la calidad del gas, con el fin de conocer la composición del gas en el punto de recepción, este sistema incluye analizadores para monitorear el contenido de humedad, ácido sulfhídrico, azufre total y análisis cromatográfico de gas hasta de C9+, por lo que están instalados los siguientes elementos:

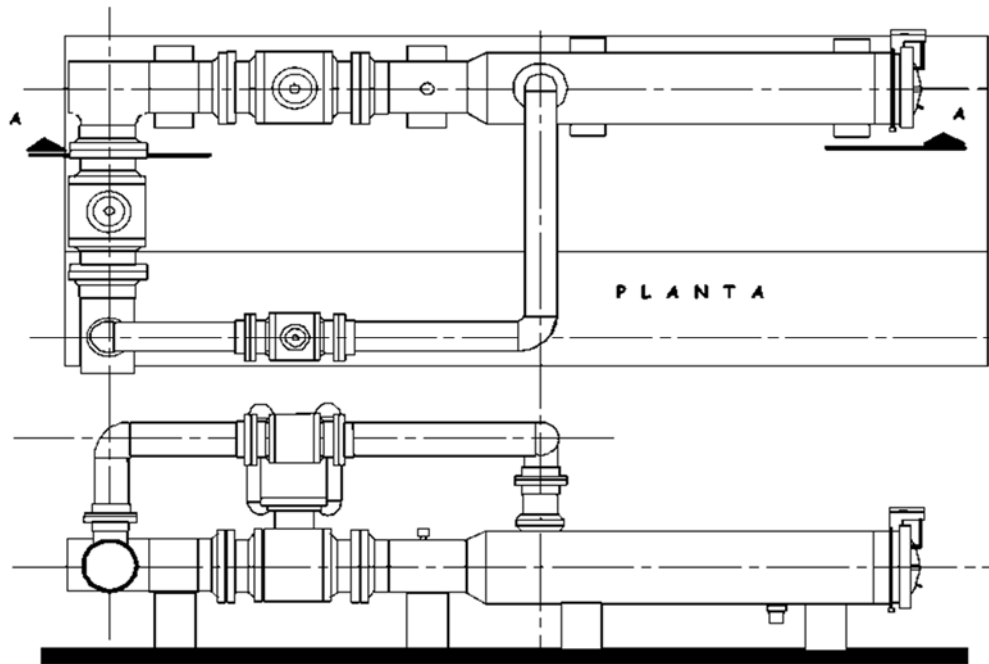
- Analizador de azufre total y H<sub>2</sub>S.
- Analizador de humedad.
- Cromatógrafo para gases.
- Accesorios para toma de muestras del tipo insertar/ remover con regulador.

El cromatógrafo de gases tiene la capacidad de analizar la composición de gas de C1 hasta C9+, poder calorífico y gravedad específica de la corriente a través de columnas empacadas y detectores de conductividad térmica, el equipo se conforma de tanques de gas de arrastre y cilindro de gas patrón con regulador y conexiones. El tiempo de análisis del equipo es de 5 minutos o menos con una repetitividad  $\pm 0.5$  BTU/1000 SCF (*Pies cúbicos estándar de gas natural*).

El analizador de humedad determina la cantidad de esta en el gas natural de manera directa y cuantitativa, sin interferencia debido a la presencia de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> o NH<sub>3</sub> en la corriente de gas, con una repetitividad de 0.2 ppm o 1% de la lectura en flujo de muestra de 750 ml/min (0.198 gal/min) a 103.4 kPa (15 psi).

## **2.2 Trampa de envío y recibo**

En esta estación se localizará la trampa de envío/recibo de diablos, la cual es un dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto, se considera que contará con los siguientes elementos: manómetro en el carrete, manómetro en la cubeta, indicador de paso de diablos, líneas de balance, líneas de venteo, líneas de pateo y drenaje, ver Figura 4.



**Figura 4.** Trampa de Envío/ Recibo de diablos (NRF-030-PEMEX-2009, 2009)

Esta trampa de envío y la trampa de recibo de diablos pueden ser utilizadas de la manera correcta en que lleva la dirección del flujo o viceversa, es decir que se puede utilizar una trampa de envío en una de recibo de diablos o de forma inversa.

Así como debe quedar con anclajes y soportes adecuados para evitar que se transmitan esfuerzos originados por la expansión y contracción de la tubería, a las instalaciones y equipos conectados. La trampa de diablo y sus componentes preferentemente deben probarse simultáneamente con la tubería de transporte y bajo las mismas condiciones. (NRF-030-PEMEX-2009, 2009).

Se deben establecerse áreas libres intermedias entre áreas de trampas de diablos o entre áreas de válvulas u otra instalación superficial, con la finalidad de que en el caso de accidentes no se afecte a las instalaciones vecinas.

Después de este paquete de análisis se instala una válvula de corte, para cortar el suministro por fallas en la operación o por mantenimiento.

### **2.3 Filtros separadores**

Para lograr la correcta operación de los turbocompresores y para cumplir con las especificaciones de calidad del gas natural, es necesario eliminar impurezas con las

que llega el gas de entrada a la estación de compresión, por lo que es necesario la instalación de filtros separadores.

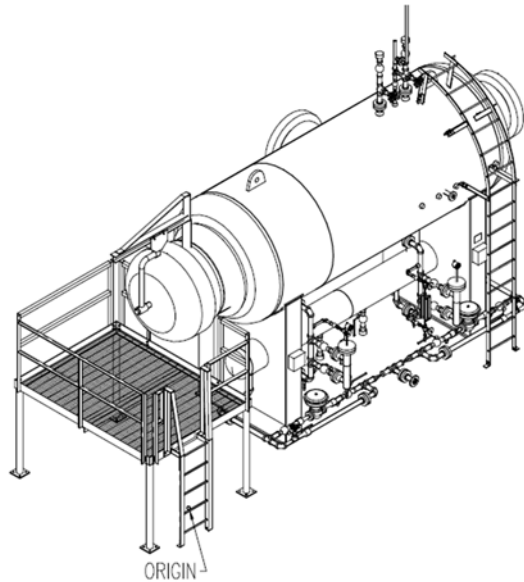
Los filtros separadores son diseñados con fin de retener partículas líquidas de 99.98% de gotas hasta 1.0  $\mu\text{m}$  (micrómetro); sólidas de 99.98% de partículas hasta 0.3  $\mu\text{m}$  (micrómetros), que se puedan encontrar en el gas natural. Para propósitos de diseño hidráulico se considerará una caída de presión de 172.3 kPa (25 psi).

Se encuentran en un arreglo 1+1 (uno en operación y uno en espera) con capacidad máxima de 1135 MMPCD (millones de pies cúbicos al día) cada uno, presión de diseño de 9 930 kPa man (1 440 psig) y temperatura de diseño de 323.15 K (122°F).

Cuentan con válvulas de seguridad los filtros separadores, que son dimensionadas para el escenario más crítico incluyendo el caso de fuego, un manómetro y un termómetro. Asimismo, cuentan con piernas colectoras de condensado; una en el lado sucio y otra en el lado limpio; teniendo ambas un indicador de nivel para observación visual del contenido de la pierna y un transmisor de nivel, para eliminar el líquido en forma automática a través de sus válvulas de control de nivel. Dicho transmisor enviara señales al sistema de control por alto y bajo nivel y en función de estas las válvulas abrirán o cerrarán.

Los líquidos recolectados en las dos piernas colectoras de condensados de los filtros son enviadas a un tanque colector de líquidos, con presión de diseño de 689.48 kPa man (100 psig). Contando con un manómetro, un arrestado de flama y transmisor de nivel el cual envía señales por alto y alto-alto nivel para prever las operaciones de vaciado. Además, de contar con su dique de contención para amortiguar cualquier derrame y goteo.

La salida de los filtros es conducida a través de un cabezal de distribución de 0.914 m (32 in) a la sección de compresores. De este cabezal sale una línea para acondicionamiento del gas combustible para las turbinas, deberá tener la capacidad para alimentar a las turbinas simultáneamente.



**Figura 5.** Filtro separador

#### **2.4 Líneas de venteo**

Todas las tuberías de la estación de compresión se conectan a líneas de seguridad o líneas de venteo, que permiten aliviar la presión de las líneas principales en caso de sobrepresión o falla de la estación de compresión. (Gálvez, 2011)

Las estaciones de compresión deben contar con dispositivos de relevo de presión con la capacidad y sensibilidad adecuada que la MPOP<sup>11</sup> de la tubería y equipo de la estación de compresión no se exceda en más de 10%.

Las líneas de venteo que liberen el gas natural de las válvulas de relevo de presión de una estación de compresión deben soportarse adecuadamente y extenderse hasta un lugar donde el gas natural pueda ser descargado sin peligro.

El diseño del sistema de venteo atmosférico para despresurización de instalaciones donde se maneja gases o vapores establece capacidades de relevo adecuadas que permita a tuberías y equipos la reducción de la presión desde la condición inicial o de relevo hasta un 50% de éste valor en un tiempo de 15 minutos aproximadamente. Esto con la finalidad de evitar problemas de ruptura o fatiga en materiales de construcción en los elementos a presión.

---

<sup>11</sup> MPOP: Máxima presión de operación permisible

Cuando una corriente de hidrocarburos en fase gaseosa es desfogada a la atmósfera, aguas abajo<sup>12</sup> de la descarga, inevitablemente se formará una mezcla con aire y en algún instante puede adquirir una concentración del 5% que está dentro de los límites de inflamabilidad para el gas natural. Para minimizar la posibilidad de crear mezclas explosivas cerca del personal, instalaciones propias y circundantes, la descarga debe tener dirección vertical a una velocidad que permita la dilución del gas en el aire rápidamente disminuyendo el tiempo durante el que se presentan concentraciones de gas peligrosas y maximizando la distancia vertical. Se ha demostrado que descargas de gases o vapores de hidrocarburos a velocidades por encima de 500 ft/s logran una dilución rápida del gas en el aire debido al flujo turbulento. Son admisibles velocidades de hasta un 75% de la velocidad sónica a las condiciones de descarga.

Para el dimensionamiento y la selección de la tubería para implementar el sistema de venteo controlado para gases, se considera los siguientes factores:

- La máxima contrapresión admisible en el sistema
- Condiciones de relevo del sistema como lo son flujo máximo, temperatura, presión, etc.
- Velocidad mínima requerida que prevenga condiciones peligrosas como formación de mezclas explosivas.

Para la ubicación de la columna de venteo o descarga de cabezales para gases o vapores de hidrocarburos se debe considerar la dirección de los vientos dominantes<sup>13</sup> y reinantes<sup>14</sup> en la localidad donde son instalados de tal forma que las emisiones no pasen sobre potenciales fuentes de ignición.

Las líneas de venteo que liberen el gas natural de las válvulas de relevo de presión de la estación de compresión deben soportarse adecuadamente y extenderse hasta un lugar donde el gas natural pueda ser descargado sin peligro.

---

<sup>12</sup> Se dice que un punto está aguas abajo, si se sitúa después de la sección considerada, avanzando en el sentido de la corriente.

<sup>13</sup> Vientos dominantes: Son aquellos que están durante mayor cantidad de tiempo.

<sup>14</sup> Vientos reinantes: Son aquellos cuya intensidad es la mayor.

La localización seleccionada debe ser entre 15.234 m (50 ft) y 30.48 m (100 ft) de cualquier estructura, equipo o edificio adyacente, efectuándose la descarga al menos 3 m por encima del elemento de mayor altura en los alrededores. Esto es adecuado para evitar la formación de atmósferas explosivas en niveles donde el personal de operación circunda.

La boquilla de descarga de la columna de venteo debe presentar un acabado en forma de anillo toroidal para prevenir la generación de cargas electroestáticas, a través de la minimización de flujo de gas turbulento generado por el acabado en “extremo plano o recto”; con esto se evita la generación de chispas como fuente de ignición. (API RP-520)

Las estaciones de compresión de gas pueden dividirse en dos secciones: baja presión con 5446.85 kPa (790 psi) y alta presión 8 363.34 kPa (1213 psi). El diseño del sistema de venteo controlado para esta estación de compresión considera este seccionamiento y lo establece para efectuar el desalojo del gas empacado en las instalaciones.

La sección de baja presión consiste en:

- Línea de alimentación de gas a la estación de compresión.
- Cabezal de succión para los filtros separadores de gas.
- Cabezal de succión de turbocompresores.

Esta será desalojada a través de un solo punto, el cual se localiza en el cabezal de succión de los filtros separadores. Dicha ubicación se define considerando que el gas en la entrada de la estación puede arrastrar líquidos, los cuales se retirarán de la corriente gaseosa al pasar por los filtros separadores, además se evita contraflujo a través del área de filtración. Un segundo venteo se localiza en el cabezal común de succión de los compresores.

Está conformado por la 0.20 m (8 in) de succión de los compresores; conectándose al cabezal 0.25 m (10 in), el cual va a la columna de venteo. Opera en cualquier caso para el que se realice la evacuación completa de la estación y sus condiciones de operación son independientes de la sección de alta presión.

La sección de alta presión consiste en:

- Cada tren de compresión de gas (tubería de succión y descarga de turbocompresor y línea “anti-surge”)
- Cabezal de descarga de turbocompresores y línea de salida de estación de compresión, hasta válvula de aislamiento de estación

Las instalaciones consideradas de alta presión cuentan con tres venteos que se colectarán en un cabezal principal. Cada tren de compresión posee un venteo controlado en la tubería de descarga del aerofriador de cada turbocompresor, antes de la válvula de bloqueo y posee otro en la sección de enfriamiento. Todos los venteos controlados de los turbocompresores se envían a un cabezal de desfogue que se conduce a la columna de desfogue de alta presión.

De cada tren de compresión se disparan sus correspondientes líneas de venteo. Para cada compresor de 0.15 m (6 in). Dichas líneas son colectadas a un cabezal general de 0.25 m (10 in). Este cabezal se conecta a la alimentación de la columna de venteo.

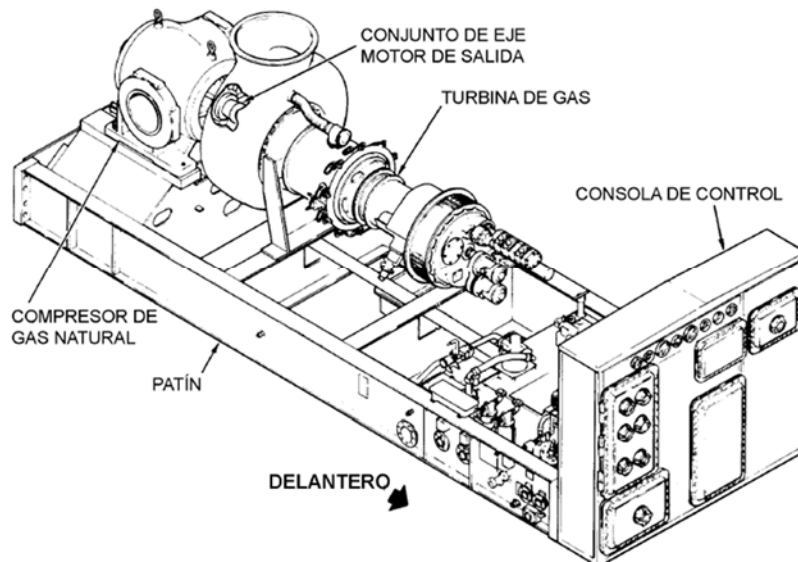
## **2.5 Turbocompresor**

Se debe tener claro que la función de un turbocompresor centrífugo de gas es incrementar la presión de gas natural para uso en el transporte, almacenamiento y distribución.

El conjunto del turbocompresor lo conforma principalmente la turbina de gas y el compresor centrífugo de gas natural acoplados entre sí, patín y consola de control, además de todos los sistemas de apoyo requeridos.

El turbocompresor cuenta con una capacidad de 185.99 m<sup>3</sup>/s (567.5 MMPCD), con una presión de succión de 4136.85 kPa man. (600 psig) y presión de descarga de 6274.23 kPa man. (910 psig), teniendo una temperatura de succión de 24.5 °C (297.65 K) y una temperatura de descarga de 58.9 °C (332.05 K).





**Figura 6.** Componentes de un turbocompresor

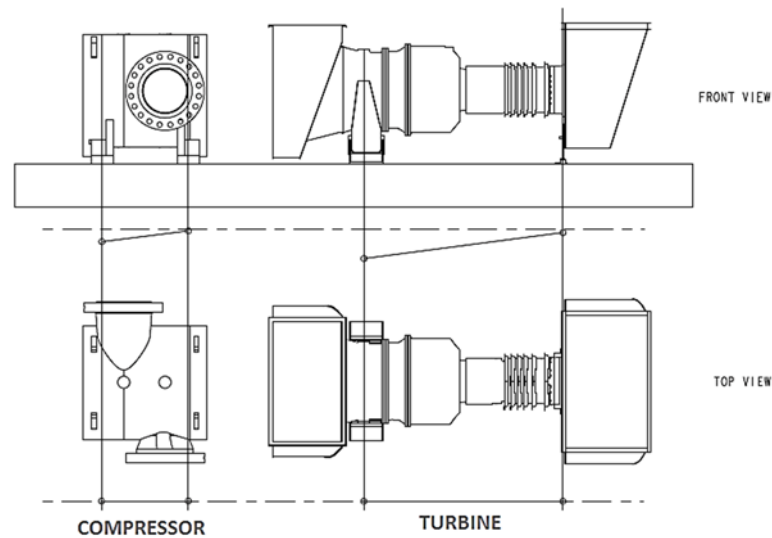
El compresor centrífugo de gas está ubicado sobre el patín, en la parte posterior de la turbina. El eje de salida de la turbina y el eje de entrada del compresor centrífugo de gas deben estar alineados cuidadosamente para lograr concetricidad y paralelismo. El compresor centrífugo consiste en una carcasa exterior que aloja una serie de componentes giratorios montados en un rotor (impulsores) y componentes estacionarios (álabes directores y diafragmas). La compresión se logra mediante la aplicación de fuerzas inerciales al gas (aceleración, desaceleración, giro) por medio del giro rápido de los impulsores con álabes. El giro del impulsor es el único medio para añadir energía al gas, y todo el trabajo realizado en el gas es una acción del impulsor. Los componentes estacionarios convierten la energía de velocidad adicionada por el impulsor en energía de presión

A la combinación de álabes directores de entrada, impulsor y difusor o diafragma se le conoce como una etapa. Una sola etapa centrífuga tiene una capacidad relativa de formación de relación de baja presión. Cuando se desean mayores relaciones, se añaden etapas adicionales.

El rendimiento de los compresores se encuentra en los impulsores. El propósito del impulsor es acelerar el gas hasta un nivel de energía más alto, y es el único componente en movimiento que adiciona energía al gas. En cualquier proceso de

compresión, la presión de un volumen de gas se incrementa de un nivel a otro al adicionar energía al gas de procesamiento. La energía se mide en términos de pie-libras (fuerza) por libra (masa) del gas tratado, y comúnmente se le llama "pie de altura de carga".

La turbina de gas se apoya sobre un patín y se conecta al compresor centrífugo de gas, mediante un conjunto de eje de impulsión recto, mediante una caja de engranajes incrementantes de velocidad. La turbina de gas es una unidad de flujo axial, con velocidad variable y eje partido que propulsa el compresor, como lo muestra la siguiente figura.



**Figura 7.** Turbina de gas y compresor

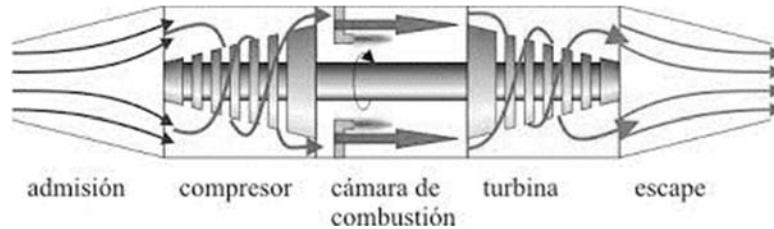
En la turbina de gas el aire es absorbido en primer lugar hacia el interior de la turbina, donde se comprime y se adiciona con el combustible y se enciende.

El gas caliente resultante se expande a gran velocidad a través de una serie de álabes transfiriendo la energía creada en la combustión para hacer girar un eje de salida. Para que la energía térmica residual del gas de escape caliente puede ser aprovechada.

Los ciclos termodinámicos de conversión de energía de la turbina de gas comprenden los siguientes cuatro procesos:

-Compresión, se comprime el aire atmosférico.

- Combustión, se añade combustible al aire comprimido y se enciende.
- Expansión, el aire y los gases de combustión se expanden a través de las boquillas.
- Escape, el aire y los gases de combustión se descargan a la atmósfera.



**Figura 8.** Procesos de turbina de gas (Sevilla, 2016)

El aire es aspirado en la sección del compresor a través de la entrada de aire por acción del rotor del compresor (el rotor es el elemento que convierte la energía mecánica del eje en cantidad de movimiento y por tanto energía cinética del fluido), posteriormente el aire comprimido pasa a través del difusor en donde parte de su energía cinética es convertida en energía potencial de presión (aumenta la presión del flujo a la vez que disminuye su velocidad), pasando después hacia la cámara de combustión en donde se inyecta combustible al aire comprimido.

En el proceso de combustión durante el ciclo de arranque de la turbina, la bujía enciende el quemador que sobresale dentro de la cámara de combustión, y que es suministrado de combustible. El quemador enciende la mezcla de aire y combustible que entra a la cámara de combustión, manteniéndose una quema continua, siempre y cuando haya un flujo adecuado de aire comprimido y combustible. El quemador se apaga más tarde.

El rápido ascenso de la temperatura dentro de la cámara de combustión produce un incremento en el volumen y la velocidad de flujo de los gases de la combustión. Sin tener cambio en la presión. Como resultado, los gases calientes se expanden a través de la sección de la turbina, en donde los gases que desvían las paletas del rotor producen el movimiento rotatorio o energía cinética del rotor de la turbina. Los gases en expansión impulsan los rotores de la turbina productora de gas y la turbina de potencia.

La turbina productora de gas de dos etapas se usa únicamente para impulsar el compresor de la turbina y los accesorios. El rotor de la turbina de potencia absorbe la energía residual de los gases de escape para proporcionar potencia al compresor centrífugo de gas natural a través del eje de impulsión.

El turbocompresor tiene una consola de control la cual aloja los relés del sistema de respaldo así los mazos de cables. Las lámparas indicadoras y los conmutadores del sistema de control y válvulas de proceso del compresor, los monitores de temperatura y vibraciones. Las sondas de proximidad de vibración en los conjuntos de sellos y cojinetes de los extremos de succión y descarga miden el desplazamiento radial del rotor del compresor. Las sondas de vibración delanteras están montadas en la caja de sondas del conjunto de cojinetes y sellos de succión y monitorean el desplazamiento radial del eje corto de succión. Las sondas de vibración posteriores están montadas en la caja de sondas del conjunto de sellos y cojinetes de descarga y monitorean el desplazamiento radial del eje corto de la descarga. El microprocesador y el anunciador están montados también en la consola de control, generalmente la consola suele ser a prueba de explosión.

Dentro de la consola está el Controlador Lógico Programable (PLC) que controla todas las funciones del sistema. Ubicados también internamente se encuentran los terminales que se utilizan para interconectar la consola con la turbo maquinaria. El exterior de la consola tiene todos los dispositivos de interfaz del operador. El panel de control de la turbina contiene botones los pulsadores y las lámparas que se utilizan para controlar la turbo maquinaria. Una pantalla de tubos de rayos catódicos (CRT<sup>15</sup>) proporciona actualización continua sobre el funcionamiento de toda la turbo maquinaria.

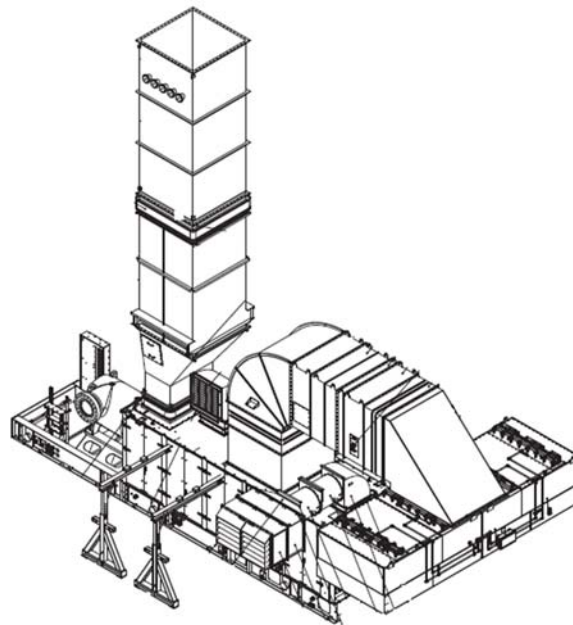
Como equipo auxiliar se colocan silenciadores de ventilación en las aberturas de ventilación de la cabina, así como se requiere que los paneles de la cabina se abran

---

<sup>15</sup> CRT: Tubos de vacío de vidrio dentro de los cuales un cañón de electrones emite una corriente de electrones guiada por un campo eléctrico hacia una pantalla cubierta de pequeños elementos fosforescentes.

o desmonten fácilmente para brindar acceso a los componentes de la turbo maquinaria.

Se monta un patín auxiliar aparte en la parte superior de la cabina. En el patín van montados un silenciador de entrada de aire y filtros, el enfriador de aceite, el silenciador de escape y los conductos asociados por lo que el patín debe ser de un bastidor rígido soldado fabricado de acero estructural.



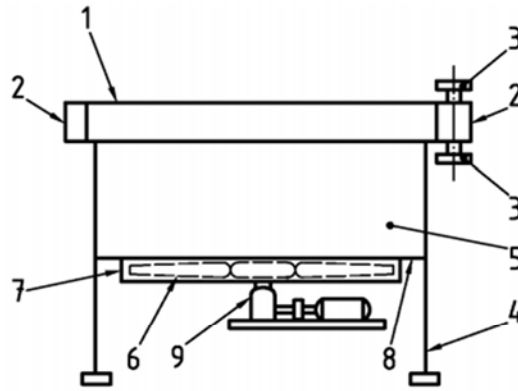
**Figura 9.** Cabina del conjunto turbocompresor y equipo auxiliar

## 2.6 Aeroenfriadores

Los enfriadores son equipos en los cuales se retira calor de una corriente de proceso, usando aire como medio de refrigerante. Estos aeroenfriadores son del tipo tiro forzado<sup>16</sup>, los cuales son de uso cada vez más frecuentes en instalaciones industriales, en reemplazo de los enfriadores por agua ya que eliminan la necesidad de agua y su tratamiento, evitando problemas de corrosión e incrustación en casco y tubos, son de fácil y rápida reparación y/o reposición minimizando los tiempos de mantenimiento, se logra un control de temperatura más exacto y por último eliminan el problema de contaminación ambiental que producen las torres de enfriamiento por agua, a continuación se indican los componentes de un aeroenfriador tipo forzado.

---

<sup>16</sup> Tiro forzado: el ventilador se encuentra por debajo del haz de tubos.



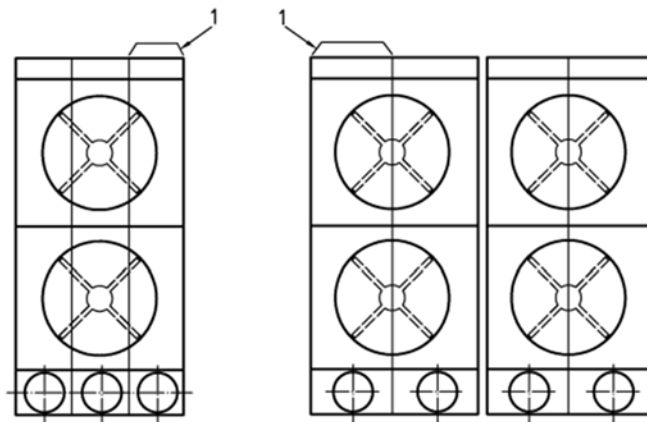
a) Forced draught

**Key**

- |                     |                  |
|---------------------|------------------|
| 1 Tube bundle       | 6 Fan            |
| 2 Header            | 7 Fan ring       |
| 3 Nozzle            | 8 Fan deck       |
| 4 Supporting column | 9 Drive assembly |
| 5 Plenum            |                  |

**Figura 10.** Componentes de aerofriador tipo forzado (Air-Cooled Exchangers, 2016)

Los aerofriadores tienen una capacidad de carga térmica de 45367.4 MJ/hr (43 MMBtu/hr). Cuentan con 3 bahías y cada una tiene dos haces de tubos con conexiones de entrada y conexiones de salida para cada uno. Cada bahía contiene tres ventiladores de 107381 kJ/hr (40 hp). Por otra parte, las aspas del ventilador son de aluminio y cuentan con un sistema de protección por alta vibración, y teniendo un control de temperatura tipo manual por baja temperatura del gas de proceso en donde los motores se paran y por alta temperatura del gas de proceso donde los motores arrancaran.



a) One-bay

b) Two-bay

**Key**

- 1 Tube bundle

**Figura 11.** Arreglo típico de bahías (Air-Cooled Exchangers, 2016)

## 2.7 Estación de medición regulación y control (EMRyC)

Estas instalaciones tienen la función de filtrar el gas natural, reducir y estabilizar su presión, manteniéndola constante en su salida, dentro de unos límites previamente determinados, independientemente de la presión de entrada y los caudales circulantes. Asimismo, incorporan los equipos de medición e instrumentación necesarios para la medida del volumen de gas emitido a través de ellas. Estos dispositivos permiten reducir y adecuar la presión del gas desde las redes de transporte hasta el consumidor doméstico.

En la industria los sistemas de medición son de suma importancia pues nos pueden dar información en tiempo real de las propiedades físicas, químicas y termodinámicas de los fluidos mediante una medición dinámica ya que los fluidos se encuentran en movimiento a través de las tuberías, cabezales, líneas, etc.

Las estaciones de regulación se encuentran ubicadas en los puntos de entrega (salidas) y en ellas se “regula” (disminuye) la presión del gas natural a la presión de entrega. En la EMRyC también se efectúa la medición del gas natural que entra o sale del sistema gasista o que se intercambia entre operadores.

Antes de pasar por la regulación de presión, es necesario, que el fluido pase por un filtro para evitar el arrastre de partículas que afecten el funcionamiento de las válvulas reguladoras.

Para tener una correcta ubicación en las Estaciones de Medición, Regulación y Control será necesario el seguimiento de distancias mínimas de protección las cuales se listan a continuación.

**Tabla 4.** Distancias mínimas de protección. (NOM-007-SECRE-2010, 2010)

Concepto	Metros
Concentración de personas	5
Fuentes de ignición	5
Motores eléctricos	5
Subestaciones eléctricas	5
Torres de alta tensión	5

Concepto	Metros
Vías de ferrocarril	5
Caminos o calles con paso de vehículos	5
Almacenamiento de materiales peligrosos	15

En dado caso que no se llegue a cumplir las distancias mínimas antes mencionadas, se deberá justificar las nuevas medidas de protección. Así como estar fuera de zonas fácilmente inundables o en las que pueda existir alto riesgo de fugas y acumulación de gases.

El diseño es con materiales no combustibles, su construcción es en función de las dimensiones de la tubería y se debe considerar el espacio necesario para la protección de los equipos e instrumentos que permita las actividades de operación y mantenimiento, contando con un fácil acceso.

Cuenta con una ventilación cruzada a favor de los vientos dominantes para garantizar que el personal que opera, mantiene, inspecciona y supervisa la instalación no corra riesgos por acumulación de gases.

Se necesita disponer de una válvula de seccionamiento en la tubería de alimentación a la estación de regulación y medición que este bien soportada mecánicamente para prevenir esfuerzos en la tubería y diseñada para que la presión de diseño sea igual o mayor a la presión de operación del ducto.

Tiene instalado un separador de líquidos antes de la medición y regulación en caso de considerarse necesario. En su caso contar con líneas de desvío (by-pass<sup>17</sup>) para mantenimiento, sin necesidad de interrumpir el suministro de gas natural. Tendrá que contar con dispositivos de seguridad para protegerla de cualquier sobrepresión. (NOM-007-SECRE-2010, 2010).

La regulación y medición del flujo de la estación de compresión está conformada por un patín de regulación de flujo y un patín de medición, en un arreglo de 2+1 (2 brazos en operación y 1 en espera). El patín de medición cuenta con tubos acondicionadores de flujo, medidor de flujo del tipo ultrasónico, análisis de calidad del gas, transmisores

---

<sup>17</sup> By pass: corriente que pasa por alto una o más etapas del proceso, llegando directamente a otra etapa posterior.



indicadores de presión y temperatura, así como finalmente el patín de medición cuenta con un medidor de flujo, el control y el monitoreo de las propiedades del fluido mediante un computador de flujo y un sistema de medición local de presión y temperatura, asegurando de esta manera la entrega del GN a las condiciones solicitadas. La medición de la cantidad y la calidad del gas natural es un proceso que debe ser afrontado de manera meticulosa y con mucha atención al detalle, ya que la elección de los instrumentos a usar es muy importante.

El flujo máximo indicado en el Punto de Entrega y Recepción es de 154.7 m<sup>3</sup>/s (472 MMPCD) con una presión mínima de 4 688.4 kPa man (680 psig) y máxima de 7 377.4 kPa man (1 070 psig).

Para este Punto de Entrega y Recepción se considera una válvula de corte rápido, para garantizar el cierre del Punto de Entrega y Recepción cuando se requiera aislar del sistema. Aguas abajo de la válvula se instalará una junta monolítica<sup>18</sup> con el propósito de aislar el sistema por protección catódica<sup>19</sup> y como límite de batería.



**Figura 12.** Estación de Medición Regulación y Control (EMRyC)

<sup>18</sup> Junta monolítica: estructuras prefabricada compacta, que garantiza la interrupción de la continuidad eléctrica en las redes de tuberías.

<sup>19</sup> Protección Catódica: Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enteradas o sumergidas contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica directa proveniente de la fuente seleccionada para el sistema.

# 3

## **LOS RIESGOS DE SEGURIDAD DE LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN**

En el diseño de los sistemas de transporte y distribución de gas se considera un aspecto fundamental el cual es la seguridad de las instalaciones. Basándose en códigos, normas, leyes y estándares que regulan la actividad con el fin de garantizar la integridad de los ciudadanos, sus bienes y medio ambiente.

En este sector, donde los accidentes más graves se llegan a generar por trabajos en presencia de atmósferas explosivas o en las tareas de especial peligro en el acceso a espacios confinados, los de mayor frecuencia, según datos de empresas del sector, son los producidos por sobreesfuerzos, accidentes de tráfico, atropellos o golpes con vehículos y las caídas de personas al mismo y a distinto nivel.

Mediante los reportes de accidentes se pueden ver los detalles de las causas y consecuencias, la siguiente tabla enlista algunos casos:

**Tabla 5.** Reporte de accidentes. (*National Transportation Safety Board NTSB , 2019*)

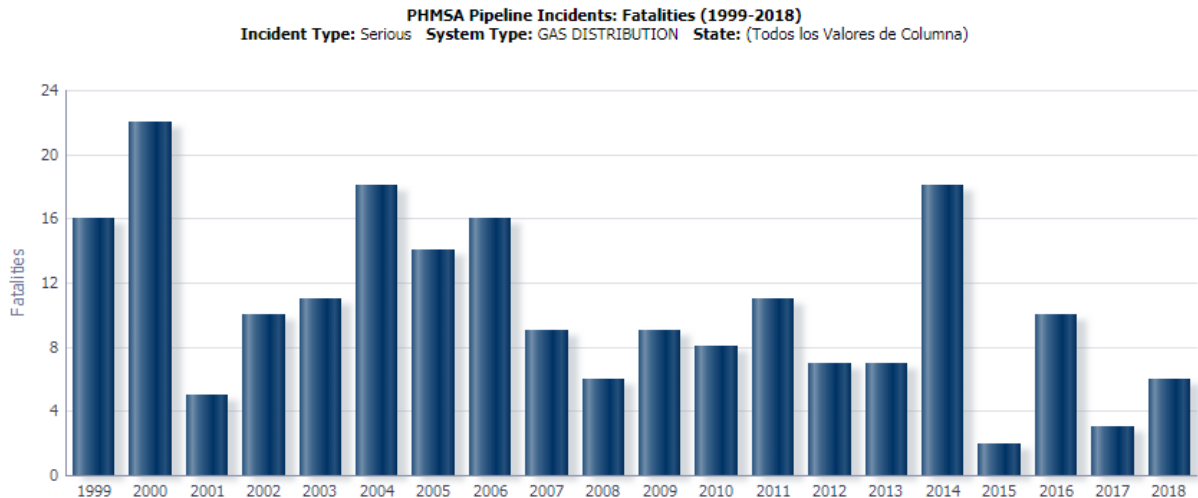
Fecha	Lugar	Descripción
9 de septiembre de 2010	San Bruno, California.	Ruptura de ducto de 30in, se estima que se liberó 47.6 millones de pies cúbicos de gas natural, causando un incendio. Lo que destruyó 38 casas y daño 70, ocho personas murieron y muchas resultaron heridas. La causa de la ruptura un defecto de soldadura que no fue eliminada.
6 de julio de 2010	Cleburne, Texas.	Daño a tubería subterránea de gasoducto al realizar una perforación, resultando en incendio. Se reportaron 1 muerto y 6 lesionados.
6 de julio de 2003	Wilmington, Delaware.	Daño a tubería de servicio de un gasoducto al realizar una excavación, resultando en explosión e incendio. Se reportaron 14 lesionados y perdidas por \$300,000 US.
19 de agosto de 2000	Carlsbad, New Mexico.	Ruptura de ducto de 30in, causando un incendio. La causa de la ruptura fue la corrosión del ducto.
22 de enero de 1999	Bridgeport, Alabama.	Ruptura de línea de servicio de gas natural, causada por excavación. Como resultado reportaron 6 lesionados, 3 muertos y pérdidas por \$1.4 millones US.
7 de julio de 1998	Sounth Riding, Virginia.	Ruptura de ducto, la causa fue la corrosión del ducto.
11 de diciembre de 1998	Cloud, Minnesota.	Ruptura de ducto y explosión, la causa fue excavación en la zona.

Como se aprecia en la tabla superior, la mayoría de los accidentes de gasoductos es por excavaciones en el sitio de acuerdo con el NTSB, trayendo como consecuencia acumulación de nubes desencadenado incendios o explosiones. Como segunda causa más común en los últimos años, podemos ver que se encuentra la corrosión de las tuberías.

De acuerdo a las estadísticas de *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) de Estados Unidos, en las cuales ha recopilado informes de incidentes de ductos que transportan gas natural en los últimos 20 años, se observan los resultados en la siguiente tabla, donde las causas principales continúan siendo por excavación y por corrosión.

**Tabla 6.** Incidentes de ductos. (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), 2019*)

<b>Año</b>	<b>Número de incidentes</b>	<b>Fatalidades</b>	<b>Lesionados</b>
1999	52	16	80
2000	51	22	59
2001	30	5	46
2002	30	10	44
2003	51	11	58
2004	38	18	37
2005	28	14	37
2006	24	16	28
2007	29	9	29
2008	28	6	47
2009	37	9	47
2010	25	8	39
2011	29	11	48
2012	23	7	43
2013	19	7	34
2014	24	18	92
2015	22	2	32
2016	31	10	74
2017	19	3	28
2018	34	6	81
<b>Suma Total</b>	<b>624</b>	<b>208</b>	<b>983</b>



**Figura 13.** Gráfica de fatalidades en ducto de gas natural los últimos 10 años (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), 2019*)

Sin embargo, y dada la gravedad de las consecuencias, los riesgos propios de las tareas en la que estén implicados los gases combustibles y/o inflamables son parte destacable, por lo que en este apartado se señalarán los principales riesgos de seguridad en estaciones de compresión. (INSHT, 2015)

### Atmósferas Explosivas

Se entiende por atmósferas explosivas la mezcla con el aire (Comburente), en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables (Combustible) en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en la que, tras una ignición, la combustión se propaga a la totalidad de la mezcla no quemada.

Las explosiones a que se refiere esta definición son explosiones químicas producidas a partir de una reacción de combustión muy exotérmica. Se pueden definir como una combustión rápida que genera gases calientes que se expanden, dando lugar a una onda de presión<sup>20</sup> y a un frente de llama<sup>21</sup> que se propaga rápidamente.

<sup>20</sup> Onda de presión: Compresiones y expansiones alternativas del aire atmosférico, que se traducen en efectos mecánicos transitorios sobre los elementos inertes o los seres vivos.

<sup>21</sup> Frente de llama: Velocidad lineal de avance de la reacción. El frente de llama marca la separación entre el gas quemado y el gas sin quemar

En función de cómo se mezcle la sustancia inflamable con el aire, de su concentración y de cómo se produzca la ignición, se puede generar una combustión rápida en forma de llamarada o generarse un frente de llama y las citadas ondas de presión causando la explosión.

Las explosiones que normalmente se propagan son en régimen de **deflagración**, es decir, el frente de llama es inferior a la velocidad del sonido, y la onda de presión generada avanza por delante del frente de llama o zona de reacción. Si una deflagración ocurre a cielo abierto, se producen llamas y hay una disipación de calor y gases de combustión; si tiene lugar en un recinto cerrado, la presión debida a los gases de combustión se incrementa a gran velocidad alcanzando valores de hasta diez o más veces la presión inicial absoluta del recinto, dependiendo del tipo de producto. Es este el caso de deflagraciones ocurridas en equipos industriales, en los cuales el calor y la presión son retenidos en su interior, sometiéndoles a sollicitaciones para las cuales no han sido diseñados con el resultado final de su destrucción.

La **detonación** es un régimen de propagación de la explosión más severo, la velocidad de propagación es superior a la velocidad del sonido y la onda de presión, denominada “onda de choque” y el frente de llama avanzan acoplados. Este fenómeno es debido al efecto de compresión de la onda de choque, la cual genera una alta temperatura y da lugar a la auto ignición de la mezcla inflamable que aún no se ha quemado.

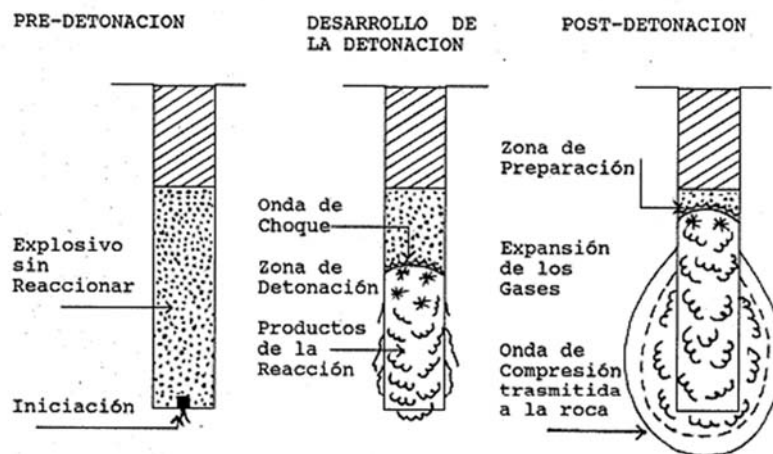


Figura 14. Proceso de detonación (Lizana, 2003)

Como consecuencia, se requieren métodos específicos de protección. Por lo cual el término de atmósfera explosiva incluye en general todas las atmósferas inflamables tanto si la explosión se propaga en régimen de deflagración (que será lo más habitual), como si lo hace en forma de detonación. (Lizana, 2003)

### **Inhalación directa de gas**

En altas concentraciones en el aire (por encima del 10%), posee propiedades narcóticas y asfixiantes debido a la disminución del oxígeno en el aire respirable, siendo especialmente peligroso en entornos mal ventilados.

### **Inhalación de gases procedentes de su mala combustión**

Una combustión incompleta produce monóxido de carbono (CO). La inhalación de este gas es extremadamente peligrosa, ya que, incluso a concentraciones bajas, pueden producir somnolencia y desmayos. El riesgo se incrementa con el tiempo de exposición, la concentración y la actividad física realizada.

### **Incendio y explosión**

Que se pueden originar tras una fuga de gas en concentraciones dentro de los límites de explosividad y en presencia de fuentes de ignición.

Los riesgos generales identificados en el sector y que pueden ser similares a los de otras actividades son, los siguientes:

- Caídas de personas en altura.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caída de objetos en manipulación.
- Pisadas sobre objetos.
- Golpes contra objetos inmóviles.
- Proyección de fragmentos o partículas.
- Atrapamiento por o entre objetos.
- Atrapamiento por vuelco de equipos, vehículos o máquinas.
- Sobreesfuerzos.
- Contactos eléctricos.

- Contactos con sustancias químicas.
- Accidentes causados por seres vivos.
- Atropellos o golpes con vehículos.

Las estaciones de compresión contienen componentes de equipo tal como tuberías, válvulas, bridas, accesorios, líneas de extremo abierto, medidores y controladores neumáticos para vigilar y controlar el flujo de gas. Conforme transcurre el tiempo, estos componentes pueden desarrollar fugas causadas por las fluctuaciones de temperatura, de presión, la corrosión y el desgaste. En general, el tamaño de las instalaciones y la tasa de fuga de la instalación corresponden a la presión de entrada o corriente arriba del gas, mientras mayor es la presión de entrada, la estación de compresión será más grande con mayor capacidad y mayor el número de los componentes de equipo que pueden tener fugas.

Las ubicaciones de fugas de alta frecuencia se encuentran en placas o accesorios de orificios, tapones instalados en puntos de prueba, graseras en las válvulas, dosificadores de medidores de diámetro grande o múltiple, coples, empackado del vástago de válvula y bridas. Mientras que las fugas más grandes generalmente se encuentran ubicadas en las válvulas de alivio de presión, las líneas de extremo abierto, las bridas, las válvulas de regulación y el empackado de los vástagos de las válvulas de regulación. (EPA, 2003)

De acuerdo con los fenómenos peligrosos que involucran, los accidentes pueden clasificarse como:

- Tipo térmico: radiación térmica (incendios).
- Tipo mecánico: ondas de presión y proyección de fragmentos (explosiones).
- Tipo químico: emisiones a la atmósfera o liberación incontrolada de sustancias contaminantes tóxicas o inflamables.

Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la delimitación del área afectada por la fuga; si el perímetro se extiende hacia un edificio, la inspección se debe continuar dentro del mismo. Cuando se confirma la fuga, se debe atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla, basados en la evaluación realizada de la localización y magnitud de la fuga, ésta se debe clasificar con objeto



de establecer la prioridad de su reparación. Se clasifican de grado 1, 2 y 3 de la siguiente manera:

Grado 1: Son aquellas fugas que representan un peligro inminente para las personas o propiedades, por lo que, cuando se detectan deben ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

Grado 2: Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan, pero representan un riesgo probable para el futuro, por lo que se requiere programar su reparación para prevenir que se vuelvan peligrosas.

Grado 3: Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan y tampoco representan un riesgo probable para el futuro, por lo que, sólo es necesario reevaluarlas periódicamente hasta que sean reparadas.

Los lineamientos para clasificar y controlar fugas se describen en las siguientes tablas. (NOM-009-SECRE-2002, 2002)

**Tabla 7.** Fugas de grado uno. (NOM-009-SECRE-2002, 2002)

Ejemplo	Criterio de acción
1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato. 2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.	Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.
3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la Comisión Reguladora de Energía, protección civil, policía y bomberos.
4. Cualquier indicación de presencia de gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes:
5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en un espacio confinado.	a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del permisionario;
6. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el gas por las cuales es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	b) Evacuación del área; c) Acordonamiento del área; d) Desviación del tráfico; e) Eliminación de las fuentes de ignición;

Ejemplo	Criterio de acción
7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.	f) Ventilación del área, y g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios

**Tabla 8.** Fugas de grado dos.

Ejemplo	Criterio de acción
1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada. Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:
2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes: a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1. b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1. c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro. d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado. e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia, localizada en clase 3 o 4 y la fuga no se califica como grado 1. f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas. g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.	a) Cantidad y migración del gas; b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo; c) Extensión del piso terminado; d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación. Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga. El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente. Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga. Por otro lado, la reparación de muchas fugas grado 2, puede ser programada, considerando su localización y magnitud, para realizarse con base en una rutina de mantenimiento, con inspecciones periódicas cuando sea necesario.

**Tabla 9.** Fugas de grado tres. (NOM-009-SECRE-2002, 2002)

Ejemplo	Criterio de acción
<p>Estas fugas requieren reevaluarse a intervalos periódicos cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Menor de 80% (ochenta por ciento) en subestructuras asociadas al gas.</li> <li>b) Cualquier valor debajo de la calle en áreas que no están pavimentadas completamente, donde no es probable que el gas pudiera migrar al lado exterior de la pared de un edificio.</li> <li>c) Menor de 20% (veinte por ciento) en un espacio confinado.</li> </ul>	<p>Estas fugas deberán ser reevaluadas en el siguiente monitoreo programado o en los 15 meses siguientes a la fecha en que fue reportada, lo que ocurra primero, hasta que la fuga sea reclasificada o no haya más lecturas.</p>

### **Peligros de fuego**

Existen 2 tipos de fuego que se pueden observar en situaciones donde se maneje gas natural los cuales son:

**Dardo de fuego (Jet fire).** Es una Llama estacionaria, alargada y poca anchura como la de un soplador, que puede resultar de la ignición de un flujo turbulento de gas que escapa a alta velocidad. Generalmente ocurre como resultado de una pequeña fisura u orificio que origina un chorro a presión en algún equipo de una planta de proceso o en un tanque de almacenamiento; si el chorro de gas o vapor encuentra un punto de ignición (que puede ser una chispa de electricidad estática provocada por el propio vertido) se inflamará, originando un dardo de fuego. También puede darse cuando se abre una válvula de seguridad, liberando material combustible a alta velocidad. Es el mismo fenómeno que se aplica a las antorchas de seguridad para eliminar subproductos no deseados o gases en exceso.

Los dardos de fuego, también conocidos como incendios de chorro, están incluidos dentro de los fenómenos de tipo térmico pues son una clase particular de incendio.

Es clasificado como tipo de accidente grave, que puede ser presentado tanto en instalaciones fijas como plantas de proceso o de almacenamiento, redes de tuberías y en el transporte.

A diferencia de otras clases de incendios, tienen un radio de daño reducido; sin embargo, esto no significa que sus efectos no puedan ser catastróficos. Dado que originan flujos de calor muy altos, si alcanzan a otros equipos pueden provocar el efecto dominó, por lo que ha conducido a graves accidentes.

Un ejemplo de incidente originado por un dardo de fuego es el grave accidente ocurrido en una planta de almacenamiento de GLP (gas licuado de petróleo) en San Juan Ixhuatepec, México, en 1984. Con toda seguridad un dardo de fuego fue el suceso iniciador, después de la explosión no confinada inicial que provocó, después de un tiempo muy corto (nueve segundos) la grave serie de explosiones BLEVE y bolas de fuego que tuvieron como consecuencia última la muerte de unas 450 personas. (Mercedes, 2009)

**Flamazo (Flash fire).** Cuando un material volátil inflamable se libera a la atmósfera, se forma y dispersa una nube de vapor, dicha nube es consecuencia de la masa evaporada desde una fuente, en este caso un charco. La dispersión de los vapores provocará una pluma cuyas dimensiones dependerán de las condiciones ambiente y de la velocidad del viento, así como las propiedades del vapor combustible. Si la nube de vapor resultante se enciende antes de que esta se diluya por debajo de su límite inferior de inflamabilidad, podría ocurrir un incendio instantáneo de la mezcla en forma de flamazo. La combustión normalmente ocurre dentro de algunas porciones de la nube de vapor (donde el material se mezcla con aire en concentraciones de inflamabilidad) más que toda la nube. Un flamazo podría incendiarse de regreso al punto de liberación, resultando en una alberca o chorro de fuego, pero es poco probable que se generen daños de sobrepresión (explosión) cuando no se encuentra confinado.

**Tabla 10.** Riesgos específicos asociados a instalaciones del sector gasista

INSTALACIONES	ACTIVIDADES								
	CONSTRUCCIÓN: Nuevas instalaciones Ampliaciones Derivaciones	REPARACIONES: Reconstrucción por adversidades climatológicas. Zanjas o aberturas Corte y soldadura	PUESTA EN MARCHA	OPERACIÓN: Operación de la red y de las instalaciones	MANTENIMIENTO: Mecánico (desmontaje, pintura, corte y soldadura) Eléctrico Instrumentación	INSPECCION: Integridad del gasoducto Verificaciones Vigilancia	Actuaciones ante emergencias	Carga y descarga de sistemas	Carga y descarga de buques
Plantas de regasificación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caída de altura</li> <li>• Asfixia</li> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Contacto eléctrico</li> <li>• Quemadura por frío</li> </ul>						<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Contacto eléctrico</li> <li>• Caída a distinto nivel (sólo en buques)</li> <li>• Quemadura por frío</li> </ul>		
ERM transporte y estación de seccionamiento y corte (Transporte)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> </ul>						No aplica.		
Estación compresión de transporte (Transporte)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Caída de altura</li> </ul>						No aplica		
Almacenamiento subterráneo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asfixia</li> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Caída de altura</li> </ul>						<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Contacto eléctrico</li> </ul>	No aplica	
Gasoducto (Transporte/ Distribución)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caída de altura.</li> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Contacto eléctrico</li> <li>• Asfixia.</li> </ul>						No aplica		
ERM distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Asfixia</li> </ul>						No aplica		
Plantas GLP (Distribución)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Contacto eléctrico</li> <li>• Asfixia</li> <li>• Quemadura por frío</li> </ul>						<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quemadura por frío.</li> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> </ul>	No aplica	
Plantas GNL (Distribución)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Contacto eléctrico</li> <li>• Quemadura por frío</li> </ul>						<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio</li> <li>• Explosión</li> <li>• Quemadura por frío.</li> </ul>	No aplica	

Se deben de considerar los riesgos de cada sistema como un todo, para la prevención de incendios, explosiones y el control de pérdidas. Para determinar la ubicación de cualquier planta, la seguridad debe ser la primera consideración. Siendo la característica más importante la distancia entre el sitio y las zonas de alta densidad de población, ya que la distancia tiende a reducir accidentes, esto es, si ocurre una liberación de sustancia tóxica, entre mayor distancia exista se podrá reducir la concentración de los gases logrando mayor tiempo para evacuar. Ahora bien, si el riesgo es incendio o explosión, la distancia logrará reducir la intensidad de la onda de calor o la de sobrepresiones por la detonación.

Aunque la distancia y la ubicación de las plantas no dependen en su totalidad la prevención de los desastres, deben ser considerados como una característica clave para la limitación de la magnitud de los incidentes.

# 4

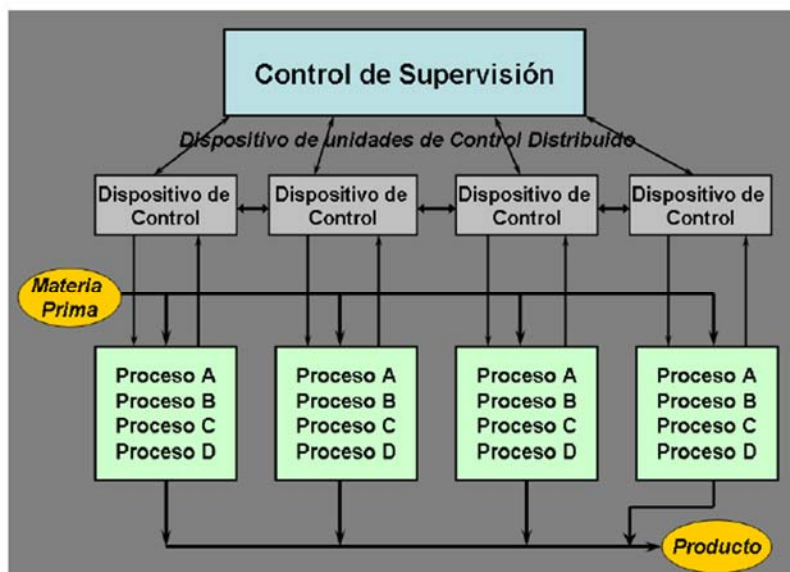
## LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD DE LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN



Para llevar a cabo la operación del sistema de compresión, mantener las condiciones normales de operación y salvaguardar la integridad del personal operativo y de las instalaciones, se cuenta con sistemas automatizados como son el SCD (Sistema de Control Distribuido), SPE (Sistema de Paro por Emergencia) y sistema de SDF&G (Sistema de Detección de Gas y Fuego), mismos que se describen a continuación:

#### 4.1 Sistema de control distribuido (SCD).

Un Sistema de Control Distribuido (SCD) son fundamentalmente aquellos que operan en tiempo continuo y en el que los elementos de control no se encuentran centralizados en una localización específica, sino que se encuentran instalados a través de todo el sistema, en donde cada componente o subsistema es controlado por uno o más controladores, con el fin de utilizar uno de ellos para uno o más lazos de regulación en el propio sistema. Por lo regular se emplea un solo canal de alta velocidad que también los monitorea y lleva a cabo el control integral de toda la infraestructura, los SCD se caracterizan por este atributo informático cuya estructura presenta una jerarquización muy marcada.



**Figura 15.** Arquitectura de un Sistema de Control Distribuido (SCD) (UNAM, Sistema de Control Distribuido (SCD), s.f.)

Existen varias unidades de control comunicadas entre sí que realizan las tareas del sistema, de esta forma, en caso de alguna falla dentro del sistema será posible la



transmisión de la ejecución de las tareas correspondientes a otro controlador, con esto se logra evitar que una sola falla afecte el proceso completo en una planta.

Tal como se ha mencionado, los SCD están especialmente diseñados para realizar la supervisión de los diversos procesos desarrollados en planta, permitiendo al operador disponer de la información proveniente de distintos puntos del sistema. A su vez, este último dispone de módulos de software para la resolución de problemas particulares dentro de la planta. Los SCD se han vuelto en este sentido una parte medular de la operación de plantas por dedicarse a controlar los procesos de fabricación que son continuos, por ejemplo, la refinación del petróleo, los productos petroquímicos, la generación de energía, los productos farmacéuticos y alimenticios, las industrias papeleras, entre otros.

En la industria dedicada al gas y petróleo, particularmente en las estaciones de desgasificación remotas, cuya operación es usualmente autónoma, deben estar equipadas con diversos controles y terminales que eventualmente realizan la transferencia de datos, status de los equipos y reportes de alarmas a la estación de trabajo y son reportadas al operador por medio de una pantalla predeterminada para una falla, si esta ocurre.

Se elige a los SCD ya que distribuyen todas las variables del proceso que existen en los tipos de plantas entre diversos controladores con gran capacidad de procesamiento y capaces de enviar a la estación de monitoreo toda la información procesada por los mismos controladores en tiempo real, con lo cual se asegura la operación de la planta de forma eficiente.

La estación de compresión cuenta con un Sistema de Control Distribuido (SCD) que es localizado en el CCP (Cuarto de Control Principal) de dicha estación. Es basado en una arquitectura de controlador maestro para las operaciones de supervisión y control de los servicios auxiliares.

Este SCD, es el sistema desde el cual el operador de estación de compresión lleva a cabo las acciones de control y monitoreo necesarios, a fin de cumplir con los requerimientos en los Puntos de Entrega y Recepción.

El software del SCD cuenta con la habilidad de manejar instrumentación inteligente de manera que puede descargar parámetros de configuración y monitorear el estado de la instrumentación en campo, y la configuración de parámetros y estrategias de control. Todo el monitoreo y control de las variables de proceso es en tiempo real y el SCD tiene la facultad de manejar datos históricos para efectos de análisis y reportes.

#### **4.2 Sistema de paro por emergencia (SPE).**

Para las estaciones de compresión de 746 kW (1 000 caballos de fuerza) o menores operadas automáticamente no será necesario tener sistema de paro por emergencia, pero el resto de las estaciones de compresión sí deben de tener un sistema de paro de emergencia que (NOM-007-SECRE-2010, 2010):

- a. Bloquee el gas natural que entra o sale de la estación dependiendo de la filosofía de operación.
- b. Descargue el gas natural por la tubería de desfogue a un cabezal de venteo o a quemador.
- c. Proporcione los medios para el paro del equipo de compresión en forma segura, y evitar el bloqueo de los circuitos eléctricos que abastecen el alumbrado de emergencia necesario para apoyar al personal de la estación en la evacuación del área de compresión y los circuitos eléctricos necesarios para proteger al equipo en caso de permanecer energizado.
- d. Se pueda operar por lo menos desde dos localizaciones, cada una de las cuales esté:
  - Fuera del edificio de compresión.
  - Cerca de las puertas de salida, si la estación de compresión está cercada, o cercano de las salidas de emergencia si la estación no está cercada.
  - A no más de 152 m de los límites de la cerca de la estación de compresión.

Cada estación de compresión deberá estar provista de un sistema de paro por emergencia que pueda apagar todos los equipos de compresión de gas y todas las instalaciones eléctricas cerca del cabezal de gas y del edificio del compresor. Cuando se active el SPE, la estación se aislará de la línea principal y ventilará. Los circuitos eléctricos que suministran electricidad e iluminación de emergencia deben permanecer energizados.

Las estaciones de compresión deben contar con dispositivos de relevo de presión u otros dispositivos de protección como los venteos, con la capacidad y sensibilidad adecuada que la MPOP de la tubería y equipo de la estación de compresión no se exceda en más de 10%. (NOM-007-SECRE-2010, 2010).

En caso de emergencia el SPE debe aislar o cerrar la fuente de suministro de gas natural en las instalaciones, donde se debe parar la operación de cualquier equipo cuya operación pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.

El SPE debe tener un diseño a prueba de falla. En los sitios donde no es práctico un diseño a prueba de falla, los sistemas SPE se deben instalar, localizar o proteger de tal manera que se minimice la posibilidad que pueda ser inoperables en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal. En caso de no ser tipo a prueba de falla debe tener todos sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que controlan y estar instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio y deberán estar protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un mínimo de 10 min.

El SPE se debe activar automáticamente cuando se detecte gas combustible con 40% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o fuego en algún área crítica de la estación de compresión. En la cual se activará la alarma visible y audible local, así como la del centro de control. El paro automático se debe activar solamente cuando se tenga redundancia de la detección para evitar paros debidos a falsas alarmas.

La estación de compresión cuenta con un sistema de paro por emergencia, así como el SCD que son localizados en el Cuarto de Control de la estación de compresión. El SPE cuenta con una interface de comunicación Ethernet<sup>22</sup> con el SCD para monitorear el estado y las condiciones del SPE. La función principal del SPE corresponde que ante una falla del SCD que ocasione que las condiciones normales de operación de la estación salgan de parámetros, o bien que ante alguna situación de emergencia detectada por el operador del CCP o por el sistema distribuido de Gas y Fuego pueda

---

<sup>22</sup> Ethernet: Cable que conecta computadoras y dispositivos periféricos para que se comuniquen.

ser posible efectuar las acciones necesarias de conformidad, para llevar a condición segura el sistema de compresión y así salvaguardar la integridad del personal operativo y de las instalaciones. En el cual el gabinete de control del SPE envía señales con cableado físico al panel de control de turbo-compresores (TCP), donde podrá cerrar las válvulas de bloqueo de emergencia (SDV) de succión y descarga durante un paro de emergencia y abrir las válvulas de venteo (BVD) automáticas para desfogue de la estación en dado caso de ser requerido.

Al menos, el SPE llevará a cabo las siguientes acciones básicas de paro por emergencia dependiendo de la combinación de las causas listadas:

- La activación de las estaciones manuales del SPE y/o F&G en el cuarto de control.
- La activación de la estación manual en salidas de emergencia y puertas de acceso.
- La activación de la estación manual del área del turbocompresor del SPE y/o F&G.
- Detección de fuego o gas dentro de la cabina para cada unidad de turbocompresor con sistema de supresión de agente limpio por medio del TCSS (Tablero de Control del Sistema de Supresión).
- Pérdida de estado “abierto” de las válvulas SDV de corte de paro por emergencia.
- Perdida de estado “cerrado” de las válvulas de venteo BDV.
- Alta-alta presión a la salida de la estación.
- Baja presión a la entrada de la estación.
- Activación de un botón de emergencia asociado al SPE.
- Elevados niveles de líquidos en separadores.
- Alta temperatura de descarga de la estación

Estas causas originarán, al menos los siguientes niveles de paro de emergencia:

- Nivel 1 (con venteo): paro de turbocompresores, se activa el aislamiento de la estación (válvula de cierre de emergencia, SDV), compresor de venteo (válvula de venteo controlado, BDV).
- Nivel 2 (sin venteo): paro de turbocompresores, se activa el aislamiento de la estación (SDV).

### **4.3 Sistema de gas y fuego (F&G)**

El propósito del sistema de detección de Gas y Fuego es salvaguardar la integridad física del personal, evitar daños a los equipos e instalaciones y proteger el medio ambiente, previniendo o mitigando las consecuencias adversas que resultan de la probable liberación del material explosivo (gas combustible), mediante la detección y notificación oportuna de alarma de incendio o de mezclas tóxicas que se pudieran originar. Así mismo, este sistema permite las acciones de prevenir, supervisar, para mitigar los posibles efectos adversos y así conseguir una operación segura.

El objetivo de garantizar la seguridad humana se puede lograr a través de la advertencia oportuna de los ocupantes, esto por medio de los dispositivos de notificación, esta es usualmente la prioridad más importante. Mientras que la mitigación de los daños a la propiedad se logra a través de la activación oportuna de los sistemas automáticos de extinción de incendios, esta viene siendo la segunda prioridad. Posterior a esto se logra continuar con la función del lugar, cuidando no tener problemas ambientales.

La selección del tipo de tecnología de detección debe basarse en la identificación de los posibles escenarios, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Contexto operacional del centro de trabajo.
- La naturaleza de los fuegos y las explosiones que pueden ocurrir.
- Los riesgos de fuegos y de explosiones.
- La naturaleza de los fluidos que se manejan.
- Las condiciones ambientales.
- La temperatura y la presión de los fluidos que se manejan.

- Las cantidades de los materiales inflamables que son procesados y almacenados.
- La localización geográfica de la instalación.
- Factores humanos.
- Medios de acceso al centro de trabajo.
- Medios disponibles para evacuación, escape, rescate y su disponibilidad en la identificación de escenarios de accidente.
- Escenarios de fuego y explosión que pueden conducir a la necesidad de escape o evacuación (incluyendo efectos de humo y calor radiante).
- Número y distribución del personal.
- Comando y comunicación de emergencia.
- Control y monitoreo de emergencia.
- Esquema de la instalación y arreglo de equipo.
- Nivel de ayuda disponible de fuentes externas.
- Cualquier guía y regulación aplicada en el centro de trabajo

Con la finalidad de cumplir con nuestro propósito, poder mantener un monitoreo constante, lograr proveer notificación de alarma de incendio, supervisión oportuna, alertar al personal, suministrar ayuda y controlar las funciones de seguridad para la detección de gas y fuego en las condiciones de riesgos que puedan derivar un incendio y/o explosión, se contempla la necesidad de establecer un sistema de Gas y Fuego en la estación de compresión, dicho sistema está compuesto por los siguientes elementos principales:

- Controlador Lógico Programable (PLC)
- Gabinetes de módulos I/O (entradas y salidas) remotos
- Detectores de Gas Combustible (Mezclas Explosivas)
- Detectores de Flama UV/IR (Ultravioleta/Infrarrojo)
- Detectores Infrarrojos de llama (IR3)
- Estaciones Manuales de Alarma
- Alarmas audibles y visibles
- Generador de Tonos
- UPS

#### **4.3.1 Dispositivos de iniciación**

Los dispositivos de inicio ya sea de tipo manual o automático deben instalarse con el fin de minimizar las alarmas de falla.

Los dispositivos manuales y automáticos de iniciación contribuyen con la seguridad humana, la protección contra incendios y la conservación de la propiedad mediante el suministro de un medio confiable para señalar otro equipo dispuesto para monitorear los dispositivos iniciadores en respuesta a esas señales. (NFPA-75, 2017)

Los dispositivos de iniciación que forman parte del sistema de detección de gas y fuego en la estación de compresión son:

- Detectores de Gas Combustible (Mezclas Explosivas)
- Detectores de Flama UV/IR (Ultravioleta/Infrarrojo)
- Detectores Infrarrojo de llama (IR3)
- Estaciones Manuales de Alarma

- **Detectores de Mezclas Explosivas**

Se utiliza detectores de gas combustible tipo puntual (mezcla explosiva), para la instalación y espaciado de estos detectores, se consideran los puntos de fuga potenciales tales como las bridas, conexiones, válvulas, la densidad relativa del gas, la dirección de los vientos reinantes y dominantes, la concentración del gas objetivo en las corrientes de proceso (mayor riesgo), la ventilación del lugar, así como la ubicación de cada equipo a ser protegido. Los detectores deben situarse donde puedan producirse acumulaciones peligrosas de gas y no necesariamente muy cerca del punto de fuga potencial. Finalmente, todos los detectores deben situarse en puntos que sean accesibles para efectuar las operaciones periódicas de calibración y mantenimiento.

Los detectores supervisan continuamente la concentración de gases combustibles en áreas abiertas o cerradas, deben de ser de alta sensibilidad y consumir poca energía. Solamente si la proporción de un combustible en aire está dentro del límite inferior y superior de inflamabilidad, entonces, pueden producir mezclas inflamables con el aire.

Como se trata de gases inflamables, la concentración de gas presente se expresa como el límite inferior de inflamabilidad (LIE o LEL) que se define como la concentración mínima de vapor o gas en mezcla con el aire (indicada en %Vol.), por debajo de la cual, no existe propagación de la llama al ponerse en contacto con una fuente de ignición. El límite inferior de inflamabilidad está relacionado con el punto de inflamación<sup>23</sup>, de forma que este último se puede definir también como la temperatura mínima a la que la presión del vapor del líquido puede producir una mezcla inflamable en el límite inferior de inflamabilidad. En otras palabras, la temperatura mínima a la que se puede producir una concentración inflamable. No es lo mismo que el punto de combustión, a veces también llamada "fire point" que es temperatura a la cual el fuego se mantiene en la parte superior del líquido. Es una temperatura por encima de la de inflamación tal que si se acerca una fuente externa de calor se encenderá, pero si se retira la fuente externa la llama se sostendrá por sí sola.

El límite de concentración es esencial para la práctica de la protección contra explosión, ya que un gas por debajo de su concentración LEL no puede inflamarse, la protección contra explosión puede realizar continuamente midiendo la concentración de gas. (NTP 379)

La medición de la concentración se realiza mediante sensores infrarrojos o sensores de perlas catalíticas por ello el elemento sensor para la detección debe ser calibrado para detectar la presencia del gas objetivo a alta velocidad de respuesta. Y se debe de estar compuesto por dos dispositivos principales: sensor y transmisor.

El rango de medida de los detectores de mezclas explosivas es de 0-100%LEL, con una señal de salida de 0mA a 20mA (0mA -4mA para diagnóstico y 4mA -20mA para medición) la cual será enviada al controlador principal localizado en el Cuarto de Control Principal mediante conexión punto a punto. El detector es capaz de transmitir a los gabinetes del F&G los siguientes niveles de alarma:

---

<sup>23</sup> Punto de inflamación: también llamado "flash point", es la temperatura mínima a la que un material desprende vapores que, mezclados con el aire, se pueden encender en presencia de una fuente de ignición externa y si a esa temperatura se retira la fuente de ignición externa, la llama se retrae y se apaga.



- Baja concentración de gas combustible – 20% LEL.
- Alta concentración de gas combustible – 40% LEL.

- **Detectores Infrarrojo de llama (IR3)**

La radiación infrarroja es emitida por cuerpos calientes y son debidas a vibraciones de los átomos. El espectro infrarrojo total comprende longitudes de onda con un rango aproximado de 0.76  $\mu\text{m}$  (micrómetro) a 220  $\mu\text{m}$ . Los detectores de IR comprenden básicamente un sistema de filtro y lente, usado para filtrar las longitudes de onda no deseadas y poder concentrarse en aquellas que quedan en una celda fotovoltaica o fotoresistente que sea sensible a la emergía IR.

Los materiales que participan en la combustión llameante por lo regular emiten radiación UV (hasta cierto grado), por lo que solo los combustibles que lleguen a contener Carbono pueden llegar a usar detección IR ya que emiten una radiación significativa en la banda de 4.35  $\mu\text{m}$  (Dióxido de Carbono), usada por muchos detectores de IR para detectar llamas. Lo cual nos dice que los detectores de IR de llama no responderían ante los combustibles libres de Carbono, tal es el caso de Hidrógeno y el Azufre.

Se ha puesto atención a gran medida para evitar las falsas alarmas por detectores infrarrojos por la luz del sol ya que tiene una fuente IR bastante fuerte, las medidas para evitar que la luz solar sea un problema, se recomienda el uso de tecnología de longitud de onda múltiples (IR3), utilizando filtros para poder pasar la radiación desde diferentes zonas del espectro infrarrojo con el fin de separar los sensores IR, los resultados se comparan continuamente y se inicia una alarma cuando la relación entre estos indica incendio. (Cote, 2003)

Para la localización de los detectores se debe considerar el traslape de los campos de visión en el área a proteger, así como la relación entre la sensibilidad y la separación del detector de fuego. Los detectores de fuego deben ser localizados de tal forma que puedan tener una cobertura óptima para monitorear y confirmar la presencia de fuego

que pudiera presentarse en los equipos de proceso, teniendo en cuenta la consideración de las sombras que estos pudieran tener.

Los detectores de Fuego, deben contar con una amplitud del cono de visión de entre 90° y 120° y un alcance de 15 m de longitud como mínimo. Los detectores de fuego siempre deben estar dirigidos hacia abajo de 10° a 20° por lo menos, para prevenir el reflejo de la luz en el horizonte. Deben ser inmunes a falsas alarmas provocadas por arcos de soldadura, rayos del sol, reflejos de espejo, para ello debe de diferenciar las características de una flama provocada por la combustión de hidrocarburos.

El detector IR3 empleará el principio de detección infrarroja multi-espectro con tres bandas seleccionadas en el rango de IR entre 2 y 5 micrones buscando patrones específicos de parpadeo de una flama derivada de la combustión de hidrocarburos.

- **Detector de fuego UV/IR**

Los detectores de flama UV/IR son capaces de registrar la radiación ultravioleta (UV) e infrarroja (IR), producida por un fuego derivado de la combustión de hidrocarburos en el ambiente por medio de foto-sensores para cada una de las bandas requeridas. Es un detector óptico de doble espectro sensible a dos bandas separadas de espectros de radiación, las dos presentes en fuego. El detector indica dos canales dependientes en los que se registran los pulsos de la detección adecuada y se analiza según, frecuencia, intensidad y duración. Generan menos falsas alarmas ya que por lo general requieren las respuestas UV e IR del sensor para producir una alarma. El sensor IR es sensible a la radiación por encima de 2.5 – 3.0 micrómetros, mientras que el sensor UV es sensible a la radiación por encima de 0.185 - 0.260 micrómetros.

La señal de salida será de 0 mA a 20 mA (0 mA -4 mA para diagnóstico y 4 mA - 20mA para medición) las cuales serán enviadas al Gabinete central.

El detector será capaz de transmitir a los gabinetes los siguientes niveles de alarma:

-Solo detección de IR.

-Solo detección de UV

-Alarma por detección de UV/IR

Y además deberá transmitir las siguientes señales de diagnóstico:

-Falla del Detector de Fuego

-Lente sucio.

El dispositivo debe tener tres indicadores de estados visibles de operación:

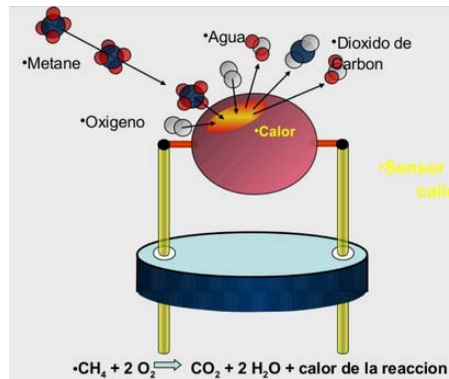
*Tabla 11. Indicadores de estado de detector de UV/IR*

Color	Estado	Condición
Verde	Encendido	Operación normal
Ámbar	Encendido	Falla del detector
Rojo	Encendido	Presencia de flama

- **Dispositivos sensores de energía**

### **Sensores de perlas catalíticas**

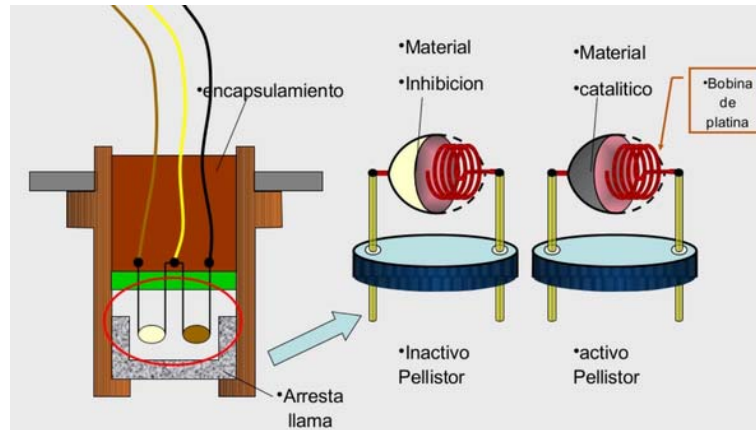
Los gases y vapores inflamables se pueden oxidar mediante el oxígeno del aire para liberar calor de la reacción. Normalmente esto se consigue por un material catalizador especial y adecuadamente calentado, que aumenta ligeramente su temperatura por el calor de la reacción. Este aumento de temperatura es una medida para la concentración de gas. Por medio del oxígeno del aire que es absorbido por el material poroso y activado por el catalizador, el metano gaseoso es oxidado en el pellistor caliente. Además de vapor de agua y dióxido de carbono se puede medir el calor de la reacción.



**Figura 16.** Reacción de Oxidación del Metano.

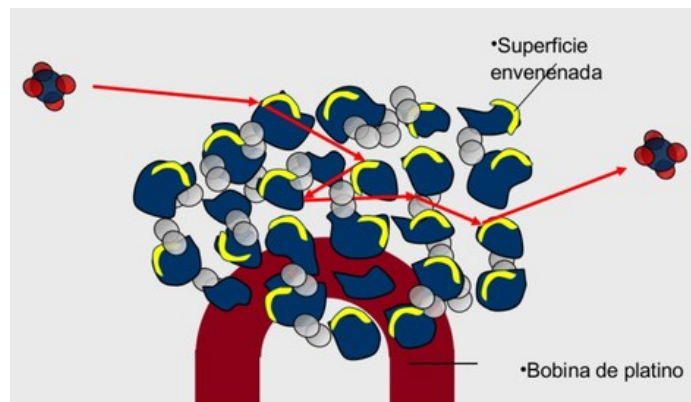
Los llamados pellistores<sup>24</sup> son perlas cerámicas minúsculas y muy porosas (diámetro aproximadamente. 1 mm) rodeando una pequeña bobina de hilo de platino. Hay una corriente eléctrica fluyendo a través de la bobina de platino de tal manera que el pellistor se calienta a unos cientos de grados Celsius. Si la perla cerámica contiene material catalizador adecuado, la temperatura del pellistor aumentará con la presencia de gas inflamable, y por consiguiente la resistencia de la bobina del hilo de platino aumentará. Este cambio en la resistencia con respecto a la resistencia en aire limpio se utiliza para la evaluación electrónica. Un solo pellistor, no es adecuado para la detección de gases y vapores inflamables por lo tanto para eliminar influencias por cambios ambientales como temperatura y humedad, se utiliza un segundo pellistor (elemento de referencia), que es muy similar al pellistor activo (elemento detector) pero no contiene material catalizador para que no pueda oxidar (no reacciona al gas). Integrando los dos pellistores en un circuito de puente Wheatstone tiene como resultado un sensor para la medición de concentración de gases inflamables. Si la temperatura ambiente cambia, la resistencia de ambos pellistores cambiará y no hay señal puente. Sin embargo, si hay presencia de gas, solo la resistencia del pellistor activo cambia y el puente Wheatstone se desequilibra. Ya que los pellistores del sensor de perla catalítica son calentados hasta unos 450 °C, puede funcionar como una fuente de ignición si el LEL es sobrepasado y la temperatura de ignición del gas son inferior a 450 °C. (Drager Safety hispania, 2009)

<sup>24</sup> Pellistor: palabra formada por la combinación de las palabras en inglés *pellet* y *resistor*, también es llamada "perla" o "filamento catalítico".



**Figura 17.** Principio de operación de sensor catalítico (Ohms, 2017)

La principal limitación de este tipo de detectores es su degradación al entrar en contacto con sustancias como dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), compuestos halogenados, que pueden desactivar rápidamente al detector (al reaccionar con el catalizador, envenenándolo). Los fabricantes han realizado mejoras sucesivas en la composición química y diseño mecánico de los filamentos catalíticos, de forma que actualmente el efecto de un “veneno” no suele inactivarlos en forma inmediata, aunque sí acorta muy notablemente la vida útil del detector.

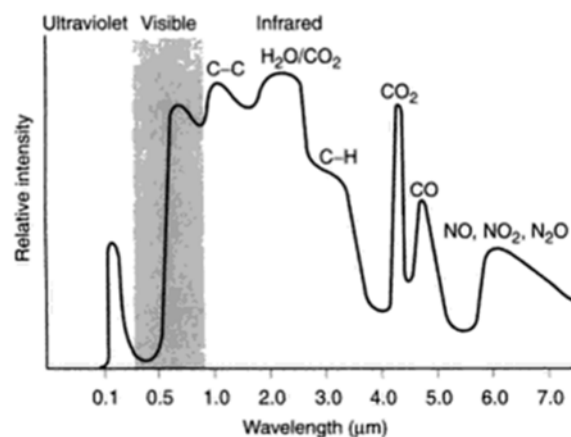


**Figura 18.** Envenenamiento de detector catalítico. (Ohms, 2017)

### **Sensores de energía radiante.**

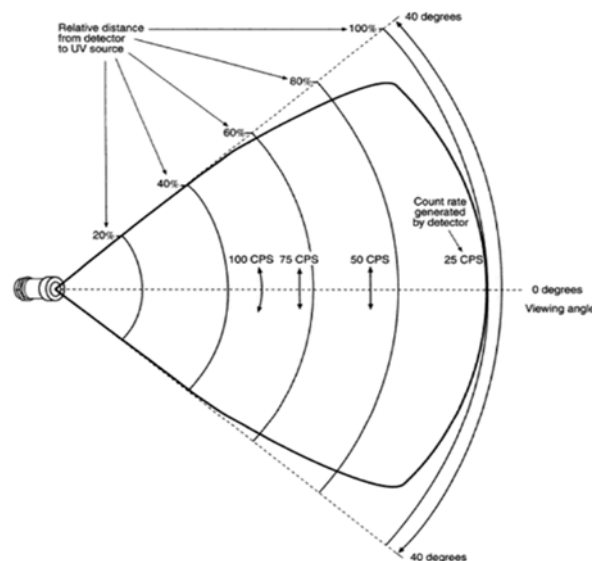
Estos sensores detectan la energía electromagnética emitida como subproducto de la reacción de combustión, la cual obedece a las leyes de la óptica, esto incluye la radiación en zonas ultravioleta (UV), visible y espectro infrarrojo (IR), emitidos por llamas o rescoldos incandescentes. La selección de estos sensores, depende de la

respuesta espectral, ya que debe de concordar con las emisiones espectrales de los incendios potenciales que deben ser detectados. El concepto de longitud de onda es extremadamente importante para la selección del detector de fuego adecuado para una aplicación en particular. Existe una interrelación precisa entre la longitud de onda de una luz que se emite desde una llama y la química de la combustión producida por la llama. Los eventos subatómicos, atómicos y moleculares específicos emiten una energía radiante de longitudes de onda específicas. Por ejemplo, se emiten fotones ultravioletas como resultado de una pérdida total de electrones o cambios relevantes en los niveles de energía del electrón. Durante la combustión, la reactividad química del oxígeno separa las moléculas violentamente, y se liberan los electrones en el proceso, recombinándose en niveles de energía drásticamente más bajos, originando así la radiación ultravioleta. La radiación visible es generalmente el resultado de cambios menores en los niveles de energía del electrón dentro de las moléculas de combustible, llamas intermedias y productos de combustión. La radiación infrarroja proviene de la vibración de las moléculas o partes de las moléculas cuando se encuentran en estado de sobrecalentamiento asociado con la combustión. Cada compuesto químico exhibe un grupo de longitudes de onda en el que es resonante. Estas longitudes de onda constituyen el espectro infrarrojo del químico, que es generalmente exclusivo. Por lo cual, el espectro puede considerarse como la huella dactilar de un elemento.



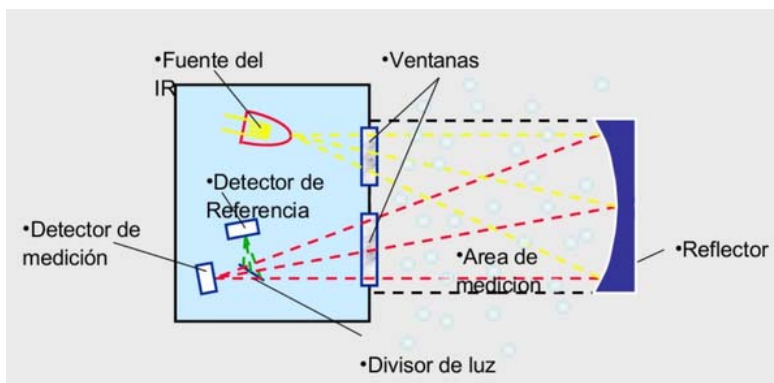
**Figura 19.** Espectro de una llama típica (gasolina en combustión). (Cote, 2003)

Los detectores de fuego rigen de acuerdo a la ley del cuadrado inverso, la cual define que cualquier fuente puntual que extiende su influencia en todas las direcciones por igual, sin límite de alcance, se regirá por la ley del inverso del cuadrado proveniente de consideraciones estrictamente geométricas. La intensidad de la influencia en cualquier radio dado  $r$ , es la intensidad de la fuente en el origen, dividida por el área de la esfera. Siendo estrictamente geométrica en su origen. Por lo tanto, si se duplica la distancia desde el detector hasta el fuego, la señal recibida cae hasta  $(1/2)^2 \times 1/4$  de lo que era anteriormente. También la sensibilidad disminuye a medida que la fuente de energía radiante que se está detectando se desplaza del eje óptico del detector. (Cote, 2003)



**Figura 20.** Cono de visión de detector tipo UV. (Cote, 2003)

El detector con sensor infrarrojo contiene una pequeña cámara con dos fuentes emisoras. Una es la de medida que está ajustada a la longitud de onda de absorción de los hidrocarburos o gases inflamables a detectar en este caso el gas metano, mientras la otra trabaja a una longitud de onda de referencia. De este modo se compensan los factores ambientales de temperatura, humedad etc. La cámara está en contacto con el aire ambiente, por lo tanto, cuando se produce una fuga de gas combustible, éste penetra en la cámara y es atravesado por los rayos de medida y referencia. Esta alteración determina qué tipo de gas se encuentra presente. Un microprocesador controla los parámetros de trabajo y presenta un resultado proporcional a la concentración del gas a detectar.



**Figura 21.** Sensor Infrarrojo. (Ohms, 2017)

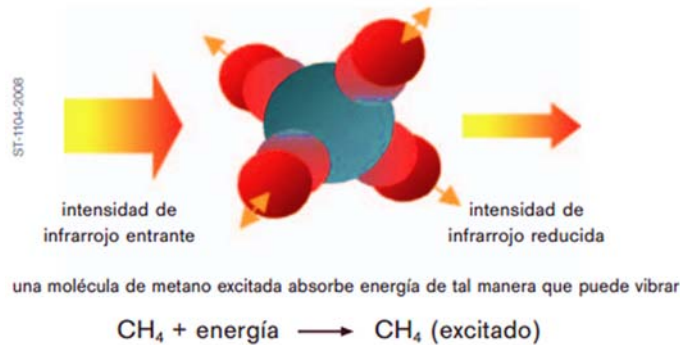
El funcionamiento de estos sensores se basa en el principio de que el gas absorbe energía de la emisión a una determinada longitud de onda, los gases que puede detectar este tipo de sensor son aquellos que contengan más de un tipo de átomo, como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) o metano ( $\text{CH}_4$ ) ya que absorben la radiación infrarroja<sup>25</sup>. Los gases con un sólo tipo de átomo, como el oxígeno ( $\text{O}_2$ ) o el hidrógeno ( $\text{H}_2$ ), no pueden. Cuando los gases pasan entre el emisor y el receptor, el gas absorbe parte de la radiación infrarroja y la menor intensidad de la emisión es detectada por el receptor. La concentración del gas detectado es proporcional a la cantidad de luz infrarroja absorbida.

Los hidrocarburos absorben radiación a un rango determinado de longitud de onda, aprox. de 3.3 a 3.5 micrómetros, y, puesto que el oxígeno, el nitrógeno y el argón no absorben, esto puede ser usado para la medición de concentración de hidrocarburos en aire. (Drager Safety hispania, 2009)

Tratándose de gases inflamables la concentración de gas presente se expresa normalmente en el porcentaje de la concentración mínima que dicho gas debe tener en aire para producir una mezcla explosiva (% L.I.E. o L.E.L.).

<sup>25</sup> Radiación infrarroja: La radiación IR constituye una forma de calentamiento por conversión, ya que se debe a cambios en los estados de energía de electrones orbitales en los átomos o en los estados vibracionales y rotacionales de los enlaces moleculares. Todos los objetos a temperatura superior al cero absoluto ( $-273\text{ }^\circ\text{C}$ ) emiten radiación IR.





**Figura 22.** Molécula de Metano más energía. (*Drager Safety hispania, 2009*)

Las principales ventajas de los detectores de gases puntuales que utilizan la tecnología infrarroja son:

-Su carácter de sistema óptico hace que no se vean afectados por venenos que puedan acortar su vida y dificultar su funcionamiento, a diferencia de lo que ocurría en los detectores catalíticos descritos anteriormente. Esto, junto con la ausencia de un consumo del elemento detector cuando se registra una presencia de gas, hace que los detectores infrarrojos constituyan una solución óptima en atmósferas que serían dañinas para otros detectores y presenten una vida útil muy superior.

- Velocidad de respuesta: del orden de 2 a 10 segundos según modelos y aplicaciones.

- Detección más segura, al no requerir la presencia de oxígeno en el proceso de detección. Es decir a niveles superiores al 100% LEL, la señal permanece y no tiende a cero, como ocurría en los detectores catalíticos. (Selva, 1999)

- **Estación Manual de Alarma por fuego**

Las estaciones manuales de alarma son dispositivos de señales de entrada, ya que generan la transmisión de un cambio de estado logrando dar la señal de alarma de incendio. Su fin es suministrar los medios para activar manualmente el sistema de alarma de incendios en los siguientes casos:

-Sistema de dispositivos analógicos se encuentran fuera de servicio, ya sea por mantenimiento o evaluación.

-Cuando una persona descubra la existencia de un incendio en el área.

La estación manual de alarma de incendios deberá estar ubicada en un área accesible a los ocupantes del edificio y no deberá estar cerrada con llave.

Las estaciones manuales de alarma son de tipo doble acción “empujar y jalar” o “levantar y presionar” con el objetivo de evitar su accionamiento accidental. La estación manual cuenta con un mecanismo para restablecerse manualmente después de que ha sido activada, por lo cual el restablecimiento será manual con llave. Se debe operar con una sola mano. La parte operable de la estación manual de alarma no debe instalarse a menos de 0.914 m (32 in) y no más de 1.22 m (48 in) del nivel de piso terminado. No debe de exceder más de 61 m (200 ft) de recorrido hasta la estación manual. (NFPA 72, 2016)

La finalidad de las estaciones manuales de alarma es dar aviso de alarma por fuego en forma manual por parte del personal que se encuentre en el área, determinando la procedencia del mismo y lograr tomar acciones inmediatas. Al accionar cualquiera de estas estaciones de alarma, se enviará una señal digital al Sistema de Gas y Fuego (F&G), la cual desplegará la alarma de evento de fuego en la pantalla del operador en el cuarto de control, así mismo se enviará señal a las alarmas visibles (luz de color rojo) del área donde se acciono la estación manual, y a las alarmas audibles (sirena) de la misma manera del área donde se accionó la estación manual de alarma, esto mediante un generador de tonos del Sistema de Gas y Fuego (F&G).

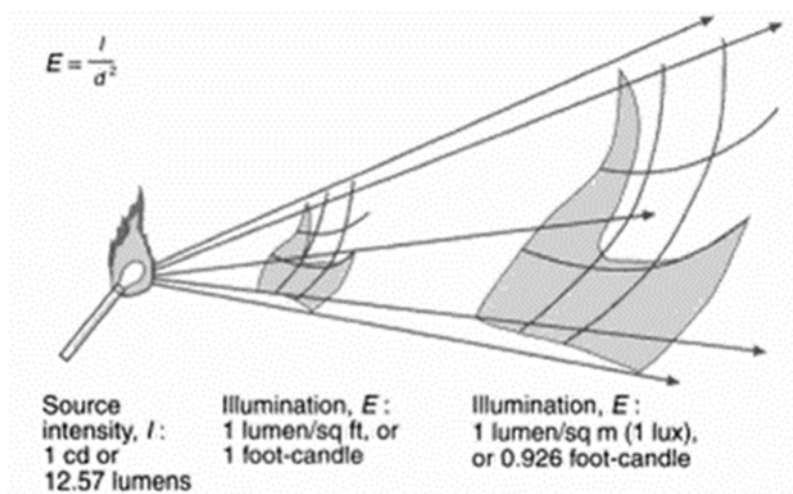
#### **4.3.2 Dispositivos de notificación**

Los dispositivos de notificación cumplen con el objetivo de proteger la vida humana alertando automáticamente la necesidad de que los ocupantes evacuen el sitio o se puedan reubicar en un área segura. Así como también logran proveer estímulos para iniciar la acción de emergencia y proveer información a los usuarios, personal que responda en caso de emergencia y ocupantes quienes puedan ayudar a controlar y extinguir el incendio. Los aparatos de notificación son tipos audibles y visibles para poder alertar a los ocupantes y transmitirles información emergente. (Cote, 2003)

- **Alarmas Visibles**

Las alarmas visibles son utilizadas con la finalidad de aumentar la eficiencia de los aparatos audibles. Sin embargo, son necesarias cuando se contemple que personas con problemas auditivos frecuenten el área protegida o bien cuando los niveles de ruido ambiental sean altos. En estos casos los dispositivos de alarmas visibles pueden ser el medio principal de notificación para los ocupantes en caso de existir una emergencia de incendio. Actualmente estos dispositivos son usados con mayor frecuencia como parte integral de los Sistemas de Gas y Fuego.

Existen dos factores que afectan el desempeño de las alarmas visibles: la intensidad de la fuente y la iluminación a cierta distancia de la fuente. La intensidad de la fuente es la medida de la salida de luz del aparato, sus unidades de medida son las candelas (cd), anteriormente se denominaba también “bujía”. Por otra parte la iluminación (E) va disminuyendo a medida que uno se aleja de la fuente, la iluminación se mide en unidades de lumen<sup>26</sup> (lm) por pie cuadrado o metro cuadrado (también llamado “lux”), anteriormente la unidad usada para describir la iluminación era “pie-bujía”. La ley del cuadrado inverso es utilizada para determinar la iluminación (E) a cierta distancia (d), desde una fuente de intensidad (I), es decir  $E=I/d^2$ . (Cote, 2003)



**Figura 23.** Intensidad visible contra iluminación.

<sup>26</sup> Lumen: Unidad de flujo luminoso del sistema internacional, que equivale al flujo luminoso emitido por una fuente puntual uniforme situada en el vértice de un ángulo sólido y cuya intensidad es 1 candela. (Símbolo. lm).

Las alarmas visibles tipo semáforo para áreas exteriores pueden ser colocados e instalados en forma vertical u horizontal, en zonas más concurridas, como son pasillos y accesos a las diferentes áreas. (NRF-2010-PEMEX-2013, 2013)

Las alarmas visibles (estroboscópicas) que indiquen condición de alarma deben ser del tipo destellante/intermitente, con una velocidad de intermitencia de máximo de 120 destellos por minuto (2 Hz) y mínimo de 60 destellos por minuto (1 Hz). Las luces utilizadas únicamente para la señalización de la alarma de incendios o para señalar la evacuación completa deberán ser de color claro o blanco nominal y no deberán exceder 1000 cd (intensidad efectiva). Las alarmas visibles que indiquen condición normal deben ser del tipo continuo, con potencia de lámpara según el área de aplicación. Pueden existir dos o más luces encendidas a la vez, excepto la luz verde, que se debe apagar al activarse cualquier otra luz de alarma.

Las alarmas visibles se colocan a una altura no mayor a 2030 mm (80 in.) y menor a 2440 mm (96 in.) sobre el nivel de piso terminado. (NFPA 72, 2016)

**Tabla 12.** Indicación para la codificación de color de las alarmas visuales (ASTM F1166, 2013).

Color	Significado	Descripción	Aplicación Típica
<b>Rojo intermitente</b>	Peligro Daños graves al recipiente o estructura, lesiones graves o pérdida de la vida del tripulante, contaminación importante	Requiere atención inmediata del operador -Situación de peligro	Sobrepresión, alta temperatura, inminente pérdida de propulsión, alto nivel de agua, bajos niveles de líquidos críticos, sobre llenado de tanques
<b>Rojo</b>	Peligro Condición de emergencia reconocida pero aún no ha sido corregida	Advertencia de situación peligrosa que requiera acción inmediata.	(Por ejemplo, bomba de aceite lubricante para el motor de propulsión o motor, fallo de presión en el sistema de lubricación de la máquina de propulsión, etc.). Valores de temperatura y presión (agua, aceite, etc.) en niveles críticos. Activación De un sistema de seguridad

Color	Significado	Descripción	Aplicación Típica
<b>Amarillo*</b>	Precaución Existe una condición más allá de los límites operativos pero no requiere una acción inmediata del operador	Aviso de una condición fuera de tolerancia que debe ser corregida pero no requiere atención inmediata por parte del operador.	Valores de temperatura y presión que difieren de los niveles normales, pero no por la cantidad crítica Descarga de la batería, pero aún no a un nivel críticamente bajo
<b>Azul</b>	Instrucción / prueba / Información perdida, (significado específico asignado según el caso considerado)	Azul se puede dar un significado específico que no está cubierto por rojo, amarillo o blanco, pero el azul debe evitarse siempre que sea posible para el uso de alarma	Se ha perdido la señal de prueba incorporada (BIT) Equipo no esencial no funciona Circuito eléctrico de calefacción para máquinas eléctricas inactivas que no funcionan
<b>Blanco</b>	Neutral	Cualquier significado; Puede utilizarse siempre que haya dudas sobre la aplicación de los colores rojo, amarillo y azul que se utilizan a menudo para la confirmación.	Indicadores de aislamiento de la tierra Sincronización de lámparas Llamadas telefónicas Aparatos controlados automáticamente

\*El ámbar no es lo mismo que el amarillo y de hecho se puede utilizar como otro color si es necesario. Sin embargo, es importante asegurarse de que los dos son fácilmente distinguibles.

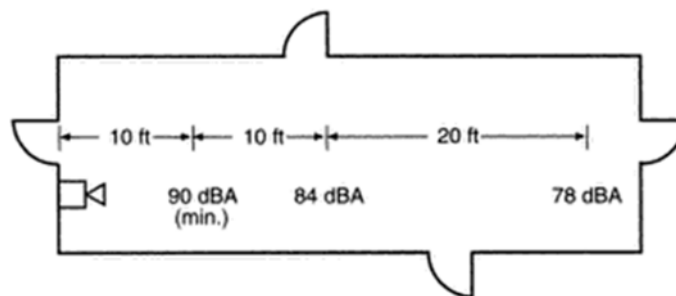
- **Alarmas Audibles**

Para poder indicar una condición de alarma, los dispositivos de alarmas audibles son los más comunes. Existen dos factores que afectan el desempeño (capacidad de alertar y transmitir información) de las alarmas audibles.

La clasificación del dispositivo audible, por lo regular se clasifican mediante la medición del nivel de presión del sonido (SPL) a una distancia fija en cierto cuarto. El nivel de presión del sonido es una medida que indica la intensidad del sonido, se expresa en “decibeles” (dB). Las clasificaciones de los dispositivos de alarma audible se determinan como un determinado nivel de presión del sonido a una distancia de 3.05m (10 ft), siendo esto un punto de partida para el diseño de análisis de los sistemas de señalización audible. Ahora bien, la clasificación se mide en un cuarto con ciertas

características de reverberación, por lo tanto, el desempeño real varía dependiendo de las condiciones de campo.

El segundo factor es el nivel neto de presión del sonido producido en la totalidad del área. Ya que a medida que uno se aleja de un dispositivo audible el SPL aumenta y viceversa. Para un espacio donde está bien abierto, donde el sonido no tiene reverberación el SPL llega a disminuir aproximadamente 6 dB cada que es duplicada la distancia desde la fuente, esta condición se denomina la condición del campo libre. Esta regla de 6dB puede usarse al diseñar un sistema o al analizar el desempeño esperado de un sistema de gas y fuego, a pesar de existir reverberación.



**Figura 24.** Ejemplo de la regla de 6dB.

Las alarmas audibles deben tener una intensidad superior a la del ruido ambiental del espacio. Para asegurar que las señales audibles de modo público se escuchen con claridad, éstas deberán tener un nivel sonoro de al menos 15 dB sobre el nivel sonoro ambiente promedio o 5 dB sobre el nivel sonoro máximo con una duración de al menos 60 segundos, el que fuera mayor, medido a 1.5 m (5 pies) del piso en el área requerida donde servirá el sistema utilizando la escala de ponderación A (dBA). (NFPA 72, 2016)

**Tabla 13.** Nivel sonoro ambiental promedio de acuerdo con ubicación. (NFPA 72, 2016)

Ubicación	Nivel sonoro ambiental promedio (dBA)
Ocupaciones de negocios	55
Ocupaciones educacionales	45
Ocupaciones industriales	80
Ocupaciones institucionales	50
Ocupaciones mercantiles	40
Salas de mecánicas	85
Muelle y estructuras rodeadas por agua	40

Ubicación	Nivel sonoro ambiental promedio (dBA)
Lugares de reunión	55
Ocupaciones residenciales	35
Ocupaciones para almacenamiento	30
Vías públicas urbanas de densidad alta	70
Vías públicas urbanas de densidad media	55
Vías públicas rurales y suburbanas	40
Ocupaciones en torres	35
Estructuras subterráneas y edificios sin ventanas	40
Vehículos y naves	50

El sistema de alarma audible debe estar formado por (NRF-2010-PEMEX-2013, 2013):

- Un generador de tonos capaz de producir los tonos y/o mensajes, cuando se requiera integrar al sistema de voceo.
- Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos, las cuales deben estar protegidas contra las condiciones del medio ambiente.

El tono y mensaje correspondiente a cada alarma serán enviados desde el generador de tonos y mensajes hacia las alarmas audibles para que estas lo reproduzcan.

Las unidades para las Alarmas Audibles son:

- Hz Hertz (Frecuencia de Audio – ciclo por segundo)
- dB Decibelio (Intensidad del Sonido)

- **Generador de tonos**

Se debe programar para reproducir sonidos y/o mensajes en idioma español para distinguir el tipo de riesgo que se ha detectado, mediante las bocinas amplificadoras distribuidas en las áreas de proceso, de acuerdo con la instrucción enviada por el controlador del Sistema de Gas y Fuego. La activación de los dispositivos de notificación de alarmas o comunicaciones de voz de emergencia debe ocurrir dentro de los 30 s posteriores a la activación de un dispositivo iniciador como máximo.

Los tonos o mensajes deben ser reproducidos en forma repetitiva hasta que la señal discreta enviada por el Sistema de Gas y Fuego regrese a su estado normal, esto es cuando el sistema sea restablecido.

El circuito de control del generador de tonos debe tener capacidad de manejar un esquema de prioridades en la reproducción de los tonos o mensajes, este es, si un tono está siendo reproducido cuando se active un tono o mensaje de mayor prioridad, este último desplaza la reproducción del primero de menor prioridad.

**Tabla 14.** Reproducción de tonos y mensajes del generador (NRF-2010-PEMEX-2013, 2013)

<b>PRIORIDAD</b>	<b>RIESGO/MENSAJE</b>	<b>TONO</b>	<b>AUDIO FRECUENCIA</b>	<b>GRADO DE MODULACIÓN (Hz)</b>
<b>PRIMERA</b>	Abandono de Instalación *	Sirena extremadamente rápida	560 a 1055Hz	6 ciclos/s
<b>SEGUNDA</b>	Alta concentración de gas toxico*	Sirena lenta temporal	Bajo 424 Hz Alto 77 Hz	15 ciclos/minuto
<b>TERCERA</b>	Fuego	Sirena rápida	560 a1055 Hz	3.3 ciclos/s
<b>CUARTA</b>	Alta concentración de gas combustible*	Corneta continua	470 Hz	Continuo
<b>QUINTA</b>	Hombre al agua	Alternante alto-bajo	Bajo 363 Hz Alto 518 Hz	60 ciclos/minuto
<b>SEXTA</b>	Prueba/Simulacro	Corneta intermitente lenta	470 Hz	50 ciclos/s

\* Agregar en el mensaje el nombre del lugar en el que se genera el evento a alarmar.



# 5

## **SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA LOS TURBOCOMPRESORES**

Comúnmente las fallas mecánicas ya sean en su totalidad o parcialmente no llegan a ocurrir muy frecuentemente, este no es el caso de las turbinas de gas, debido a sus elevadas velocidades de operación, es por ello que este riesgo debe ser controlado, habitualmente se logra mediante reguladores de velocidad del motor.

Es necesario instalar dispositivos de apagado por velocidad crítica en motores que tengan una potencia mayor a 75 kW (100 hp). La mayoría de las instalaciones deben contar con medios remotos para apagar las bombas de suministro de combustible y de aceite lubricante que no son manejadas directamente por el motor.

Para los motores de combustión generalmente se utiliza como lubricante aceite combustible, pero para algunas unidades de turbinas de gas de mayor tamaño el aceite combustible puede reemplazarse por un fluido sintético resistente al fuego, este tipo de fluido tiene un punto de inflamación momentáneo más alto que aquel del aceite combustible, el utilizar este fluido con un punto de inflamación momentáneo más alto disminuye el potencial de ignición de una fuente de calor debido a derrames.

El equipo de seguridad para protección de los turbocompresores debe tener lo siguiente, proporcionar equipo de protección contra incendio, tales como extintores de incendio. En las instalaciones donde se encuentren las turbinas de gas pueden protegerse a través de diferentes sistemas dependiendo de la preferencia del fabricante del motor o del operador. Estos sistemas pueden ser desde sistemas de rociadores de acción previa, sistemas de monóxido de carbono, sistemas de agente limpio y sistemas de agua por rocío. El considerar los sistemas de protección contra incendio con ayuda del cierre automático de válvulas de combustible, puede ser de gran ayuda en la limitación del tamaño del incendio.

## **5.1 Sistemas de aspersión**

### **Propiedades del agua**

El agua es abundante, barata, efectiva para la supresión de incendios y es el agente extintor más usado, siendo el de mayor disponibilidad. Como agente extintor es segura, no tóxica, relativamente no corrosiva y estable. En seguida se enlista algunas propiedades físicas que hacen que el agua sea un eficaz agente extintor:

- A temperatura normal el agua existe como líquido estable, su viscosidad en el rango de temperatura de 1 a 99 °C (34 a 210 °F) permanece constante. Lo que permite su transporte y bombeo.
- Tiene una alta densidad, lo cual le permite ser descargada y proyectada desde boquillas. Su alta tensión superficial (0.072 N/m @ 25 °C) le permite que ésta exista en forma de pequeñas gotas, hasta en chorros sólidos.
- Su calor específico del agua es de 1 caloría/gramo °C (4186 kJ/kg K), por esta razón se necesita una mayor cantidad de calor entregada a ella para poder subir su temperatura, debido a su gran cantidad de calor específico, recordando que el calor específico es una propiedad intensiva, por eso no dependerá de la materia, siendo un valor fijo.
- El agua es efectiva como agente refrigerante debido a su alto calor latente de evaporación (cambia el agua de estado líquido a vapor), que es de 2260 kJ/kg (970.3 Btu/libra). En consecuencia, se expande, siendo una característica importante del agua. El agua se expande al convertirse de estado líquido a vapor hasta 1600 a 1700 veces el volumen líquido. Por todo esto se deduce que el agua a temperatura ambiente aplicado a combatir incendios y convertido en vapor, absorberá calor tanto al elevar su temperatura a la que se convierte en vapor como en el cambiar de fase líquido a vapor.

El agua extingue principalmente los incendios de combustibles sólidos al enfriar la superficie del combustible, Por medio de la transferencia de calor del fuego hacía el agua, la superficie de combustible empieza a enfriarse hasta que la llama ya no pueda subsistir en la superficie, lográndose la supresión del incendio. En consecuencia, se puede usar agua en el sistema de lubricación para los turbocompresores.

Además de enfriar el combustible sólido en sí, el agua es efectiva como agente de enfriamiento debido a su elevado calor latente de evaporación como ya se mencionó. La cantidad de agua requerida para extinguir un incendio depende de la tasa de liberación de calor [Btu (kW)] del incendio. La rapidez de la extinción depende de la forma de aplicación del agua, la cantidad y la forma en que se aplica el agua.

## **Turbocompresores**

Pese a que los turbocompresores puedan llegar a trabajar con temperaturas calientes, deben protegerse con sistemas de aspersión<sup>27</sup>, ya que las pérdidas a la propiedad que se tendrían en caso de fuego son mayores que las que se pueden presentar por daños causados por el enfriamiento con agua. Si bien es importante considerar que los equipos calientes deben mantener en buen estado los aislamientos para conservación de calor, condición que protege de la superficie de cambios bruscos de temperatura por el enfriamiento de los sistemas de aspersión.

El posicionamiento de las boquillas de aspersión debe tener considerado los siguientes factores (NFPA 15, 2017) :

1. Forma y tamaño del área a proteger.
2. Diseño de la boquilla y características del modelo de pulverización de agua que va a ser producido.
3. Efecto del viento y el tiro (fuerza ascendente) del fuego sobre las gotas de agua muy pequeñas o sobre las de tamaño mayor con baja velocidad inicial.
4. La obstrucción o la pérdida potencial de la superficie a proteger y el incremento en el derroche de agua.
5. Los efectos de la orientación de la boquilla sobre las características de cubrimiento.
6. El potencial de daño mecánico.

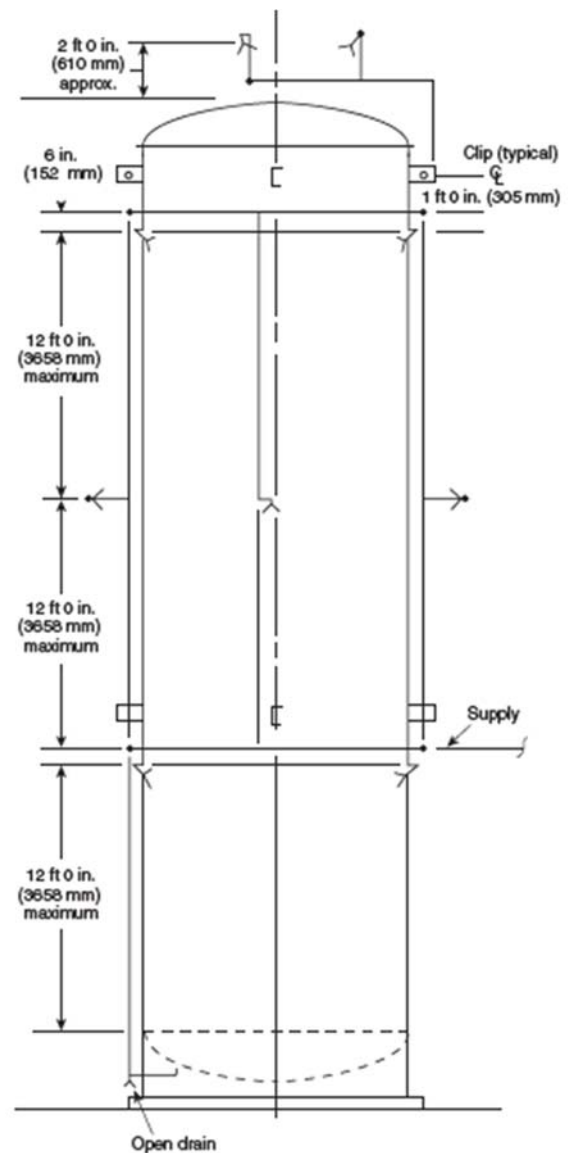
Para determinar la superficie a mojar del compresor y turbina se debe considerar un paralelepípedo (caja) que los cubra totalmente estos equipos (motor eléctrico no debe considerarse), de manera que el área estimada a proteger son las cuatro paredes y tapa superior. Estos equipos deben protegerse con una densidad mínima de agua de 20.4 lpm/m<sup>2</sup> (0.5 gpm/ ft<sup>2</sup>) a una presión de descarga mínima de 4.08 kg/cm<sup>2</sup> (60 lb/pulg<sup>2</sup>). El primer factor que se debe determinar es la densidad del agua requerida

---

<sup>27</sup> Sistema de aspersión: Conjunto de tuberías, válvulas y accesorios con actuación manual o automática que aplican agua mediante aspersores y se utilizan para controlar incendios tridimensionales, así como confinar y diluir nubes de gases tóxicos y gases combustibles.

para extinguir el fuego o para absorber el calor esperado por la exposición o la combustión.

Para el caso de los sistemas de lubricación se deben proteger con sistemas de aspersión (bombas, válvulas), además se debe tener un canal y sardinel en toda la periferia y un sistema de drenaje para el control de un posible derrame de aceite, la llegada de aceite al primer registro debe tener sello hidráulico y salida regulada con válvulas al drenaje pluvial y aceitoso. El agua pulverizada debe aplicarse en la superficie del tanque a una tasa neta no inferior a  $0.25 \text{ gpm/ft}^2$  ( $(10\text{L}/\text{min})/\text{m}^2$ ) de superficie expuesta. La distancia horizontal entre boquillas debe ser tal que los patrones de descarga se traslapen o se toquen sobre la superficie protegida. La distancia vertical entre boquillas no debe exceder los 12 ft (3.7 m) cuando la descarga se contempla para superficies verticales, medidas desde la superficie del revestimiento. (NFPA 15, 2017).



**Figura 25.** Tanque vertical típico con protección. (NFPA 15, 2017)

En el compresor las boquillas de succión y descarga, se deben mojar en los  $360^\circ$  las juntas de las bridas, las boquillas deben ser de 1 in de diámetro, con un ángulo de cobertura de  $62^\circ$  y un flujo de 84 lpm (22 gpm) a una presión de descarga mínima de  $4.08 \text{ kg/cm}^2$  ( $60 \text{ lb/pulg}^2$ ) con orificio de 8.3 mm (0.328 pulg), las boquillas deben localizarse entre 0.60 y 0.90 m de las bridas. Los anillos y boquillas no deben obstruir

áreas de paso y deben ser desmontables para su retiro cuando se realicen maniobras durante los trabajos de mantenimiento. (NRF-016-PEMEX-2010, 2010)

Las características usadas para medir el tamaño del orificio de las boquillas se denomina factor “K” y representa la constante matemática que relaciona el caudal desde el rociador bajo la presión disponible, como se indica en al siguiente formula:

$$Q = K\sqrt{P}$$

Donde:

Q= Caudal en L/min (gal/min)

K= Constante del caudal

P= Presión bar (psi)

La pulverización con agua se llega a usar para proteger gases y líquidos inflamables, particularmente para controlar incendios en estos materiales y para extinguir ciertos tipos de incendios que involucren combustibles líquidos, también en tanques de gases y líquidos inflamables, equipos de procesamiento y estructuras, como protección contra incendios por exposición.

El sistema de pulverización de agua es un sistema especial de tubería fija conectada a un suministro confiable de agua para la protección contra incendios y que está equipado con boquillas de pulverización de agua para descargas y distribuciones específicas de agua sobre la superficie o área que necesita ser protegida. El sistema de tuberías se conecta a un suministro de agua a través de una válvula de diluvio que se activa tanto automáticamente como manualmente para iniciar el flujo de agua. Las válvulas para el sistema de pulverización con sistemas de activación automática, se puede activar eléctricamente por medio de la operación de los dispositivos de detección de gas y fuego o mecánicamente mediante sistemas hidráulicos o neumáticos.

### **5.1. Sistema de supresión de incendio para turbocompresores a base de CO<sub>2</sub>.**

Los equipos turbocompresores que son de tipo paquete, ya incluyen sistemas de supresión de incendio a base de CO<sub>2</sub> con sistema de inundación total<sup>28</sup>, detección de gas y fuego así como un sistema de control que gobierna y monitorea todos los elementos de dicho sistema de supresión.

El sistema de detección de gas combustible debe disponerse para dar alarma a un 25% del límite inferior de inflamabilidad y estar calibrado para interrumpir el suministro del combustible a 50% del mismo límite inferior de inflamabilidad. (Cote, 2003)

Además del paro de emergencia, los compresores deben incluir sistemas de paro por sobre velocidad (excepto en motores de inducción eléctrica), baja o alta presión del combustible o falla de lubricación.

Los motores que operen con inyección de gas natural deben contar con un dispositivo que cierre automáticamente la alimentación del gas natural y ventile el múltiple de distribución al paro del motor. Los silenciadores de los motores de gas deben tener ranuras u orificios de ventilación en los difusores de cada compartimento para evitar que el gas natural quede atrapado en el silenciador. (NOM-007-SECRE-2010, 2010)

Los incendios que pueden ser extinguidos por los métodos de inundación total están divididos en las dos categorías siguientes:

1. Incendios de superficie que involucran líquidos inflamables, gases y sólidos.
2. Incendios profundos arraigados que involucran sólidos sujetos a fuego latente (humeante y sin llama).

Los sistemas de extinción de incendios de dióxido de carbono para protección de áreas donde puede existir atmósferas explosivas deben utilizar boquillas de metal, y el sistema entero debe estar puesto a tierra. Esto porque es conocido que la descarga de dióxido de carbono líquido produce cargas electrostáticas que, bajo ciertas condiciones, puede crear una chispa.

---

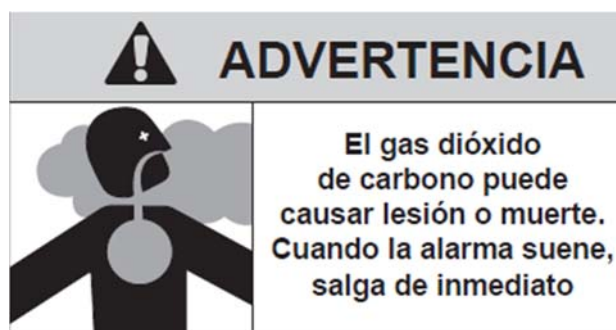
<sup>28</sup> Suministro de dióxido de carbono dispuesto para descargar dentro y llenar a la concentración apropiada, un espacio encerrado en todo el volumen de riesgo.

Algunas de las ventajas del uso del dióxido de carbono son las siguientes: No es tóxico, tiene baja reactividad, es estable, no es corrosivo, no conduce la electricidad, es un agente limpio por lo que no ensucia a los combustibles que apaga, es económico, proporciona su propia presión para descargar a través de tuberías y boquillas, es un gas por consiguiente puede penetrar y repartirse por todas las zonas del área incendiada. (Botta, Los agentes extintores. El CO<sub>2</sub>., 2010)

### **Seguridad personal**

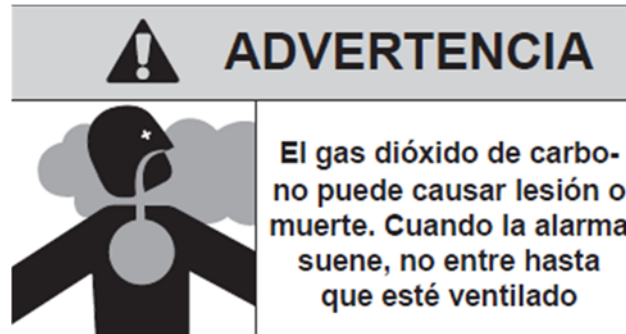
A pesar de que no se deben instalar sistemas nuevos de dióxido de carbono de inundación total en recintos normalmente ocupados. En cualquier uso del dióxido de carbono, debe considerarse la posibilidad de que pueda haber personas atrapadas o entrar a una atmósfera convertida en peligrosa por una descarga de dióxido de carbono. Por lo que es recomendable proveer aparatos de respiración autónoma (SCBA) con propósitos de rescate. Las personas que no han sido debidamente entrenadas en el uso y equipadas con aparatos de respiración autónoma (SCBA) no deben permanecer en espacios donde la concentración sea mayor de 4 por ciento.

Se debe fijar avisos de alerta con una ubicación llamativa en cada espacio protegido; en cada entrada a espacios protegidos; en espacios cerca de los espacios protegidos a donde se haya determinado que el dióxido de carbono podría emigrar creando un peligro para el personal; y en cada entrada a cuartos de almacenaje de dióxido de carbono y en donde éste podría emigrar o recolectarse en el evento de una descarga desde un dispositivo de seguridad de un contenedor de almacenaje. (NFPA 12, 2015)



**Figura 26.** Aviso en cada espacio protegido. (NFPA 12, 2015)





**Figura 27.** Aviso en cada entrada a espacio protegido. (*NFPA 12, 2015*)

## **Alarmas**

La localización de las alarmas visibles de pre-descarga debe cumplir con lo siguiente:

1. Deben ser visibles en todo el espacio protegido.
2. Deben ser distintas de las señales de alarma de incendio del edificio y de otras señales de alarma.

Los controles de activación automática deben requerir una señal de iniciación sostenida de alarma de incendio (Luz color roja) antes de la activación de las alarmas de pre-descarga para después hacer la activación de los dispositivos de descarga.

Debe proveerse alarmas audibles y visibles con los siguientes propósitos:

1. Para advertir al personal que no entre a un espacio porque la atmósfera allí podría ser peligrosa debido a la presencia de alta concentración de dióxido de carbono.
2. Para dar al personal la oportunidad de evacuar espacios que podrían volverse inseguros por la descarga del sistema de dióxido de carbono.

Las alarmas audibles de pre-descarga deben estar al menos 15 dB sobre el nivel de ruido ambiental o 5 dB sobre el nivel máximo de sonido, el que sea mayor, medidos 5 pies (1.5 m) sobre el piso del área ocupada. Estas a su vez deben tener una tasa mínima de decibeles de 90 dBA a 10 pies (3 m). En general las señales audibles deben tener un nivel de sonido no mayor de 120 dB a la distancia mínima de escucha del aparato audible.

Se debe proveer una alarma visible obligatoria de pre-descarga para los siguientes recintos:

1. Los recintos normalmente ocupados y ocupables protegidos por sistemas de inundación total.
2. Sistemas de aplicación local que protegen peligros donde la descarga expone al personal a concentraciones de dióxido de carbono mayores de 7.5 por ciento por volumen de agente en el aire por más de 5 minutos.

### **Detección, actuación y control**

La detección automática debe hacerse por cualquier método listado o aprobado o dispositivo capaz de detectar e indicar calor, llama, humo, vapores combustibles o una condición anormal en el peligro tal como perturbaciones del proceso que probablemente puedan producir un incendio.

Para sistemas operados eléctricamente, se debe proveer un interruptor de desconexión de servicio para permitir la prueba del sistema o hacer mantenimiento sin activar el sistema de extinción de incendio. El interruptor de desconexión de servicio, cuando se activa, debe cortar el circuito de liberación hacia el sistema de extinción y debe causar una señal de supervisión en el panel de liberación del sistema de extinción. Y no se debe utilizar interruptores de aborto en sistemas de dióxido de carbono.

La descarga manual de emergencia provee un medio para descargar el dióxido de carbono en caso de falla de los controles eléctricos para causar una descarga requerida. La posición del control manual para la activación no debe de sobre pasar 4 ft (1.2m) sobre el nivel de piso terminado.

El interruptor de presión de descarga debe instalarse entre el suministro de dióxido de carbono y la válvula de bloqueo. Este debe de proveer una señal de iniciación de alarma en el panel de disparo para la operación de los instrumentos eléctricos / electrónicos de alarma.

### **Cilindros de Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>**

La cantidad de suministro principal de dióxido de carbono en el sistema debe ser al menos suficiente para el peligro individual de mayor riesgo o grupo de peligros que deben protegerse simultáneamente.

El dióxido de carbono debe tener las propiedades mínimas siguientes:

1. La fase de vapor no debe ser menor del 99.5% dióxido de carbono con sabor u olor no detectable.
2. El contenido de agua de la fase líquida debe contenerse en porcentajes muy bajos.
3. El contenido de aceite no debe ser mayor de 10 ppm por peso.

El almacenamiento del dióxido de carbono puede ser de dos tipos:

1. Alta presión. Indica que el dióxido de carbono es almacenado en contenedores a presión a temperaturas ambientales.
2. Baja presión. Indica que el dióxido de carbono es almacenado en contenedores a presión a una baja temperatura controlada de 0 °F (-18 °C).

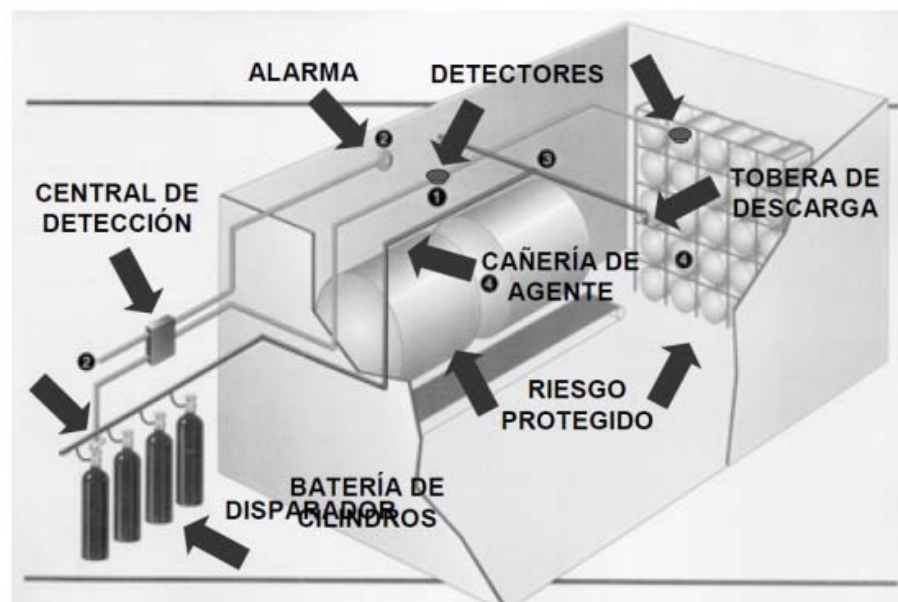
Los contenedores de almacenaje deben ubicarse tan cerca como sea posible al peligro o peligros que ellos protegen, pero no serán ubicados donde estén expuestos a incendio o explosión de esos peligros.

El gas o líquido de dióxido de carbono es completamente no corrosivo para los contenedores. Pero el dióxido de carbono que contiene agua en exceso puede causar alguna corrosión en cilindros de alta presión, particularmente en cilindros de peso ligero que son esforzados en alto grado. El agua en exceso está presente cuando la cantidad excede la solubilidad normal del dióxido de carbono líquido, debido a que el agua existente puede condensarse fuera de las paredes del contenedor.

El dióxido de carbono producido en plantas modernas de baja presión debe necesariamente tener un muy bajo contenido de agua para evitar dificultades de operación. La práctica normal es mantener el contenido de agua por debajo del 0.03 % (32 ppm) por peso. Normalmente el hielo seco contiene más agua y aceite que el dióxido de carbono líquido. Este líquido no debe usarse para cargar cilindros de extinción de incendios a menos que éste sea posteriormente procesado a través de una unidad deshidratadora para remover el exceso de agua.

Los cilindros deben montarse y soportarse en un bastidor provisto para ese propósito, incluyendo facilidades para un servicio individual conveniente y pesaje del contenido. Cilindros individuales deben usarse con una capacidad de peso normalizada de contenido de dióxido de carbono excepto para especiales cargas de temperatura. Para

sistemas de inundación total, las temperaturas ambientales de almacenaje no deben exceder 130 °F (54 °C) o ser menores de 0 °F (18 °C) a menos que el sistema esté diseñado para operación con temperaturas de almacenaje por fuera de este rango. En adición a los requerimientos de código ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) y DOT (Departamento de transporte), cada contenedor de presión debe equiparse con un indicador de nivel de líquido, un indicador de presión y una alarma supervisora de alta / baja presión ajustada para sonar a no más del 90 % de la presión de diseño del recipiente, presión de trabajo máxima permisible (MAWP), y a no menos de 250 psi (1724 kPa).



**Figura 28.** Esquema típico de sistema de supresión a base de CO2. (Botta, *Los agentes extintores, los halones y agentes limpios*, 2010)

### Concentración

La concentración de diseño para un sistema de inundación total debe determinarse por adición de un factor (20 %) a la concentración mínima efectiva. En ningún caso debe usarse una concentración inferior al 34 %.

La siguiente tabla debe usarse para determinar la concentración mínima de dióxido de carbono para los líquidos y gases.

**Tabla 15. Concentraciones mínimas de Dióxido de Carbono para extinción. (NFPA 12, 2015)**

Material	Concentración teórica mínima de CO <sub>2</sub> %	Concentración teórica mínima de diseño de CO <sub>2</sub> %
Acetileno	55	66
Acetona	27*	34
Gasolina de Aviación grados 115/145	30	36
Benzol, Benceno	31	37
Butadieno	34	41
Butano	28	34
Butano I	31	37
Bisulfuro de Carbono	60	72
Monóxido de Carbono	53	64
Gas Natural o Carbón	<u>31*</u>	<u>37</u>
Ciclopropano	31	37
Eter Dietílico	33	40
Eter Dimetílico	33	40
Aceite de calentamiento	38*	46
Etanol	33	40

Nota: Las concentraciones teóricas mínimas de extinción en el aire para los materiales de la tabla se obtuvieron de una compilación de los "Límites de Inflamabilidad de Gases y Vapores", Boletines 503 y 627, del Departamento de Minas (Bureau of Mines)

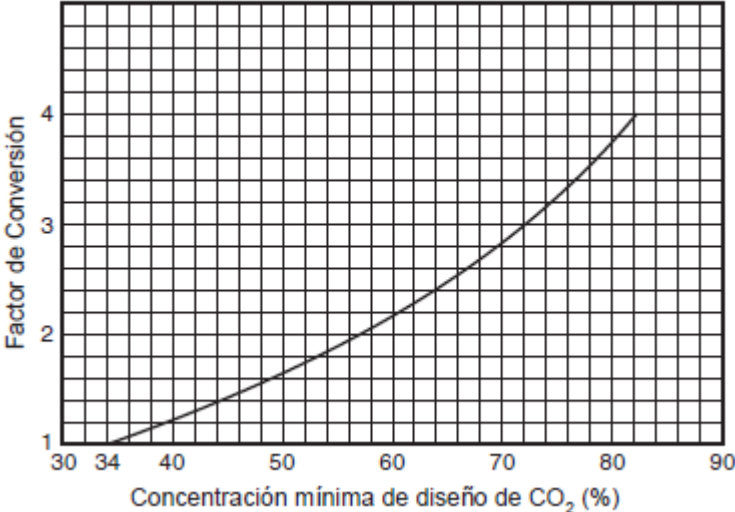
\*Calculado de los valores aceptados de oxígeno residual.

El factor de volumen usado para determinar la cantidad básica de dióxido de carbono para proteger un recinto que contenga un material que requiera una concentración de diseño del 34 % debe estar en concordancia con la siguiente tabla:

**Tabla 16. Factores de inundación**

Volumen del espacio (ft <sup>3</sup> )	Factor de volumen		Cantidad calculada (no menos de) (lb)
	ft <sup>3</sup> /(lb CO <sub>2</sub> )	(lb CO <sub>2</sub> ) /ft <sup>3</sup>	
Menos de 140	14	0.072	
141-500	15	0.067	10
501-1600	16	0.063	35
1601-4500	18	0.056	100
4501-50,000	20	0.05	250
Más de 50,000	22	0.046	2500

Para materiales que requieren una concentración de diseño superior al 34 %, la cantidad básica de dióxido de carbono calculada del factor de volumen se le adiciona el factor de conversión de material, multiplicando esta cantidad por el factor de conversión apropiado dado que se muestra en la siguiente gráfica.



**Figura 29.** Factores de conversión de material.

# 6

## **SISTEMAS CONTRA INCENDIO EN CUARTO DE CONTROL**

El cuarto de control está conformado por tableros de control de proceso, tableros de paro de emergencia e incluso tablero de sistema de gas y fuego, de modo que está expuesto durante su funcionamiento normal al riesgo de incendio, pudiendo generar un “corto circuito”, debido a la generación de calor en el cableado por la conducción eléctrica en los dispositivos, al operar equipos electrónicos, así como la naturaleza y propiedades combustibles de los materiales existentes de uso común y que se utilizan en la construcción de estos cuartos, por lo que el sistema de protección contra incendio se debe diseñar, seleccionar y especificar tomando en cuenta las características especiales de cada cuarto de control.

Este capítulo considera el control, equipos y dispositivos que integran al sistema de supresión de fuego a base de agente limpio, así como los instrumentos automáticos para la detección de humo o fuego y elementos complementarios de apoyo, que deben ser instalados en cuartos de control de proceso, para la protección contra incendio.

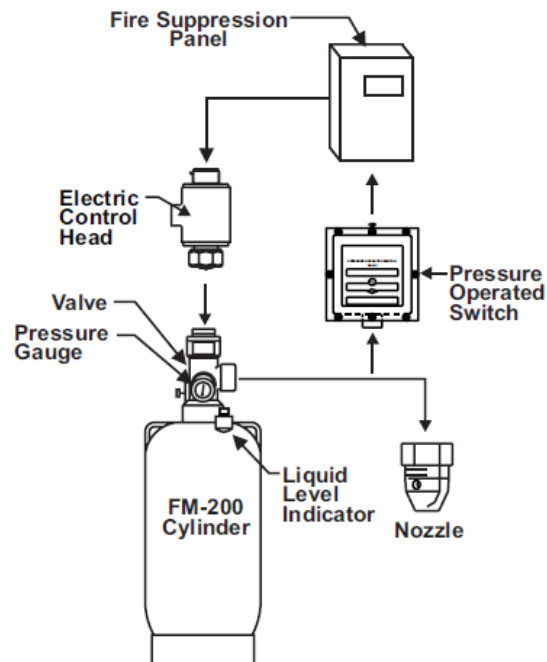
Los edificios de las estaciones de compresión deben estar perfectamente bien ventilados para asegurar que el personal no esté en peligro por la acumulación de gas natural en los cuartos, fosas u otros lugares cerrados. La ventilación no debe ser menor a 5 cambios de aire por hora.

El sistema contra incendio en el cuarto de control está constituido por los siguientes elementos y dispositivos (NRF-019-PEMEX-2011, 2011):

1. Tablero de control para supresión de incendio.
2. Sistema de fuerza interrumpible.
3. Agente extinguidor limpio.
4. Banco de cilindros con agente limpio (principal y reserva).
5. Bastidor para cilindros o arneses.
6. Cabezales de descarga.
7. Válvulas de descarga operadas por presión, cabezas de control y mangueras.
8. Tubería metálica y boquillas de descarga.



9. Instrumentación: Interruptor por alta presión, estación manual de descarga, estación manual de aborto, luces de estado (alarmas visibles), alarmas audibles, detectores de humo, interruptor selector automático / mantenimiento, interruptor selector principal / reserva.
10. Extintores portátiles.
11. Señalización: Juego de letreros para indicación y advertencia en las zonas de acceso a los cuartos de control y en el interior incluye: identificación de elementos e instrucciones de operación y letreros de identificación de la condición de cada una de las luces de estado (alarmas visibles).
12. Equipo de respiración autónoma.



**Figura 30.** Arreglo típico de Sistema de supresión FM 200. (*Kidde Fire Systems, 2004*)

### **Tablero de control para supresión de incendio**

El tablero de control para supresión de incendio recibe el suministro de energía proveniente de una fuente confiable de 120/220 VCA, 60 Hz. El gabinete del tablero

de control para supresión de incendio, está localizado dentro del cuarto de control, donde la clasificación del área eléctrica es no peligrosa (Clase NEMA 1<sup>29</sup>).

Las señales de entrada al tablero de control para supresión de incendio, son las siguientes:

1. Detección de humo.
2. Disparo manual remoto del sistema de supresión de fuego.
3. Botón de aborto del sistema de supresión de fuego.
4. Alta presión en líneas de tuberías y/o cabezales de descarga.
5. Disparo manual local en el banco de cilindros de almacenamiento del agente limpio.

El tablero de control para supresión de incendio, procesa las señales recibidas y/o fallas detectadas por medio de un autodiagnóstico propio, generando las señales de salida y alarma correspondientes, en forma audible y visible, mediante dispositivos sonoros y luminosos locales en el tablero de control, y en las distribuidas dentro y fuera del cuarto de control, permitiendo diferenciar clara y rápidamente si se trata de una alarma de fuego o de una falla del sistema, mediante un sonido y color característico para cada caso. Igualmente cuenta con señales de salida para activación de las cabezas de descarga de agente limpio y también cuenta con señales para interactuar con el sistema de aire acondicionado efectuando las siguientes funciones:

1. Paro de aire acondicionado cuando se active la alarma de fuego, donde el aire acondicionado sea de uso exclusivo para dicho cuarto.
2. Cierre de ductos de retorno del aire cuando se active la alarma de fuego, donde el aire acondicionado es compartido con otras áreas de la edificación.

El tablero de control para supresión de incendio debe estar interconectado con el Sistema de Detección de Gas y Fuego para que el personal, a través de su estación de trabajo, identifique fallas localizadas por el autodiagnóstico y emergencia que se haya detectado y su localización.

---

<sup>29</sup> NEMA 1: Instalación interior, protege contra la caída de suciedad

## **Lógica de control**

El sistema actúa de manera automática en cualquiera de las situaciones que a continuación se describen:

- La señal de activación proveniente de cada uno de los detectores de humo (en modalidad de zona cruzada), se direccionan automáticamente al tablero de control para supresión de incendio, donde se establece un estado de alarma primaria y se activan simultáneamente las alarmas visuales y audibles en el tablero de control, sin que se active el disparo del sistema de supresión de incendio. Para el disparo del sistema de supresión de incendio, debe ser recibida la señal proveniente del segundo elemento de detección de humo, confirmando así la zona cruzada y estableciendo en el tablero de control para supresión de incendio, el estado de alarma secundaria, la cual debe alertar al personal por medio de las alarmas visuales y audibles, diferentes al estado de la alarma primaria y posteriormente, en un lapso máximo de 60 segundos, se debe iniciar la descarga del agente extinguidor de incendio.

El sistema actúa de manera manual en cualquiera de las situaciones que a continuación se describen:

- Se efectúa en forma manual remota por medio del accionamiento de cualquiera de las estaciones de activación manual. Al ser activada una estación manual el tablero de control recibe la señal y entra en estado de alarma, indicándolo por medio de las señales de alarma visual y audible, posteriormente en un lapso máximo de 60 segundos, debe iniciar la descarga del agente extinguidor de incendio.

El sistema es capaz de abortar su secuencia de disparo, de modo que se efectúen las siguientes señales:

- Debe efectuarse desde una de las estaciones de aborto ubicadas en el cuarto de control. La señal de aborto debe ser procesada hasta 10 segundos antes de iniciarse la descarga del agente extinguidor.

Para lograr la activación del sistema de supresión, es establecido dos niveles de alarma:

- Alarma primaria. Esta condición se presenta cuando uno de los detectores de humo se activa y envía señal al tablero de control de supresión de incendio. En la pantalla del tablero se debe indicar el lugar donde se encuentra el detector activado y además accionar una señal visual y una alarma audible en el mismo tablero. Bajo esta situación el sistema de supresión aún no debe ser activado y puede permanecer en este estado por tiempo indefinido, hasta que la señal del detector de humo desaparezca y se opere el interruptor correspondiente para su restablecimiento.
- Alarma secundaria. Esta condición se presenta cuando el tablero de control de supresión de incendio se encuentra en un estado de alarma primaria (activado por un detector) y por la propagación de humo, se activa otro u otros detectores, pasando al estado de alarma secundaria, que se indica por medio de alarmas visibles y audibles, en el primer caso presentando una luz continua de color rojo, y en el segundo caso por un sonido de sirena, lo cual indica una confirmación de la señal de incendio, estas alarmas deben prevalecer durante la permanencia del agente limpio dentro del cuarto de control.

Cuando se detecte una falla, interna o externa, en la pantalla del tablero de control se indicará la anomalía, notificando el elemento y lugar donde se manifestó, además de encender una alarma visual de color ámbar intermitente.

### **Agente extinguidor limpio**

Los sistemas de extinción de incendios mediante agentes limpios son útiles para extinguir fuegos en zonas de riesgo específicos, ubicados en lugares donde es esencial o deseable un medio eléctricamente no conductor, donde la limpieza del agente signifique un problema y donde la zona de riesgo sea normalmente ocupada por personal.

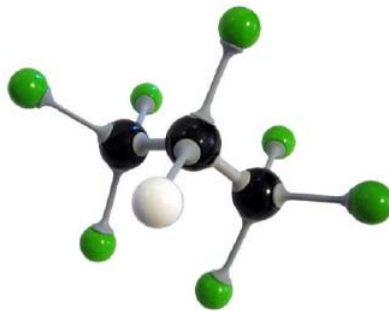
Son utilizados para proteger recintos cerrados o equipos que, en sí mismos, incluyen un encerramiento, se usan primordialmente sistemas de extinción por inundación total con agentes limpios. Estos son algunos riesgos típicos para los que son adecuados los sistemas de extinción mediante agente limpio (NFPA 2001, 2015):

1. Riesgos eléctricos y electrónicos.

2. Falsos suelos y otros espacios escondidos.
3. Otros bienes de valor elevado.
4. Instalaciones de telecomunicación.

El agente limpio escogido como sistema de extinción en el cuarto de control de la estación de compresión es el HFC-227ea:

- Denominación del agente: HFC-227ea.
- Nombre químico: Heptafluoropropano.
- Formula:  $\text{CF}_3\text{CHF}_2$ .
- Nombre comercial: FM-200.



**Figura 31.** Molécula de HFC-227ea.

El halógeno (Flúor) se enlaza al átomo de carbono mediante un enlace químico covalente, lo que implica que, al contrario de los compuestos inorgánicos halogenados como la sal común (NaCl), no tienen tendencia a ionizarse o hacerse conductores eléctricos en presencia de agua. La presencia de un átomo de flúor en la molécula aumenta la resistencia de los enlaces y mejoran la estabilidad química del compuesto. Los halogenados no dejan residuos corrosivos o abrasivos después de su empleo. No son conductores de la electricidad y poseen alta densidad en estado líquido, lo que permite el empleo de contenedores de almacenamiento compactos. También es apto tanto para fuegos de clase A (fuegos que comprenden materiales sólidos) como para fuegos de clase B (líquidos o sólidos licuados). El HFC-227ea es no conductora y es conveniente para la protección de riesgos clase C (riesgos que involucran equipos eléctricos energizados).

Este sistema de agentes halogenado se considera generalmente útil para los siguientes tipos de riesgos (Botta, Los agentes extintores, los halones y agentes limpios, 2010):

- Cuando se requiere un agente limpio o más limpio que el CO<sub>2</sub>.
- Cuando es necesario realizar una descarga de inundación total en ambientes habitables.
- Cuando sea necesario una rápida extinción.
- Cuando existen circuitos eléctricos o electrónicos con corriente eléctrica, o instalaciones o equipos energizados.
- Pasa gases o líquidos inflamables.
- Para sólidos inflamables de combustión superficial, tales como los termoplásticos.
- Cuando el riesgo se presenta en objetos o instalaciones de gran valor, donde el fuego u otro tipo de agente extintor pueda causar daños irreparables o costosos. La rápida extinción reduce el daño del fuego.
- Cuando el espacio protegido está normal o frecuentemente ocupado por personas, dado que tienen una baja toxicidad.
- Cuando existe una limitación del agua disponible o del espacio para la instalación de sistemas de otros agentes.

Este agente utiliza una concentración extintora entre el 5 y 7.1%. El HFC-227ea actúa físicamente por absorción de calor.

Las limitaciones de temperatura de operación para todos los componentes de HFC-227ea son de 0 °C a 54 °C (32 °F A 130 °F).

En cuanto a su toxicidad para las personas, es seguro porque no sólo extingue el fuego sin reducir la cantidad de oxígeno, sino que no resulta tóxico en las concentraciones específicas de utilización. Por estos motivos, HFC-227ea es apto para la protección de ambientes ocupados normalmente por personas. Su tiempo máximo de exposición segura es de 5 minutos a la concentración de 10.5 %. El NOAEL<sup>30</sup> es del 9 %. LOAEL<sup>31</sup>: 10.5 %.

---

<sup>30</sup> Nivel de efectos adversos no observados (NOAEL). Concentración máxima a la cual no se ha observado ningún efecto adverso de carácter fisiológico o toxicológico.

<sup>31</sup> Nivel mínimo de efectos adversos observables (LOAEL). Concentración mínima a la cual se ha observado un efecto adverso de carácter fisiológico o toxicológico.

**Tabla 17. Información toxicológica de agentes halocarbonados limpios. (NFPA 2001, 2015)**

Agente	LC50 o ALC (%)	NOAEL (%)	LOAEL (%)
FIC1311	>12.8	0.2	0.4
FK-5-1-12	>10.0	10	>10.0
HCFC Mezcla A	64	10	>10.0
HCFC124	23-29	1	2.5
HFC125	>70	7.5	10
HFC227ea	>80	9	10.5
HFC23	>65	30	>30
HFC236fa	>45.7	10	15
HFC Mezcla B	56.7*	5.0*	7.5*

Notas:

1. LC50 es la concentración letal del 50 % de una población de ratas durante 4 horas de exposición. El valor ALC es la concentración letal aproximada.
  2. Los niveles de sensibilidad cardíaca se basan en la observación o no de arritmias importantes en una población canina. El protocolo usual es arritmias importantes en una población canina. El protocolo usual es de 5 minutos de exposición seguida de una administración de epinefrina.
  3. Los valores de concentración elevada se han determinado incorporando oxígeno para evitar la asfixia.
- \* Estos valores son para los componentes mayores de la mezcla (HFCB134A).

**Tabla 18. Tiempo de exposición humana segura a determinadas concentraciones de HFC-227ea. (NFPA 2001, 2015)**

Concentración de HFC-227ea		Máximo tiempo permitido de exposición humana (min)
% Vol	ppm	
9.0	90	5.00
9.5	95	5.00
10.0	100	5.00
10.5	105	5.00
11.0	110	1.13
11.5	115	0.60
12.0	120	0.49

Notas:

1. Datos procedentes de la EPA aprobados y evaluados fisiológicamente en base al modelo farmacocinético (PBPK) o su equivalente.
2. Basado en un LOAEL de 10.5 % en perros.

Ahora bien, en cuanto a su efecto sobre los equipos, el HFC-227ea no daña los equipos más delicados y no deja residuos para su limpieza posterior, por lo que permite continuar de inmediato las actividades. No es conductor de la electricidad, por lo que es efectivo en la protección de riesgos eléctricos de hecho las áreas de mayor uso son para la protección de equipos eléctricos o electrónicos, por esta razón es utilizado como agente limpio en el cuarto de control.

La selección del agente para proteger el área de riesgo, consideró los efectos de éste sobre el medio ambiente, tomando en cuenta las siguientes características (NFPA 2001, 2015):

1. Posible efecto medioambiental de un incendio en el área protegida.
2. Posible efecto medioambiental, incluyendo entre otros el potencial de agotamiento de ozono (ODP) y el potencial de calentamiento global (GWP), de los diversos agentes que podrían emplearse.

El HFC-227ea posee un potencial de agotamiento de ozono (ODP) nulo, un potencial de calentamiento global (GWP) extremadamente bajo y una vida atmosférica (ALT) muy limitada (31 años), como se puede ver en la tabla de Posibles efectos medioambientales.

**Tabla 19.** Posibles efectos medioambientales. (NFPA 2001, 2015)

Agente	Potencial de calentamiento global (IPCC 2013)	Potencia de agotamiento del ozono
FIC-1311	≤1	0*
FK-5-1-12	≤1	0
HCFC Mezcla A	1500	0.048
HFC Mezcla B	1400	0
HCFC-125	527	0.022
HFC-227ea	3170	0
HFC-23	3350	0
HFC-236fa	12400	0
IG-01	8060	0
IG-100	0	0
IG-541	0	0
IG-55	0	0

Nota:

El potencial de calentamiento global (GWP) se calcula para un horizonte temporal de 100 años.



## **Cilindros**

El banco de cilindros de almacenamiento del agente limpio (principal y reserva) está colocado dentro del cuarto de control (cuarto a proteger), en área accesible para desarrollar las actividades de inspección, mantenimiento y pruebas requeridas.

Cada cilindro tiene un indicador de presión (manómetro) con la escala de presiones, con tres áreas claramente distinguibles que señalan lo siguiente:

- Intervalo de presión donde el sistema no puede operar adecuadamente.
- Rango de presión de operación normal.
- Rango de sobre presión del contenido del cilindro.

Además, cada válvula de descarga del cilindro tiene un dispositivo de seguridad para prevenir exceso de presión arriba del 10 por ciento de la presión de trabajo máxima permisible.

## **Boquillas**

Las boquillas son colocadas de tal manera que no descarguen directamente sobre el equipo del cuarto de control, de forma que no interfieran con las operaciones normales. Ya que de existir obstrucciones cerca de las boquillas pueden bloquear o impedir la descarga de agente y afectar a la distribución del mismo dentro del recinto. Obstrucciones tales como conductos, cables, bandejas e iluminarias, pueden interrumpir el recorrido del flujo de agente desde las boquillas. Si este flujo, por ejemplo, fuera forzado hacia el suelo, es probable que no se lograría una concentración deseada en los niveles intermedios y altos del recinto. De esta forma, no se alcanzará una dispersión y concentración uniforme.

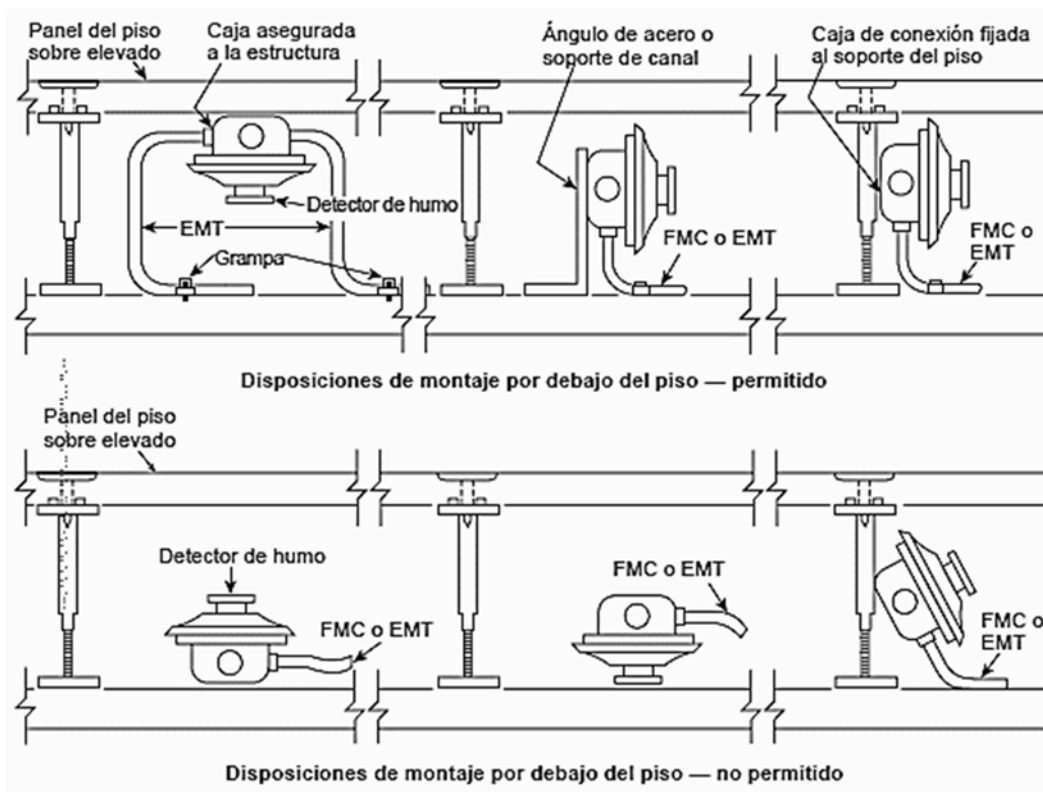
## **Sistema de detección y alarma**

### Detectores de Humo

Los detectores de humo son de tipo puntual, están ubicados sobre cielorraso y debajo del falso plafón del cuarto de control. La distancia entre detectores de humo no excede un espaciamiento nominal de 30 ft (9.1 m) y hay detectores dentro de una distancia de la mitad del espacio nominal ( $1/2 S$ ), medidas en los ángulos rectos de todos los muros.

Las vigas existentes en el cuarto de control tienen una profundidad de vigas inferior al 10 por ciento de la altura del cielorraso (0.1 H), por lo que se permitió el espaciamiento de cielorrasos lisos. (NFPA 72, 2016)

A pesar de que el cuarto tiene un área inferior a 84m<sup>2</sup>, se coloca dos detectores de humo en cada área (área plena y falso plafón), ya que nuestro sistema requiere la operación de dos detectores automáticos (zona cruzada) con el fin de accionar el sistema de supresión, con la modalidad de zona cruzada, esto para evitar falsas alarmas y tener una menor incertidumbre al activar el sistema de supresión.



**Figura 32.** Instalaciones de montaje permitida (arriba) y no permitidas (abajo). (NFPA 72, 2016)

### Alarmas visibles

Las luces de estado, están distribuidas una en el interior del cuarto de control y otra a la entrada, por la parte exterior. Están identificadas con letreros de señalización con leyendas de acuerdo a su función y/o descripción como se ve en la sucesiva tabla.

**Tabla 20.** Luces de estado (NRF-019-PEMEX-2011, 2011)

Color	Estado de la luz	Leyenda
Verde	Continuo	Sistema de supresión de incendio en automático.
Rojo	Intermitente	Sistema de supresión de incendio disparado. Permanencia de agente limpio dentro del cuarto de control.
Ámbar	Intermitente	Sistema inhibido (en operación manual) y/o falla del sistema.

Cuando el sistema tenga falla, se apagará la luz verde y se encenderá la luz ámbar, de modo que se activarán las bocinas con tono de prueba. Al apagarse las luces ámbar, se encenderá nuevamente la luz verde. Cuando sea presionado el botón de aborto, se activará la luz color ámbar, por el tiempo que sea presionado el botón.

Las alarmas visibles y audibles son colocadas con el propósito de alertar al personal del estado o condición en el área de riesgo de los cuartos de control.

La leyenda de los letreros par las alarmas son:

“Cuando la alarma audible y visible indiquen fuego, evacue este cuarto, se descargará el sistema contra incendio”.

“Cuando la alarma audible y visible indiquen fuego, no entre al cuarto, se descargará el sistema contra incendio”.

### Alarmas Audibles

Las alarmas audibles están conformadas por los siguientes elementos:

- Bocinas con conexión a amplificadores para reproducir los tonos de alarma.
- Generador de tonos con la capacidad de producir varios tonos.

Las bocinas reproducen el sonido de acuerdo al mensaje del generador de tonos, véase la tabla de tonos para este.

**Tabla 21.** Tipo de tonos para generador de tonos (NRF-019-PEMEX-2011, 2011)

Tono	Significado	Lugar de alarma	Frecuencia (hertz)	Grado de modulación (hertz)	Origen de la señal
Sirena	Activación del sistema de supresión de incendio. Permanencia del agente limpio dentro del cuarto de control.	Dentro y fuera del cuarto de control	500-1000	0.3	2ª Detección de humo y confirmación para activación del sistema de supresión de incendio. Disparo manual remoto y/o desde el tablero de control
Aullido	Pre-alarma de fuego	Dentro y fuera del cuarto de control	500-1000	2.5	Pre-alarma activada para dar tiempo a la evacuación del personal.
Pulso	Aborto del sistema contra incendio	Dentro y fuera del cuarto de control	475 ± 25	4.5	Botón de aborto
Gorjeo	Falla y/o cualquier cambio de estado de la señal de control	Dentro del cuarto de control	500-100	6	Circuito activado o abierto en cualquiera de los dispositivos eléctricos conectados al tablero de control
Continuo	Prueba	Dentro y fuera del cuarto de control	700 ± 100	4.5	Botón de "prueba" en el tablero de control

### Botón de aborto

El objetivo de este botón manual es inhibir el disparo automático del sistema de supresión de incendio. Se utiliza para la evacuación del personal o preparar el área de riesgo para la descarga.

El botón de aborto de la descarga de supresión es instalado en el interior del cuarto de control y está localizado próximo a la salida. Este interruptor requiere para su activación una presión manual constante.

Los controles manuales normales y de emergencia anularán la función de paro por el botón de aborto. Cuando se active la interrupción de la descarga se producirá una indicación óptica y acústica de mal funcionamiento del sistema (luz color ámbar). Ya que el interruptor de paro debe ser claramente identificable.

### Estación manual de disparo

La estación manual debe activar la descarga del sistema de supresión de incendio, como lo mencionamos anteriormente sin ser afectado por los dispositivos del botón de aborto. La activación de la estación manual de disparo provoca el funcionamiento automático de las válvulas que controlan la liberación y distribución del agente.



**Figura 33.** Estación manual de disparo. (*Fire lite alarms, 2017*)

Para que se pueda asegurar la actuación de los controles manuales, estos no requieren una fuerza de mayor de 40 lb (178

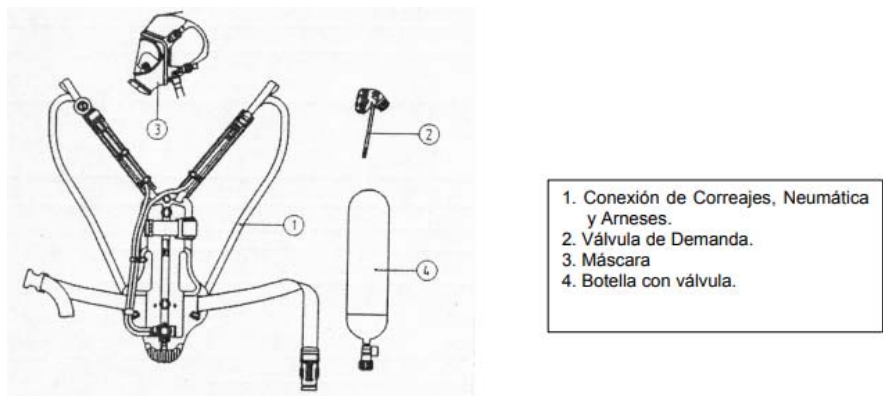
N) ni un desplazamiento de más de 14 in. (356 mm). Las estaciones manuales de descarga están localizadas dentro y fuera de cuarto de control, cerca de la puerta de entrada y salida. Están situadas a no más de 4 pies (1.2 m) sobre el nivel del piso terminado.

### Interruptores

El interruptor por alta presión es colocado inmediatamente después del cabezal de descarga, permitiendo en caso de activación, indicar en el tablero de supresión que el agente limpio ha sido descargado.

### **Equipo de respiración autónoma (ERA)**

El equipo de respiración autónoma o SCBA por sus siglas en inglés *Self Contained Breathing Apparatus*, es un aparato utilizado para el suministro de aire respirable, independiente del aire del medio ambiente, otorgando protección al sistema respiratorio humano durante el trabajo en atmósferas deficientes en oxígeno y/o extremadamente contaminadas (como es el caso de un incendio), el cual está diseñado para ser portado por el usuario, y cuenta con los siguientes componentes principales: Pieza facial de cara completa, reguladores de reducción de presión, alarmas de baja presión, arnés para portar el equipo, cilindro para contener y suministrar el aire comprimido, manómetros e indicadores luminoso de presión y alertas. (NRF-239-PEMEX-2009, 2009)



**Figura 34.** Composición de equipo de respiración autónoma.

Se deberá disponer de dos equipos de respiración autónoma para atender emergencias, estos equipos deberán ser ubicados en el lugar más próximo al acceso del cuarto de control, uno localizado dentro y otro fuera del cuarto de control (equipo de escape).

### Extintores portátiles

Los extintores portátiles dentro del área de trabajo deberán ser seleccionados y colocados de acuerdo con lo siguiente:

- Clase o clases de fuegos que se pudiera presentar en esa área.
- Colocar al menos un extintor por cada 300 m<sup>2</sup> de superficie, si el grado de riesgo es ordinario.
- Colocar al menos un extintor por cada 200 m<sup>2</sup> de superficie, si el grado de riesgo es alto.
- No exceder las distancias máximas de recorrido que indica la tabla a continuación.

**Tabla 22.** Distancias máximas de recorrido por tipo de riesgo y clase de fuego. (NOM-002-STPS-2010, 2010)

Riesgo de incendio	Distancia máxima al extintor (metros)		
	Clases A, C y D	Clase B	Clase K
Ordinario	23	15	10
Alto	23	10*	10

\* Los extintores para el tipo de riesgo de incendio alto y fuego clase B, se podrán ubicar a una distancia máxima de 15m, siempre que sean del tipo móvil.

De manera que, los incendios se deben de clasificar de acuerdo a la clase de fuego, (Clase A, B, C, D o K), estos definidos posteriormente (NOM-002-STPS-2010, 2010):

**Fuego clase A:** Es aquel que se presenta en material combustible sólido, generalmente de naturaleza orgánica, y que su combustión se realiza normalmente con formación de brasas.

**Fuego clase B:** Es aquel que se presenta en líquidos combustibles e inflamables y gases inflamables.

**Fuego clase C:** Es aquel que involucra aparatos, equipos e instalaciones eléctricas energizadas.

**Fuego clase D:** Es aquel en el que intervienen metales combustibles, tales como el magnesio, titanio, circonio, sodio, litio y potasio, y

**Fuego clase K:** Es aquel que se presenta básicamente en instalaciones de cocina, que involucra sustancias combustibles, tales como aceites y grasas vegetales o animales. Los fuegos clase K ocurren en los depósitos de grasa semipolimerizada, y su comportamiento es distinto a otros combustibles.

Por esta razón podemos clasificar el cuarto de control como fuego Clase C, ya que requerimos extintores para protección de equipos eléctricos energizados. Los cuales no deben de contener agentes que sean conductores de electricidad.

Se ha seleccionado extintores de Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>, para inhibir fuegos Clase C.

La ventaja principal de los extintores de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) es que el agente no deja residuos después de su uso. Este puede ser un factor importante cuando se necesita protección para equipos electrónicos delicados y costosos, como es el caso de un cuarto de control. Los extintores de dióxido de carbono están listados para usar en incendios Clase B y Clase C. Como el agente se descarga en forma de nube de gas o nieve, tiene un alcance relativamente corto de 1 m a 2.4 m (3 ft a 8 ft).

Este tipo de extintor no se recomienda para uso en exteriores cuando existen condiciones de viento, o para uso en interiores cuando los lugares están sujetos a corrientes fuertes de aire, porque el agente puede disiparse rápidamente e impedir la extinción. (NFPA 10, 2017)

### Cálculo de cantidad de diseño de agente limpio

Se considera un sistema de supresión de incendio con aplicación del agente limpio HFC-227ea con un sistema de inundación total de los espacios protegidos.

De modo que tenemos equipos eléctricos e instalaciones energizadas que se encuentran en el área del Cuarto de control, la clasificación de fuego es de "Tipo C".

Por lo cual la concentración de diseño será para un riesgo de Clase C, por ello se considera una concentración mínima de diseño de 7 %, como se puede ver en la tabla de concentración mínima de diseño y extinción para el HFC-227ea.

**Tabla 23.** Concentración mínima de diseño y extinción, ensayo según UL2166 y UL2127. (NFPA 2001, 2015)

Agente	MEC Clase A	Concentración mínima de diseño Clase A	Concentración mínima de diseño Clase C	MEC Clase B	Concentración mínima de diseño Clase B
FK-5-1-12	3.5	4.5	4.7	4.5	5.9
HFC-125	6.7	8.7	9.0	8.7	11.3
HFC-227ea	5.2	6.7	7.0	6.7	8.7

Nota:

Las concentraciones indicadas con a 70°F (21°C).

MEC: Concentración mínima de extinción de llama.

Para lograr determinar el volumen específico del agente limpio (HFC-227ea) se tuvo que contemplar la temperatura a la cual se encuentra el cuarto de control. Considerando que se cuenta con un sistema de aire acondicionado el cual está diseñado para mantener una temperatura de +21 °C. Debido a lo cual se considerará el volumen específico de (HFC-227ea) de 0.1373 m<sup>3</sup>/Kg que corresponde a una temperatura de 20 °C, así lo podemos apreciar en la tabla de cantidad de inundación total para HFC-227ea, donde el volumen específico de vapor para 20 °C es de 0.1373 m<sup>3</sup>/kg.



**Tabla 24.** HFC-227ea Cantidad para inundación total (Unidades del SI)

Temp. (t) (°C) <sup>c</sup>	Volumen específico de vapor (s) (m <sup>3</sup> /kg) <sup>d</sup>	Requisitos en peso del volumen de riesgo, W/V (kg/m <sup>3</sup> ) <sup>b</sup> Concentración de diseño (% en volumen) <sup>e</sup>		
		6	7	8
-10	0.1215	0.5254	0.6196	0.7158
-5	0.1241	0.5142	0.6064	0.7005
0	0.1268	0.5034	0.5936	0.6858
5	0.1294	0.4932	0.5816	0.6719
10	0.1320	0.4834	0.5700	0.6585
15	0.1347	0.4740	0.5589	0.6457
20	0.1373	0.4650	0.5483	0.6335
25	0.1399	0.4564	0.5382	0.6335
30	0.1425	0.4481	0.5284	0.6217
35	0.1450	0.4401	0.5190	0.6104
40	0.1476	0.4324	0.5099	0.5996
45	0.1502	0.4250	0.5012	0.5891
50	0.1527	0.4180	0.4929	0.5891

**a** Las especificaciones del fabricante contienen el rango de temperatura de funcionamiento.

**b** W/V [requisitos en peso del agente (kg/m<sup>3</sup>)] = kilogramos de agente necesarios por metro cúbico de volumen protegido para conseguir la concentración indicada a la temperatura dada.

**c** t [temperatura (°C)] = temperatura de diseño en el área de riesgo.

**d** s [volumen específico (m<sup>3</sup>/kg)] = volumen específico del vapor de HFC-227ea sobrecalentado que, aproximadamente, puede calcularse.

según la fórmula:  $s = 0.1269 + 0.0005t$ .

donde t = temperatura (°C)

**e** C [concentración (%)] = concentración volumétrica de HFC-227ea en aire a la temperatura indicada.

Adicionalmente se agrega un factor de corrección por presión atmosférica para calcular la cantidad de agente limpio, el cual depende de la altura sobre el nivel del mar a la cual se encuentre el área a proteger con agente limpio, el cuarto de control se encuentra a una altitud de 1100 m.s.n.m. (metro sobre el nivel del mar)= 3 609 ft. y de acuerdo a la tabla de factores de corrección atmosférica se considera un factor de corrección atmosférico de 0.96.

**Tabla 25.** Factores de corrección atmosférica. (NFPA 2001, 2015)

Altura equivalente		Presión del recinto (absoluta)		Factor de corrección atmosférica
ft	km	psi	mm Hg	
-3.000	-0.92	16.25	840	1.11
-2.000	-0.61	15.71	812	1.07
-1.000	-0.30	15.23	787	1.04
0.000	0.00	14.70	760	1.00
1.000	0.30	14.18	733	0.96
2.000	0.61	13.64	705	0.93
3.000	0.91	13.12	678	0.89
4.000	1.22	12.58	650	0.86

Altura equivalente		Presión del recinto (absoluta)		Factor de corrección atmosférica
ft	km	psi	mm Hg	
5.000	1.52	12.04	622	0.82
6.000	1.83	11.53	596	0.78
7.000	2.13	11.03	570	0.75
8.000	2.45	10.64	550	0.72
9.000	2.74	10.22	528	0.69
10.000	3.05	9.77	505	0.66

Para este cálculo no se consideran áreas abiertas que requieran compensación de agente limpio, ya que el cuarto de control se encuentra cerrado, existe aire acondicionado que es compartido con otras áreas, por lo que contiene compuertas para la división de los cuartos, por ello solo se considera el cierre de compuertas automáticas del sistema acondicionado y este se activara antes de que se descargue el agente limpio, evitando que este fluya por los ductos más allá del perímetro del recinto protegido.

Volumen a proteger del cuarto de control:

- Área plena
  - Falso plafón
- |                         |                        |
|-------------------------|------------------------|
| Largo: 10m              | Largo: 10m             |
| Ancho: 4m               | Ancho: 4m              |
| Altura: 3m              | Altura: 2m             |
| Vol.: 120m <sup>3</sup> | Vol.: 80m <sup>3</sup> |

$$Volumen_{total} = 120m^3 + 80m^3 = 200m^3 \text{ de Volumen a proteger}$$

Cálculo de la cantidad de agente limpio con concentración de diseño al 7%:

$$w = \left(\frac{v}{s}\right) \times \left(\frac{c}{100 - c}\right)$$

Donde:

$w = \text{peso del agente limpio [lb (kg)]}$

$v = \text{volumen neto de peligro [ft}^3 \text{ (m}^3\text{)]}$

$s = \text{volumen especifico del vapor sobrecalentado del agente limpio [ft}^3 \text{ / lb (m}^3 \text{ / kg)]}$

Sustituyendo los valores en la ecuación tenemos lo siguiente:

$$w = \left( \frac{200 \text{ m}^3}{0.1373 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}} \right) \times \left( \frac{7.0}{100 - 7.0} \right)$$

$$w = 109.64 \text{ kg de Agente limpio}$$

Cálculo de la cantidad de agente limpio por el factor de corrección por presión atmosférica:

Consideramos el factor de corrección por presión atmosférica de acuerdo a la tabla de factores de corrección atmosférica y tenemos que se necesita una corrección de 0.96, por lo que la cantidad de agente limpio con corrección es de:

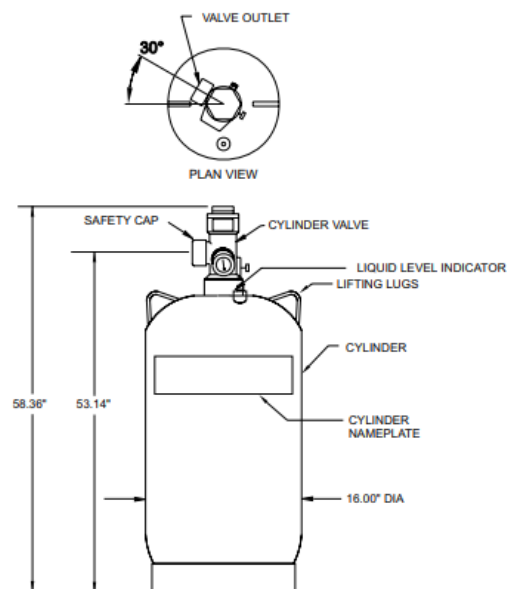
$$w_{\text{corregido}} = w_{\text{calculado}} \times \text{factor de corrección}$$

$$w_{\text{corregido}} = 109.64 \text{ kg} \times 0.96$$

$$w_{\text{corregido}} = 105.25 \text{ kg de HFC - 227ea}$$

$$w_{\text{corregido}} = 232.03 \text{ lb de HFC - 227ea requerido}$$

Por lo tanto, podemos ver que, para las dimensiones de este cuarto de control, necesitamos un cilindro nominal de 158.7 kg (350 lb) como tanque de agente limpio principal y otro como función de relevo.



**Figura 35.** Cilindro contenedor de 350 lb de agente FM-200. (Kidde, 2019)

# 7

## **SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD (SIS).**

Para poder hablar de sistema instrumentado de seguridad, primero hablaremos de donde viene esta capa de protección.

Antes de 1980 no existían estándares ni normas de ingeniería para el diseño de sistemas de emergencia. No se realizaban cálculos de confiabilidad y los sistemas de protección eran diseñados utilizando relés e interruptores como elementos estándares de control.

Su nacimiento se da hasta 1960 cuando se introducen los primeros interruptores sólidos (basados en transistores) y unidades lógicas. La introducción de la tecnología de estado sólido fue punto de partida para el desarrollo de aplicaciones de control lógico. A causa de que estos elementos tienen un modo de falla impredecible (Transistores, diodos principalmente) se estipuló que para ser utilizados en sistemas de seguridad debían configurarse de forma redundante.

En el año de 1980 se empiezan a utilizar los PLC's (Controladores Lógicos Programables), pero de la misma manera que los sistemas de estado sólido seguían teniendo un modo de fallo impredecible, por lo que también debían adoptar un esquema redundante para lograr alcanzar los requisitos de seguridad ante fallos. Con la aparición de los microprocesadores con alta velocidad, se desarrolla la primera generación de sistemas de seguridad TMR (Triple Modular Redundancy), con un precio ya razonable para la industria, que además cumplía con las premisas básicas de los sistemas de seguridad: disponibilidad y fiabilidad. Un punto importante de esta década en el desarrollo del procedimiento HAZOP.



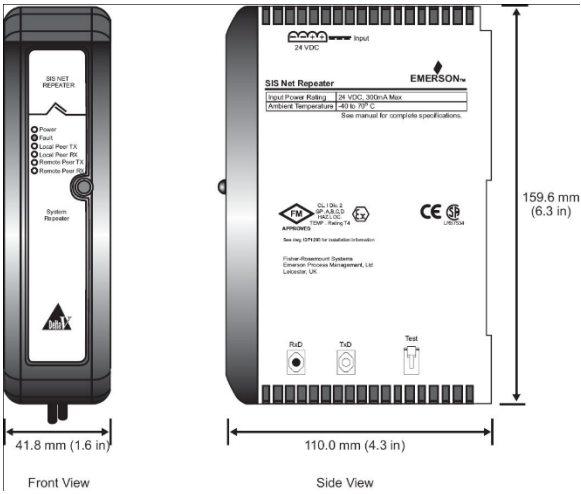
**Figura 36.** Ejemplo de primera generación de sistemas de seguridad; Tricon TRICONEX.  
(*Electric, 2018*)

Para 1990 ya nacen los PLC's de seguridad y se desarrollan estándares para estos PLC's, se desarrollan metodologías para el análisis cuantitativo de riesgos, donde los sistemas de seguridad emplean un alto nivel de diagnóstico acoplado a técnicas de votación para proveer seguridad y disponibilidad con más tolerancia a fallos y con un menor costo que los sistemas de primera generación.



**Figura 37.** Ejemplo de 2a generación de sistemas de seguridad; FSC de Honeywell. (*Classic Automation LLC, 2018*)

En los años del 2000 se desarrollan los equipos certificados con aplicaciones de seguridad (válvulas, transmisores, etc), conforme a IEC 61508. Aparece la 3er generación de sistemas de seguridad FMR (Flexible Modular Redundancy), ofreciendo un alto nivel de diagnóstico, alta integridad con el sistema de control distribuido, ofreciendo herramientas avanzadas de programación. Implantando los procesos basados en el ciclo de vida de seguridad. Donde aplican IEC 61511 y ANZI/ISA 84.



**Figura 38.** Ejemplo de 3er generación de sistemas de seguridad; Delta V SIS de Emerson. (*Emerson Electric Co, 2018*)



**Figura 39.** Evolución de los sistemas de seguridad. (*Emerson Process Management, 2018*)

En consecuencia, los procesos adoptan estrictos criterios de diseño en las instalaciones y dentro de su proceso, con la necesidad de implantar medidas de seguridad, todo esto a causa de los riesgos potenciales que existen. De tal manera que estas medidas de seguridad se traducen a múltiples capas de protección, que están compuestas de equipos y procedimientos de control que actúan conjuntamente con otras capas de protección para lograr prevenir y/o mitigar los riesgos de los procesos. Estas capas de protección se segmentan en dos:

- Prevenir: son aquellas capas que su objetivo es evitar el accidente como lo son el sistema de control distribuido SCD, alarmas críticas (monitorización del proceso), las acciones del operador y los sistemas instrumentados de seguridad SIS.
- Mitigar: son aquellas capas con la finalidad de moderar el incidente<sup>32</sup>/accidente<sup>33</sup>, como lo son el Sistema de gas y fuego, Sistema de detección, alarma y extinción de incendios, Sistemas de diluvio, respuesta de la planta ante paro de emergencia SPE y respuesta de la población ante emergencia.

<sup>32</sup> Incidente: Es todo evento inesperado que tuvo el potencial de interrumpir la operación, causar una lesión o dañar las instalaciones o el medio ambiente.

<sup>33</sup> Accidente: Es todo evento inesperado que interrumpe la operación y que causó lesiones o daños a las instalaciones o el medio ambiente.

Dentro de la primera capa de protección, se encuentra la del Sistema Básico de Control de Proceso (BPCS), como lo muestra la figura de abajo. Durante condiciones y circunstancias normales este sistema mantiene el proceso dentro de las condiciones pre establecidas. Ahora bien, si este sistema falla, ya sea por cualquier circunstancia, en consecuencia, las variables de proceso salen de la zona considerada como comportamiento normal, por lo que se utilizan alarmas para alertar a los operadores. De manera que el proceso en este momento requiere de una intervención por parte de los operadores para reconstruir el proceso a una situación normal. Este sistema de alarmas también aporta una reducción del riesgo y es muy importante el realizar una buena aplicación y gestión de alarmas, estamos hablando de la segunda capa de protección (Alarma de proceso).

Las variables pueden salir fuera de control y el operador debe tomar la acción para llevar el proceso a valores predeterminados y pre establecidos. Es este momento cuando se decide si se debe y es necesario implementar un Sistema Integrado de Seguridad (SIS), que para el proceso cuando se salen de control las condiciones de operación y hace que se vuelva peligroso. Este es un sistema de paro y como todas las capas de protección, contribuye a que el riesgo inherente del proceso se reduzca a riesgo tolerable. Tratándose de la última capa de protección que se encuentra en seguridad funcional, como se muestran en las imágenes posteriores.

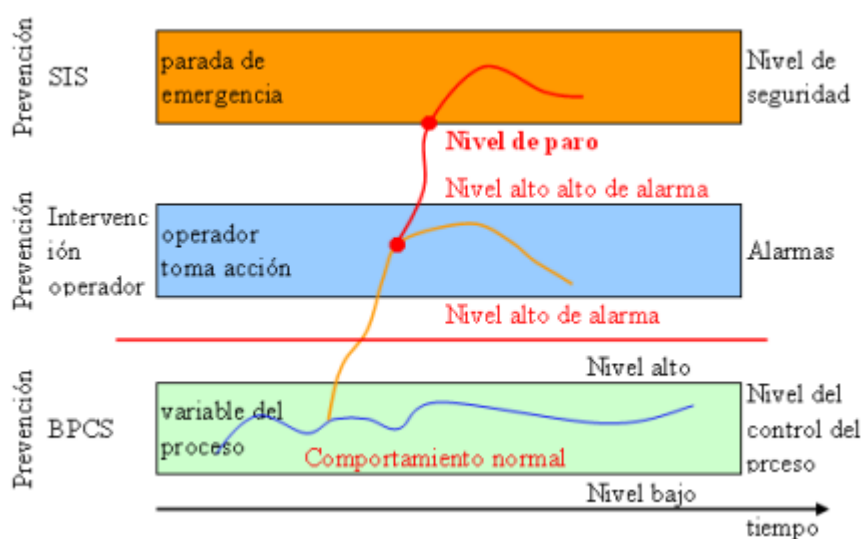


Figura 40. Capas de prevención. (Galindo, 2012)



Si la capa de seguridad del SIS falla o por alguna razón no es capaz de llevar el proceso a un estado seguro, entran en acción las siguientes capas, que entran en la categoría de mitigación.

Estas capas de mitigación, intentan reducir el riesgo cuando el incidente ya se ha producido y siguen el consecutivo orden:

- Gas y Fuego (nivel de seguridad).
- Válvulas de seguridad y disco de ruptura (nivel de seguridad activo).
- Diques y muros de contención (nivel de seguridad pasivo).
- Respuesta de emergencia y panta.

Las capas de protección juegan un papel importante para la reducción de riesgo. En caso de ser requerido, esto se puede combinar con un sistema de protección para tratar cualquier riesgo residual identificado, tal es el caso de los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) de tecnología electrónica programable.

Para poder saber si se requiere y el valor de un sistema instrumentado de seguridad se debe realizar un análisis y evaluación de riesgos, identificación de las capas de protección y la especificación de los requisitos de seguridad.

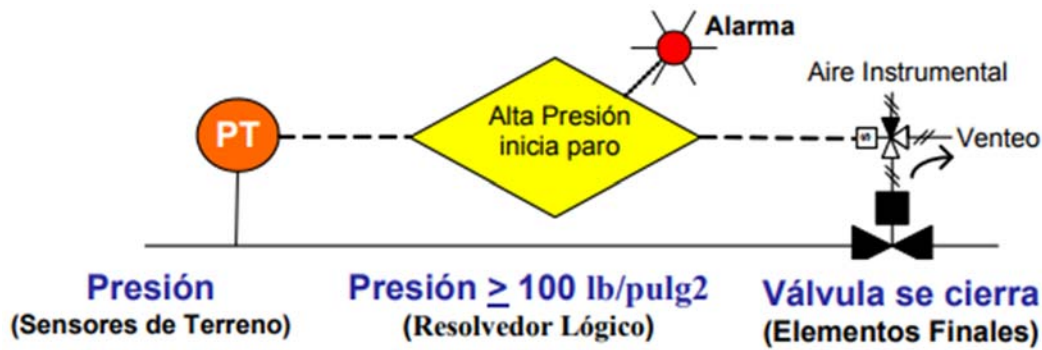
Los SIS son muy importantes en la administración de riesgos en los procesos industriales debido a que cumplen una función primordial disminuyendo su probabilidad de los eventos de riesgo o minimizando la severidad al personal, al medio ambiente y a las instalaciones. Los riesgos se deben prevenir como un objetivo inicial desde el inicio del ciclo de vida de seguridad funcional y deben ser reducidos a un nivel tolerable aceptable. (NRF-045-PEMEX-2010, 2010)



Figura 41. Capas de protección.

Un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) (*Safety Instrumented System*) es un nuevo término usado en los estándares para designar un Sistema de Paro de Emergencia (ESD) (*Emergency Shutdown*). Se define como un Sistema Instrumentado usado para implementar una o más funciones instrumentadas de Seguridad (SIF) (*Safety Instrumented Function*) tanto de control como de protección y consiste de tres componentes (AICHE, 2009):

- Un sensor que sigue el proceso para detectar una alteración o condición anormal.
- Un dispositivo lógico que recibe la señal del sensor, determina si la condición es peligrosa y si lo es, envía una señal para ejecutar una acción.
- Un dispositivo final de control que recibe la señal del dispositivo lógico, e implementa la acción apropiada en la planta.



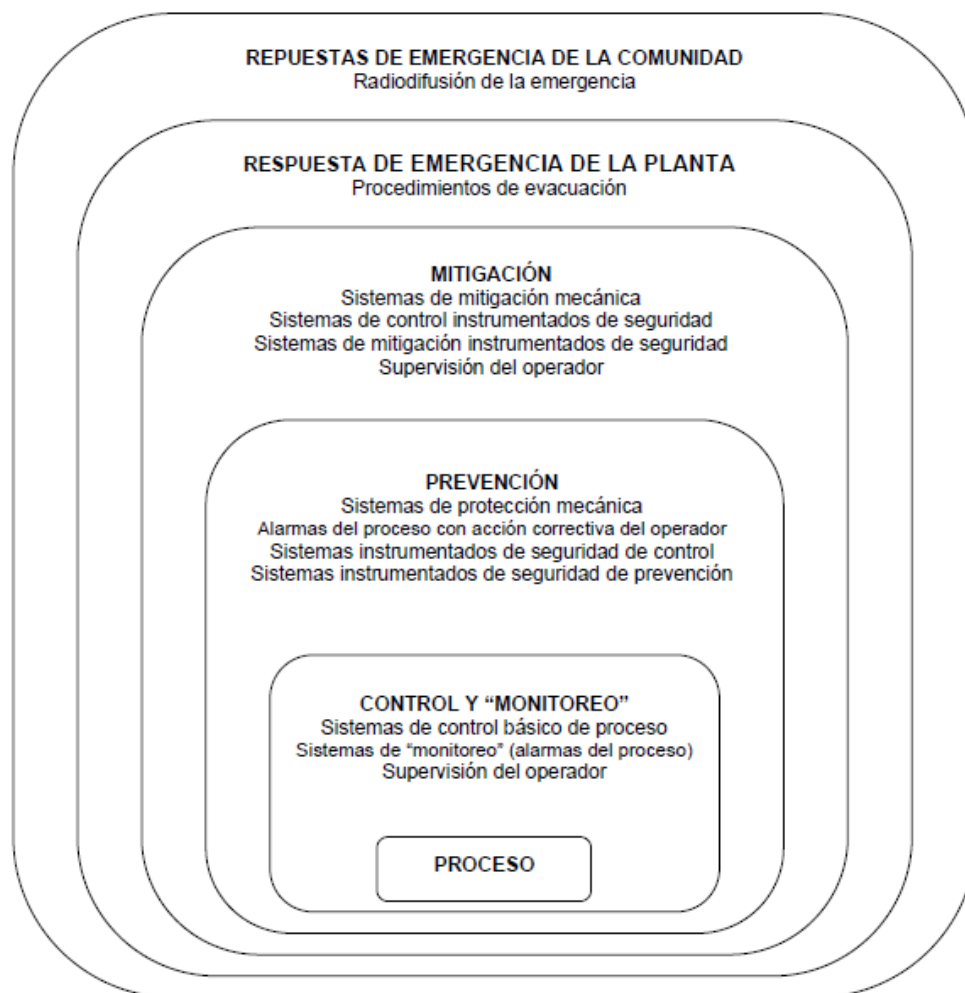
**Figura 42.** Ejemplo de arquitectura de los Sistemas Instrumentados de Seguridad. (AICHE, 2009)

También es definido como la última capa de seguridad preventiva para cuando el sistema de control y la actuación del operador son insuficientes y se alcanzan niveles de variables predeterminados que no deben superarse bajo ningún concepto, por ello se debe disponer de un sistema que de forma automática pueda realizar las acciones oportunas (por ejemplo paradas parciales o totales de equipos) para así llevar el proceso a un estado seguro, es decir que el sistema esté libre de un riesgo inaceptable.

Se encuentran independientes de los sistemas de control, incluyendo la lógica, los sensores y válvulas de campo, estos a diferencia de los sistemas de control que son activos y dinámicos, los SIS son básicamente pasivos por lo que normalmente requieren un alto grado de seguridad y de diagnóstico de fallas. (Alfonso, Inmaculada, Carlos, & María, 2012)

Con el propósito de llevar el proceso a un estado seguro cuando se violan condiciones predeterminadas y dado que el SIS constituye una capa de protección se diseña a diferentes Niveles de Integridad de Seguridad (SIL's) (*Safety Integrity Level*), según el riesgo del proceso. De manera que estos nos definen la probabilidad de que un Sistema relacionado con Seguridad realice adecuadamente la totalidad de las Funciones de Seguridad requeridas bajo todas las circunstancias establecidas y durante el período de tiempo especificado. Esta Integridad de Seguridad viene determinada por la Integridad del Hardware y la Integridad del Software.

El SIL define el nivel de desempeño que se requiere para cumplir los objetivos de seguridad del proceso establecidos. La norma IEC 61511 "Seguridad Funcional: SIS para el Sector de la Industria del Proceso" establece 4 niveles de SIL, mientras que la ANSI/ISA S84.01 denominado "Aplicación de SIS para las Industrias de Proceso", establece solo 3 niveles. Donde el nivel más alto posee el grado más elevado de integridad de la seguridad y el nivel 1 el más bajo.



**Figura 43.** Métodos típicos de reducción de riesgo encontrados en plantas de proceso. (NRF-045-PEMEX-2010, 2010)

Para establecer el SIL del SIS, se debe considerar los siguientes parámetros:

- La severidad de las consecuencias si el sistema de seguridad falla al operar bajo demanda.

- La probabilidad de que el personal sea expuesto al riesgo.
- Medidas de mitigación para reducir las consecuencias del evento de riesgo.
- La frecuencia con la cual el sistema de seguridad se requiere que actúe.
- Probabilidad de ocurrencia del evento peligroso.

Se distinguen dos tipos de comunicación del SIS, interna y externa. La comunicación interna debe estar formada por la red de control industrial y se da al interior de los procesadores lógicos EP (Electrónicos Programables) y está en función de la tecnología con la que fueron construidos. La comunicación externa se debe considerar aquella que se lleva a cabo entre un SIS y uno o más sistemas independientes para efectuar intercambio de información de “monitoreo” (lectura) y de comandos de acción (escritura), por ello se debe verificar que esta comunicación no debe comprometer el SIL del SIS.

Tal es el caso del Sistema de gas y fuego. Los Sistemas de gas y fuego y el SIS deben contemplar arquitecturas independientes, sin embargo, debe existir comunicación entre ellos. Estas requieren consideraciones de prueba automática, para permitir la detección de fallas internas del sistema; “monitoreo” en línea, técnicas de votación y diagnóstico para asegurar que el sistema mantiene su disponibilidad para desempeñar su función. En el caso del Sistema de Gas y Fuego la comunicación digital con el SIS debe ser solo lectura. Se deben proporcionar medios manuales (entre otros, botones de paro de emergencia) independientes de los resolvers lógicos, para actuar los elementos finales del SIS cuando así se requiera en los requisitos específicos de seguridad del proyecto. (NRF-045-PEMEX-2010, 2010)

### **La probabilidad de fallo en demanda (PFD)**

Nos da la medida de la fiabilidad (R) que tiene la función instrumentada de seguridad, es decir, cuando se puede esperar que la SIF no actúe como debe en un intervalo de tiempo dado, por lo que una SIF será más fiable cuando menos probable sea el fallo, de modo que:

$$Fiabilidad (R) = 1 - PFD$$

El modo es la manera como una Función Instrumentada de Seguridad trabaja (Galindo, 2012):

**Tabla 26.** Probabilidad de falla conforme al SIL.

Nivel Integrado de Seguridad	Modo demanda de operación PFDavg <sup>1</sup>	Modo demanda de operación continua-elevada <sup>2</sup>
4	$\geq 10^{-5} - 10^{-4}$	$\geq 10^{-9} - 10^{-8}$
3	$\geq 10^{-4} - 10^{-3}$	$\geq 10^{-8} - 10^{-7}$
2	$\geq 10^{-3} - 10^{-2}$	$\geq 10^{-7} - 10^{-6}$
1	$\geq 10^{-2} - 10^{-1}$	$\geq 10^{-6} - 10^{-5}$

**Nota:**  
 1. PFDavg- Probabilidad de fallar la función para la que se ha diseñado bajo demanda. Este factor se ve profundamente afectado por los diagnósticos pudiendo cambiar su valor por 10 e incluso por 100 con lo cual el requisito puede cambiar de SIL.  
 2. Probabilidad de un Fallo peligroso por hora.

### SIF en modo demanda

La función instrumentada de seguridad en modo demanda es cuando una acción (por ejemplo cierre de una válvula) es tomada en respuesta a las condiciones de proceso o a otras demandas. La acción esta en espera y solo se ejecutará cuando sea solicitada por la función instrumentada de seguridad. En caso de suceder un fallo peligroso de un SIF, un peligro potencial solamente ocurrirá en caso de un fallo en el proceso o en el Sistema Básico de Control de Proceso (BPCS) (*Basic Process Control System*)<sup>34</sup>.

### Tolerancia a fallo de hardware (HFT). Selección de Arquitectura

Es la capacidad de una unidad funcional de continuar realizando su función requerida en presencia de fallos o errores, ya que en todo sistema de seguridad lo que se pretende es alcanzar un sistema tolerante a fallos sin comprometer la seguridad del proceso. Una tolerancia a fallo de “n” significa que “n+1” fallos podrían causar la

<sup>34</sup> BPCS: Sistema Básico de Control de Proceso, es el sistema que responde a las señales de entrada de un proceso, a sus equipos asociados, a otros sistemas programables y/o operadores de planta generando salidas que se ajustan continuamente con el fin de controlar el proceso y operar la planta de la forma deseada, pero que no realiza ninguna función instrumentada de seguridad, siendo actualmente el sistema más común el Sistema de Control Distribuido (DCS).

pérdida de la función de seguridad, de modo que un sistema tolerante a fallos es aquel que es capaz de continuar realizando la función de seguridad en presencia de uno o más fallos peligrosos en hardware.

La técnica utilizada para conseguir una tolerancia a fallo es la redundancia, utilizando un sistema de “votación”, el cual es adecuado para fallos imprevistos que afectan a las acciones del sistema y se compensan con funciones redundantes que encubren el sistema. Esta redundancia es definida en arquitectura del sistema, su selección se fija en la ingeniería básica, ya que representa un fuerte impacto en la integridad de la seguridad del sistema. (Alfonso, Inmaculada, Carlos, & María, 2012)

**Tabla 27.** Arquitecturas más usadas en los elementos iniciadores y HFT. (Alfonso, Inmaculada, Carlos, & María, 2012)

ARQUITECTURA	HFT (TOLERANCIA A FALLO DE HARDWARE)	EXPLICACIÓN
1oo1	0	1 solo fallo origina la pérdida de la SIF.
1oo2	1	Al tener 2 elementos, si uno falla podemos tener disponible la SIF, si 2 elementos entran en fallo, se origina la pérdida de la SIF.
1oo3	2	Al tener 3 elementos siendo uno de ellos únicamente el que inicia la SIF, podemos tener incluso 2 fallos antes de perder la función de la SIF.
2oo3	1	Al tener 3 elementos y ser necesarios 2 de ellos para iniciar la SIF, podemos aceptar un solo fallo antes de perder la funcionalidad de la SIF.
2oo4	2	Al tener 4 elementos y ser necesarios 2 de ellos para iniciar la SIF, podemos aceptar el fallo de 2 antes de perder la función de la SIF.

Como se nota en la tabla anterior se puede establecer en una votación de sistemas MoonN:

$$HFT = N - M$$

El sistema MoonN, son los sistemas de seguridad instrumentados o parte de ellos, compuestos por “N” canales independientes y de los que sólo son necesarios “M” canales para realizar la función instrumentada de seguridad (SIS), siendo la redundancia de canales.

## Arquitectura 1oo1

El sistema tendrá éxito cuando los elementos que la componen tengan éxito, de esta forma:

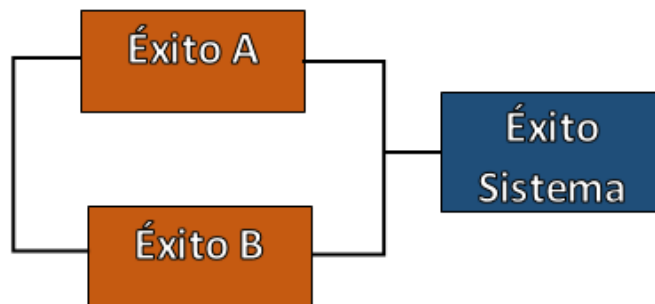


$$R_{Sistema} = R_{Elemento}$$

Consta de un circuito de entrada, un microprocesador y un circuito de salida. Existe la posibilidad de un 50 % de una falla segura y un 50 % de una falla peligrosa.

## Arquitectura 1oo2

El sistema tendrá éxito cuando uno de los elementos tenga éxito y fallará cuando los dos elementos simultáneamente fallen, por lo tanto tiene una tolerancia de fallo de uno, quedando de la siguiente forma:



$$R_{Sistema} = R_A + R_B - (R_A \times R_B)$$

Es un arreglo de PLC redundante, ya que los circuitos de salida están conectados en serie.

## Arquitectura 2oo2

El sistema tendrá éxito cuando los dos elementos simultáneamente tengan éxito y fallará si uno de los dos falla, teniendo una tolerancia a fallo de cero, de esta forma:

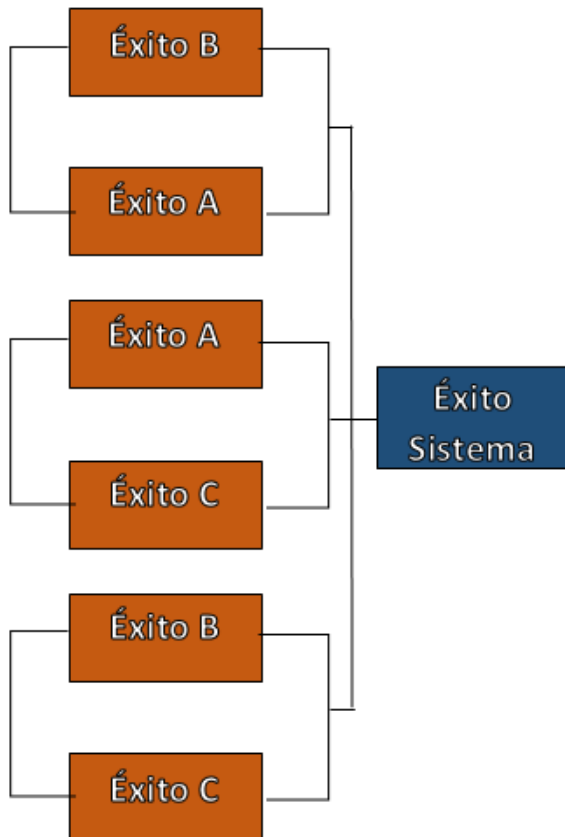




$$R_{Sistema} = R_A \times R_B$$

### Arquitectura 2oo3

Tendrá éxito cuando dos de los tres elementos simultáneamente tengan éxito y dará fallo cuando al menos dos elementos están en fallo, de esta manera tiene una tolerancia a fallo de 1, de esta forma:



$$R_{Sistema} = (R_A + R_B - (R_A \times R_B)) + (R_A + R_C - (R_A \times R_C)) + (R_B + R_C - (R_B \times R_C))$$

Mientras mayor sea el SIL, más probable es que haya componentes múltiples y redundantes como varios sensores, dispositivos lógicos o elementos finales y requerimientos más rigurosos de ensayos y administración.

Por ello, los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) cumplen la función primordial de minimizar la probabilidad que ocurran eventos de riesgo potencial que afectarían al personal, el medio ambiente y a las instalaciones.

### 7.1 Ciclo de vida de seguridad

El ciclo de vida de seguridad es un proceso de ingeniería con el objetivo específico de alcanzar y garantizar la efectividad de un SIS, permitiendo la reducción de riesgos a niveles tolerables, a un costo rentable durante todo el tiempo de vida del sistema. Por

lo que se destina a ser una metodología práctica que delimita los pasos necesarios a seguir para alcanzar la seguridad integral de las plantas de proceso, donde define la secuencia y documentación de cada fase durante todo el tiempo de vida del sistema, desde la concepción del proyecto al mantenimiento diario. Debido a que los accidentes suelen ocurrir y por eso existe la necesidad de reducirlos en frecuencia y gravedad.

De modo que los Sistemas Instrumentados de Seguridad y el Ciclo de Vida de Sistema de Seguridad (CVSF) están considerados como procesos proyectados para minimizar riesgos. Representando el ciclo de vida de seguridad una descripción simplificada de los pasos lógicos que se deben dar para desarrollar un SIS, así bien lo podemos dividir en tres partes importantes:

- Análisis
- Implementación
- Operación

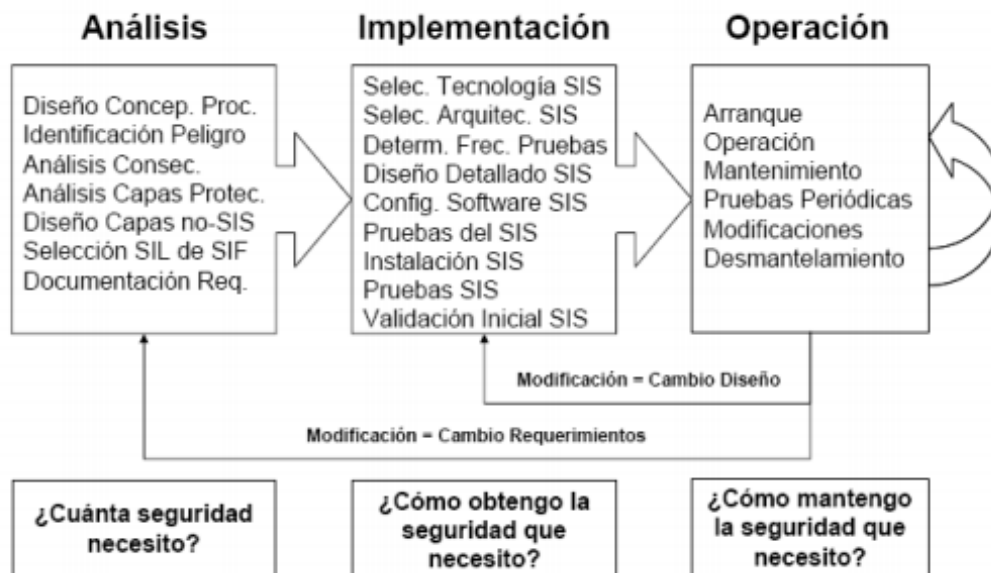


Figura 44. Fases importantes del ciclo de vida de seguridad. (Galindo, 2012)

En donde la fase análisis se encuentra enfocada en resolver y evitar el 44 % de los fallos debido a errores de especificación, la fase de implementación o ejecución está enfocada a resolver el 21 % de los accidentes provocados por errores durante el diseño, la implementación, puesta en marcha; y la fase de operación intenta minimizar

el 35 % de los accidentes causados por incorrecta operación o mal mantenimiento, además por causa de cambios realizados después de la puesta en marcha del sistema.

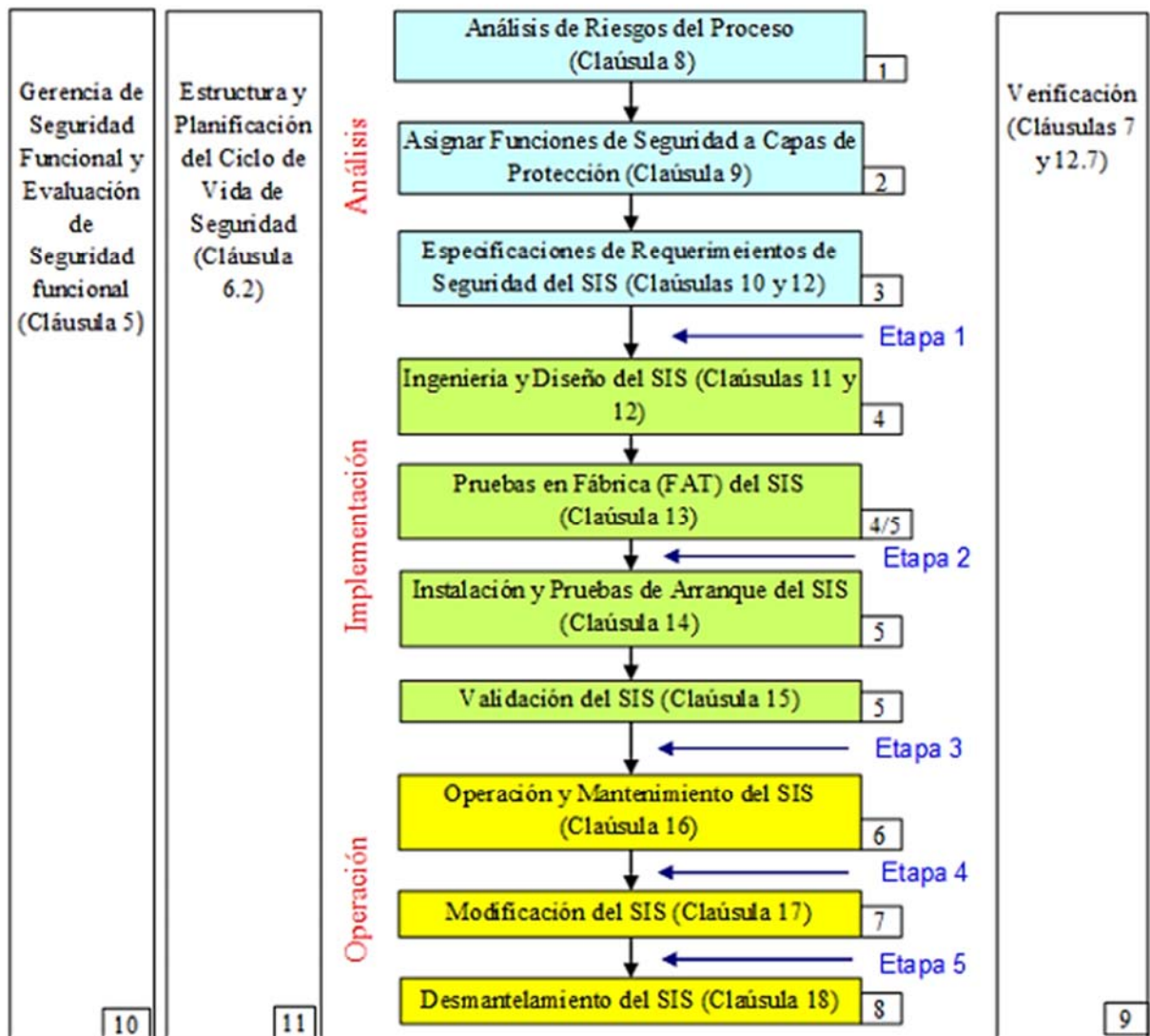


Figura 45. Ciclo de vida de seguridad (SIS) según IEC 61511.

La fase de **análisis** del ciclo de vida de seguridad, se basa en la identificación y especificación de las funciones que son necesarias para aplicar eficazmente el sistema de seguridad a un proceso, es decir, determinar y documentar cuanta seguridad requiere y necesita. En la cual se requiere realizar un análisis de riesgos para identificar los peligros del proceso y estimar su riesgo, en caso de no alcanzar un nivel de riesgo tolerable mediante las capas de protección (controles básicos, alarmas

de proceso, enclavamiento, válvulas de alivio, etc.), se debe identificar las funciones de seguridad (SIF) y se requerirá implantar un sistema instrumentado de seguridad, para llevar al riesgo a un nivel aceptable, por lo que se debe seleccionar el valor objetivo del SIL. En esta fase es necesario desarrollar las Especificaciones de los Requisitos de Seguridad (SRS), donde se recopilan todos los resultados de la fase de análisis del ciclo de vida de seguridad, especificando todos los requerimientos del SIS necesarios para el desarrollo de la ingeniería de detalle y la información de la seguridad del proceso. (Galindo, 2012)

La fase **implementación** del ciclo de vida de seguridad abarca el diseño, la fabricación, instalación y pruebas del sistema instrumentado de seguridad. Esta fase no puede ser ejecutada correctamente si la especificación no ha estado desarrollada correctamente a partir de la fase de análisis. La suma de estas dos fases (análisis e implementación) engloban lo que se denomina especificación, diseño e ingeniería del SIS, es en este punto donde se cubre el diseño conceptual y el diseño de detalle del SIS. El diseño de detalle deberá ser probado (pruebas FAT<sup>35</sup>), una vez que se haya concluido la ingeniería de detalle, es necesario realizar un Análisis de Causas y Efectos de Fallos (FMEA) esto para verificar el comportamiento e integridad del SIS.

La fase de **operación** resulta la más larga en el ciclo de vida de seguridad, el inicio de esta fase comienza con el arranque de la planta y llega a su fin hasta que se desmantela, decomisiona o se reorganiza. Siendo la parte más importante el mantenimiento y las pruebas. El personal de operación y mantenimiento de planta, deben de conocer y entender cómo opera el SIS para evitar que se tomen acciones que puedan resultar comprometidas para el proceso y para el SIS.

Es de suma importancia el seguimiento al pie de la letra del ciclo de vida de seguridad, respetar los procedimientos para la gerencia de cambios para asegurar la integridad de seguridad del SIS.

---

<sup>35</sup> FAT: Factory Acceptance Test, pruebas funcionales de la programación del SIS antes de su instalación.

# CONCLUSIONES

Como logramos ver lo importante es saber que los riesgos no siempre pueden ser evitados, pero sí pueden ser minimizados. Ya que sabemos que los riesgos en una estación de compresión pueden ser diversos y potenciales, los cuales van de fugas, incendios y explosiones. En cuanto a lo abordado con anterioridad, el desarrollo, sostenimiento y mejora de la cultura de seguridad de procesos de la organización es uno de los principales pilares del compromiso con la seguridad de procesos.

Por lo tanto para poder llevar a cabo la operación del sistema de compresión de gas natural, mantener las condiciones normales de operación y salvaguardar la integridad del personal operativo y de las instalaciones, se debe de tener en cuenta las capas de protección donde su primer enfoque es prevenir como lo son los sistemas de control de proceso, sistema instrumentado de control y como segundo enfoque es mitigar como es la función de los sistemas de paro por emergencia, sistemas de detección de gas y fuego, válvulas de alivio y capas pasivas de protección (diques), posteriormente tenemos plan de respuesta de emergencia de la planta y de la comunidad.

Como resultado de la importancia que debe representar la seguridad de procesos, actualmente existen estándares, códigos, normas y leyes de estas, que es necesario identificarlas y abordarlas. De este modo el conocimiento y la conformidad con las normas ayudarán a operar y mantener una instalación segura.

Finalmente como mitigación en tipos de fuego Clase C (cuartos de control), dentro del análisis expuesto se determinó como mejor opción un sistema de supresión de fuego a base de agente limpio (Heptafluoropropano), donde bajo la normativa de *NFPA 2001 Sistemas de extinción mediante agentes limpios*, se logró determinar el gasto de este agente para un típico cuarto de control de una estación de compresión, ya que este tipo de agente limpio no es conductor eléctrico y no deja residuos tras su descarga, a fin de que los equipos instalos en el cuarto de control funcionen según lo previsto durante todo su tiempo de vida.

# LISTA DE ACRÓNIMOS

**API:** *American Petroleum Institute* (Instituto Americano del Petróleo)

**ANSI:** *American National Standards Institute* (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares)

**ASME:** *American Society of Mechanical Engineers* (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)

**BLEVE:** *Boiling liquid expanding vapor explosion* (Explosión de vapores que se expanden al hervir el líquido)

**BPCS:** *Basic Process Control System* (Sistema Básico de Control de Proceso)

**BVD:** *Blow Down Valve* (Válvulas de venteo)

**CCP:** Cuarto de Control Principal

**DOT:** *Department of Transportation* (Departamento de Transporte)

**EMRyC:** Estación de Medición Regulación y Control

**EPA:** *Environmental Protection Agency* (Agencia de Protección Ambiental)

**FAT:** *Factory Acceptance Test* (Prueba de aceptación de fábrica)

**F&G:** Fuego y Gas

**GLP:** Gas Licuado de Petróleo

**GN:** Gas Natural

**GWP:** *Global-warming potential* (Potencia de Calentamiento Global)

**HAZOP:** Hazard and operability (Análisis Funcional de Operatividad)

**IEC:** *International Electrotechnical Commission* (Comisión Electrotécnica Internacional)

**INSHT:** Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo

**IR:** Infrarrojo

**ISA:** *Instrumentation, Systems and Automation Society* (Sociedad Internacional de Automatización)

**LEL:** *Lower Explosive Limit* (Límite Inferior de Inflamabilidad)

**LIL:** Límite Inferior de Inflamabilidad

**LSI:** Límite Superior de Inflamabilidad

**MAWP:** *Maximum Allowable Operating Pressure* (Presión de Trabajo Máximo Permisible)

**MPOP:** Máxima Presión de Operación Permisible

**NEMA:** *National Electrical Manufacturers Association* (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos)

**NFPA:** National Fire Protection Association (Asociación Nacional de Protección contra incendio)

**NOM:** Normas Oficiales Mexicanas

**NRF:** Normas de Referencia Federal

**NTSB:** *The National Transportation Safety Board* (Junta Nacional de Seguridad del Transporte)

**NTP:** Notas Técnicas de Prevención

**ODP:** Ozone Depletion Potencial (Potencial de Agotamiento de Ozono)

**PEMEX:** Petróleos Mexicanos

**PHMSA:** *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (Administración de seguridad de tuberías y materiales peligrosos)

**PLC:** *Programmable Logic Controller* (Controlador Lógico Programable)

**SCBA:** *Self-Contained Breathing Apparatus* (Equipo de Respiración Autónoma)

**SCD:** Sistema de Control Distribuido

**SCF:** *Standard Cubic Feet* (Pies cúbicos estándar de gas natural)

**SDG&F:** Sistema de Detección de Gas y Fuego

**SDV:** *Shut Down Valve* (Válvula de Bloqueo de Emergencia)

**SIF:** *Safety Instrumented Function* (Funciones Instrumentadas de Seguridad)

**SIL:** *Safety Integrity Level* (Niveles de Integridad de Seguridad)

**SIS:** Safety instrumented system (Sistema Instrumentado de Seguridad)

**SPE:** Sistema de Paro de Emergencia

**SPL:** *Sound Pressure Level* (Nivel de Presión del Sonido)

**STGN:** Servicio de Transporte de Gas Natural

**TCSS:** Tablero de Control del Sistema de Supresión

**UEL:** *Upper explosive limit* (Límite superior de Inflamabilidad)

**UV:** Ultravioleta

# BIBLIOGRAFÍA

- (1) AICHE. (2009). ¿Qué es un Sistema Instrumentado de Seguridad? *Process Safety Beacon*.
- (2) *Air-Cooled Exchangers*. (Julio de 2016). Obtenido de [https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/1689468335573325/AIR\\_COOLED\\_EXCHANGERS.pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/1689468335573325/AIR_COOLED_EXCHANGERS.pdf)
- (3) Alfonso, C., Inmaculada, F., Carlos, G., & María, M. (2012). *Seguridad Funcional en Instalaciones de Proceso, Sistemas Instrumentados de Seguridad y Análisis SIL*. Madrid: Días de Santos S.A.
- (4) API RP-520. (s.f.). *Recommended Practice for the Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries*.
- (5) ASTM F1166. (2013). *Human Engineering Design for Marine Systems, Equipment and Facilities*.
- (6) Botta, N. A. (2010). *Los agentes extintores. El CO2*. Red Proteger.
- (7) Botta, N. A. (2010). *Los agentes extintores, los halones y agentes limpios*. Red Proteger.
- (8) Caruso, N. (2003). *Componente: Gas Natural y derivados*. Buenos Aires.
- (9) *Classic Automation LLC*. (Mayo de 2018). Obtenido de <https://www.classicautomation.com/Parts/honeywell-honeywell-fsc>
- (10) Corporación Mexicana de Investigación de Materiales, S.A. de C.V. (2013). *Facturación de pozos para extracción de gas*.
- (11) Cote, A. E. (2003). *Operation of Fire Protection Systems*. Quincy .
- (12) Drager Safety hispania, S. (2009). *Introducción a los Sistemas de Detección de Gas* .
- (13) Electric, S. (Mayo de 2018). Obtenido de <https://www.schneider-electric.com.mx/es/work/products/industrial-automation-control/triconex-safety-systems/logic-solver/tricon.jsp>
- (14) *Emerson Electric Co.* (Mayo de 2018). Obtenido de <http://www.emerson.com/en-us/automation/control-and-safety-systems/safety-instrumented-systems-sis>
- (15) *Emerson Process Management*. (Mayo de 2018). Obtenido de [http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Central%20Web%20Documents/DeltaV\\_SIS\\_Marshalling\\_electronico.pdf](http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Central%20Web%20Documents/DeltaV_SIS_Marshalling_electronico.pdf)
- (16) EPA. (2003). EPA430-B-03-018S. *Environmental Protection Agency*.
- (17) Estrada, E., Chavez, J., & Gérman, E. (2012). *Propuesta de funciones instrumentadas de seguridad para un tanque de almacenamiento dimetilamina*. de México.



- (18) Fire lite alarms. (07 de Abril de 2017). *Fire lite alarms*. Obtenido de <https://www.firelite.com/CatalogDocuments/df-52004.pdf>
- (19) Galindo, X. (2012). *Sistema Instrumentado de Seguridad*. ETSE.
- (20) Gálvez, R. M. (2011). *Diseño óptimo del proceso de una planta de regulación, medición, acondicionamiento y gasoducto de gas natural para una central termica de la ciudad de ICA*.
- (21) INSHT. (2015). *Sector gasista: riesgos laborales en instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas*.
- (22) Kidde. (Mayo de 2019). *Kidde United Technologies*. Obtenido de <http://www.kidde.com.ar/Pages/Gas-FM200.aspx>
- (23) Kidde Fire Systems. (2004). *FM 200 Fire Suppression Systems* .
- (24) Lizana, C. P. (2003). *Atmósferas Explosivas en el lugar de trabajo*.
- (25) Mercedes, G. M. (2009). *Estudio experimental y modelización matemática de dardos de fuego*. Barcelona.
- (26) National Transportation Safety Board NTSB . (2019, Octubre). *NTSB Accident report* . Retrieved from <https://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Pages/PAR1101.aspx>
- (27) NFPA 10. (2017). *Standard for Portable Fire Extinguishers*.
- (28) NFPA 12. (2015). *Carbon Dioxide Extinguishing Systems*.
- (29) NFPA 15. (2017). *Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection*.
- (30) NFPA 2001. (2015). *Estándar sobre Sistemas de Extinción mediante Agentes Limpios*.
- (31) NFPA 72. (2016). *National Fire Alarm and Signaling Code*.
- (32) NFPA-75. (2017). *Standard for the Fire Protection of Information Technology Equipment*.
- (33) NOM-001-SECRE-2010. (2010). *Especificaciones del gas natural*.
- (34) NOM-002-STPS-2010. (2010). *Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo*.
- (35) NOM-007-SECRE-2010. (2010). *Transporte de gas natural*.
- (36) NOM-009-SECRE-2002. (2002). *Monitoreo, Detección y Clasificación de Fugas de Gas Natural y Gas LP en ductos*.
- (37) NRF-016-PEMEX-2010. (2010). *Diseño de redes contraincendio (Instalaciones terrestres)*.
- (38) NRF-019-PEMEX-2011. (2011). *Protección contraincendio en cuartos de control que contienen equipo electrónico*.

- (39)NRF-030-PEMEX-2009. (2009). *Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.*
- (40)NRF-045-PEMEX-2010. (2010). Seguridad Funcional – Sistemas Instrumentados de Seguridad para los Procesos del Sector Industrial.
- (41)NRF-2010-PEMEX-2013. (2013). Sistema de gas y fuego: Detección y alarma .
- (42)NRF-239-PEMEX-2009. (2009). Equipo autónomo de respiración (SCBA).
- (43)NTP 379. (s.f.). *NTP 379: Productos inflamables: variación de los parámetros de peligrosidad.*
- (44)Ohms, 3. (Enero de 2017). *330 Ohms.* Obtenido de <https://www.330ohms.com/blogs/blog/sensores-de-gas-como-funcionan>
- (45)PEMEX. (2000). Hoja de Seguridad para Sustancias Químicas, Gas Natural. México.
- (46)Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). (Octubre de 2019). *Pipeline Incidents.* Obtenido de <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/pipeline-incident-20-year-trends>
- (47)Robles, A., & Ricardo, S. (Mayo de 2016). *Energías, Combustibles Gaseosos.* Obtenido de Fisicanet: [http://www.fisicanet.com.ar/energias/gases/en01\\_gas\\_natural.php](http://www.fisicanet.com.ar/energias/gases/en01_gas_natural.php)
- (48)Selva, X. (1999). *Detectores de gases: nuevas tecnologías en el infrarrojo.*
- (49)Sevilla, U. d. (Noviembre de 2016). *Ciclo Brayton.* Obtenido de [http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo\\_Brayton](http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Brayton)
- (50)UNAM. (2019). *Gas Natural.* Obtenido de <http://profesores.fib.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDA%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>
- (51)UNAM. (s.f.). *Sistema de Control Distribuido (SCD).* Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/325/A4.pdf?sequence=4>

## FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Límites de inflamabilidad en mezclas de gas metano más aire. (Robles & Ricardo, 2016)	9
<b>Figura 2.</b> Simbología y tabla de balance de DFP típico. ....	14
<b>Figura 3.</b> DFP típico de estación de compresión. ....	15
<b>Figura 4.</b> Trampa de Envió/ Recibo de diablos (NRF-030-PEMEX-2009, 2009).....	17
<b>Figura 5.</b> Filtro separador.....	19
<b>Figura 6.</b> Componentes de un turbocompresor .....	23
<b>Figura 7.</b> Turbina de gas y compresor .....	24
<b>Figura 8.</b> Procesos de turbina de gas (Sevilla, 2016).....	25
<b>Figura 9.</b> Cabina del conjunto turbocompresor y equipo auxiliar.....	27
<b>Figura 10.</b> Componentes de aerofriador tipo forzado (Air-Cooled Exchangers, 2016) .....	28

<b>Figura 11.</b> Arreglo típico de bahías (Air-Cooled Exchangers, 2016).....	28
<b>Figura 12.</b> Estación de Medición Regulación y Control (EMRyC).....	31
<b>Figura 13.</b> Gráfica de fatalidades en ducto de gas natural los últimos 10 años (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), 2019) .....	35
<b>Figura 14.</b> Proceso de detonación (Lizana, 2003).....	36
<b>Figura 15.</b> Arquitectura de un Sistema de Control Distribuido (SCD) (UNAM, Sistema de Control Distribuido (SCD), s.f.) .....	46
<b>Figura 16.</b> Reacción de Oxidación del Metano.....	58
<b>Figura 17.</b> Principio de operación de sensor catalítico (Ohms, 2017) .....	59
<b>Figura 18.</b> Envenenamiento de detector catalítico. (Ohms, 2017) .....	59
<b>Figura 19.</b> Espectro de una llama típica (gasolina en combustión). (Cote, 2003).....	60
<b>Figura 20.</b> Cono de visión de detector tipo UV. (Cote, 2003) .....	61
<b>Figura 21.</b> Sensor Infrarrojo. (Ohms, 2017) .....	62
<b>Figura 22.</b> Molécula de Metano más energía. (Drager Safety hispania, 2009) .....	63
<b>Figura 23.</b> Intensidad visible contra iluminación.....	65
<b>Figura 24.</b> Ejemplo de la regla de 6dB.....	68
<b>Figura 25.</b> Tanque vertical típico con protección. (NFPA 15, 2017).....	75
<b>Figura 26.</b> Aviso en cada espacio protegido. (NFPA 12, 2015) .....	78
<b>Figura 27.</b> Aviso en cada entrada a espacio protegido. (NFPA 12, 2015).....	79
<b>Figura 28.</b> Esquema típico de sistema de supresión a base de CO2. (Botta, Los agentes extintores, los halones y agentes limpios, 2010).....	82
<b>Figura 29.</b> Factores de conversión de material.....	84
<b>Figura 30.</b> Arreglo típico de Sistema de supresión FM 200. (Kidde Fire Systems, 2004) .....	87
<b>Figura 31.</b> Molécula de HFC-227ea. ....	91
<b>Figura 32.</b> Instalaciones de montaje permitida (arriba) y no permitidas (abajo). (NFPA 72, 2016) .....	96
<b>Figura 33.</b> Estación manual de disparo. (Fire lite alarms, 2017).....	99
<b>Figura 34.</b> Composición de equipo de respiración autónoma. ....	100
<b>Figura 35.</b> Cilindro contenedor de 350 lb de agente FM-200. (Kidde, 2019) .....	105
<b>Figura 36.</b> Ejemplo de primera generación de sistemas de seguridad; Tricon TRICONEX. (Electric, 2018) .....	107
<b>Figura 37.</b> Ejemplo de 2a generación de sistemas de seguridad; FSC de Honeywell. (Classic Automation LLC, 2018) .....	108
<b>Figura 38.</b> Ejemplo de 3er generación de sistemas de seguridad; Delta V SIS de Emerson. (Emerson Electric Co, 2018) .....	108
<b>Figura 39.</b> Evolución de los sistemas de seguridad. (Emerson Process Management, 2018).....	109
<b>Figura 40.</b> Capas de prevención. (Galindo, 2012) .....	110
<b>Figura 41.</b> Capas de protección. ....	112
<b>Figura 42.</b> Ejemplo de arquitectura de los Sistemas Instrumentados de Seguridad. (AIChE, 2009) .....	113
<b>Figura 43.</b> Métodos típicos de reducción de riesgo encontrados en plantas de proceso. (NRF-045- PEMEX-2010, 2010).....	114
<b>Figura 44.</b> Fases importantes del ciclo de vida de seguridad. (Galindo, 2012) .....	120
<b>Figura 45.</b> Ciclo de vida de seguridad (SIS) según IEC 61511.....	121

# TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Composición de gas natural. (UNAM, Gas Natural, 2019).....	6
<b>Tabla 2.</b> Límites de Inflamabilidad a temperatura constante y presión variable. (Robles & Ricardo, 2016) .....	9
<b>Tabla 3.</b> Especificaciones de Gas Natural. (NOM-001-SECRE-2010, 2010) .....	9
<b>Tabla 4.</b> Distancias mínimas de protección. (NOM-007-SECRE-2010, 2010).....	29
<b>Tabla 5.</b> Reporte de accidentes. (National Transportation Safety Board NTSB , 2019).....	33
<b>Tabla 6.</b> Incidentes de ductos. (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), 2019) .....	34
<b>Tabla 7.</b> Fugas de grado uno. (NOM-009-SECRE-2002, 2002) .....	39
<b>Tabla 8.</b> Fugas de grado dos.....	40
<b>Tabla 9.</b> Fugas de grado tres. (NOM-009-SECRE-2002, 2002) .....	41
<b>Tabla 10.</b> Riesgos específicos asociados a instalaciones del sector gasista .....	43
<b>Tabla 11.</b> Indicadores de estado de detector de UV/IR .....	57
<b>Tabla 12.</b> Indicación para la codificación de color de las alarmas visuales (ASTM F1166, 2013). ...	66
<b>Tabla 13.</b> Nivel sonoro ambiental promedio de acuerdo con ubicación. (NFPA 72, 2016) .....	68
<b>Tabla 14.</b> Reproducción de tonos y mensajes del generador (NRF-2010-PEMEX-2013, 2013) .....	70
<b>Tabla 15.</b> Concentraciones mínimas de Dióxido de Carbono para extinción. (NFPA 12, 2015) .....	83
<b>Tabla 16.</b> Factores de inundación.....	83
<b>Tabla 17.</b> Información toxicológica de agentes halocarbonados limpios. (NFPA 2001, 2015).....	93
<b>Tabla 18.</b> Tiempo de exposición humana segura a determinadas concentraciones de HFC-227ea...	93
<b>Tabla 19.</b> Posibles efectos medioambientales. (NFPA 2001, 2015) .....	94
<b>Tabla 20.</b> Luces de estado (NRF-019-PEMEX-2011, 2011) .....	97
<b>Tabla 21.</b> Tipo de tonos para generador de tonos (NRF-019-PEMEX-2011, 2011).....	98
<b>Tabla 22.</b> Distancias máximas de recorrido por tipo de riesgo y clase de fuego. (NOM-002-STPS- 2010, 2010) .....	100
<b>Tabla 23.</b> Concentración mínima de diseño y extinción, ensayo según UL2166 y UL2127. (NFPA 2001, 2015) .....	102
<b>Tabla 24.</b> HFC-227ea Cantidad para inundación total (Unidades del SI) .....	103
<b>Tabla 25.</b> Factores de corrección atmosférica. (NFPA 2001, 2015).....	103
<b>Tabla 26.</b> Probabilidad de falla conforme al SIL. ....	116
<b>Tabla 27.</b> Arquitecturas más usadas en los elementos iniciadores y HFT. (Alfonso, Inmaculada, Carlos, & María, 2012).....	117