



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER  
INGENIERIA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

TESIS DE MÁSTER

**PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS  
EN REFINERIAS**

**AUTOR:** Enrique Gómez Delgado

Madrid, septiembre 2012

Firma Autor:

VºBº Director proyecto:

---

---

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno/a:

ENRIQUE GÓMEZ DELGADO

.....

EL COORDINADOR DEL MIPCI

GABRIEL SANTOS HERNADEZ

.....

Fdo.: .....

Fecha: ...../ ...../ .....

Vº Bº del Director de proyecto

ANDRES PEDREIRA FERREÑO

.....

Fdo.: .....

Fecha: ...../ ...../ .....

# Proyecto Fin de Máster

# Protección Contra Incendios en Refinerías

**Enrique Gómez Delgado**

*Curso académico 2011-2012*

*Director de proyecto: Andrés Pedreira*



<b>TÍTULO</b>	<b>Protección Contra Incendios en Refinerías</b>
<b>ALUMNO 1</b>	<b>Enrique Gómez Delgado</b>
<b>DIRECTOR</b>	<b>Andrés Pedreira</b>

## JUSTIFICACIÓN

La industria del petróleo es sin duda una de las más importantes a nivel mundial. Tras la extracción del crudo el proceso del Refino produce multitud de productos, desde gases licuados como el propano o el butano hasta productos para producir plásticos o asfaltos pasando obviamente por combustibles como gasolinas, gasóleos o kerosenos. Derivados indispensables en el modelo de vida actual y en la economía mundial.

La demanda actual de petróleo asciende a 89,52 millones de barriles al día. Situando el precio medio del barril en 110,03 dólares. Se alcanza una cifra de negocio cercana a los 9.800 millones de dólares al día. Por lo tanto suponiendo que un incendio provoca una parada mínima de un día en una refinería de tipo medio (180.000 bpd) las pérdidas económicas ascenderían a 19,8 millones de dólares.

Dentro de una refinería tienen lugar los procesos de separación de los compuestos que forman el petróleo, crudo. Estos procesos se basan en los puntos de ebullición de los diferentes compuestos para así poder “destilarlos” y obtenerlos por separado. Estos procesos conllevan operaciones a altas temperaturas y presiones. Además muchos de estos productos derivados del petróleo son inflamables, tóxicos y combustibles. Lo que origina gran cantidad de situaciones en las que se puede provocar un incendio.

Hasta el año desde el año 1965 hasta 2008 se había acumulado un total de 751 incendios registrados en refinerías. En agosto del 2012 se ha producido un último incidente grave que ha provocado la muerte a 41 personas y más de 150 heridos, además de provocar numerosas pérdidas económicas tanto dentro de la propia refinería como fuera de ella en localidades cercanas.

## Protección Contra Incendios en Refinerías:

La legislación española regula la protección contra incendios en base a dos reales decretos el 1942/1993 “Reglamento de instalaciones de protección contra incendios” y el Real Decreto 2267/2004 “Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales”. En ninguno de ellos se establece como se debe realizar la protección contra incendios en Refinerías, no obstante, existe la instrucción técnica MI-IP-001 en su artículo 27 “Medios generales de lucha contra incendios” en la que se establecen unos criterios generales para su protección:

- “Las redes contra incendios dispondrán de un adecuado suministro de agua.”
- “Protección de las unidades. Se asegurará por medio de dispositivos fijos o móviles que proyecten uno o varios productos extintores apropiados, tales como agua pulverizada, espuma, vapor, polvo, etcétera.”

Por ello las compañías del sector basándose en su propia experiencia y en normas técnicas de otros países han ido confeccionando sus propias requisiciones internas para las instalaciones de protección contra incendios. No obstante no hay ninguna normativa a nivel mundial ni local que indique cuales y como han de ser las instalaciones de protección contra incendios en refinerías.

## OBJETIVOS

Este proyecto se ha planteado dos objetivos prioritarios centrados en las operaciones de refino de petróleo y almacenamiento de productos obtenidos.

El primer objetivo de este proyecto es tratar de exponer los diferentes riesgos de incendio que se pueden encontrar en la industria petroquímica. Para ello se hará una breve introducción a los proceso de refino (destilación, conversión y tratamiento de petróleo). Para posteriormente describir analizar y cuantificar, en la medida de lo posible, los posibles escenarios de incendio y los daños que estos pueden provocar.

De este modo y una vez descritos estos posibles escenarios de incendio se realizará un estudio de las diferentes estrategias de actuación que se han tomado desde diferentes organismos nacionales, asociaciones internacionales, compañías petrolíferas e ingenierías. Englobando en este proyecto las medidas adoptadas referentes a los sistemas de extinción, detección y actuación del personal cualificado en caso de incendio.

Por último se mostrarán algunos ejemplos de protección contra incendios en unidades de proceso y parques de almacenamiento de combustibles.

## ÍNDICE

1	Introducción	9
2	Accidentes ocurridos	11
3	Alcance	25
4	Industria Petrolera	26
5	Referencias	29
6	Definiciones.	30
7	Proceso de Gestión de Incendios y Explosiones.	36
8	Estrategias típicas de protección contra Incendios y Explosiones en Instalaciones de la Industria Petrolera.	61
9	Criterios de Diseño para los Sistemas de Protección.	74
10	Desarrollo de la Protección Contra Incendios o Explosiones.	88
11	Inspección, Prueba y Mantenimiento de los sistemas de Protección Contra Incendios.	93
12	Estrategias de Respuestas de Emergencias.	96
13	Planes de emergencia	105



## 1. INTRODUCCIÓN

En este proyecto se expondrán diversas medidas de protección contra incendios dentro de plantas de tratamiento de petróleo (refino y almacenamiento). Los procesos asociados a la obtención de subproductos derivados del petróleo y el almacenamiento de ellos conllevan determinados riesgos de incendio asociados que hacen imprescindibles las medidas contra incendio. Además la propia importancia de la materia prima, la maquinaria, el mercado y la producción hacen indispensables estas medidas contra incendio.

El petróleo es la fuente de energía más importante de la sociedad actual. En una u otra de sus muchas formas usamos los productos derivados del petróleo cada día de nuestra vida. Proporciona fuerza, calor y luz; lubrica la maquinaria y produce alquitrán para asfaltar la superficie de las carreteras; y de él se fabrica una gran variedad de productos químicos.

El petróleo posee una gran variedad de compuestos, que hacen que se realicen más de 2.000 productos, en los que destacan combustibles, disolventes, gases, alquitranes y plásticos. La gama casi infinita de productos derivados le convierten en uno de los factores más importantes del desarrollo económico y social en todo el mundo.

Tras la extracción del crudo y su posterior transporte a las plantas de producción se realiza el refino del petróleo que comienza con la destilación, o fraccionamiento, de los crudos en grupos de hidrocarburos separados. Los productos resultantes están directamente relacionados con las características del petróleo crudo que se procesa. La mayoría de estos productos de la destilación se convierten a su vez en productos más útiles cambiando sus estructuras físicas y moleculares mediante craqueo, reforma y otros procesos de conversión. A continuación, estos productos se someten a diversos procesos de tratamiento y separación (extracción, hidrotreatmento y desmercaptanización), para obtener productos terminados. Mientras que las refinerías más sencillas se limitan generalmente a la destilación atmosférica y al vacío, en las refinerías integradas se hace fraccionamiento, conversión, tratamiento y mezcla con lubricante, combustibles pesados y fabricación de asfalto, y, en ocasiones, procesado petroquímico.

Dentro del proceso del refino y dentro de la propia planta se deben prever numerosos depósitos aguas arriba y abajo de cada unidad de proceso para absorber las discontinuidades de marcha debidas a los paros de mantenimiento y a los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes, para almacenar las bases, cuyos productos terminados serán sacados a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente a fin de hacer frente a las variaciones de envío, tales como la recogida de un gran cargamento recibido por mar.

La economía mundial y su desarrollo esta regida por los combustibles y derivados del petróleo, aviones, barcos, trenes, fábricas y ciudades enteras utilizan la energía generada por estos.

Todos los productos y sus precios están relacionados de alguna forma con el petróleo ya sea por los gastos de transporte, producción o embalaje. Cuando sube el precio del

petróleo se produce una subida de los costes, de forma más o menos inmediata, en casi todos los sectores productivos y, en consecuencia, se nota en los precios de los bienes de consumo.

Algunos estudios estiman que cada 5 dólares de cambio en el precio del crudo el efecto expansivo o depresivo en el crecimiento global es de un 0,5% del PIB mundial.

Por todo ello un accidente dentro de una planta de producción o almacenamiento de productos derivados del petróleo trasciende a niveles políticos, económicos y a la opinión pública. Debido a lo cuál se debe disponer de equipos apropiados para operar de una forma rápida y eficaz en la lucha contra incendios.

Una vez demostrada la necesidad de las medidas contra incendio se deben definir unos parámetros para el diseño de las mismas. No obstante y debido a la alta especialización de este sector no sé puede englobar dentro del sector industrial. Las normas existentes no definen los medios a utilizar para la protección contra incendios en refinerías. Por ello se han creado varias organizaciones a nivel mundial que aconsejan y sirven de guía en el diseño de los medios de extinción, detección y actuación en caso de incendio. No obstante las compañías petrolíferas y las propias ingenierías han dispuesto una serie de estándares para los medios contra incendio dentro de sus instalaciones.

## 2. ACCIDENTES OCURRIDOS

### 14- AGOSTO -2003 ACCIDENTE EN REPSOL PUERTOLLANO (CIUDAD REAL)

La deflagración tuvo lugar a las 8'15 horas de la mañana en la Unidad 100 del área de Refinería y Conversión, donde se destila el crudo para extraer de él varios tipos de hidrocarburos ligeros y G.L.P. (gases licuados del petróleo). Nueve operarios murieron en el acto o a consecuencia de las graves quemaduras que sufrieron, otro resultó herido muy grave y varios, heridos de diversa consideración. Los fallecidos y los heridos más graves se encontraban, según las primeras versiones, realizando trabajos eléctricos en la base del cubeto cuando les sobrevino la bola de fuego.

#### Efectos del accidente

La presencia de una posible bolsa de gas en una torre de destilación de crudo o en el techo flotante de uno de los tanques de gasolina en contacto con alguna fuente de calor o eléctrica originó el incidente. El estallido de ese gas hizo que se incendiaran uno tras otro los siete tanques de gasolina que componían el cubeto y que continuaron ardiendo hasta un día después, cuando pudo darse por controlada la emergencia. Las altas temperaturas provocadas por el accidente impidieron el acercamiento de los equipos de intervención, que se dedicaron durante las primeras veinticuatro horas al enfriamiento de las esferas cercanas de almacenamiento de gas propano, con el fin de evitar nuevas explosiones.



El hecho de que el estruendo generado por el siniestro se llegara a escuchar en el propio casco urbano de Puertollano, situado a tres kilómetros de distancia de la refinería, o que no se hubieran podido controlar las llamas hasta pasadas las primeras veinticuatro horas, da a entender la gravedad del accidente. Una gigantesca columna de humo negro se alzó también sobre las instalaciones fabriles y fue divisado también por la mayor parte de los 50.000 habitantes de la localidad. A pesar de ello, las autoridades no llegaron a activar el Plan de Emergencia Exterior porque la contaminación medioambiental era mínima y porque, según declara a los medios de comunican el Consejero de Industria y Trabajo de la Comunidad de Castilla-La Mancha, Alberto Saiz, "no se dieron las condiciones objetivas necesarias para activar el Plan de Emergencia Exterior".

Según las conclusiones a las que ha llegado la Comisión de Investigación del accidente, compuesta por técnicos de REPSOL-YPF, expertos en seguridad y prevención y representantes sindicales, el accidente se atribuye únicamente a un ERROR HUMANO, ya que los sistemas de detección de gases funcionaron correctamente. Todo tiene su origen en julio de 2003, cuando un corte de suministro eléctrico dejó sin corriente al cubeto en el que se produjo la explosión; desde entonces, a pesar de la recuperación de la energía y la vuelta a su funcionamiento, la unidad no se encontraba aún bien equilibrada. De ahí que durante algunos días se produjera la acumulación de gases desprendidos de la

unidad (butano y otros hidrocarburos más ligeros) que, en contacto con un punto caliente, provocaron su deflagración.

Según el mismo informe elaborado por la comisión, no se atendieron ni adoptaron las decisiones operativas para corregir esta acumulación de gases, aunque los sistemas habilitados para detectar este problema recogieron los parámetros consecuencia de dicha desviación. Por tanto, alguno o varios de los responsables de su control no

Advirtieron el "aviso" de esos sistemas.

**4 –ENERO- 2005. Suncor Energy Inc. en Fort McMurray, Alberta, Canadá( NFPA JOURNAL)**

“El incendio que se desató en la mañana del 4 de enero de 2005, fue uno de los incendios más extensos que el equipo de Servicios de Emergencias de Suncor Energy haya enfrentado alguna vez...”

En las instalaciones de arenas petrolíferas de Suncor Energy Inc. en Fort McMurray, Alberta, Canadá, cuando incendio irrumpió en la torre fraccionadora que divide los vapores de hidrocarburos en nafta, queroseno y gasoil.



Las instalaciones de Fort McMurray recuperan betún — petróleo denso y pesado— de las arenas petrolíferas, procesándolo en materia prima lista para la refinería y combustible diesel; y la producción de la torre fraccionadora de 48 metros representa casi la mitad de los 240.000 barriles que la planta produce cada día. El incendio que se desató en la mañana del 4 de enero de 2005, fue uno de los incendios más extensos que el equipo de Servicios de Emergencias de Suncor Energy haya enfrentado alguna vez y, posiblemente, el más alto, con llamas que alcanzaron los 182 metros de altura. También fue uno de los más peligrosos, debido a los combustibles incendiados y al potencial del incendio para propagarse a otras unidades de procesos si las dotaciones no hubieran podido apagarlo.



Durante la operación el frío azotó a los bomberos del Servicio de Emergencias. Con una temperatura máxima de tan sólo -29°F (-34°C), los reguladores de oxígeno se congelaron y se pegaron a las máscaras, así como también los arneses se congelaron y se pegaron a los equipos de carboneras. Se formaron extensos cúmulos de nieve y hielo bajo el flujo de los monitores;

carámbanos de hasta 9,1 metros de largo crearon un peligro importante para la seguridad; y la neblina y el vapor de las corrientes del incendio, junto con los líquidos y gases del proceso de escape y los gases de combustión, redujeron la visibilidad significativamente. Aún así, este tipo de incendios es para lo cual se preparan los Servicios de Emergencias de Suncor, y lo que Suncor se propone controlar, a través del diseño sus sistemas de suministro de agua y supresión de incendios.

#### El incendio.

Alrededor de las 9:14 de la mañana, un operador de procesamiento en una unidad adyacente oyó y vio gases calientes emanando de la base del fraccionador. Estos vapores se encendieron de inmediato, creando un extenso incendio de presión alrededor del borde del tanque de 7,3 metros de altura. De inmediato, el operador de procesamiento llamó por radio a la sala de control de la unidad de procesamiento para que ésta activara la alarma, y el operador de la sala de control marcó el 911 para reportar el incidente a los Servicios de Emergencias. Al mismo tiempo, los detectores de incendios en bombas de hidrocarburo cercanas activaron los sistemas de lluvia artificial intensa, los cuales minimizaron el daño a las bombas y eliminaron los incendios de charco. Los detectores de calor y las alarmas de los sistemas de lluvia artificial intensa, colocadas en las bombas cercanas al fraccionador, sonaron durante 10 minutos antes de ser dañados por el incendio y apagarse.

El primer oficial llegó a la escena a las 9:19 de la mañana, y reportó “humo negro visible y llamas que alcanzaban de 24 a 30 metros.” El coordinador de emergencias de turno, que llegó poco tiempo después, formó de inmediato un comando de incidentes y solicitó personal de rescate para incendios, incluyendo miembros auxiliares, bomberos que no estuvieran en función y miembros de ayuda mutua. La evacuación de los 400 trabajadores que había en las instalaciones de procesamiento y los edificios adyacentes, se completó 10 minutos después de que se detectaran las primeras llamas. Luego, los Servicios de Emergencias activaron el nivel de planta baja, elevaron monitores de planta fijos, y los organismos a cargo comenzaron su trabajo.

#### Acción y control.

Para entonces, las llamas que alcanzaban casi los 182 metros ya habían consumido la torre fraccionadora, y el comandante de incidentes desplegó monitores adicionales para proteger varias exposiciones de alto riesgo en la zona. Se formó un puesto de comando de incidentes hacia el sur del incendio, y se establecieron y equiparon tres sectores. El sector este contaba con un coche bomba arrojando 3.785 litros por minuto en un chorro aéreo de 16 metros; un monitor de cuatro ruedas, también descargando 3.785 litros por minuto; un monitor de piso Blitzfire descargando 1.892 litros por minuto; y un monitor elevado a 23 metros que descargaba 3.785 litros por minuto. El sector oeste también contaba con un coche bomba arrojando 3.785 litros por minuto en un chorro aéreo de 32 metros y un cañón monitor que también descargaba 3.875 litros por minuto, al tiempo que dos monitores de piso descargaban 2.838 litros por minuto. En el sector norte, dos monitores de cuatro ruedas descargaron agua a 3.785 litros por minuto, un monitor de piso 2.838

litros por minuto, y un surtidor “Ambassador Gun” 7.570 litros por minuto. En este punto, dos bomberos y varios operadores de planta se pusieron los SCBA (aparatos de respiración auto-contenidos) e ingresaron en áreas clave de las instalaciones para cerrar válvulas y aislar el flujo de combustible del área del incendio. Después de varios aislamientos, sólo restó un fuego de presión de tamaño moderado en la base de la torre. Los bomberos se concentraron en contener este fuego y localizar las válvulas apropiadas para el aislamiento. El incendio estuvo bajo control a las 10.15 de la mañana, justo una hora después de haber sido detectado, y los bomberos lo extinguieron con un agente químico seco a las 6.00 de la tarde. En total, 67 miembros del personal de emergencias y del personal de apoyo contribuyeron en la exitosa mitigación del incendio. Una planta vecina de ayuda mutua se presentó en la estación de bomberos de Suncor, pero su asistencia no fue necesaria.

**23- MARZO- 2005. Refinería BP de la Ciudad de Texas (NFPA JOURNAL)**

La explosión e incendio de la Refinería BP de la Ciudad de Texas, supuso la tragedia con el mayor número de víctimas fatales en propiedades no residenciales, ocurrida en el año 2005, provocó la muerte de 15 personas y casi 200 heridos. La contra explosión del motor de una camioneta encendió un líquido hidrocarburo inflamable y el vapor proveniente de una ventilación atmosférica de la unidad de isomerización (ISOM).



Al investigar y evaluar el incidente, la Junta de Seguridad Química detectó deficiencias organizativas y de seguridad en todos los niveles de la Corporación BP. La Junta Directiva no supervisaba de manera efectiva la estrategia de seguridad de la empresa ni los principales programas de prevención de accidentes. El recorte de gastos, la falta de

inversión y las presiones de producción impuestas por la Gerencia Ejecutiva del Grupo BP afectaban el seguro desempeño de los procesos en la refinería de la Ciudad de Texas.

A la 1:20:04 pm del 23 de marzo de 2005, la contra explosión del motor de una camioneta pick-up diesel que se encontraba parada en el lugar encendió una gran nube de vapor inflamable, lo cual derivó en una explosión e incendio masivo en la unidad ISOM de la Refinería BP de la Ciudad de Texas, Texas. Quince trabajadores murieron y otros ciento ochenta resultaron heridos en el más trágico accidente industrial de la historia reciente de los Estados Unidos. La explosión provocó daños por una suma aproximada de US\$ 1.500 millones de dólares, entre los que se incluye la reducción a astillas de los tráiler de trabajo que se encontraban en las proximidades, el pandeo de los gigantescos tanques de gasolina y el estallido de ventanas en viviendas y comercios situados a una distancia de hasta 0,75 millas (1,2 kilómetros). Se indicó a cerca de 43.000 residentes que permanecieran en el interior de sus viviendas mientras los bomberos combatían las llamas y el negro humo que envolvía una parte de la tercera refinería de petróleo más grande del país, situada a 30 millas (48 kilómetros) al sudeste de Houston.

La nube de vapor se formó en poco más de noventa segundos, debido principalmente a la evaporación del líquido hidrocarburo inflamable que caía, y que había erupcionado hacia afuera de la chimenea atmosférica de 119 pies (36 metros) de alto de un tambor de purga llenado en exceso. El tambor de purga era un componente central del sistema de eliminación de alivio para emergencias de la unidad ISOM. Las bocas de salida de más de cincuenta válvulas de alivio de seguridad de la unidad ISOM se descargaron en el interior de dicho tambor de purga a través de las varias tuberías del cabezal de gran extensión. Al momento de la puesta en marcha, una de las torres de destilación de la unidad ISOM se hallaba excesivamente llena, y el líquido hidrocarburo inflamable se derramaba en la parte superior de la torre en combinación con la presión normal de la torre para exceder los puntos de ajuste de presión en todas sus tres válvulas de alivio. A través de las válvulas de alivio de seguridad abiertas, una gran cantidad de líquido hidrocarburo inflamable se descargó en el interior de una tubería del cabezal, que estaba conectada al tambor de purga.

De acuerdo con las estadísticas de la NFPA, este incendio en la refinería de petróleo es uno de los que ha provocado la mayor cantidad de víctimas fatales en los Estados Unidos. Desde el año 1985 hasta el año 2004, se han producido diez incendios con tres o más víctimas fatales en refinerías de petróleo de los Estados Unidos

La unidad ISOM era una de las 29 unidades de refinación de petróleo de la Refinería BP de la Ciudad de Texas, que producía 10 millones de galones (37.854.118 litros) de gasolina por día, equivalente al 2,5 por ciento del abastecimiento de todo el país. El propósito de la unidad ISOM era incrementar el nivel de octano en la gasolina sin plomo mediante la conversión de pentano y hexano normal de cadena recta a isopentano e isohexano de cadena ramificada de octano superior. Una torre de destilación de 170 pies- (51 metros-) de alto en la unidad ISOM, denominada separador de refinado, tomaba una

mezcla de hidrocarburos líquidos, llamada “refinado”, de otra unidad de la refinería y los separaba en componentes livianos y pesados. El separador de refinado podía procesar hasta 45.000 barriles de carga de alimentación de refinado por día. Los componentes livianos, principalmente pentano y hexano, eran enviados al sector siguiente de la unidad ISOM para su conversión, mientras que los componentes pesados se enviaban a tanques de almacenamiento para ser utilizados para materia prima química y combustible para reactores.

El separador de refinado y otra sección de la unidad ISOM habían sido cerrados el 21 de febrero de 2005 para llevar a cabo el mantenimiento programado, lo que incluía el drenaje y la purga del separador. Los equipos de trabajo aprovecharon el cierre para efectuar reparaciones que no podían hacerse mientras la unidad estaba en funcionamiento, así como para realizar el mantenimiento de rutina de la unidad, como pintura y remoción de asbestos. Además de la dotación de trabajo habitual de la refinería, constituida por 1.600 trabajadores, cerca de 800 contratistas se desempeñaban en la refinería; algunos de los cuales tenían sus oficinas en tráilers temporales que se habían colocado en un área abierta, al noroeste de la unidad ISOM. La mayoría de dichos contratistas colaboraban en tareas de revisión de procesos en dos unidades de la refinería adyacentes a la unidad ISOM, que también estaba cerrada, la Unidad Ultra Fraccionadora y la Unidad de Recuperación de Aromáticos. (Ver Figura 2)



Restos de trailers.

Vista aérea de la explosión.

Los operarios ISOM trabajaban diariamente en turnos de 12 horas y no habían tenido un día libre desde la fecha de cierre, 21 de febrero. Durante el período de cierre, los operarios informaron a los supervisores que uno de los transmisores de nivel y uno de los visores de nivel del separador de refinado debían ser reparados. No obstante ello, dichas reparaciones no se llevaron a cabo debido a que no se disponía de tiempo suficiente para terminar el trabajo antes de la fecha de puesta en marcha, 23 de marzo. El 22 de marzo, los técnicos del instrumental comenzaron con la verificación de todas las alarmas e instrumental, aunque debieron suspender la tarea cuando uno de los supervisores les comunicó que la unidad iba a ser puesta en marcha y que no había tiempo para continuar con las verificaciones adicionales. El supervisor colocó sus iniciales en toda la



documentación del procedimiento de puesta en marcha, indicando que se habían efectuado todas las verificaciones correspondientes.

A las 2:15 am del 23 de marzo, el operario encargado del turno noche, que se encontraba en la sala de control satelital, comenzó a llenar el separador de refinado con la carga de alimentación. Detuvo el flujo cuando creyó que había nueve pies de hidrocarburo líquido dentro del separador, pero los lectores del instrumental no funcionaban correctamente. En realidad, había puesto 13 pies (3,9 metros). Había sonado una de las alarmas de nivel alto, pero la segunda alarma no se activó. Los operarios estaban acostumbrados a ver y oír que las alarmas sonaban y a observar picos de presión durante las puestas en marcha. A menudo cometían errores al llenar excesivamente el separador de refinado, por temor a que se dañara el horno si la torre estaba seca. Cada turno disponía de un operario en el panel de control de la sala de control principal y otros cinco operarios trabajaban con los equipos en la unidad ISOM. Aquella mañana, también había dos supervisores trabajando, uno de los cuales tenía 20 años de experiencia en la operación de la unidad ISOM. Sin embargo, el supervisor experto había llegado una hora más tarde y debió retirarse debido a que lo llamaron alrededor de las 10:45 am por una emergencia familiar, y no fue reemplazado. El otro supervisor, menos experimentado, estaba preocupado por el funcionamiento de la Unidad de Aromáticos, que se había puesto en marcha el día anterior y presentaba problemas operativos.

Poco antes de las 10:00 am, el operario del panel del turno diurno se sentó frente a una hilera de ocho pantallas de computadoras en la sala de control principal, y reanudó la alimentación del refinado en el separador.

El operario encargado del turno noche, que había comenzado la puesta en marcha, se había ido a su casa a las 5:00 am, una hora antes de que finalizara su turno, y no había dejado ningún detalle sobre la puesta en marcha. La única información disponible para el operario del panel del turno diurno era una breve nota escrita en el registro de turnos: "ISOM: Se colocó refinado en la unidad, envasar con refinado". El operario del panel del turno diurno expresó luego que desconocía que los intercambiadores de calor, las tuberías y otros equipos también habían sido llenados con el refinado. Luego de una serie de comunicaciones confusas, el operario encargado del turno diurno cerró una válvula que hubiera descargado el refinado pesado en los tanques de almacenamiento. El nivel de líquido hidrocarburo en el separador seguía aumentando, y la presión se elevaba. Finalmente, abrieron una válvula manual de 8 pulgadas (20 centímetros) que operaba en cadena conectada por medio de tuberías con el tambor de purga para reducir la presión en el separador y disminuyó el calor de los hornos. A las 12:42 pm, cuando el transmisor defectuoso de nivel indicaba que el nivel de refinado dentro del separador era de 8 pies (2,4 metros), en realidad, el refinado había llegado a 143 pies (43 metros).

El operario del panel abrió la válvula de descarga del refinado pesado en el separador poco antes de la 1:00 pm. Como el refinado pesado estaba siendo ahora extraído del separador a la misma velocidad en que el refinado estaba siendo incorporado, el alto nivel del separador debería haber comenzado a disminuir. Sin embargo, el refinado pesado, caliente que se descargaba desde la base del separador fluía a través de dos

intercambiadores de calor antes de ser enviado a su lugar de almacenamiento. En el primer intercambiador de calor, el calor proveniente del refinado pesado se intercambiaba con la carga de alimentación del refinado que ingresaba y se dirigía hacia el interior del separador. La carga de alimentación más caliente que ingresaba en el separador provocaba que el nivel de líquido continuara aumentando hasta que llenó completamente el separador y se derramó dentro de la línea de vapor en altura que conducía a las válvulas de alivio de la columna y al condensador. A medida que la línea de vapor en altura se llenaba con líquido, ejercía suficiente presión, sumada a la presión operativa normal del separador, para exceder los ajustes de las tres válvulas de alivio de presión de seguridad del separador. Las tres válvulas de alivio de seguridad permanecieron abiertas por sólo más de seis minutos y posibilitaron el ingreso de 51.900 galones (196.462 litros) de líquido inflamable, que fluía a través de la tubería del cabezal hacia el interior del tambor de purga. En poco más de cuatro minutos, la tubería del cabezal, el tambor de purga y la chimenea se llenaron de líquido hidrocarburo inflamable.

Aproximadamente 7.600 galones (28.769 litros), casi el volumen de un camión cisterna totalmente cargado de gasolina, erupcionaron hacia afuera de la parte superior de la chimenea de purga, como un géiser. Testigos contaron que el líquido se proyectaba como pulverización 20 pies (6 metros) sobre la parte superior de la chimenea y luego caía al suelo en forma líquida y de vapor. Dentro de las salas de control satelital y principales, los operarios, mediante un desesperado llamado por radio, se enteraron de que el tambor de purga desbordaba.

El operario del panel cerró los quemadores del horno, mientras otros operarios que estaban en la sala de control satelital salían corriendo hacia el camino adyacente para bloquear la vía de paso que conducía hacia el tambor de purga, según lo requerido en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.

Cuando el desastre golpea.

A la 1:20:04 pm, cinco segundos después de haberse cerrado la válvula de control del flujo de gas combustible del horno, la nube de vapor de hidrocarburo inflamable que se expandía fue encendida por la contra explosión del motor de una camioneta pick-up diesel en ralentí a 25 pies (7 metros) del tambor de purga. Los tráilers de los trabajadores contratados se encontraban justo en la vía de paso de la explosión, algunos hasta a una distancia tan próxima como de 120 pies (36 metros) del tambor de purga. Trece tráilers fueron destruidos y más de veinticuatro fueron dañados por la voladura. La sala de control satelital también sufrió daños en su estructura, aunque no colapsó. La mayoría de las 15 víctimas fatales se hallaban en un solo tráiler de doble ancho, en el que había 20 personas celebrando una reunión; solamente 8 lograron sobrevivir, aunque sufrieron heridas de consideración. Las otras tres víctimas fatales se encontraban en el tráiler de Garantía/Control de calidad, que estaba ubicado justo al sudeste del tráiler de doble ancho. Los tanques de almacenamiento de productos que se hallaban en las proximidades quedaron deformados, 70 vehículos sufrieron daños y estallaron las ventanas de viviendas

y comercios ubicados a 0,75 millas (1,2 kilómetros) de la explosión. Entre los restos de tuberías retorcidas y fragmentos de tráilers, el propio tambor de purga permanecía intacto. (Ver Figura 4) De los 180 heridos, 66 presentaban lesiones de consideración. Catorce de los heridos graves eran empleados de BP; 52 eran empleados contratados de 13 compañías distintas. Otros 35 empleados de BP y 79 empleados contratados recibieron primeros auxilios por quemaduras y otras heridas.

#### Investigación de la Junta de Seguridad Química.

Los investigadores de la Junta de Seguridad Química (CSB, por sus siglas en inglés) se presentaron a la mañana siguiente. Durante los dos años de investigación, se revisaron más de 30.000 documentos; se realizaron 370 entrevistas; el instrumental fue sometido a pruebas; y se evaluaron los daños sufridos por los equipos y estructuras de la refinería, y en la comunidad próxima al sitio del desastre. También se revisaron los datos computarizados recopilados durante cinco años en las puestas en marcha previas del separador de refinado. La investigación de la CSB se complementó con la tarea de peritos en evaluaciones de daños por explosiones, modelización de nubes de vapor, diseño de sistemas de alivio de presión, dinámica de procesos de destilación, control y confiabilidad del instrumental, y factores humanos. Fue la investigación más extensa realizada por la CSB en sus nueve años de existencia, y se llevó a cabo de un modo similar al utilizado por la Junta de Investigación del Accidente del Columbia, luego de que el transbordador espacial Columbia se desintegrara al reingresar en la atmósfera terrestre en febrero de 2003. La CSB procuraba hallar las causas técnicas y organizativas que provocaron el accidente en la Ciudad de Texas. Si se apunta simplemente a los errores cometidos por los operarios y supervisores de BP, se omiten los factores culturales y humanos subyacentes y relevantes, así como las causas organizativas que provocaron el desastre. Los resultados de esta profunda investigación pueden tener un mayor impacto preventivo.

#### Hallazgos técnicos clave.

Una de las causas técnicas y significativas del desastre fue que la válvula de flujo de salida del refinado pesado se dejó cerrada cuando se suponía que debía mantenerse abierta mientras el refinado era bombeado hacia el interior del separador. A medida que la nueva carga de alimentación del refinado era bombeada hacia el interior, se presumía que el refinado pesado estaba siendo bombeado hacia los tanques de almacenamiento. Sin embargo, la válvula cerrada provocó que aquella mañana el separador se llenara durante más de tres horas sin que ningún volumen de refinado fuera extraído. Cuando los operarios detectaron que el nivel era excesivamente alto, ya era demasiado tarde. El refinado había superado los límites de llenado y había forzado la apertura de las válvulas de alivio de seguridad, que descargaron miles de galones de líquido inflamable en el sistema de purga.

La CSB determinó con exactitud una serie de condiciones subyacentes que llevaron al exceso en el llenado del separador de refinado. Uno de los indicadores del nivel del

separador mostraba que el nivel del refinado en el separador disminuía cuando en realidad estaba aumentando. Posteriormente, la CSB determinó que dicho indicador no había sido calibrado correctamente. La alarma de alto nivel redundante nunca se activó; previamente se habían informado problemas en dicha alarma, pero esta no había sido reparada. A pesar de que había ocho pantallas de computadoras en una de las consolas de la sala de control principal, el operario del panel no pudo determinar en ninguna de las pantallas cuál era la cantidad de líquido que se desplazaba hacia el interior del separador y cuál era el volumen que se desplazaba hacia fuera. En el año 1999, BP redujo la cantidad de operarios de dos a uno, ignorando lo dispuesto en su propia evaluación y políticas de seguridad que exigían la presencia de un operario adicional del panel durante las puestas en marcha. En el año 2003, se asignó al único operario del panel que quedaba una tercera unidad de la refinería para su control.

La supervisión tampoco era estricta y la comunicación entre los turnos nocturnos y diurnos era deficiente. Turnos de 12 horas de trabajo durante 29 o más días consecutivos desde el cierre pueden haber afectado la facultad de discernimiento de los operarios. El operario del panel que se desempeñaba en la mañana en que se produjo el incidente informó que pocas veces tenía la oportunidad de tomarse los descansos programados durante su turno, y que comía frente al panel. La CSB arribó a la conclusión de que era altamente probable que los operarios estuvieran fatigados, lo cual aumentaba la posibilidad de errores, respuestas demoradas y toma de decisiones incorrectas, particularmente en la solución de problemas. La CSB hizo notar que mientras la industria nuclear, la aviación y el auto-transporte operan bajo reglamentaciones que limitan las horas de trabajo de los empleados que cumplen tareas críticas para la seguridad, ni la OSHA ni los grupos de la industria petrolera cuentan con disposiciones o lineamientos de seguridad industrial sobre prevención de fatiga o que limiten las horas de trabajo en industrias que manipulan productos químicos de alto riesgo.

La refinería ponía nuevamente en marcha la unidad ISOM, a pesar de haberse informado previamente deficiencias de funcionamiento en el indicador de nivel de la torre, en el visor de nivel y en una válvula de control de presión. Ni Amoco (propietario anterior de la refinería antes de su fusión con BP en el año 1999) ni BP reemplazaron los tambores de purga con chimeneas atmosféricas por un sistema de antorchas de quemado, a pesar de las advertencias formuladas por la OSHA y por sus propios ingenieros acerca de que los antiguos tambores de purga no eran seguros. En el año 1992, la OSHA denunció que un tambor de purga y una chimenea similar que se encontraban en otro sector de la refinería de la Ciudad de Texas no eran seguros, aunque retiró la denuncia como parte de un acuerdo de conciliación. En los últimos 10 años, se habían producido ocho liberaciones serias de material hidrocarburo inflamable en la chimenea de purga de la unidad ISOM y el tambor de purga era demasiado pequeño para contener todo el refinado proveniente del separador.

Más inquietante aún, los tráilers temporarios fueron emplazados demasiado próximos a la unidad ISOM, en la que se procesaban líquidos hidrocarburos inflamables. La CSB determinó que los métodos de emplazamiento aplicados por BP en la refinería y la norma consensuada en la industria, Práctica Recomendada 752 del Instituto Norteamericano del

Petróleo (API), no eran adecuados para proteger al personal que se desempeñaba en dichos tráilers. Los daños reales sufridos por los tráilers en la explosión del 23 de marzo de 2005 fueron peores a los pronosticados por el modelo, y tanto los métodos de emplazamiento de BP como del API preveían cantidades de víctimas fatales y heridos inferiores a las ocurridas en la explosión.

Hallazgos organizativos clave.

Más allá de la explicación técnica sobre la causa de la explosión en la refinería de la Ciudad de Texas, la CSB encontró deficiencias organizativas y de seguridad en todos los niveles de la Corporación BP. La Junta Directiva de BP no supervisaba de manera efectiva la cultura de seguridad de la compañía ni los principales programas de prevención de accidentes. El recorte de gastos, la falta de inversión y las presiones de producción impuestas por la Gerencia Ejecutiva del Grupo BP afectaban el seguro desempeño de los procesos en la refinería de la Ciudad de Texas. Los gerentes tomaban con calma los bajos índices de lesiones personales, a pesar del hecho de que 23 trabajadores habían fallecido en accidentes ocurridos en la refinería en un período de 30 años, sin contar las 15 víctimas fatales de la explosión del 23 de marzo. Las campañas de seguridad, metas y recompensas se centraban en la mejora de la seguridad personal y la conducta laboral, en lugar de enfocarse en los procesos y sistemas de gestión de la seguridad. Los equipos se mantenían en funcionamiento hasta que ocurría alguna falla y en la refinería de la Ciudad de Texas prevalecía una mentalidad de “marcar las casillas”, es decir que el personal y los gerentes simplemente marcaban las casillas de requisitos de seguridad, aún cuando estos no hubieran sido cumplidos.

Tampoco existía en la refinería BP de la Ciudad de Texas una cultura de informes y aprendizaje. No se estimulaba al personal a informar sobre los problemas de seguridad y algunos temían represalias por hacerlo. Importantes lecciones sobre seguridad formuladas en una investigación del gobierno británico sobre incidentes previos ocurridos en otra refinería BP situada en Grangemouth, Escocia, no fueron aplicadas en la Ciudad de Texas. Estudios y auditorías internas identificaron problemas de seguridad profundamente arraigados en la refinería de la Ciudad de Texas, aunque ninguno de los niveles de la gerencia de BP hizo mucho por remediarlos.

Panel independiente de revisión de la seguridad de BP.

La CSB no demoró la emisión de su informe final, en el que se formulaban recomendaciones urgentes para BP, para la industria petrolera y para la OSHA, acerca de cómo evitar otro desastre como el ocurrido en la Ciudad de Texas. En respuesta al urgente pedido de la CSB, en agosto de 2005 la Junta Directiva de BP designó y creó un panel independiente de revisión de la seguridad, presidido por el ex Secretario de Estado, James A. Baker, II, para llevar a cabo la revisión de la cultura de seguridad en las cinco refinerías BP de los Estados Unidos. En un informe de 374 páginas publicado en junio de 2007, dicho panel solicitaba a BP la adopción de medidas extensivas para la mejora de

sus sistemas de gestión de la seguridad de los procesos y el fortalecimiento de responsabilidades para llevar a cabo los procesos de manera segura en todos los niveles ejecutivos, gerenciales y de supervisión. Expresaba que existía una “aparente complacencia con serios riesgos de seguridad de los procesos” en las cinco refinerías BP de los Estados Unidos, y no sólo en la de la Ciudad de Texas. El Panel de Baker observó “significativos problemas de seguridad en los procesos” en las cinco refinerías BP. Mencionaba “casos de ausencia de disciplina operativa, tolerancia a serias desviaciones de las prácticas operativas seguras y una aparente complacencia con la seguridad crítica de los procesos” en cada una de las refinerías. El panel también instaba a otras compañías de los Estados Unidos a examinar rigurosamente sus propias culturas de seguridad.

Otras recomendaciones preliminares.

En octubre de 2005, la CSB emitió dos recomendaciones urgentes sobre seguridad en la ubicación de tráilers temporarios ocupados en lugares peligrosos, como refinerías de petróleo. La CSB requirió al Instituto Norteamericano del Petróleo (API) el desarrollo de nuevos lineamientos para garantizar que los tráilers temporarios ocupados sean ubicados a una distancia segura del lugar en que se llevan a cabo procesos peligrosos en refinerías, e instó al Instituto Norteamericano de Petróleo (API) y a la Asociación Nacional de Refinerías y Petroquímicas (NPRA) a que emitieran alertas sobre la segura ubicación de los tráilers. En octubre de 2006, la CSB exhortó a la OSHA y al API a que intervinieran para eliminar los sistemas de purga atmosférica de las refinerías y plantas químicas de los Estados Unidos, en favor de alternativas más seguras, como sistemas con antorchas de quemado. Luego del desastre ocurrido en la Ciudad de Texas, BP se comprometió a eliminar todos los sistemas de purga atmosférica en sus cinco refinerías de los Estados Unidos.

Recomendaciones a BP y a la refinería de la Ciudad de Texas.

Además de la recomendación urgente previa, en su informe final la CSB instó a la Junta Directiva de BP a designar un ejecutivo externo a la junta profesionalmente calificado y experto en operaciones y seguridad de procesos de refinerías, quien deberá participar en el Comité de Ética y Garantía Medioambiental de la Junta de BP. La CSB también exhortó a la Junta Directiva de BP a garantizar y controlar que los ejecutivos senior de BP implementen un programa que estimule a los empleados a informar los incidentes sin temor a represalias y que requiera la implementación de acciones correctivas inmediatas. Las lecciones aprendidas en incidentes ocurridos en sus refinerías no sólo deberían ser comunicadas a la gerencia y a los empleados que trabajan por horas, sino que también deberían ser compartidas con la industria.

La CSB recomendó que la gerencia de la refinería de la Ciudad de Texas evalúe todas las unidades para garantizar que los equipos de procesos críticos han sido diseñados de manera segura. Como mínimo, las torres de destilación requieren una instrumentación efectiva y sistemas de control para evitar excesos en el llenado, y los paneles de control deberán exhibir de manera clara los flujos de entrada y salida de las torres de destilación

en la misma pantalla. La refinería de la Ciudad de Texas también deberá disponer de un sistema mejorado para conservar el equipo y la instrumentación en buenas condiciones de funcionamiento, y que incluya una base de datos que detalle la fecha de finalización de las órdenes de trabajo y el estricto requisito de reparar los equipos de proceso que no funcionen correctamente antes de poner en marcha las unidades. La CSB también instó a los gerentes de la refinería a trabajar con el Sindicato de Trabajadores del Acero Unidos para establecer un programa conjunto que promueva el informe de investigaciones y análisis de incidentes, cuasi-accidentes, inconvenientes inesperados en los procesos y los riesgos principales de la planta, sin temor a represalias. La CSB recomendó un entrenamiento más exhaustivo para los operarios y el requisito formal de designar operarios adicionales del panel durante las puestas en marcha. La agencia recomendó, además, que la refinería exija la presencia de supervisores expertos o personal técnicamente entrenado durante las puestas en marcha y otras fases operativas particularmente riesgosas.

## **25-AGOSO-2012. Explosión sacudió el sábado la refinería occidental de Amuay**

La explosión se produjo después de la 1 de la madrugada (0530 GMT) del sábado en el Complejo Refinador de Paraguaná, confirmó el ministro de Petróleo, Rafael Ramírez.



"Tuvimos una fuga de gas, que vamos a determinar su origen. Ese gas generó una nube que luego explotó y ha provocado incendios en al menos dos tanques de la refinería y en las áreas circundantes", dijo Ramírez en una entrevista telefónica difundida también por venezolana de televisión.

"La onda explosiva fue de una magnitud importante, de manera que hay daños apreciables a alguna infraestructura y viviendas que estaban frente a la refinería", indicó.

La explosión, por una fuga de gas de una esfera de olefinas en la refinería de Amuay, causó la muerte de más de 40 personas, dejó un centenar de heridos y unas 1.600 viviendas afectadas.

Ya es considerado el accidente más letal que ha vivido el sector petrolero venezolano.

Tres de los nueve depósitos de combustibles que se incendiaron estuvieron lanzando grandes llamaradas al cielo de la costa occidental venezolana durante una larga batalla en la que ejércitos de bomberos se turnaban para arrojar espuma a las bocas de los amenazantes tanques.



### 3. ALCANCE

Este proyecto se ha centrado en definir los riesgos de posibles focos de incendio derivados de las operaciones de tratamiento de petróleo extraído para obtener subproductos útiles en la industrial. Estos tratamientos se denominan Refino del petróleo. Los procesos de refino dentro de una refinería se pueden clasificar, por orden de realización y de forma general, en destilación, conversión y tratamiento.

Además se tratará como parte muy importante y de alto riesgo desde el punto de vista de riesgo de incendio el almacenamiento de los productos obtenidos tras las operaciones de refino.

No están dentro del alcance de este proyecto los procesos de transporte ni obtención de materias primas (crudo) o subproductos obtenidos tras los procesos de refino.

## 4. INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

### 4.1 REFINO

#### **Proceso de refinación del petróleo**

El petróleo crudo no es directamente utilizable, salvo a veces como combustible. Para obtener sus diversos subproductos es necesario refinarlo, de donde resultan, por centenares, los productos acabados y las materias químicas más diversas. El petróleo crudo es una mezcla de diversas sustancias, las cuales tienen diferentes puntos de ebullición. Su separación se logra mediante el proceso llamado "destilación fraccionada". Esta función está destinada a las "refinerías", factorías de transformación y sector clave por definición de la industria petrolífera, bisagra que articula la actividad primaria y extractiva con la actividad terciaria.

El término de refino, nos fue heredado en el siglo XIX, cuando se contentaban con refinar el petróleo para lámparas, se reviste hoy de tres operaciones:

- La separación de los productos petrolíferos unos de otros, y sobre la destilación del crudo (topping).
- La depuración de los productos petrolíferos unos de otros, sobretodo su desulfuración.
- La síntesis de hidrocarburos nobles mediante combinaciones nuevas de átomos de carbono y de hidrógeno, su deshidrogenación, su isomerización o su ciclado, obtenidos bajo el efecto conjugado de la temperatura, la presión y catalizadores apropiados.

En un inicio, el refino se practicaba directamente en los lugares de producción del petróleo, pero pronto se advirtió que era más económico transportar masivamente el crudo hasta las zonas de gran consumo y construir refinerías en los países industrializados, adaptando su concepción y su programa a las necesidades de cada país.

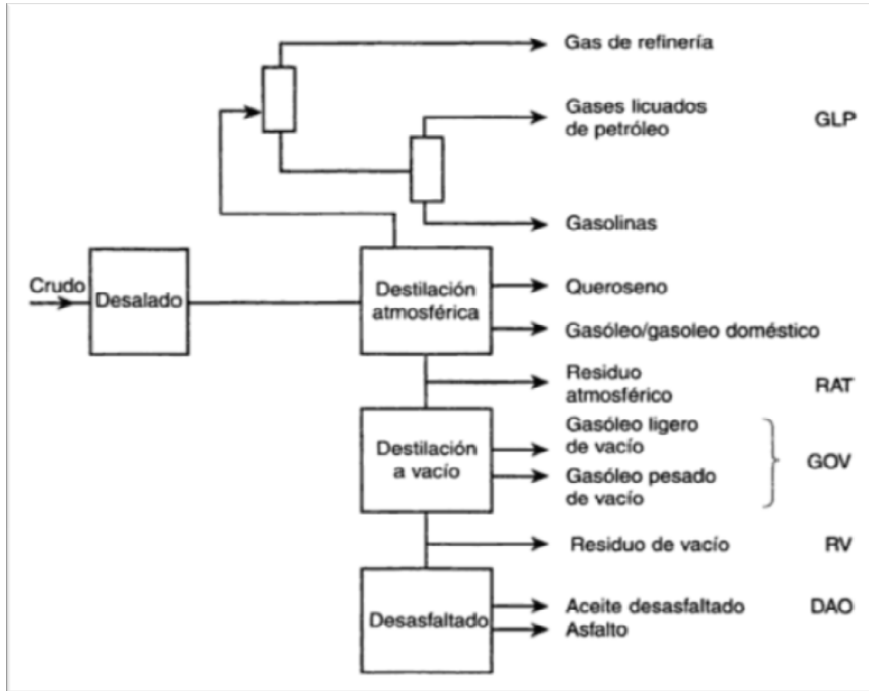
El petróleo crudo es depositado en los tanques de almacenamiento, en donde permanece por varios días para sedimentar y drenar el agua que normalmente contiene. Posteriormente es mezclado con otros crudos sin agua y es bombeado hacia la planta para su refinación.

Una refinería comprende una central termoeléctrica, un parque de reservas para almacenamiento, bombas para expedición por tubería, un apeadero para vagones-cisterna, una estación para vehículos de carretera para la carga de camiones cisterna. Es, pues, una fábrica compleja que funciona 24 horas diarias con equipos de técnicos que controlan por turno todos los datos.

Mientras que antes las antiguas refinerías ocupaban a centenares y a veces a millares de obreros en tareas manuales, sucias e insalubres, las más modernas están dotadas en la

actualidad de automatismos generalizados para el control y la conducción de los procesos y no exigen más que un efectivo reducido de algunas personas.

En la industria de transformación del petróleo, la destilación es un proceso fundamental, pues permite hacer una separación de los hidrocarburos aprovechando sus diferentes puntos de ebullición, que es la temperatura a la cual hierve una sustancia.



#### 4.2 ALMACENAMIENTO DE SUBPRODUCTOS DEL REFINO.



La industria del petróleo está sometida a riesgo de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios; y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

Tras la crisis de 1973 (segunda guerra árabe-israelí) que provocó el racionamiento de la gasolina en algunos países de Europa Occidental, un gran número de estos países aprobaron normas legales para regular la existencia de reservas estratégicas de petróleo.

De esta forma, en algunos países las compañías petroleras están obligadas a poseer en todo momento una cantidad de producto que garantice el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado. El stock debe encontrarse en todos los tramos para evitar cortes y la reserva mínima exigida en condiciones normales normalmente debe superar los 90 días

Podemos considerar el crudo y su almacenamiento en varias etapas:

### **Almacenamiento del crudo.**

Una refinería no se abastece normalmente directamente a partir del yacimiento de petróleo, dado que en entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por buque cisterna (petroleros) o por oleoducto. Por ello, el crudo (petróleo bruto) se almacena tanto en el punto de embarque como en el del desembarque.

### **Almacenamiento en la refinería.**

Las refinerías disponen de numerosos depósitos al comienzo y al final de cada unidad de proceso para absorber las paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Asimismo, para almacenar las bases componentes de otros productos terminados que se obtienen a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente con el fin de hacer frente a los pedidos y cargamentos de materia prima que les llegan.

### **Almacenamiento de distribución.**

Solamente una pequeña parte de los consumidores puede ser abastecida directamente, es decir por un medio de transporte que una de forma directa al usuario con la refinería. Por este motivo, es más eficaz y económico construir un depósito-pulmón, Terminal de distribución, surtido masivamente por el medio de transporte que viene de la refinería, ya sean oleoductos de productos terminados, buques (para depósitos costeros), barcazas fluviales, vagones cisterna o camiones cisterna. Estos depósitos suelen estar ubicados cerca de los grandes centros de consumo (ciudades, polígonos industriales, etc.). Desde

estos depósitos, salen camiones de distribución que llevan el producto al consumidor final.

## 5. REFERENCIAS

Para redacción de este proyecto se han tenido en cuenta las siguientes referencias obtenidas de diversas fuentes:

- MI – IP – 001. *INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA «REFINERÍAS».*
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en Establecimientos Industriales.
- Código técnico de la Edificación (CTE-DBSI)
- SCOR N-02. Especificaciones Internas de P.C.I. de Petróleos Repsol.
- Especificaciones NFR-XX-PEMEX. Normativa interna de Petróleos Mejicanos (PEMEX).
- API 3. Norma “American Petroleum Institute”.
- ESP – 3004-1 Especificación para defensa Contra Incendios CEPESA.
- Normas UNE referentes a los sistemas de PCI correspondientes a los sistemas estudiados.
- Normas NFPA referentes a los sistemas de P.C.I. correspondientes a los sistemas estudiados
- FIRE PROTECCION HANDBOOK.
- Base de datos F.A.C.T.S “Failure and Accidents Technical information System”.
- Página web NFPA JOURNAL.
- British Petroleum - Statistical Review of World Energy 2011.

## 6. DEFINICIONES

### 6.1. Partes Interesadas

Normalmente en cualquier tipo de industria la protección contra incendios viene motivada por dos factores fundamentales.

- Normativa obligatoria, en el caso español impuesta por un Real Decreto 1942/1993 y a su vez regida por una instrucción Técnica MI – IP – 001.
- Propia industria “la propiedad” establece dentro de su establecimiento unos requisitos para conseguir un nivel de seguridad frente a un posible incendio aceptable.

En el caso de la industria petroquímica se sabe que los productos que se tratan pueden ser altamente inflamables, en su mayoría son combustibles, algunos de ellos tóxicos y en múltiples ocasiones se trabaja con ellos a temperaturas cercanas o superiores a sus puntos de inflamación o autocombustión.

Por todo ello los agentes intervinientes en los sistemas contra incendio no son los resultantes de aplicar una instrucción técnica, una propiedad que pueda intuir el riesgo que conlleva su proceso industrial o que simplemente tema por sus bienes económicos o personales.

En el caso de la industria que se trata en este proyecto la protección contra incendio es reflejada dentro del propio proceso productivo y elaborada bajo unos comités técnicos, asociaciones expertas e ingenierías que realizan el desarrollo de la propia planta.

De este modo se exponen a continuación las partes implicadas:

- Propiedad de la instalación, consciente de los riesgos constituye sus propias departamento de ingeniería de seguridad contra incendio estableciendo una normativa internas que establecen unos requisitos mínimos dentro de sus instalaciones.
- Organismos públicos, que mediante normativa de cumplimiento obligatorio exigen unos mínimos dentro de las industrias.
- Ingenierías, el desarrollo del proyecto de una planta petroquímica, una planta de refino o un campo de almacenamiento normalmente es diseñado, ejecutado (mediante contratistas) y supervisado por ingenierías especializadas en los procesos objeto de la planta y que además cuentan con su departamento de PCI (Fire Figthing). Estas ingenierías son las que a partir de los requisitos mínimos establecidos por las compañías y tras el estudio de la planta hacen un análisis de los equipos potencialmente con riesgo de incendio, además realizan el diseño

conceptual de las medidas de protección contra incendio. Completando y desarrollando los estándares de cada compañía para cada proyecto específico.

- Contratistas, empresas especializadas en el sector contra incendio que tras la adjudicación del proyecto y en base a las exigencias de las partes anteriormente descritas realizan planos de detalle, cálculos y montaje de instalaciones.

Además de las partes mencionadas cabe destacar las connotaciones públicas, políticas y medio ambientales que están relacionadas con la industria del petróleo.

## 6.2. Contexto Externo.

La importancia de la seguridad dentro de una planta de tratamiento de petróleo viene en gran parte generada por la gran repercusión que rodea a un incidente en una refinería, se puede dividir en los siguientes segmentos:

### - Organismos públicos y políticos:

Ante cualquier incidente de gran escala en una refinería los organismos públicos y políticos muestran una postura de preocupación y vigilancia del accidente.

En el incidente de la refinería de Puertollano desató una gran cantidad de titulares de prensa que muestran estas posturas:

- “El Rey pide a Bono que le mantenga informado sobre el suceso de Puertollano (Ciudad Real)”. PUERTOLLANO (CIUDAD REAL), 14 Ago. (EUROPA PRESS).
- “Bono pide serenidad a la población de Puertollano y prudencia a la hora de transmitir la información” CIUDAD REAL, 14 Ago. (EUROPA PRESS)
- “Rato visita a dos de los heridos en la explosión y dice que mañana comenzarán las investigaciones”. MADRID, 14 Ago. (EUROPA PRESS)
- “Zaplana cifra en tres los muertos en Puertollano y dice que no existe situación de riesgo” CIUDAD REAL, 14 Ago. (EUROPA PRESS).
- “Méndez (UGT) anuncia la creación de una comisión de investigación en Repsol Puertollano el próximo lunes”. CIUDAD REAL, 15 Ago. (EUROPA PRESS).
- “Medio Ambiente confirma que la situación atmosférica de Puertollano es de absoluta normalidad” TOLEDO, 14 Ago. (EUROPA PRESS)

### - Punto de vista económico y social:

Un accidente dentro de una refinería genera grandes pérdidas de producción que a su vez pueden provocar dentro de la población situaciones de inestabilidad y desempleo dentro

de la propia empresa y subsidiarias del servicio prestado. Tras el accidente ocurrido en la planta de Puertollano se publicaron las siguientes noticias:

- “Incendio en refinería Chevron, dispara los precios de la gasolina” SAN FRANCISCO, California - El precio de la gasolina regular sin plomo se disparó 35 centavos de dólar en un sólo día para venderse hoy en promedio en cuatro dólares en California, luego de un incendio que obligó al cierre e la refinería Chevron en Richmond.
- “El incendio en el complejo de Puertollano encarecerá los precios de los combustibles, según Ibersecurities” MADRID, 18 Ago. (EUROPA PRESS).
- “CGT apoya a los trabajadores de las contratas y critica la precariedad y la subcontratación por Repsol YPF” MADRID, 19 Ago. (EUROPA PRESS)
- “Refinería.- Unos 500 trabajadores subcontratados se concentran a las puertas de Repsol para reclamar más seguridad” CIUDAD REAL, 18 Ago. (EUROPA PRESS).
- “Los trabajadores de subcontratas no volverán al trabajo mientras no se garantice su seguridad” CIUDAD REAL, 21 Ago. (EUROPA PRESS).
- “Trabajadores de la refinería de A Coruña se concentran para exigir más seguridad”. A CORUÑA, 19 Sep. (EUROPA PRESS)
- “Repsol-YPF decide paralizar todas las actividades productivas en su complejo de Puertollano” (Ciudad Real).MADRID, 13 Oct. (EUROPA PRESS)

### 6.3. Contexto Interno.

Dentro de cada una de las propias compañías se establecen normas y códigos de instalación de las instalaciones de protección contra incendios. Todas ellas tienen como objeto asegurar unas condiciones de seguridad tanto para los trabajadores como para los equipos instalados aceptables desde el punto de vista de la detección, control y extinción de incendios.

Un incendio en una planta de refino de petróleo provoca grandes pérdidas generadas por la parada de la producción, pérdida de materias primas o productos y pérdidas en la maquinaria.



#### 6.4. Definiciones técnicas.

A continuación se exponen términos de compuestos en ingeniería química que posteriormente serán utilizados en este proyecto:

Petróleo / Crudo: El es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. También es conocido como petróleo crudo o simplemente crudo.

Gasóleos El gasóleo, también denominado gasoil o diésel, es un líquido de color blanco o verdoso y de densidad sobre  $832 \text{ kg/m}^3$  ( $0,832 \text{ g/cm}^3$ ), compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en motores diésel y en calefacción. Su poder calorífico es de  $35,86 \text{ MJ/l}$ .

Gasolinas: La gasolina es una mezcla de hidrocarburos alifáticos derivada del petróleo que se utiliza como combustible en motores de combustión interna con encendido por chispa convencional o por compresión. Su poder calorífico es de  $38,65 \text{ MJ/L}$

Naftas: El éter de petróleo, también conocido como bencina, nafta, o ligroína, es una mezcla líquida de diversos compuestos volátiles, muy inflamables, de la serie homóloga de los hidrocarburos saturados o alcanos, y no a la serie de los éteres como erróneamente indica su nombre. Se emplea principalmente como disolvente no polar. Se obtiene en las refinerías de petróleo como una parte del destilado

GLP: El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que los GLP son una mezcla de propano y butano.

GNL: El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a  $-162 \text{ °C}$  donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

Inflamable: Cualquier líquido que posea un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de  $100^\circ\text{F}$  ( $37,8^\circ\text{C}$ ), determinado de acuerdo con los procedimientos y aparatos de ensayo especificados en 1-7.4. Los líquidos inflamables deben clasificarse como Clase I de acuerdo con lo siguiente:

- A) *Líquido Clase I.* Cualquier líquido que posee un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de  $100^\circ\text{F}$  ( $37,8^\circ\text{C}$ ) y una presión de vapor Reid que no supere los  $40 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs.}$  ( $2068,6 \text{ mm Hg}$ ) a  $100^\circ\text{F}$  ( $37,8^\circ\text{C}$ ), determinado de acuerdo

con el ensayo ASTM D 323, *Método de Ensayo Normalizado para la Presión de Vapor de Productos Petrolíferos*

1. Los líquidos Clase IA incluirán aquellos líquidos que poseen puntos de inflamación por debajo de 73°F (22,8°C) y puntos de ebullición por debajo de 100°F (37,8°C).
2. Los líquidos Clase IB incluirán aquellos líquidos que poseen puntos de inflamación por debajo de 73°F (22,8°C) y cuyos puntos de ebullición son iguales o superiores a 100°F (37,8°C).
3. Los líquidos Clase IC incluirán aquellos líquidos cuyos puntos de inflamación son 73°F (22,8°C) o superiores, pero inferiores a 100°F (37,8°C).

**Combustible:** Un líquido combustible se definirá como cualquier líquido que posee un punto de inflamación de copa cerrada igual o superior a 100°F (37,8°C), determinado mediante los procedimientos y aparatos de ensayo especificados en 1-7.4. Los líquidos combustibles se clasifican en Clase II o Clase III de acuerdo con lo siguiente:

- A) Líquido Clase II. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 100°F (37,8°C) e inferior a 140°F (60°C).
- B) Líquido Clase IIIA. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 140°F (60°C), pero inferior a 200°F (93°C).
- C) Líquido Clase IIIB. Cualquier líquido que posee un punto de inflamación igual o superior a 200°F (93°C).

**Punto de Ebullición:** temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido iguala la presión atmosférica circundante. Para los propósitos de la definición del punto de ebullición, la presión atmosférica se considerará igual a 14,7 lb/pulg<sup>2</sup> abs. (760 mm Hg). Para mezclas que no poseen un punto de ebullición constante, el punto correspondiente al 20 por ciento de evaporación de una destilación efectuada de acuerdo con la norma ASTM D 86, *Método de Ensayo Normalizado para la Destilación de Productos Petrolíferos*, será considerado como el punto de ebullición.

**Punto de Inflamación:** mínima temperatura de un líquido en la cual se produce suficiente cantidad de vapor para formar una mezcla inflamable con el aire, cerca de la superficie del líquido o dentro del recipiente empleado, determinada mediante el procedimiento y aparato de ensayo apropiados especificados en 1-7.4.

**Flash Fire (llamarada):** Ocurre por la combustión instantánea de una mezcla aire-gas inflamable, con una fuente de ignición que se encuentra a cierta distancia del punto de descarga del material inflamable.

**Jet Fire (chorro de fuego):** Es un evento amenazante que se presenta tanto en las líneas de proceso, como en los equipos de bombeo, con la aparición de una pequeña fisura en las paredes, la cual trae como consecuencia la descarga del producto, formando un chorro de

líquido o gas a presión. Si durante la descarga este chorro entra en contacto con una fuente de ignición, el resultado será la formación de un incendio en forma de chorro.

Explosión: Liberación brusca de una gran cantidad de energía, encerrada en un volumen relativamente pequeño, la cual produce un incremento violento y rápido de la presión, con desprendimiento de calor, luz y gases. Va acompañada de estruendo y rotura violenta del recipiente que la contiene. La combustión está asociada a una onda de choque que avanza a velocidad superior a la del sonido.

Pool Fire (Incendio de Charco): Es un evento amenazante que se presenta por el derrame de producto confinado bajo condiciones de presión y temperatura atmosférica.

Bleve (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion): explosión producida por la expansión súbita de los vapores de un líquido contenido en un recipiente cerrado, sujeto a una temperatura superior a la de su punto de ebullición a la presión atmosférica.

Deflagración: es una combustión súbita con llama a baja velocidad de propagación, sin explosión. El frente de llama avanza por fenómenos de difusión térmica.

Boilover: se trata del rebosamiento del combustible (hidrocarburos) generado por la ebullición del agua de formación. La reacción de combustión genera agua que por diferencia de densidades se transporta hasta el fondo del depósito, cuando esta agua alcanza su temperatura de ebullición, este cambio de fase provoca un cambio de densidades y a su vez una “explosión” violenta que derrama el combustible alojado en la parte superior.

## 7. PROCESO DE GESTIÓN DE INCENDIOS Y EXPLOSIONES

### 7.1. Comunicación y Consulta.

La función de un sistema de notificación de llamada es contactar fuera del lugar del incidente con personal con funciones de respuesta a emergencias, incluyendo aquellos con comando de incidentes o emergencias Operaciones papeles Center.

Cuando se informa de un incendio, el procedimiento debe incluir la notificación inmediata del inicio del fuego, condiciones de la lucha y el personal de emergencia del equipo, las autoridades reguladoras que se requiere notificar y cualesquiera grupos externos de ayuda mutua que pueden ser llamados a prestar equipo, suministros o personal.

Los procedimientos deben establecer la secuencia y las prioridades para la notificación, dependiendo de las necesidades del incidente. En algunas refinerías, hay dispositivos para las llamadas de incendios o de emergencia para ser recibidos en lugares constantemente ocupados, como un laboratorio, talleres de máquinas, o la puerta principal. Estos dispositivos solo se utilizan para llamadas de emergencia entrantes. Un número de teléfono dedicado es seleccionado, y las etiquetas que muestran este número se unen a todos los teléfonos de la planta de refinería.

El procedimiento de alarma es iniciado por el operador que recibe la llamada de emergencia. La asistente debe estar capacitado para el servicio y se realizará las siguientes funciones:

- a) Una llamada de salida lista para el personal clave de emergencia, los departamentos locales de bomberos públicos, ambulancia servicios y médicos. En algunos casos, una agencia independiente se usa para manipular esta llamada de emergencia-out.
- b) Activará un conjunto de códigos de notificación específicos para el tipo de incidente y el personal de la agencia o que se notifica. La ubicación y la naturaleza de la emergencia se dará a conocer a través de este sistema
- c) Activará el sistema de comunicación de emergencia entre la oficina principal, la puerta principal, y otros lugares clave...
- d) Iniciará un sistema para la grabación de todas las llamadas (por ejemplo, el libro de registro, grabadora, etc) y el tiempo de notificación.
- e) Una lista de comprobación para asegurarse de que todas las notificaciones apropiadas para el tipo de incidente han sido completado.

La emisión de identificación necesaria para el acceso desde fuera de la planta (Incluidos los miembros de los escuadrones de la lucha contra incendios, el Comando de Incidentes y personal COE) es fundamental con el fin de ayudar al paso a través de los bloqueos de carreteras cuando se procede a la refinería durante una emergencia. Los bomberos deben llevar una identificación personal y de la organización en la ropa y los tocados.

## 7.2. Alcance y Contexto de proceso.

### 7.1.1 Alcance del proyecto.

La gestión de incendios y explosiones comprende los estudios o procesos necesarios para poder definir las áreas potenciales de incendios, su evaluación y los métodos de extinción o control del incendio.

### 7.1.2 Contexto interno y externo.

Dentro de las instalaciones las unidades de proceso frecuentemente operan a altas presiones y temperaturas que puedan causar stress en el equipo. Los equipos utilizados en los procesos deben ser diseñados para soportar los esfuerzos de las condiciones de funcionamiento a las que será sometido. Además de un programa de control de calidad para los materiales, un programa de control específico para estos equipos es importante y debe realizarse durante la construcción de estos equipos para poder dar su conformidad de acuerdo con las especificaciones de diseño.

Reactores, columnas, intercambiadores, calderas y recipientes son típicos ejemplos de equipos que operan a altas presiones y que se encuentran en una refinería. Estos equipos requieren consideraciones especiales de diseño para soportes estructurales, instrumentación y sistemas de protección.

Los tanques que manejan materiales en su totalidad productos en fase de vapor, puede estar sujetos a un sobrecalentamiento y este provocar una rotura rápida por sobrepresión. Otros tanques (incluidos los que tienen dos fases o tanques) que contienen líquidos inflamables también pueden estar sujetos a un sobrecalentamiento por radiación externa.

Las válvulas de aislamiento son capaces de aislar las secciones del proceso para minimizar la cantidad de HC liberado y prevenir flujo de material adicional de otras áreas. Las válvulas de aislamiento deben estar siempre en los límites de la unidad de proceso o dentro de las áreas de proceso para aislar el equipo en caso de incendio. Debe considerarse la posibilidad de un acceso seguro y la capacidad de funcionar de forma manual durante un incendio o en situaciones de emergencia. Donde sea posible, las válvulas deben distanciarse lo de las áreas de proceso del equipo con peligro de incendio para permitir el accionamiento manual de seguridad. Si se encuentran dentro de áreas con peligro de incendio las válvulas pueden necesitar ser capaces de funcionar a distancia.

Estas válvulas para permitir el vaciado de la parte líquida del combustible, se debe tener en consideración dentro de la protección contra incendios que estas válvulas pueden intervenir de forma importante dentro de un incidente en un tanque ardiendo ya que permitirían el vaciado del combustible ya que esta se sitúa sobre la capa en contacto con el oxígeno (pool fire).

Las válvulas de aislamiento también pueden permitir el cegamiento para el mantenimiento y la inspección. Durante el aislamiento del tanque (para operaciones de mantenimiento o reparación) deben instalarse equipos de alivio de sobrepresión para evitar aumentos de temperatura y explosiones.

En la industria del petróleo se pueden encontrar bombas y compresores que manejan fluido inflamables o combustibles a altas temperatura, por ello se debe prestar especial atención al diseño de bombas y compresores para minimizar la probabilidad de incendio de la zona de proceso.

Junto a estos equipos se instalan sistemas de purga o alivio para evitar daños por la entrada de líquidos en los compresores. Estas aberturas deben considerarse como zonas de riesgo de incendio si los compresores manejan gases potencialmente peligrosos (inflamables, combustibles o tóxicos).

Equipos de intercambio de calor, columnas de destilación, reactores... a menudo necesitan operar a altas temperaturas para lo que intervienen equipos de calderas o quemadores. Estos equipos proporcionan una fuente de ignición y por ello deben considerarse con riesgo de incendio además de realizarse bajo unos parámetros de seguridad que permitan el control de las concentraciones de combustible, sistemas de purgado y de parada automática en caso de sobrecalentamiento. Esta parada del equipo debe ser posible a distancia.

Los agentes externos que pueden provocar incendio deben tenerse en consideración los siguientes aspectos.

Conexiones con redes públicas en las que el reflujo de hidrocarburos podría provocar un incendio deben contar con sistemas de anti-retorno de estas corrientes.

Durante el proceso de carga de depósitos o camiones, una sobrecarga del recipiente puede provocar el aumento de la presión y temperatura.

La electricidad estática cuando se tratan fluidos a temperatura superior a la temperatura de inflamación puede provocar la ignición del compuesto.

La ubicación de una refinería puede exponer a diferentes variedades de riesgos potenciales. A la inversa, desde propiedades adyacentes también puede exponer a la refinería para los distintos tipos de riesgos, los peligros potenciales deben ser tomados en consideración en la localización de la refinería o evaluar peligros. Por ejemplo, la ubicación de los aeropuertos vecinos y el rellano previsto modelos de aviones podría presentar riesgos de colisión. Ubicación debería considerarse en conjunto con el diseño propuesto de las instalaciones.

Peligros naturales como huracanes, inundaciones, terremotos puede generar riesgos de incendio. La frecuencia y gravedad de los acontecimientos deben ser tomadas en consideración al diseñar sistemas de refinería. Por ejemplo, determinadas zonas de

actividad sísmica requieren refuerzos especiales de los equipos. Las áreas sujetas a la nieve el frío extremo y pesado puede requerir diseños especiales para prevenir fallos en los equipos debido a la nieve helada o excesiva o hielo carga, junto con los riesgos de incendio resultantes asociados con esas condiciones.

La disponibilidad de agua contra incendios y de agua de proceso industrial es un requisito importante cuando se considera la operación de la refinería y respuesta de emergencia.

### 7.1.3 Objetivos del proyecto de gestión de incendios y explosiones.

La meta del proceso de gestión de incendios es la planificación, desarrollo y consecución de una técnica que dote del nivel suficiente de seguridad en caso de incendio dentro de los posibles escenarios estudiados, es decir, ante la previsión de un posible incendio este proceso evaluará sus consecuencias y dispondrá los métodos apropiados para la protección de las personas e instalaciones adyacentes.

No es objeto de este proceso la sobreprotección de las instalaciones ante agentes no previstos como atentados o agresiones externas.

### 7.1.4 Desarrollo de los criterios de eficacia.

Los criterios de eficacia del proceso de gestión de accidentes serán los siguientes:

- Prever todos los posibles fallos dentro de la instalación que provoquen un incendio o explosión.
- Adoptar una estrategia contra incendios apropiada para cada escenario estudiado.
- Dotar de elementos que sean capaces de extinguir o controlar el incendio. Elementos que demuestren su eficacia, ya sea mediante códigos técnicos o mediante ensayos o sucesos en otras instalaciones.
- Asegurar el buen funcionamiento y operatividad de las instalaciones de seguridad dentro del área afectada.

### 7.3. Valoración de escenarios de incendio y explosión.

Definición de Escenario de Incendio:

*“Los escenarios de incendio describen los posibles incendios que pueden desarrollarse, desde la ignición hasta la extinción, teniendo en cuenta las características de los combustibles, las características del edificio, los sistemas de protección contra incendios y las características de los ocupantes”*

#### 7.1.5 Identificación de escenarios de incendio y explosión.

Según NFPA 101 se pueden encontrar los siguientes tipos de escenarios de incendio:

1. Escenario de incendio representativo de un incendio típico de la ocupación.
2. Fuego de crecimiento ultra-rápido en un medio primario de evacuación.
3. Fuego que se origina en un recinto normalmente desocupado poniendo en peligro a un gran número de ocupantes en un gran recinto o en otra área.
4. Fuego que se origina en un espacio confinado en un muro o falso techo adyacente a un gran recinto ocupado
5. Fuego de crecimiento lento, fuera del alcance de los sistemas de protección contra incendio y muy cercano a un área de ocupación elevada.
6. El fuego más severo, resultado de la mayor carga de combustible característico del funcionamiento normal del edificio.
7. Fuego procedente del exterior.
8. Fuego que se origina en combustibles ordinarios en un recinto en los que los que los sistemas de protección resultan independientemente inefectivos

Ninguno de estos escenarios de incendio hacen referencia a instalaciones típicas de una planta petrolera. Por ello es necesario hacer un riguroso análisis de los posibles escenarios de incendios y explosión de acuerdo a cada unidad de proceso, tanque de almacenamiento o edificio auxiliar.

Según API 03 se pueden encontrar los siguientes escenarios de incendio. No obstante esta norma indica que estos son solo unos ejemplos y nunca deben tomarse como únicos escenarios de incendio en una planta.

- a) Nubes de vapor que resulta de la liberación de líquidos o gases inflamables.
- b) Vertidos de líquidos inflamables (incluido el tanque o recipiente de rebose).
- c) Aumento de la presión en los recipientes más allá de su presión de diseño.
- d) Enriquecimiento de oxígeno en ambientes carentes de ello.



- e) Aumento de las temperaturas debido a condiciones inestables.
- f) Formación de mezclas inflamables en el interior del equipo.
- g) Mezcla de materiales incompatibles.
- h) Condiciones resultantes de explosiones de polvo.
- i) Excesiva vibración o choque en las condiciones del proceso.
- j) Liberación del producto debido a la congelación del agua en tuberías de proceso.

Dentro de los posibles escenarios en el transvase de material:

- k) Ruptura en un buque debido a la presión / demanda de flujo mayor que la capacidad de alivio.
- l) Ruptura de recipientes debido a un punto frágil.
- m) Fugas en bridas, juntas, sellos o enchufes.
- n) Fallos de soldadura o fundición.
- o) A lo largo de la cubierta buque.
- p) Exceso de vibración.
- q) Exceso de corrosión / erosión.
- r) Fallos debido a una carga externa o impacto.
- s) Explosión interna.
- t) Rotura del tubo de sobrecalentamiento.

Estos escenarios de incendio pueden desencadenar varios tipos de incendio y explosiones según donde se encuentren y que productos sea objeto de su acción. Se clasifican estas consecuencias en los siguientes tipos:

Tipos de Explosiones:

- *Explosiones de vapores confinados (VCE).*
- *Explosiones de vapores no confinados (UVCE).*
- *Explosiones de sustancias pulverulentas.*
- *Explosiones a partir de la expansión de vapores de un líquido en ebullición (BLEVE).*

Los parámetros que más se tienen en cuenta para valorar la magnitud de su impacto es la sobrepresión (fase positiva de la onda) y el tiempo.

Tipos de Fuegos:

- *Dardo de fuego ("jet fire")*
- *Incendio de charco ("pool fire")*
- *Llamarada ("flash fire")*
- *Bola de fuego ("fire ball")*

La magnitud empleada para estimar los daños producidos por los incendios es, fundamentalmente, el flujo de calor radiante emitido.

Además de estas acciones contra incendio se deben considerar los accidentes que provoquen nubes o derrames tóxicos ya que una protección contra incendio también es capaz de minimizar los efectos tóxicos de estos agentes.

7.1.6 Análisis de consecuencias de los escenarios de incendio y explosión.

Una pequeña fuga de gas, un sobrecalentamiento de un tanque o derrame pueden provocar un incendio o una explosión que a su vez tiene consecuencias directas sobre otros equipos. A continuación se describen de forma cualitativa las consecuencias originadas tras el inicio de un incidente sobre los escenarios de incendios propuestos.

ESCENARIO DE INCENDIO ( según API 03)	CONSECUENCIAS		
	Formación	Tipo de incendio	Propagación del incendio
Nubes de vapor que resulta de la liberación de líquidos o gases inflamables.	Gas inflamable → Llamada de vapores no confinados Liq. Inflamable → Derrame	Deflagración Pool Fire	Propagación de la llama a combustibles. Propagación calor por radiación
Vertidos de líquidos inflamables (incluido el tanque o recipiente de rebose).	Derrame incendiado	Pool fire	Propagación del calor radiado
Aumento de la presión en los recipientes más allá de su presión de diseño.	Onda de choque - Explosión vapor confinado	Detonación	Golpe de Presión y propagación de calor.
Enriquecimiento de oxígeno en ambientes carentes de ello. (combustibles líquido, combustibles gaseosos)	Líquido- Derrame Incendiado Gas- Llamada ,Flash Fire	Pool Fire Deflagración	Propagación de calor por radiación o a través de la llama.
Aumento de las temperaturas debido a condiciones inestables (combustibles líquidos, combustibles gaseosos).	Líquido -Derrame incendiado Gas- Llamada, Flash Fire	Pool Fire Deflagración	Propagación de calor por radiación o a través de la llama.
Formación de mezclas inflamables en el interior del equipo	Explosión Vapor Confinado Explosión de Vapores de un Liq. Blevé	Detonación Deflagración	Onda de choque. Transmisión de llama posterior ignición de combustibles (efecto domino) y transmisión de calor por radiación.
Mezcla de materiales incompatibles.	Explosión Pulverulentas/ formación productos tóxicos	Detonación	Propagación de calor por radiación o a través de la onda de choque.
Condiciones resultantes de explosiones de polvo.	Explosión Pulverulentas	Detonación	Propagación de calor por radiación o a través de la onda de choque.

<b>Excesiva vibración o choque en las condiciones del proceso.</b>	Explosión vapor confinado	Detonación	Onda de choque.
	Derrame líquidos	Pool fire/Jet Fire	Propagación de calor y posterior ignición de combustibles
<b>Liberación del producto debido a la congelación del agua en tuberías de proceso</b>	Derrame incendiado	Pool fire	Propagación del calor radiado
<b>Ruptura en un buque debido a la presión / demanda de flujo mayor que la capacidad de alivio.</b>	Explosión vapores confinados	Detonación	Onda de choque, propagación de calor y posterior ignición de combustibles
<b>Ruptura de recipientes debido a un punto frágil.</b>	Explosión de vapores	Detonación	Onda de choque, propagación de calor y posterior ignición de combustibles
<b>Fugas en bridas, juntas, sellos o enchufes.</b>	Derrame incendiado, llamarada o dardo de fuego (depende de P y T <sup>a</sup> de la fuga) Pool fire/ jef fire o flash fire	Deflagración	Propagación del calor radiado y de la llama
<b>Fallos de soldadura o fundición.</b>	Pool fire, jef fire o flash fire	Deflagración	Propagación del calor radiado y de la llama
<b>Exceso de vibración.</b>	Explosiones ( depende del liq. o vapor y sus condiciones)	Detonación	Propagación de calor y posterior ignición de combustibles
<b>Exceso de corrosión / erosión.</b>	Derrame o liberación de gases. Dependiendo de sus condiciones de T <sup>a</sup> , Presión y del material liberado se formará, derrame, dardo de fuego, bola de fuego, explosiones...		
<b>Fallos debido a una carga externa o impacto.</b>	Derrame o liberación de gases. Dependiendo de sus condiciones de T <sup>a</sup> , Presión y del material liberado se formará, derrame, dardo de fuego, bola de fuego, explosiones...		
<b>Explosión interna.</b>	Explosiones de vapores confinados	Detonación	Propagación onda de choque y propagación de calor.
<b>Rotura del tubo de sobrecalentamiento.</b>	Explosión de vapor confinado	Detonación	Propagación onda de choque y propagación de calor.
	Explosión vapor de liquido, Bleve	Deflagración	

Cada uno de estos escenarios de incendio debe ser aplicado a las instalaciones correspondientes. Por ejemplo fugas pueden darse en conexiones entre equipos, derrames en instalaciones que manejen hidrocarburos en fase líquida, explosiones en depósitos, compresores o equipos de separación (columnas de destilación, equipos de absorción, etc...) que manipulen gases inflamables.

### 7.1.7 Evaluación de escenarios de incendio y explosión.

Cualquier conato de incendio dentro de una planta que alberga productos combustibles, inflamables o tóxicos debe considerarse como un accidente muy grave por ello todos los posibles escenarios de incendio se supondrán un incidente grave. No obstante para definir el suceso en su conjunto se debe examinar la probabilidad de que ocurran estos incidentes

Análisis de magnitud de Incendio y Explosión

Los escenarios de incendio expuestos en los puntos anteriores pueden originar varios sucesos. Por lo tanto para la evaluación de cada escenario se han agrupado los escenarios según los corolarios de ellos.

Derrame incendiado → Pool fire → Radiación de calor

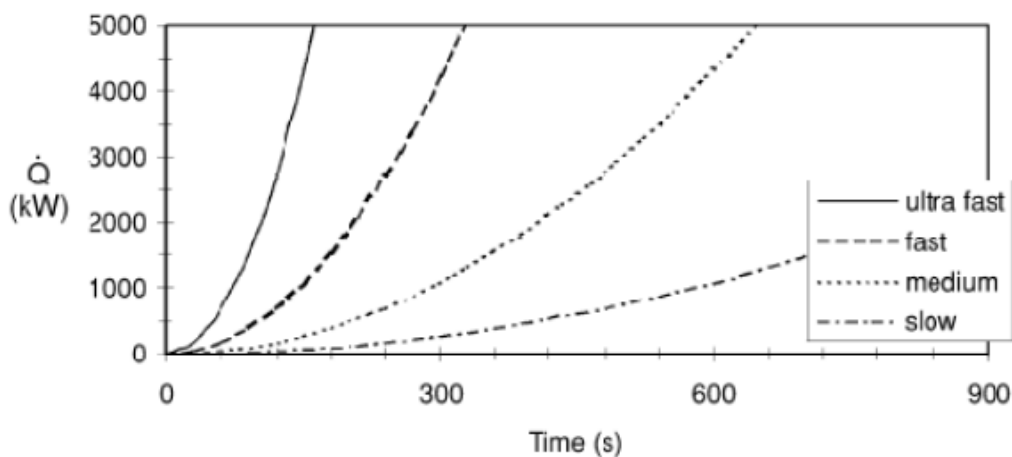
Un derrame de combustible puede provocar un fuego tipo charco. Este incidente es un hecho grave, no obstante y de acuerdo con diversas normativas de aplicación interna de las compañías mencionadas se establece que derrames superiores a 2,8m<sup>3</sup> (volumen más restrictivo según normativas estudiadas) serán considerados como peligrosos y por tanto serán estudio de la protección contra incendio.

Un incendio tipo pool-fire es siempre un incendio de crecimiento rápido o ultra-rápido caracterizado por la siguiente ecuación.

$$Q = \alpha \cdot t^2$$

Fuego rápido  $\alpha = 0,047$  (kw/s<sup>2</sup>) (valor según NFPA 204m)

Fuego ultra- rápido  $\alpha = 0,19$  (kw/s<sup>2</sup>) (valor según NFPA 204m)



De acuerdo con estos valores el tiempo de crecimiento para alcanzar un incendio de 1055kw es de 75 segundos y para fuegos de crecimiento rápido el tiempo es de 150 segundos.

A continuación se han caracterizado fuegos tipo charco para cinco productos típicos en instalaciones petrolíferas.

Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

$$\text{- Líquido} \quad \dot{m}'' = \dot{m}''_{\infty} \cdot (1 - e^{-k\beta D})$$

$$\dot{Q} = A_f \dot{m}'' \chi \Delta H_c$$

Los valores de los terminos de  $\dot{m}''_{\infty}$ ,  $\Delta H$  y  $k\beta$  se han obtenido de la siguiente tabla

**Data for Large Pool ( $D > 0.2$  m) Burning Rate Estimates**

Material	Density (kg/m <sup>3</sup> )	$\dot{m}''_{\infty}$ (kg/m <sup>2</sup> s)	$\Delta H_c$ (MJ/kg)	$k\beta$ (m <sup>-1</sup> )
<b>Cryogenics</b>				
Liquid H <sub>2</sub>	70	0.017	120.0	6.1
LNG (mostly CH <sub>4</sub> )	415	0.078	50.0	1.1
LPG (mostly C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	585	0.099	46.0	1.4
<b>Alcohols</b>				
Methanol (CH <sub>3</sub> OH)	796	0.017	20.0	-
Ethanol (C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH)	794	0.015	26.8	-
<b>Petroleum products</b>				
Benzine	740	0.048	44.7	3.6
Gasoline	740	0.055	43.7	2.1
Kerosine	820	0.039	43.2	3.5
JP-4	760	0.051	43.5	3.6
JP-5	810	0.054	43.0	1.6
Transformer oil, hydrocarbon	760	0.039*	46.4	0.7*
Fuel oil, heavy	940-1000	0.035	39.7	1.7
Crude oil	830-880	0.022-0.045	42.5-42.7	2.8

De este modo para el Benceno se obtiene:

$$\dot{m}''_{\infty} = 0,048(\text{kg/m}^2\text{s})$$

$$\Delta H = 44,7(\text{MJ/kg})$$

$$k\beta = 3,6 (\text{m}^{-1})$$

$$X = 0,7 (\text{valor estimado de rendimiento})$$

Considerando un charco de 5m de diámetro.

$$\dot{m}'' = \dot{m}''_{\infty} \cdot (1 - e^{-k\beta D}) = (0,048) \cdot (1 - e^{-3,6 \cdot 5}) = 0.048$$

$$Q = A_f \dot{m}'' \cdot X \cdot \Delta H = 30 \cdot 0.048 \cdot 0,7 \cdot 44,7 = 30 \text{kw}$$

Se han evaluado los típicos materiales que se pueden encontrar en una refinería en diferentes casos, diferentes diámetros de charco.

Material	$m''_1$	$m''_2$	$m''_3$	$m''_4$	$m''_\infty$	$k\beta$	$d_1$	$d_2$	$d_3$	$d_4$	$A_1$	$A_2$	$A_3$	$A_4$	$\Delta H$	$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$
Benceno	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	3,6	5	10	20	30	20	79	314	707	44,7	29	118	472	1062
Gasolina	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	2,1	5	10	20	30	20	79	314	707	43,7	33	132	529	1189
Keroseno	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	3,5	5	10	20	30	20	79	314	707	43,2	23	93	371	834
Fuel oil pesado	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	1,7	5	10	20	30	20	79	314	707	39,7	19	76	306	688
Crudo	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	2,8	5	10	20	30	20	79	314	707	42,5	13	51	206	463
GNL	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08	1,1	5	10	20	30	20	79	314	707	50	36	214	858	1930
LPG	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	1,4	5	10	20	30	20	79	314	707	46	47	250	1001	2253

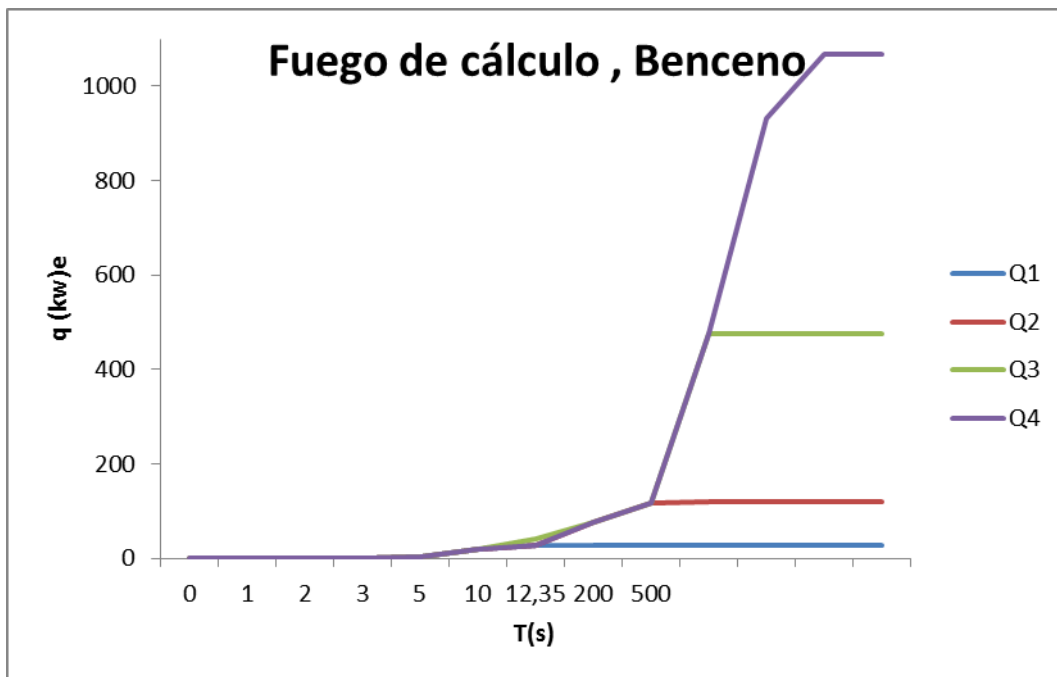
A la vista de estos resultados se puede indicar que el crecimiento de incendio en estos caso será:

Rápido ( $\alpha = 0,047$ ):, keroseno, fuel-oil pesado y crudo .

Ultra-rápido ( $\alpha = 0,19$ ): Benceno, gasolina, GNL y LPG.

Además de la cuantificación numérica se sabe que el keroseno, fuel- oil y crudo contienen hidrocarburo de mayor peso atómico, es decir hidrocarburos con mayor numero de carbonos lo que les hace más pesado, más difíciles de evaporar y por tanto su proceso de combustión es más lento.

Se muestra como ejemplo la curva del fuego obtenida para un fuego ultra- rápido para el benceno como material estudiado.



A partir de estos datos de liberación de calor se puede calcular la radiación emitida y transmitida a otros cuerpos cercanos, no obstante no es objeto de este proyecto.

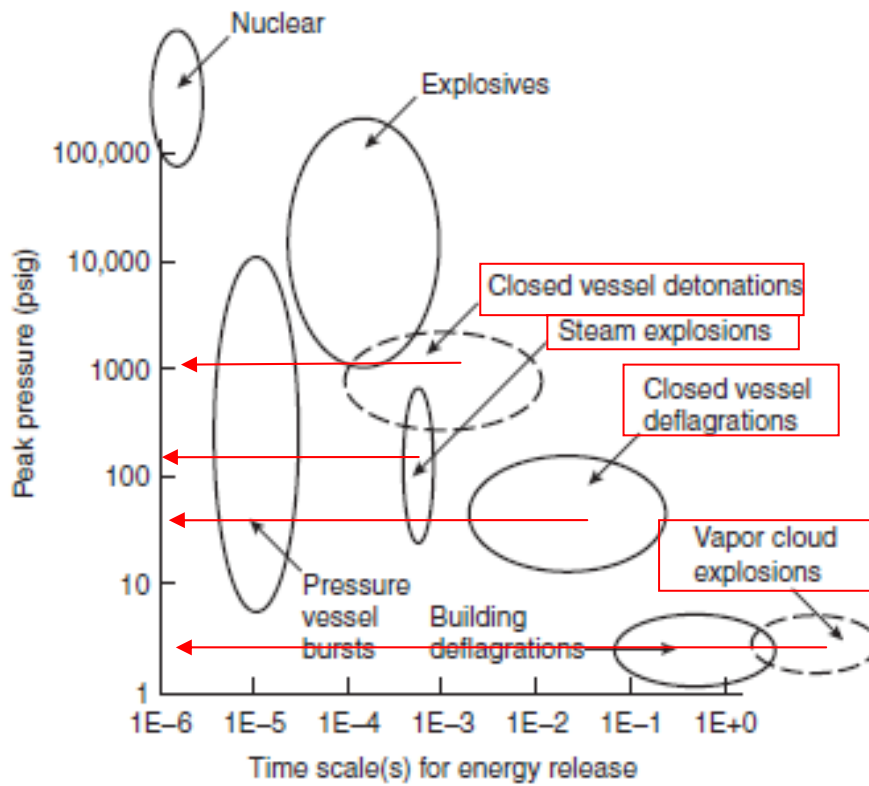
Bola de fuego → Deflagración → Propagación de la llama

Una bola de fuego se produce por un escape de gas combustible y el contacto de este con una fuente de ignición (chispa). Esta deflagración provocaría un **incidente muy grave** desde el punto de vista de una refinería debido a la gran cantidad de productos combustibles que se encuentran dentro de ella. Sobre una deflagración es prácticamente imposible actuar, se deben actuar para minimizar los riesgos asociados a ella, protegiendo equipos adyacentes e instalaciones sensibles que por este suceso puedan provocar fallos en la seguridad de la planta.

Explosión → Onda de choque → Propagación de calor

Una onda de choque producida por serán siempre un incidente muy grave puesto que puede dañar equipos de seguridad de la planta, causar gran daño a las personas e incluso provocar la ignición de combustibles no próximos a la instalación afectada por la explosión.

En la siguiente figura se muestran los órdenes de magnitud de los picos de presión producidos en las explosiones (closed vessel detonations) y las deflagraciones de las nubes de combustibles (vapor cloud explosión). Todos ellos están por encima de la sobrepresión producida en un flash over en edificios (buildings deflagration)



De esta gráfica se obtiene un rango de las ondas de choque producidas:

Closed vessel detonations	1000psig
Steam explosions	1150psig
Closed vessel deflagrations	80psig
Vapor cloud explosion	4 psig



**ZONAS DE AFECTACION POR SOBREPRESION**

ZONA DE AFECTACION	RANGO DE SOBREPRESION psig	DESCRIPCION
Total	>3	Al interior de esta zona se producen daños severos en estructuras de acero y mampostería (edificios industriales). El umbral de ruptura de tímpano se presenta a 3.25 psi.
Parcial	2 - 3	Dentro de esta zona se produce el colapso parcial de techos y paredes de casas.
Leve	0.4 - 2	Niveles de sobrepresión suficientes para ocasionar daños menores a estructuras de casas y edificios.
No afectación	< 0.4	Zona expuesta a niveles de sobrepresión inferiores a 0.4 psig 50% de vidrios domésticos rotos. La probabilidad de que no existan daños no serios por encima de este valor es del 95%. Establece la distancia de seguridad para la población ante el evento de explosión.

FUENTE: AICHE – American Institute of Chemical Engineers – Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis – 1989.

De acuerdo con lo cual todos los posibles escenarios de incendio que desencadenan explosiones, detonaciones o deflagraciones tienen una alta gravedad.

Análisis de Probabilidad de Incendio y Explosión

El hecho sucedido en el complejo venezolano de Paraguaná además de dar un orden de magnitud de la gravedad del incidente también es un reflejo de la probabilidad de los mismos.

Según la agencia Reuters:

*“Antecedentes de Fallas en el Complejo Refinador de Paraguaná, hoy enlutado por la tragedia...¿Crónica de una muerte anunciada?”*

*Previo a la tragedia ocurrida este sábado en PDVSA, ya el Complejo había presentado fallas en tiempos recientes. La primera semana de enero y hasta el 21 del primer mes de este año, se habían reportado cinco accidentes, tras una cadena de explosiones, cortes eléctricos y rupturas de líneas en las refinerías Cardón y Amuay.*

*El 9 de enero de 2012 se reportó la salida de funcionamiento de la planta-2 (PVAY-2), tras la rotura de un tubo interno del horno F-100 en Amuay.*

*La mañana del 20 de enero de 2012, aproximadamente a las 6:50 am, la rotura de una línea de flujo de crudo provocó un impacto contra una línea de vapor, causando un incendio que paralizó la Unidad de Destilación-1.*

*El 9 de marzo de este año, según comunicado de Petróleos de Venezuela (Pdvsa), se produjo una falla en una línea de aire en la refinería Cardón, que fue reparada.*

*Días después, el 15 de marzo, se reportaba una fuerte explosión, registrada a las 5:45 de la madrugada de este martes en la refinería de Amuay. "Hoy, a alrededor de las 5:45 de la mañana, se registró una explosión en la unidad de hidroprocesos número 4 de la refinería de Amuay (...) Se procedió a parar todo el complejo de hidroprocesos", dijo Jesús Luongo, gerente general del Centro Refinador Paraguayaná (CRP)"*

No obstante esta refinería podría ser es un complejo especialmente peligroso o en mal estado de conservación. Por ello a continuación se exponen datos obtenidos de datos F.A.C.T.S "Failure and Accidents Technical information System".

Desde 1965 hasta 2008 se han contabilizado un total de 1253 accidentes en refinerías de todo el mundo, de ellos 751 ,lo que nos indica que alrededor del 60% de los accidentes han estado relacionados con incendios o explosiones.

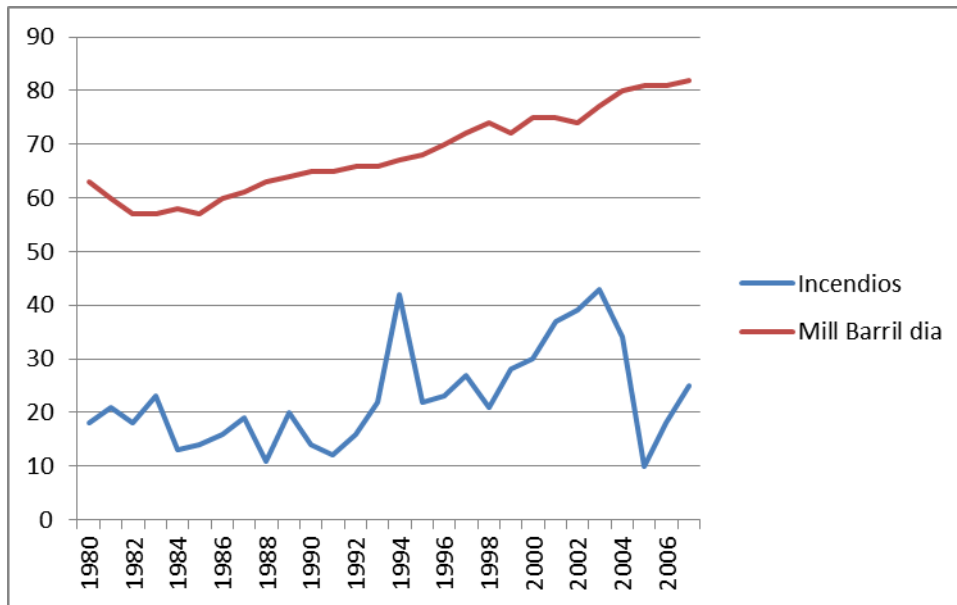
A continuación se detallan los sucesos registrados y su incidencia sobre las personas. Cabe destacar que no se han indicado el número de lesiones o muertos y que todas las áreas de las refinerías, exceptuando edificios administrativos, se consideran de baja ocupación.

Nº TOTAL ACCIDENTES		LESIONES	%	MUERTOS	%
<b>BLEVE</b>	9	8	89%	8	89%
<b>FIRE BALL</b>	44	31	70%	18	41%
<b>EXPLOSION</b>	408	237	58%	149	37%
<b>EXPLOSION DE POLVO</b>	2	2	100%	2	100%
<b>DETONACION</b>	3	2	67%	2	67%
<b>TRANSFORMADORES</b>	5	3	60%	1	20%

Por último se ha obtenido una media de accidentes/ por año y se ha ponderado por el número de barriles día de la producción mundial (periodo estudiado desde 1980 a 2008). Obteniéndose los siguientes datos:

Año	Núm. Incendios/ explosiones	Producción miles de Bpd	Media accidentes de fuego /mil barril diario
2008	9	82.015	0,00011
2007	25	81.544	0,30658
2006	18	81.497	0,22087
2005	10	81.089	0,12332
2004	34	80.256	0,42364
2003	43	<b>76.990</b>	0,55852
2002	39	<b>74.431</b>	0,52398
2001	37	<b>74.794</b>	0,49469
2000	30	<b>74.861</b>	0,40074
1999	28	<b>72.325</b>	0,38714
1998	21	<b>73.538</b>	0,28557
1997	27	<b>72.185</b>	0,37404
1996	23	<b>69.897</b>	0,32906
1995	22	<b>68.102</b>	0,32305
1994	42	<b>67.104</b>	0,62589
1993	22	<b>66.028</b>	0,33319
1992	16	<b>65.774</b>	0,24326
1991	12	<b>65.268</b>	0,18386
1990	14	<b>65.460</b>	0,21387
1989	20	<b>64.042</b>	0,31230
1988	11	<b>63.154</b>	0,17418
1987	19	<b>60.784</b>	0,31258
1986	16	<b>60.463</b>	0,26463
1985	14	<b>57.472</b>	0,24360
1984	13	<b>57.686</b>	0,22536
1983	23	<b>56.599</b>	0,40637
1982	18	<b>57.298</b>	0,31415
1981	21	<b>59.535</b>	0,35274
1980	18	<b>62.948</b>	0,28595

La representación gráfica de estos datos es la siguiente:



De los anteriores datos se obtiene que la probabilidad de sufrir un incendio por cada barril es de  $3,3 \cdot 10^{-7} \approx 30\%$  por cada millón de barriles.

Por último se ha trasladado estas probabilidades a instalaciones reales para obtener la probabilidad de un incidente en ellas

Instalación	Producción bpd	Probabilidad	Probabilidad acumulada en 20 años
Repsol Puertollano	120.000	4%	65%
Repsol Cartagena	220.000	8%	78%
Suncor Alberta	245.00	8%	78%
BP Texas	470.000	16%	97%
A muay	955.000	31%	99,92%

(Datos estadísticos considerados por un modelo estadístico de distribución binomial.)

Para establecer un análisis de riesgo cuantitativo se utilizan los siguientes varemos:

DAÑOS A PERSONAS

### Categorías de FRECUENCIA

Clase	Descripción
F1 - Improbable	Improbable - 1 incidente cada 10.000 años
F2 - Raro	Raro - 1 incidente cada 1.000 años
F3 - Improbable	Improbable - 1 incidente cada 100 años
F4 - Probable	Probable - 1 incidente cada 10 años
F5 - Frecuente	Frecuente - 1 a 10 incidentes por año

### Categorías de CONSECUENCIAS

Clasificación	Descripción
C1 - Menores	Menores - Nulas o valoración clínica sin ayudas ni tratamiento
C2 - Mayores	Mayores - Se requieren primeras ayudas y tratamiento médico
C3 - Severas	Severas - 1 o más heridas severas
C4 - Serias	Serias - 1 o más muertes, o numerosas heridas severas
C5 - Críticas	Críticas - Más de 10 muertes

### Matriz de Riesgo

FRECUENCIA (F)	CONSECUENCIA (C)				
	1	2	3	4	5
1	C	C	C	C	B
2	C	C	C	B	B
3	C	C	B	B	A
4	C	B	B	A	A
5	B	B	A	A	A

#### DEFINICIÓN DE LOS INDICES DE RIESGO

A	Riesgo Alto	Alto - No aceptable
B	Riesgo Medio	Medio - Aceptable si se introducen medidas
C	Riesgo Bajo	Bajo - Aceptable

DAÑOS A EQUIPOS O BIENES

**Categorías de FRECUENCIA**

Clase	Descripción
F1 - Improbable	Improbable - 1 incidente cada 10.000 años
F2 - Raro	Raro - 1 incidente cada 1.000 años
F3 - Improbable	Improbable - 1 incidente cada 100 años
F4 - Probable	Probable - 1 incidente cada 10 años
F5 - Frecuente	Frecuente - 1 a 10 incidentes por año

**Categorías de CONSECUENCIAS**

Clasificación	Descripción
C1 - Menores	Menores - Costes menores
C2 - Mayores	Mayores - Costes importantes
C3 - Severas	Severas - Costes muy importantes
C4 - Críticas	Críticas - Gran pérdida
C5 - Catastróficas	Catastróficas - Périda total del negocio

**Matriz de Riesgo**

FRECUENCIA (F)	CONSECUENCIA (C)				
	1	2	3	4	5
1	C	C	C	C	B
2	C	C	C	B	B
3	C	C	B	B	A
4	C	B	B	A	A
5	B	B	A	A	A

DEFINICIÓN DE LOS INDICES DE RIESGO

A	Riesgo Alto	Alto - No aceptable
B	Riesgo Medio	Medio - Aceptable si se introducen medidas
C	Riesgo Bajo	Bajo - Aceptable

**Incidentes en Refinería:**

Incendios.

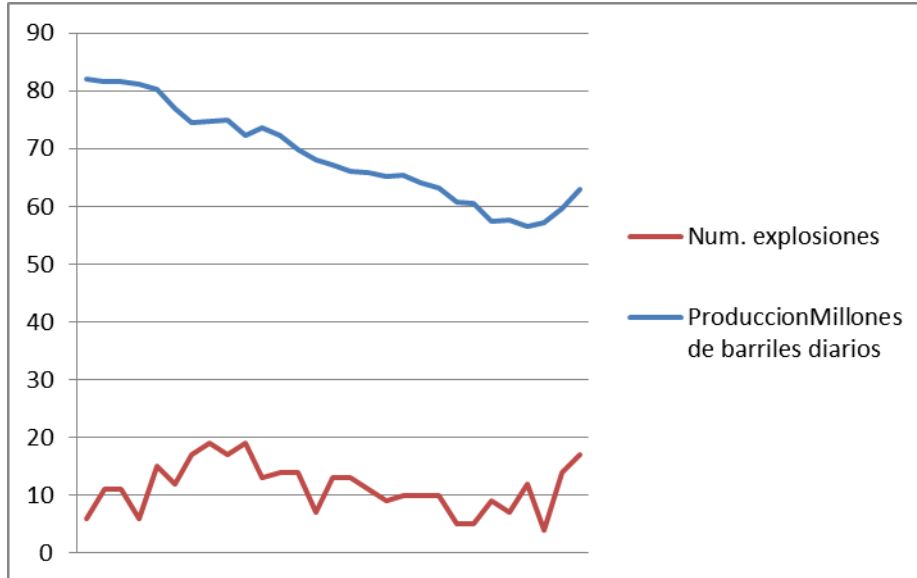
Frecuencia F4

Consecuencias Severas en daños a personas ,38% de los accidentes ocurridos causaron la muerte de alguna persona, no obstante en algunos caso las consecuencias pueden ser criticas.

Consecuencias Criticas en daños a bienes (en algunos caso la consecuencia puede ser catastrófica)

Según este análisis a “grosso” modo las consecuencias de un incendio en una refinería son de Riesgo Alto- No aceptables para bienes y de Riesgo Medio para las personal

Explosiones:



De los anteriores datos se obtiene que la probabilidad de sufrir un incendio por cada barril es de  $1.69 \cdot 10^{-7} \approx 16\%$  por cada millón de barriles.

Instalación	Producción bpd	Probabilidad	Probabilidad acumulada en 20 años
Repsol Puertollano	120.000	2%	48%
Repsol Cartagena	220.000	4%	66%
Suncor Alberta	245.00	4%	78%
BP Texas	470.000	8%	83%
A muay	955.000	16%	96%

### Frecuencia F3

Consecuencias críticas en daños a personas, puesto que en los accidentes registrados el número de muertos ha sido siempre elevado (5-10).

Consecuencias Críticas en daños a bienes (en algunos caso la consecuencia puede ser catastrófica)

Según este análisis a “grosso” modo las consecuencias de una explosión en una refinería son de Riesgo Alto- de Riesgo Medio.

### Conclusiones:

Tras la evaluación de la consecuencia los escenarios de incendio se ha obtenido que todos son altamente peligrosos, altos valores de calor y grandes ondas de presión.

El análisis de los sucesos ocurridos nos indica la probabilidad de que en una refinería suceda un incendio. Considerando una vida mínima de 20 hay un 65% de probabilidad de que suceda un incendio y un 48% de probabilidad de que ocurra una explosión en una refinería de menor tamaño y en una de gran tamaño un 97% de incendio y un 83% de riesgo de explosión.

## 7.2 Definición de la estrategia de protección.

De acuerdo a los escenarios de incendio descrito se establecerán a continuación las estrategias en la lucha contra incendios

### 7.2.1 Opciones de protección contra incendios.

#### 7.2.1.1 Protección Pasiva Contra el fuego:

Sistema de protección pasiva que consiste en incorporar una barrera, capa, elemento, producto, etc. para proporcionar cierto grado de resistencia al fuego, con el objetivo de evitar que el calor del fuego varíe las condiciones mecánicas de los materiales de las estructuras y equipos y se produzca su derrumbe o rotura, dando lugar a un siniestro grave o a aumentar la gravedad de un siniestro.

#### Muros contra Incendio: Hormigón encofrado como material ignífugo:

Estos dispositivos tienen como objetivo contener e impedir la propagación del fuego y/o una onda expansiva, mediante la utilización de materiales resistentes al fuego, permitiendo así el aislamiento, confinamiento y aseguramiento de áreas de alto riesgo en plataformas marinas e instalaciones terrestres. Normalmente constituidos por hormigón de 15 N/mm<sup>2</sup> (equivale a 150 kg/cm<sup>2</sup>) de resistencia característica mínima provista de malla y aplicado con encofrado.

#### Morteros especiales aligerados:

Morteros preparados a partir de cemento, con aditivos especiales, y aligerado con áridos de vermiculita (silicato aluminico magnésico), perlita (silicato aluminico de origen volcánico), y arlita (arcilla expandida de origen cerámico altamente porosa); provistos de malla y aplicado mediante proyección o a mano con llana.

#### Recubrimientos sublimantes/intumescentes:



Recubrimientos con productos comerciales sublimantes/intumescentes aplicados mediante proyección.

#### Paneles de fibras ignífugas:

Paneles de materiales ignífugos a base de silicato de calcio y aditivos, reforzados con fibras especiales que les hacen estables al fuego. Pueden trabajarse como la madera, cortarse, taladrarse o alisar, para facilitar su adaptación al material o medio a proteger.

No deben contener asbestos, no deformarse mojados, no producir fluorescencias, no ser afectados por el crecimiento de hongos ni favorecer su crecimiento, no verse afectados por el ambiente marino, deben resistir ácidos, álcalis y disolventes y no producirán corrosión.

#### 7.2.1.2 Protección Activa Contra el fuego:

La protección activa incluye aquellas actuaciones que implican una acción directa, en la utilización de instalaciones y medios para la protección y lucha contra los incendios. Los medios normalmente utilizados en las industrias petroleras son los siguientes.

##### Protección Activa Mediante Sistemas Hídricos:

Es el agente extintor más conocido, el más empleado y el más barato. Su uso se remonta a tiempos muy antiguos. Tiene gran poder de enfriamiento por el alto calor latente de vaporización (540calorías/gramo) y su calor específico (1 caloría/gramo y grado centígrado).

Cuando se evapora aumenta su volumen entre 1.500 y 1.700 veces, por lo que consigue desplazar el aire que rodea al fuego. Su densidad es de 1Kg/litro, por lo que suele ser más densa que la mayoría de los combustibles líquidos. Esto suele representar desventajas en la extinción si los líquidos no son solubles en agua, ya que se extiende más el incendio al flotar sobre ella el líquido que combustiona.

Los métodos de aplicación sobre son los siguientes:

- Suministro de agua mediante Rociadores Convencionales.
- Suministro de agua pulverizada.
- Suministro de agua nebulizada.
- Suministro de agua mediante mangueras, monitores e hidrantes.
- Suministro de agua y espuma, el principal efecto que consiguen las espumas es separar el combustible del aire, por tanto, el método principal de actuación de las espumas es por sofocación. En el caso de las espumas de alta expansión el efecto de sofocación se consigue porque desplaza totalmente el aire al ocupar la espuma todo el volumen del recinto.

Además mediante agua pulverizada sobre superficies no incendiadas se evita que mediante radiación estas lleguen a temperaturas que puedan provocar nuevos incendios.

#### Protección Activa Mediante Sistemas de Gases:

La utilización de gases para la extinción de incendios se basa en los siguientes conceptos:

- Sofocación; reducción de la concentración de oxígeno necesaria para que se produzca la combustión (gases inertes).
- Ruptura de la reacción en cadena de la combustión, liberando radicales libres que contra restan la formación de compuesto intermedios en la reacción en cadena (HFC).
- Enfriamiento y sofocación mediante aporte de CO<sub>2</sub>.

#### Protección Activa Mediante Polvo:

El polvo como agente extintor se aplica siempre en forma de polvo muy fino (25 a 30 micras/partícula), con lo que tiene grandes áreas superficiales específicas.

Existen fundamentalmente tres tipos de polvos extintores:

- polvo BC o convencional. Suele ser bicarbonato de sodio o potasio.
- polvo ABC o polivalente. Suele estar compuesto por sulfatos y fosfatos.
- polvo D o especial. Son productos químicos diseñados específicamente para extinguir fuegos de metales, pero cada uno es adecuado para un tipo de fuego.

Actúan primariamente por inhibición o acción catalítica negativa (rotura de la reacción en cadena). De manera secundaria actúan por sofocación al desplazar el oxígeno. Su aplicación puede ser manual o automática.

### 7.2.1.3 Sistemas de detección de incendios

Las instalaciones fijas de detección de incendios permiten la detección y localización automática del incendio, así como la puesta en marcha automática de aquellas secuencias del plan de alarma incorporadas a la central de detección. En general la rapidez de detección es superior a la detección por vigilante, si bien caben las detecciones erróneas. Pueden vigilar permanentemente zonas inaccesibles a la detección humana.

Los sistemas de detección se basan en los siguientes mecanismos.

- Detección Manual: mediante pulsadores de alarma.
- Detección automática:
  - Detección de humo; detectores puntuales, detectores lineales (barreras de infrarrojos), detectores por aspiración (detección por cámara laser o detección por cámara de niebla), detectores iónicos (fuera de uso)
  - Detectores de temperatura; detectores puntuales, detectores mediante cable sensor.
  - Detectores de llama: mediante ultravioletas o infrarrojos.
  - Cámaras termográficas.

Es importante destacar que además de la detección de humo y calor se deben instalar sistemas de detección de gases explosivos o tóxicos que pueden provocar a su vez incendios o peligros para el personal.

### 7.2.2 Criterios de selección para la estrategia contra incendios.

Para la selección de la correcta estrategia contra incendios se deben tener en cuenta el tipo de fuego que se ha producido, los combustibles implicados y el tipo de instalación afectada.

- Criterios según el tipo de fuego.
  - Tipo pool-fire la opción más apropiada será el desplazamiento de la llama y enfriamiento de la mezcla. Las instalaciones cercanas deberán ser protegidas de la radiación emitida.
  - Incendios por deflagración, la estrategia más apropiada será la de enfriamiento de los combustibles para evitar que continúe el avance del frente de llamas. Instalaciones próximas deberán estar provistas de elementos resistentes al fuego.

- Explosiones, puesto que en un principio se provoca la ruptura del elemento contenedor del combustible o líquido inflamable. Se debe proteger las conexiones con el exterior (válvulas de alivio, válvulas de aislamiento de las unidades) y se la protección de las cubiertas exteriores de aumentos de temperatura o presión.
- Criterios según el tipo instalación.
  - Instalaciones al aire libre, la selección del agente extintor debe ser consecuente con la imposibilidad de mantener concentraciones de gases o líquidos en fase vapor (agua nebulizada).
  - Instalaciones sin estructuras para la soportación de los sistemas de extinción. Este es el caso de depósitos de techo fijo o flotante. Por ello se utilizarán sistemas de extinción que puedan actuar a distancia ya sea mediante la cobertura por la longitud del chorro (monitores) ya sea por la expansión del agente extintor (cámaras de espuma).
  - Tipo de combustibles: se deben tener en cuenta el tipo de combustibles para evitar que el agente extintor provoque reacciones no deseadas.

### 7.2.3 Implementación de la estrategia de protección.

El proceso de implementación de la estrategia de protección debe seguir los siguientes pasos:

1. Estudio de la unidad de proceso, tanque de almacenamiento o instalación auxiliar.
2. Evaluación de los riesgos de incendio.
3. Definición de escenario de incendio adecuado a la instalación estudiada.
4. Definición del tipo de incendio de acuerdo con el escenario propuesto.
5. Definición de los objetivos de protección.
6. Selección de los métodos o técnicas a utilizar para la protección.
7. Diseño de la instalación.
8. Estudio de la consecución de objetivos.
9. Diseño de detalle de la instalación.
10. Selección de equipos y tecnologías, montaje.
11. Puesta en marcha.
12. Pruebas.

## 8. ESTRATEGIAS TÍPICAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO Y EXPLOSIÓN EN INSTALACIONES DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Dentro de una refinería se pueden diferenciar varias zonas en las cuales se adoptaran medidas estrategias diferentes dependiendo de sus características. Los criterios de selección de estas estrategias ya han sido definidos.

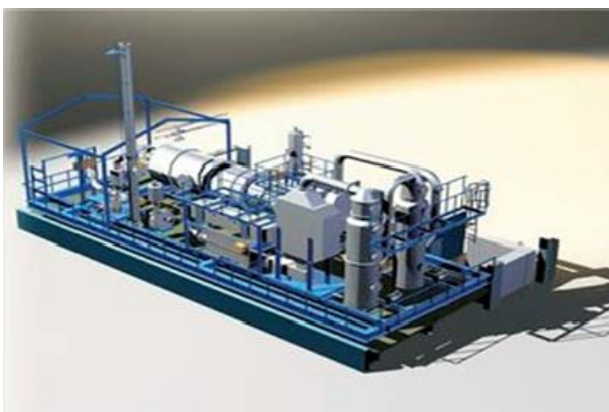
Las zonas en las que se puede dividir una industria petrolera son las siguientes:

- Zonas comunes: conexión entre diferentes zonas, viales y paso de instalaciones.
- Unidades de proceso: división que engloba un proceso y sus instalaciones secundarias. Ejemplo: Unidad de Destilación Atmosférica y a Vacío, compuesta por columna de destilación, calderines , bombas de recirculación de reflujo, separadores de productos...
- Patios de tanques: recintos en los que se ubican tanques de diversos tipos para el almacenamiento de materias primas o productos del refino.
- Edificios auxiliares: edificios e instalaciones necesarias para el funcionamiento, gestión y control del proceso dentro de la refinería. Ejemplo: edificios de oficinas, transformadores...

Principalmente constituidas por los viales de acceso a las diferentes unidades de proceso, tanques o edificios auxiliares.

### 8.1 Unidades de proceso.

Las estrategias adoptadas en las unidades de proceso serán consecuentes con los escenarios previstos en cada caso. Se analizarán cada una de ella y se adoptaran medidas contra incendio que prevean el control, extinción o protección contra el incendio propuesto. No obstante los métodos aplicados normalmente tratan de combinar las estrategias de sofocación, enfriamiento y desplazamiento de la llama.



Las estrategias típicas para la protección para los equipos descritos dentro de una unidad de proceso se basan en los criterios establecidos anteriormente. Puesto que las instalaciones fundamentalmente son de similares características pero diferentes formas el criterio que prevalecerá para determinar la estrategia y el método de aplicación

será el tipo de fuego que se reproduzca.

De este modo estas son los principales equipos a proteger y sus diferentes métodos de protección:

Bombas de fluidos combustibles o inflamables transportados a temperaturas mayores de su temperatura de inflamación se protegerán mediante sistemas de agua pulverizada, agua nebulizada (si se pueden asegurar que no se produce el arrastre de la niebla producida) o sistemas de extinción automática mediante polvo extintor, en el caso de que se puedan producir derrames superiores  $2,8\text{m}^3$ . Como mínimo deben considerarse simultáneas todas las bombas que disten menos de 10 metros de la bomba central y como máximo 8 bombas. Se protegerán con al menos dos boquillas siempre que se asegure la correcta cobertura del equipo, orientadas preferentemente para cubrir bridas de aspiración y descarga. La temperatura de apertura del bulbo será de  $68^\circ\text{C}$ .

Compresores de gases combustibles o inflamables: se protegerán mediante sistemas de agua pulverizada, nebulizada (si se pueden asegurar que no se produce el arrastre de la niebla producida) o un sistema mixto de agua espuma. El caso de que se pueda producir un derrame de más de  $2,8\text{m}^3$  se protegerá el posible charco. Se instalarán al menos dos boquillas siempre que se asegure la correcta cobertura del equipo, orientadas preferentemente para cubrir bridas de aspiración y descarga. La temperatura de apertura del bulbo será de  $68^\circ\text{C}$ .

Grupo de lubricación del compresor: se protegerá con un sistema fijo de rociadores de agua nebulizada, pulverizada o un sistema mixto de agua – espuma.

Válvulas de seccionamiento: se protegerán asegurando el funcionamiento y operatividad de ellas en caso de incendio durante 20 minutos. El método más usual es mediante cajeado con placas ignífugas.



Intercambiadores de calor: se protegerán siempre que contengan más de 5m<sup>3</sup> de hidrocarburos, manipulen productos tóxicos, productos inflamables o combustibles por encima de su temperatura de inflamación. Y en el caso de poder producirse charcos de combustible mayores de 2,8m<sup>3</sup> se protegerán los propios derrames. Se protegerán preferentemente las bridas de los cabezales y preferentemente mediante boquillas de agua pulverizada de alta velocidad para desplazar la llama y evitar enfriamiento del intercambiador.

Reactores: se protegerán siempre que contengan más de 5 m<sup>3</sup> de hidrocarburos, cuando contengan productos tóxicos, productos inflamables o combustibles a temperaturas mayores de su punto de inflamación. Además si la reacción que se lleva a cabo en su interior es exotérmica se deberán proteger si contienen productos combustibles a temperaturas inferiores. Se proporcionaran medidas contra incendio basadas en agua pulverizada o agua nebulizada y en caso de derrames mayores de 2,8m<sup>3</sup> se protegerán los posibles charcos.

Instalaciones de suministro de aire: Las instalaciones de suministro de aire para procesos, hornos o calderas deberán ser estudiadas para prever la posible formación de nubes de gas inflamable. Para ello se dispondrá de detectores de gas y un sistema de captación de gases (lavado de humos). Las técnicas empleadas para ello pueden ser agua nebulizada, cortinas de agua o vapor.

Turbo expanders o turbinas de gas: instalación imprescindible en la mayoría de los procesos. Por ello y a pesar de que su riesgo de incendio sea mínimo, si está bien operada. Se dispondrá un sistema de detección de incendios precoz y un sistema de extinción mediante agentes gaseosos, considerando la posible presencia de personal en el recinto.

Hornos: se deben instalar sistemas de vapor de ahogo para controlar el incendio dentro del equipo. Se instalarán líneas de vapor de ahogo independientes, que puedan operar a una distancia segura del peligro, en cada sección con radiación de quemadores, en las cajas de la convectiva y en el conducto del aire aguas abajo del regulador de tiro o precalentador de aire. Estos sistemas de generación de vapor son conocidos como Hydro Shields, crea una cortina de agua (vapor) que no permite el paso de la radiación. Se instalarán columnas secas provistas de armarios de mangueras en las plataformas de hornos de alto riesgo.

Equipos que manipulen materiales inflamables o combustibles: en general los equipos no descritos anteriormente pero que contengan o traten materiales combustibles se protegerán mediante rociadores de agua pulverizada o en su defecto mediante monitores.

Depósitos de combustibles / inflamables dentro de la unidad de proceso: se protegerán mediante sistema de extinción por espuma, de acuerdo con norma NFPA 11.

## Instalaciones generales:

### – Protección Pasiva:

En general, los faldones de las torres, los soportes metálicos de los haces de tuberías elevadas y las estructuras metálicas que soporten equipos petrolíferos de capacidad superior a 500 litros, o de un peso total superior a 2.500 kilogramos, deberán ser protegidos mediante una capa resistente al fuego. La capa de protección ignífuga podrá ser:

- a) Hormigón de 150 kilogramos/centímetro cuadrado de resistencia característica a la compresión, aplicado manualmente en una capa de 5 centímetros de espesor.
- b) Mortero de cemento en la proporción de 1:3, aplicado por el sistema de proyección neumática hasta obtener una capa de 4 centímetros de espesor.
- c) Otros materiales ignífugos de eficacia reconocida, con el espesor y modo de aplicación especificado por el fabricante para obtener un grado de resistencia al fuego de dos horas mínimo (RF 120). El armado y anclaje del ignifugado, la selección de los agregados al hormigón o mortero y, en general, la aplicación de la protección ignífuga se realizará de acuerdo con la buena práctica propia de los materiales utilizados en cada caso. Las estructuras, incluso riostras, tornapuntas y vigas, serán protegidas hasta una altura mínima de 4,5 metros sobre el nivel del suelo.

Cuando una plataforma sea estanca, es decir, que un producto derramado sobre ella no discorra más abajo y la base del fuego pueda estar en la misma, la protección se aplicará desde el suelo hasta 4,5 metros por encima de dicha plataforma.

Los faldones de las torres de 1,20 metros de diámetro y mayores serán protegidos tanto por el exterior como por el interior, incluso los fondos de las torres, si no son calorifugados. Los de diámetros inferiores a 1,20 metros serán protegidos sólo por el exterior. Los soportes metálicos de los haces de tuberías serán protegidos hasta una altura mínima de 4,5 metros desde el suelo, pero podrá interrumpirse la protección 0,30 metros por debajo de la viga transversal más baja. Las estructuras y soportes metálicos de los haces de tuberías sobre los que se instalen aerorefrigerantes serán protegidos hasta su más alto nivel.

Soportes de los haces de tuberías elevadas. Los soportes, en pórtico o no, asegurarán una altura libre mínima de 2,20 metros en las zonas reservadas a pasos de personal, y de 3,50 metros en los pasos reservados a vehículos.



En escenarios de incendio que sea posible una explosión se protegerán instalaciones cercanas y susceptibles de verse afectadas por la onda explosiva mediante muros de hormigón.

Equipos de seguridad que su funcionamiento o accionamiento deba darse tras la detección de un posible incendio serán protegidos mediante materiales resistentes al fuego (mínimo 20 minutos). Ejemplo de ello son válvulas de seccionamiento y sus motores de accionamiento, cables eléctricos, soportes de medios de extinción dentro de la propia unidad de proceso (ejemplo monitores).

- Extintores manuales: se instalarán extintores portátiles de polvo químico seco ABC de 10 o 12kg como mínimo y de acuerdo a norma NFP 10. Además y como complemento a estos se pueden añadir extintores de CO<sub>2</sub> de 5kg recomendados para fuegos eléctricos. Se aconseja su uso solo para fuegos incipientes.
- Sistemas de detección de Incendio: se dotarán de los medios necesarios para la completa cobertura de la unidad de proceso.
- Protección desde el exterior: todas las unidades de proceso serán protegidas mediante monitores, hidrantes o mangueras se asegurará la total cobertura de las unidades de proceso.

## 8.2 Patios de tanques.

### 8.2.1 Estrategias de protección para tanques.

Los campos de almacenamiento de combustibles difieren principalmente por los elementos a almacenar y su reacción frente al aumento de temperatura, presión o respuesta ante la combustión. Por ello en función de estos productos se diseñan diferentes tipos de tanques y acorde a ello su estrategia frente al fuego.

El escenario de incendio más acorde a este tipo de instalaciones es el:

*Vertidos de líquidos inflamables (incluido el tanque o recipiente de rebose.*

En cualquier área de almacenamiento donde se almacenan líquidos inflamables, combustibles o tóxicos se instalará un anillo de agua contra incendios alrededor de los cubetos de retención dotada de hidrantes.

La situación y contenido de mangueras, tomas de incendio y equipos de móviles adicionales se definirá según cada proyecto.

Además se instalará la cantidad suficiente de extintores portátiles o sobre carro, situados de acuerdo con los requisitos de NFPA 10, en una posición visible, de fácil acceso y estratégica alrededor de los cubetos de retención y preferiblemente cerca de las estaciones de bombeo, de los accesos a los cubetos y de las instalaciones de cara / descarga.

Se cubrirá la superficie de parque de almacenamiento mediante monitores (o monitores montados sobre hidrantes) cuya función será refrigerar tanques y esferas. El tipo de monitor será acorde a los productos almacenados.

Se instalarán bocas de incendio o carretes de mangueras cerca de las estaciones de bombeo y cerca de las estaciones de carga / descarga.

Todas las áreas de almacenamiento se equiparán con la cantidad suficiente de pulsadores de alarma.

### 8.2.2 Protección de tanque de techo fijo.

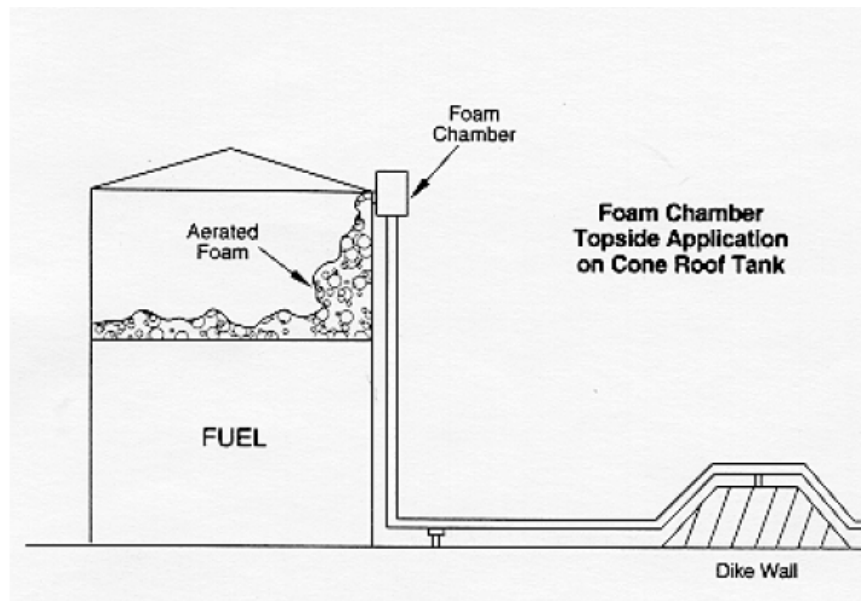
Tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico-vertical, con techo soldado al cuerpo.

La protección de estos tanques se hace teniendo en cuenta un escenario de incendio en el que el incendio está sobre la parte superior del tanque. Por ello todas las normas indican que se debe realizar la protección desde la superficie del tanque y mediante espuma de baja expansión.

La aplicación de la mezcla agua espumógeno se aplicara mediante cámaras de espuma las cuales pueden verter la mezcla sobre la parte superior o inyectándola por debajo de la superficie del combustible, los parámetros de diseño se harán acordes a NFPA 11.

La introducción de la mezcla puede ser superficial o subsuperficial.

Dependiendo del tipo de combustible (punto de inflamabilidad y naturaleza polar o apolar) se establecerán los criterios de diseño.



### 8.2.3 Protección de tanques de techo flotante.

Este tipo de tanques es principalmente usado para almacenamiento de productos a presiones cercanas a la presión atmosférica. Los techos flotantes son diseñados para moverse verticalmente dentro del armazón del tanque para proporcionar una mínima constante de vacío entre la superficie del producto almacenado y el techo. Para proporcionar un sello constante entre la periferia del tanque y el techo flotante. Estas pueden ser fabricadas en un tipo que esta expuesto al medio ambiente o un tipo que esta dentro de un techo fijo. Los tanques de techo flotante interno con un techo fijo externo son usados en áreas de pesadas nevadas desde que la acumulación de nieve o agua afecta la operación de la flotabilidad.

El sistema de detección se realizará mediante pulsadores de alarma.

#### 8.2.3.1 Tanques techo flotante abiertos.

Tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico-vertical, cuyo techo es flotante, para reducir la emisiones de vapor de los productos almacenados, destinados al almacenamiento de productos inflamables clases IA, IB y IC.

La protección contra incendios se hará mediante un sistema fijo de extinción contra incendios mediante espuma física, acorde a norma NFPA 11. Este sistema podría ser sustituido por otro siempre que se haga conforme a normas de reconocido prestigio.

El escenario de incendio previsto protegerá la zona superficial de contacto entre la membrana o sello del techo flotante y las paredes del tanque.

El sistema de detección se realizará mediante pulsadores de alarma y detección de incendios mediante cable térmico sobre el sello.

#### 8.2.3.2 Tanques de techo flotante cerrados.

También denominados tanques atmosféricos de techo fijo con membrana interna flotante. Tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico-vertical, que cuentan con una membrana interna flotante para reducir las emisiones de vapor de los productos almacenados.

La protección se hará mediante la aplicación de agua – espuma (NFPA 11) u otro sistema de extinción que cumpla con las necesidades y se realice bajo una norma de reconocido prestigio.

Las estrategias para la protección del tanque dependerán de la cubierta flotante. Si se considera que el incendio cubrirá toda la superficie superior del combustible (techo flotante de membranas plásticas, diafragmas, materiales que puedan hundirse fácilmente, etc...) la estrategia adecuada será proteger toda su superficie de forma similar a la de un tanque de techo fijo pero con la única posibilidad de introducir la mezcla espumante por la parte superficial.

El sistema de detección se realizará mediante pulsadores de alarma.

#### 8.2.4 Enfriamiento de tanques incendiados.

Todos los tanques que puedan estar expuestos a radiación producida por un tanque próximo incendiado deberán ser protegidos contra un incendio. Escenario de incendio identificado como:

*Aumento de las temperaturas debido a condiciones inestables*

La protección se realizará mediante agua pulverizada con boquillas planas de baja velocidad. Estas boquillas se instalarán de acuerdo a norma NFPA 15 y protegerán la superficie que este expuesta a la radiación del tanque próximo.



### 8.2.5 Estrategia para contra incendios en diques.

Definición Diques según NFPA 11:

*“Áreas represadas o diques son áreas encerradas por contornos de tierra o barreras físicas que contienen un combustible hasta una altura mayor de 25.4 mm”*

La protección de estas áreas se debe lograr ya sea por salidas fijas de descarga, monitores fijos o portátiles, o mangueras de espuma. Métodos de Aplicación:

- 1) Salidas de descarga de espuma a bajo nivel.
- 2) Monitores de espuma o mangueras de espuma.
- 3) Rociadores o boquillas para espuma y agua.

Esta lista de métodos no se debe considerar en orden de preferencia. Las salidas fijas de descarga de espuma deben estar dimensionadas y localizadas para aplicar espuma uniformemente sobre el área del dique al régimen de aplicación especificado en NFPA 11. Se permite subdividir áreas represadas grandes para mantener la solución total dentro de límites prácticos

### 8.3 Estrategias contra incendios en muelles.

Se tratan de instalaciones muy específicas, que deben ser objeto de un estudio detallado. Como mínimo es necesario considerar la instalación de monitores de agua y espuma en cada punto de atraque, con control remoto en las instalaciones mayores o cuando se carguen productos clase A1 y A2. Deben instalarse también pantallas de agua (tipo Hidroshields) en la zona del cantil, para separar posible riesgo de barco del riesgo de punto de carga, y cortinas de evacuación mediante diluvio de rociadores de agua.

Los monitores deberán ser necesariamente de largo alcance. Todas las instalaciones de lucha contra incendios deberán ser de accionamiento manual y remoto desde un punto adecuado separado del riesgo.

Las líneas de agua contraincendios en pantalanes deben instalarse para evitar la exposición directa de las mismas a fuego de producto flotando sobre el agua, bien colocándolas sobre la plataforma del muelle o por ignifugado.

#### 8.4 Instalaciones de almacenamiento de GLP.

El almacenamiento de Gases Licuados del Petróleo se realiza en recipientes a presión ( $15\text{kg/cm}^2$ ) lo que permite licuar gases. Estos gases a presión atmosférica necesitan una temperatura de  $-42^\circ\text{C}$  para su licuación. Normalmente se utilizan para volúmenes medios tanques y para grandes volúmenes esferas.

Los posibles escenarios de incendio serían los siguientes:

- Aumento de la presión en los recipientes más allá de su presión de diseño.
- Enriquecimiento de oxígeno en ambientes carentes de ello.
- Aumento de las temperaturas debido a condiciones inestables.
- Excesiva vibración o choque en las condiciones del proceso.
- Liberación del producto debido a la congelación del agua en tuberías de proceso.
- Ruptura de recipientes debido a un punto frágil.
- Fugas en bridas, juntas, sellos o enchufes.
- Fallos de soldadura o fundición.
- Exceso de corrosión / erosión.
- Fallos debido a una carga externa o impacto.
- Explosión interna.

Todos ellos tienen como consecuencia explosiones o escape de gases inflamables. Por ello una vez iniciado el incendio el único método aplicable es el control del mismo evitando la propagación a otros recipientes o unidades de proceso.

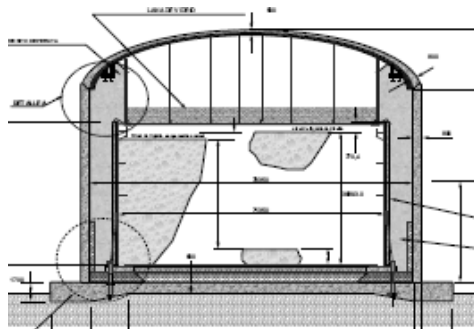
Tras un escape de gas inflamable el único método de controlar el incendio es mediante una precoz detección de la nube, el posterior corte de suministro y refrigeración de recipientes cercanos.

El sistema de detección constará de sistemas de detección de gas explosivo y detectores de llama y pulsadores de alarma.

Para conseguir controlar el incendio dentro de un único recipiente es necesario refrigerar el resto de almacenamientos posibles. Esto se realizará mediante agua pulverizada (boquillas de baja velocidad) según NFPA 15. Además se dispondrán de monitores suficientes para la completa cobertura del parque de almacenamiento. Estos parques cuentan con un cubeto de contención de posibles derrames con lo que se deben prever medios suficientes para la protección de cubetos mediante espuma (NFPA 11).

### 8.5 Instalaciones y almacenamientos de GNL.

Los tanques autoportantes de almacenamiento de Gas Natural Licuado pueden ser de contención sencilla o simple, de contención doble y de contención completa o total. De todos ellos el tipo que presenta un mayor grado de seguridad es el correspondiente con el de contención total, siendo este tipo el adoptado en instalaciones de almacenamiento de gas natural recientes a nivel internacional.



Tanque contención total.

Los escenarios de incendio previstos para estas instalaciones son los siguientes:

- a) Nubes de vapor que resulta de la liberación de líquidos o gases inflamables.
- b) Aumento de la presión en los recipientes más allá de su presión de diseño.
- c) Enriquecimiento de oxígeno en ambientes carentes de ello.
- d) Aumento de las temperaturas debido a condiciones inestables.
- e) Excesiva vibración o choque en las condiciones del proceso.
- f) Liberación del producto debido a la congelación del agua en tuberías de proceso.
- g) Ruptura de recipientes debido a un punto frágil.
- h) Fugas en bridas, juntas, sellos o enchufes.
- i) Fallos de soldadura o fundición.
- j) Exceso de corrosión / erosión.
- k) Fallos debido a una carga externa o impacto.
- l) Explosión interna.

La estrategia en estas instalaciones será la de controlar el incendio intentando evitar su propagación. No se debe utilizar agua como medio de extinción debido a que la formación de vapor produce el arrastre de gas y aumenta la masa en combustión.

Para la refrigeración de instalaciones de utilizará agua pulverizada según norma NFPA 15. Además se ubicaran hidrantes en el perímetro del parque de almacenamiento cada 40m. En el caso de que se prevean derrames en cubetos se protegerán mediante sistemas de agua- espuma.

Este tipo de instalaciones llevan asociados equipos ya tratados en la descripción de unidades de proceso (bombas, compresores, intercambiadores de calor...). Por ello la estrategia contra incendios será similar

## 8.6 Edificios e instalaciones auxiliares.

Dentro de una refinería se encuentran múltiples instalaciones que pueden generar riesgo para la planta o que ellas mismas por su importancia o riesgo requieren una protección y estudio de sus escenarios de incendio.

### 8.6.1 Subestaciones eléctricas.

Todas las subestaciones eléctricas con un sistema refrigeración mediante aceite, dispondrán de un sistema de extinción automática. El escenario de incendio propuesto para ellas es un derrame de aceite a su temperatura de inflamabilidad el cual provoca un incendio tipo “pool fire”. Por ello el sistema de protección contra incendios será propuesto por un sistema de extinción que asegure la extinción de este fuego y evite los máximos daños posibles al transformador.

El sistema de extinción será adecuado a la instalación:

- Transformadores al aire libre: protección mediante agua pulverizada y espuma para el cubeto.
- Transformadores cubiertos: agentes gaseosos ( HFC o CO<sub>2</sub>) o agua nebulizada.
- Transformadores semi- cubiertos: agua nebulizada, agua pulverizada y/o espuma.

### 8.6.2 Torres de enfriamiento.

Cuando haya posibilidad de que se acumulen fugas de hidrocarburos y se puedan incendiar dentro de la balsa o poza, se deben poner protecciones con un sistema fijo de rociadores automáticos diseñados según NFPA 214. Las necesidades de agua contra incendios se determinarán suponiendo que sólo se protege una celda.

Además todas las torres deberán estar cubiertas por al menos un monitor que cubra totalmente su superficie.



### 8.6.3 Edificaciones administrativas.

Se protegerán de acuerdo al nivel de riesgo asociado. Sus medidas de protección vendrán determinadas por las normas de cada país (CTE). No obstante aunque la superficie no sea la suficiente para considerar obligatoria la instalación de rociadores se aconseja el uso de los mismos debido a la disponibilidad de la red contra incendio de la planta. En el caso de realizarse esta protección será de acuerdo a NFPA13.

**9. CRITERIOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

**9.1 Red de abastecimiento general.**

De acuerdo a la instrucción técnica MI – IP -001 se dispondrá de una red de suministro de agua interior con al menos dos estaciones de bombeo y que garantice el suministro de 7,5kg/cm<sup>2</sup> en toda la red. Esta se realizará en forma de mallado con dos centro de bombeos independientes y que a su vez cuenten con al menos dos bombas de suministro total, además de una bomba jockey de al menos 6m<sup>3</sup>/h.

Para el cálculo del caudal esta instrucción técnica expone “los medios de bombeo de agua contra incendios propios deberán poder asegurar el caudal global, calculando la hipótesis más desfavorable de acuerdo con el cuadro número 4 “Evaluación del caudal de agua” según el tipo de tanque incendiado. Este caudal global será mínimo de 100m<sup>3</sup>/h”.

**TABLA I Evaluación del caudal de agua necesario en caso de incendio de tanques de eje vertical**

TABLA I  
 Evaluación del caudal de agua necesario en caso de incendio de tanques de eje vertical

Tipo de tanque supuestamente incendiado	Tanque a enfriar	Caudal de agua a proveer	
		Para enfriamiento de tanques	Para espuma
Hidrocarburos líquidos (clases B y C).	a) El tanque incendiado.	15 litros/minuto por metro de circunferencia.	Máximo caudal de agua necesaria para producir espuma, según artículo 39.2.
	b) Los tanques adyacentes situados total o parcialmente a menos de 1,5 R del supuesto incendiado, medidos desde sus paredes, con un mínimo de 15 m.	Caudales sobre 1/4 de la superficie lateral en litros/metro cuadrado/minuto. Techo fijo: Punto de inf. < 21 °C 5 litros/metro cuadrado/minuto. Punto de inf. ≥ 21 °C 3 litros/metro cuadrado/minuto. Techo flotante: < 7.500 metros cúbicos, 3 litros/metro cuadrado/minuto. ≥ 7.500 metros cúbicos, 2 litros/metro cuadrado/minuto.	

**TABLA II Evaluación del caudal de agua necesario en caso de incendio de tanques de eje horizontal**

**TABLA II**  
*Evaluación del caudal de agua necesario en caso de incendio de tanques de eje horizontal*

Tipo de tanque supuestamente incendiado	Tanque a enfriar	Caudal de agua a prever	
		Para enfriamiento de tanques	Para espuma
<b>Hidrocarburos líquidos (clases B y C).</b>	<p>a) El tanque incendiado.</p> <p>b) Los tanques adyacentes situados en el mismo cubeto o cubeto diferente, a menos de 6 metros del supuesto incendiado.</p>	<p>10 litros/minuto por metro cuadrado de superficie total.</p> <p>Caudales sobre 1/4 de la superficie total en litros/metro cuadrado/minuto.</p> <p>Punto de inf. &lt; 21 °C 5 litros/metro cuadrado/minuto.</p> <p>Punto de inf. ≥ 21 °C 3 litros/metro cuadrado/minuto.</p>	Máximo caudal de agua necesaria para producir espuma, según artículo 39.2.

No obstante este cálculo no engloba las necesidades de monitores, hidrantes, sistemas de refrigeración de tanques, sistemas de extinción en unidades de proceso, en torres de enfriamiento... Por ello se debe realizar un cálculo real de las necesidades de cada unidad o parque de almacenamiento y posteriormente realizar el diseño de la red.

Para unidades de proceso se debe realizar el cálculo teniendo en cuenta el peor escenario posible y se deben añadir al menos dos lanzas de monitores, dos bocas de incendio de 45mm y el caudal de dos hidrantes para el abastecimiento de unidades móviles de gran caudal.

Una vez calculada la demanda total de agua se dimensionarán las líneas de la red de agua contra incendios para suministrar el 125% de la demanda de agua calculada. El diámetro mínimo de la red será de 10".

Suministro de agua:

La instrucción técnica permite que la reserva de agua puede ser mediante redes públicas, depósitos o fuentes inagotables. Debido a la gran cantidad de agua necesaria, al coste y a la previsión de un mayor tiempo de suministro se recomienda, siempre que sea posible, utilizar fuentes de suministro de agua inagotables como lagos o el mar. Para ello se deben tener en cuenta las condiciones de estos aguas (actividad biológica y concentraciones de sales).

En el caso de que se deba almacenar el agua contra incendios en un aljibe se supondrá un suministro mínimo de 5 horas de autonomía funcionando al nivel máximo de exigencia.

El grupo de bombeo:

Los sistemas de bombeo serán diseñados y construidos según NFPA 20.

Los grupos de bombeo contarán con dos tipos de bombas:

- Bombas de extinción: bombas alimentadas por al menos dos fuentes de energía independientes, pudiendo ser motores diesel con depósitos de gasoil diferentes. En el caso de dos bombas de extinción cada una de ellas será del 100% del caudal total, en el caso de tres bombas cada una dispondrá de una capacidad el 55% del total del caudal ( dos serán diesel y una eléctrica)
- Bombas de presurización: formadas por dos bombas jockey con motor eléctrico capaces de presurizar la red a  $7,5\text{kg/m}^2$  y caudal de  $6\text{m}^3/\text{h}$  cada una de ellas.

Red de tubería:

La red de tubería formada por una malla y válvulas de seccionamiento asegurará el suministro de cada unidad de proceso o almacenamiento al menos dos vías. Esta red deberá protegerse contra accidentes (vehículos) y contra la climatología, prefiriéndose las redes enterradas. Si esta red es enterrada, la profundidad mínima será de 1 metro y siempre al menos de 0.3m desde el nivel de congelación.

## 9.2 Protección de áreas de proceso.

### 9.2.1 Tasas de aplicación de agua en sistemas de extinción automática en áreas de proceso.

La aplicación de agua en unidades de proceso puede realizarse mediante sistemas de agua pulverizada, rociadores y agua nebulizada.

Agua pulverizada:

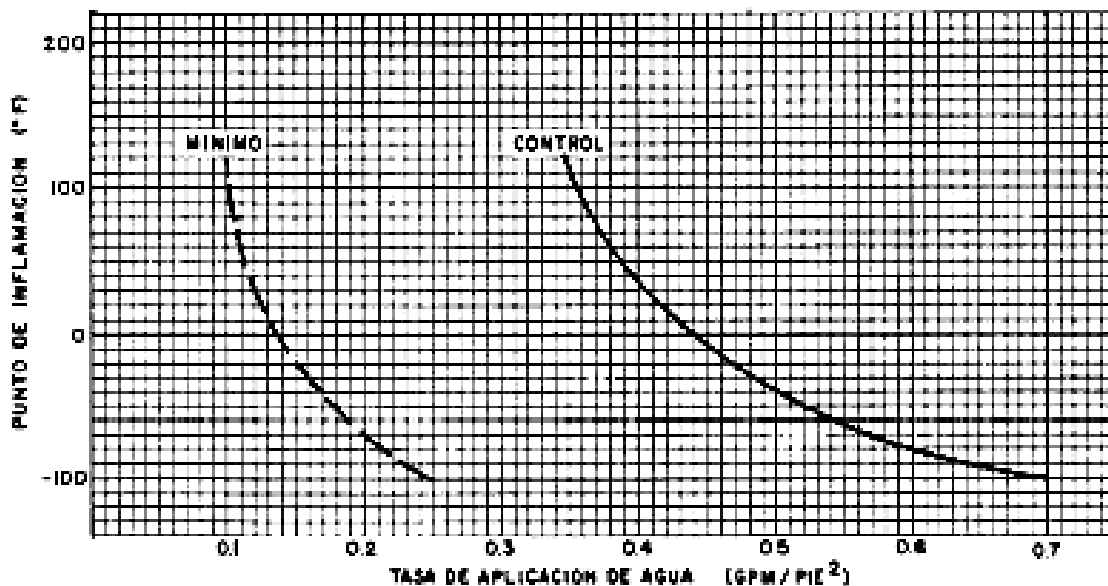
Su objeto es refrigerar superficies y evitar así colapso o sobrecalentamientos, de acuerdo con NFPA y Api 03, se establecen los siguientes parámetros.

Equipo a Proteger	Tasa de aplicación de agua (L/mim)/m <sup>2</sup>
<b>Enfriadores de Aire</b>	10,2
<b>Bombas</b>	20,4
<b>Pool Fire</b>	12,2

<b>Bandejas de cables</b>	6,1 (cables protegidos) -12,2
<b>Control de Incendio</b>	20,4
<b>Control de la Exposición</b>	10,2
<b>Hornos</b>	10,2
<b>Motores</b>	10,2
<b>Estructuras a varios niveles</b>	12,2
<b>Niveles intermedios con piso abierto</b>	6,1
<b>Rack de tuberías</b>	10,2
<b>Recipientes presurizado</b>	10,2
<b>Torres de enfriamiento (NFPA 214)</b>	10,2
<b>Turbinas</b>	10,2
<b>Recipientes</b>	10,2
<b>Intercambiadores de calor</b>	10,2

Además Mather & Platt establece unas tasas de aplicación de acuerdo a la punto de inflamación de los productos. Así se establece un mínimo de 12,2 a 24,5 mm/min.

## DENSIDADES DE DISEÑO DE APLICACIÓN



En NFPA se admiten tiempos de aplicación desde 15 minutos a 1 hora. Debido a altos caudales de productos utilizados en la industria petrolera se aconseja una aplicación al menos 60 min.

Los métodos de aplicación son:

Agua pulverizada a Baja Velocidad: utilizados principalmente para la refrigeración de estructuras, tuberías, cables... Los sistemas de baja velocidad admiten mayor rango de presiones que dependerán del modelo de boquilla. Las densidades de diseño van de  $6,2\text{l/min/m}^2$  hasta  $12,2\text{l/min/m}^2$ .

Agua pulverizada a Alta Velocidad (Ultra High Speed)

La presión de trabajo en boquillas de alta velocidad (extinción) será de 3,5bar de acuerdo con NFPA 15. De acuerdo con esta norma será conveniente proteger sistemas en los que san previstas deflagraciones.

Sistema Agua-Espuma:

Los sistemas de alta velocidad serán utilizados para el control o extinción de deflagraciones o para prevenir detonaciones. No serán utilizados en sistemas cerrados ya que la expansión del vapor puede producir la rotura del recipiente o deposito.

*Aplicación Local*: las boquillas pulverizadoras serán dirigidas a puntos donde se pueda prever una posible fuga de líquido inflamable. Bombas u otros dispositivos que manejan líquidos o gases inflamables tendrán los ejes, sellos, y otras partes críticas envueltas por pulverización de agua dirigida a una tasa neta de no menos de  $20,4\text{ (l / min/ m}^2\text{)}$ . El caudal mínimo para esta aplicación será de  $95\text{ l/min}$ . La presión de trabajo de cada boquilla será de 3,5 bar mínimo. Una única válvula de diluvio podrá controlar un caudal como máximo de 1893L. Solo se permitirá exceder este caudal si se cumple con la condición de tiempo de respuesta máximo de la válvula al sistema protegido (100 milisegundos). El tiempo de suministro será como mínimo de 15 minutos y en caso de que no se pueda asegurar la evacuación se incrementará como mínimo el tiempo de evacuación real.

*Aplicación sobre un Área (inundación total)*: las boquillas pulverizadoras aseguraran una mínima densidad de descarga sobre un área. La densidad de diseño será como mínimo de  $2\text{L/min/m}^2$ . Se deberá ampliar la densidad de diseño cuando sea justificado mediante ensayos. La presión de descarga será de 3,5 bar.

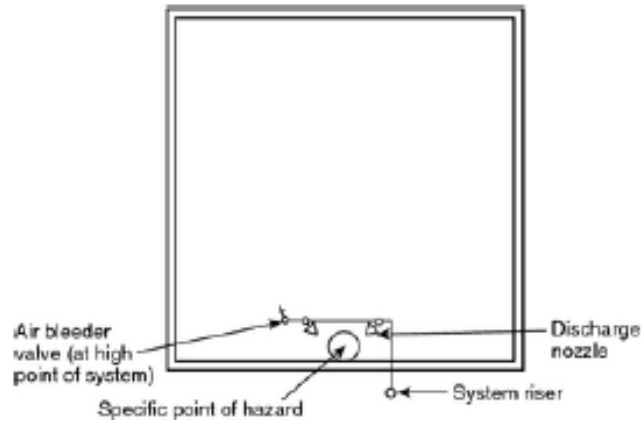
Ubicación de las boquillas:

Las boquillas se situarán lo más cerca posible del área protegida o probable punto o puntos de contacto.

Las boquillas se colocarán para proporcionar completa cobertura del área protegida o probable punto, o puntos de ignición.

Los sistemas de aplicación local que requiere dos o más boquillas tendrán boquillas posicionada de forma contra-opuestas para el más eficiente

cobertura de agua rociada del peligro y la distribución más eficiente del agua en el peligro.



Las boquillas se colocará de tal manera que los materiales incendiados no sean impulsados hacia el personal y para que el personal y los materiales en proceso no puede impedir o bloquear el flujo de agua.

La ubicación de las boquillas evitará daños mecánicos y deberán estar convenientemente protegidas.

### 9.2.2 Tasas de aplicación de agua para extinción manual en áreas de proceso.

El objeto del diseño debe ser proteger las bombas, compresores y válvulas de equipos varios asociados con la operación de carga y descarga en caso de un incendio por derrame. Además se puede usar como sistema complementario a los sistemas extinción automática.

#### Bocas de Incendio:

Serán del tipo DN 45mm y se considerará un caudal de 12m<sup>3</sup>/h por cada una. Actuando dos a la vez.

#### Monitores:

No se debe permitir usar mangueras de espuma como medio principal de protección para tanques de techo fijo de más de 9 m (30 pies) de diámetro o de más de 6 m (20 pies) de altura.

Tipo de Hidrocarburo	Tasa de aplicación mínima (lpm)	Tiempo de Descarga (min)
<b>37,8°C &lt; Pto Infl. &lt; 60°C</b>	6,5	50
<b>Pto Infl. &lt; 37,8°C o líquidos calentados por encima de sus puntos de inflamación.</b>	6,5	65
<b>Petróleo crudo</b>	6,5	65

Si se utilizan monitores para proteger tanques que contienen alcoholes el tiempo de descarga será siempre de 65 minutos y la tasa de aplicación de 6,5 lpm.  
El caudal del monitor esta comprendido entre 120-200m<sup>3</sup>/h.

#### Hidrantes:

La distancia normal entre monitores será de 40 a 90 metros en general se considerará:

- 40m alrededor de las unidades de proceso, unidades de carga descarga y estaciones de bombeo de LPG / LNG.
- 50m alrededor de instalaciones de almacenamiento.
- 70m alrededor de edificios, proximidades terminales marítimas y áreas de bajo riesgo.

La presión mínima de trabajo será de 7kg/cm<sup>2</sup> de este modo dependiendo de número de salidas y su diámetro se obtendrá el caudal. Este no será nunca menos de 2.000lpm

#### Sistemas de extinción mediante Polvo Químico

Los sistemas de extinción mediante polvo químico deben utilizarse mediante el método de aplicación local para la extinción de fuegos de productos inflamables, combustibles líquidos y sobre algunos solidos. Se aplicará mediante el sistema de aplicación local cuando no pueda utilizarse el sistema de inundación total, es decir, en aplicaciones al exterior.

Los riesgos especiales cubiertos por polvo químico deberán ser aislados de otros posibles combustibles o productos inflamables a los cuales se puede propagar el incendio y que no hayan sido previstos en el diseño del sistema de extinción.

Para incendios de líquidos inflamables, las boquillas se colocaran junto al tanque o por encima, o una combinación de junto al tanque teniendo en cuenta que la descarga se realiza siempre sobre los límites del mismo, situando las boquillas de manera que se eviten salpicaduras durante la descarga.

El tiempo mínimo de descarga será de 30 segundos efectivos.

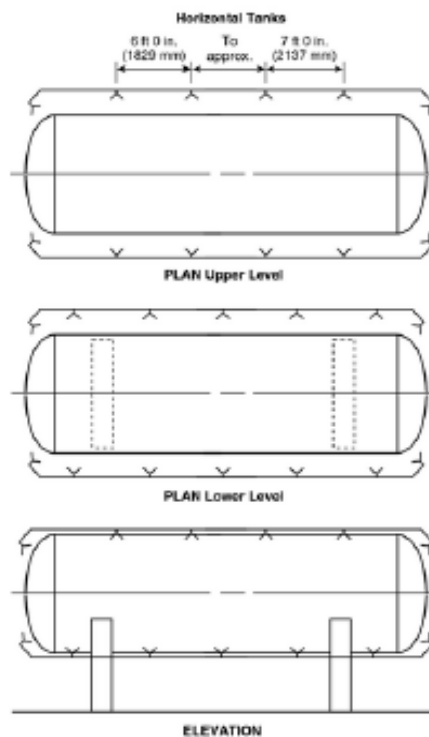
El caudal mínimo de descarga será determinados según ensayos certificados.

El diseño se será acorde a NFPA 17.



### 9.3 Protección de tanques atmosféricos.

Refrigeración mediante agua pulverizada densidad 10,2, la protección de cada boquilla no excederá de 3.7m, la distancia horizontal corresponderá a los patrones de descarga de cada boquilla. Donde existan obstrucciones a la descarga de las boquillas se realizará un estudio y se implementaran boquillas adicionales para la correcta cobertura de la superficie. Estructuras, faldas o recipientes aislados de más de 305mm de altura se protegerán con una densidad de diseño de 10,2 l/min/m<sup>2</sup>



#### Extinción mediante espuma:

Aplicación mediante sistemas fijos:

En estos casos se dispondrán de sistemas fijos de suministro agua + espuma de manera que se asegure la total cobertura de la superficie prevista en el escenario de incendio.

Tanques de Techo Fijo:

La superficie prevista de incendio es toda la superficie superior de tanque, es decir la capa superficial del combustible.

La determinación de tasas de aplicación, tiempos de descarga y número de salidas se realizará de acuerdo con la norma NFPA 11.

A continuación se hace un breve resumen de las mismas, dividiéndolas por el método de aplicación (superficial o subsuperficial). Para casos no previstos ver NFPA11:

Combustible	Tasa de aplicación	Tiempo de aplicación	Espumógeno	Distancias entre salidas
<b>Aplicación Superficial</b>				
<b>Hidrocarburo 38°&lt;Pto.infl.&lt;60°C</b>	4,1	20	Proteínicos.	24>D - 1
<b>Hidrocarburo Pto.infl.&gt;60°C</b>		30	Fluoroproteínicos.	24<D<36 - 2
<b>Petróleo</b>			Fluoroproteínicos, (FFFP).	36<D<44 - 3
<b>Hidrocarburo 38°&lt;Pto.infl.&lt;60°C</b>	4,1	30	Fluoroproteínicos, formadores de película Antialcohol (FFFP - AR)	Fluoroproteínicos,
<b>Hidrocarburo Pto. infl.&gt;60°C</b>				42<D<48 - 4
<b>Petróleo</b>				48<D<54 - 5
				54<D<60 - 6
				D<60 - 6

Combustible	Tasa de aplicación	Tiempo de aplicación	Espumógeno	Distancias entre salidas
<b>Aplicación SubSuperficial</b>				
<b>Hidrocarburo Pto. infl.&lt;37,8°C Líquidos calentados por encima de su T<sup>a</sup> inflamación</b>	4,1	55	Proteínicos.	24>D - 1
			Fluoroproteínicos.	24<D<36 - 2
			Fluoroproteínicos, (FFFP).	36<D<44 - 3
			Fluoroproteínicos,	42<D<48 - 4
			Fluoroproteínicos,	48<D<54 - 5
			formadores de película	54<D<60 - 6
			Antialcohol (FFFP - AR)	D<60 - 6
				+1 /465m <sup>2</sup>
<b>Petróleo Crudo</b>	4,1	55	Proteínicos.	24>D - 1
			Fluoroproteínicos.	24<D<36 - 1
			Fluoroproteínicos, (FFFP).	36<D<44 - 2
			Fluoroproteínicos,	42<D<48 - 2
			Fluoroproteínicos,	48<D<54 - 2
			formadores de película	54<D<60 - 3
			Antialcohol (FFFP - AR)	D<60 - 2
				+1 /697m <sup>2</sup>

Tanques de Techo Flotante:

La superficie prevista de incendio es la superficie entre el sello y la superior de tanque, es decir, la parte no rígida de la superficial del tanque.

Esta permitido que la aplicación de espuma desde salidas fijas de descarga se realice por uno de los siguientes dos métodos:

1. Método descarga espuma por encima del cierre de zapata mecánico, un protector metálico contra intemperie o un cierre secundario.

Tabla 5.3.5.3.1 Protección de Descarga Fija de Espuma Encima del Cierre para Tanques de Techo Flotante y Tope Abierto

Tipo de Cierre	Ilustración Aplicable de Diseño	Régimen Mínimo de Aplicación		Tiempo Mínimo de Descarga (min)	Espacio Máximo Entre Salidas de Descarga con			
		L/min·m <sup>2</sup>	gpm/pie <sup>2</sup>		Dique de Espuma de 305 mm (12 pulg.)		Dique de Espuma de 610 mm (24 pulg.)	
					m	pies	m	pies
Sello de Zapata Mecánico	A	12.2	0.3	20	12.2	40	24.4	80
Sello de Tubo con protector metálico de intemperie	B	12.2	0.3	20	12.2	40	24.4	80
Sello secundario total o parcialmente combustible	C	12.2	0.3	20	12.2	40	24.4	80
Sello secundario todo metálico	D	12.2	0.3	20	12.2	40	24.4	80

Nota: Cuando las salidas fijas de descarga de espuma están montadas encima del tope del casco del tanque, se necesita un guardabarros para la espuma debido al efecto del viento.

2. Método descarga espuma debajo de un cierre de zapata mecánico directamente sobre el líquido inflamable, detrás de un protector contra intemperie metálico directamente sobre la camisa de cierre del tubo, o debajo de un cierre secundario sobre el cierre primario.

Tabla 5.3.5.3.6.1 Protección de Descargas Fijas de Espuma por Debajo del Sello para Tanques de Tope Abierto con Techo Flotante (Ver Ilustración 5.3.5.3.5.1)

Tipo de Cierre	Ilustración Aplicable de Diseño	Régimen Mínimo de Aplicación		Tiempo Mínimo de Descarga (min)	Espacios Máximos entre (Salidas) de Descarga
		L/min·m <sup>2</sup>	gpm/pie <sup>2</sup>		
Sello de zapata mecánica	A	20.4	0.5	10	39 m (130 pies) –
Sello de tubo con más de 152 mm (6 pulg) entre el tope del tubo y el tope del pontón	B	20.4	0.5	10	No requiere represa (dique) de espuma 18 m (60 pies) –
Sello de Tubo con menos de 152 mm (6 pulg) entre el tope del tubo y el tope del pontón	C	20.4	0.5	10	No requiere represa (dique) de espuma 18 m (60 pies) –
Cierre de tubo con descarga de espuma por debajo del sello secundario metálico*	D	20.4	0.5	10	Requiere represa (dique) de espuma 18 m (60 pies) –

\* Un cierre secundario de metal es equivalente a una represa de espuma.

No debe usarse la aplicación por debajo del cierre (o protector) con cierres secundarios combustibles. El dique se debe prolongar por lo menos 51 mm por encima de un sello secundario de metal, de cualquier panel que pueda arder o sello secundario combustible usando un cordón de espuma plástica

#### 9.4 Protección de derrames confinados por diques.

Regímenes mínimos de Aplicación y Tiempos de Descarga para salidas fijas de descarga sobre áreas represadas con hidrocarburos líquidos.

Los regímenes mínimos de aplicación y tiempos de descarga para aplicación fija de espuma sobre áreas represadas deben ser de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 5.7.3.2 Regímenes Mínimos de Aplicación y Tiempos de Descarga para Aplicación Fija de Espuma sobre Áreas Represadas que Contienen Líquidos Hidrocarburos.

Tipo de Salidas de Descarga de Espuma	Régimen Mínimo de Aplicación		Tiempo Mínimo de Descarga (min)	
	L/min·m <sup>2</sup>	Gpm/ft <sup>2</sup>	Hidrocarburo Clase I	Hidrocarburo Clase II
Salidas de descarga de espuma a bajo nivel	4.1	0.10	20	20
Monitores de espuma	6.5	0.16	30	20

#### 9.5 Protección de centros vitales.

##### 9.5.1 Criterios para los sistemas de detección de humo.

##### Detección de incendios mediante equipos eléctricos.

Los puntos de alarma, en caso de incendios deben avisar al servicio de seguridad en caso de incendios . Para ello se distribuirán equipos de acuerdo con NFPA 72.

Las señales de detección de incendios serán iniciadas automáticamente por detectores/ dispositivos o por pulsadores de alarma manual.

En general la función de estos sistemas de detección será la de alertar al personal y la de activar de forma automática o manual los sistemas de extinción de incendios.

##### Pulsadores de Alarma:

Se instalará una red de pulsadores manuales de alarma para permitir la iniciación manual de alarma de fuego en caso de que una persona detecte humo o fuego. Los pulsadores instalados en el exterior estarán contruidos de acuerdo con los requerimientos para zonas clasificadas peligrosas, resistentes a la corrosión y completamente protegidos para las condiciones climáticas.

Los pulsadores se situarán según se indica a continuación:

- En unidades de proceso, a lo largo de la carreta , en intervalos que no excedan de 100 metros, preferiblemente en luminarias o cerca de sitios iluminados.

- En áreas de almacenamiento , a lo largo de la carreta en intervalos que no excedan de 200 metros.
- Se instalaran al menos uno en zonas de alto riesgo de incendio como arquetas de drenajes aceitosos, manifolds de valvulas, centros de control de motores,etc...
- Dendtro de edificios a lo largo de pasillos y cerca de cada entrada / salida con una distacia máxima entre cada uno de ellos de 50 metros.
- A lo largo de vias de escape lógicas con una distancia máxima de 50metros.

#### Detectores de calor:

Se usaran este tipo de detectores en zonas o lugares donde se espere que vaya a crecer un incendio rápidamente. Estos sistemas tienen un bajo índice de error no obstante no son rápidos en su activación.

#### Detectores de humo:

Son útiles para fuegos sin llama que producen una gran cantidad de humo tales como fuego en cables, fuego en papel... Para salas con equipos eléctricos caros se aconseja usar detectores de aspiración de humo ( ASD).

#### Detectores de llama:

Se instalarán en aplicaciones al exterior cuando se requiera vigilancia de un área de riesgo, tales como, el sistema de lubricación del compresor, colectores que contienen hidrógeno, bombas que trasieguen combustibles o inflamables... Estos deben estar colocados de tal modo que puedan detectar todo el área / sección a porteger siguiendo recomendaciones del fabricante.

#### Equipos de alarma de incendios:

Se situaran alarmas de incendio siguiendo la filosofifa existente en cada complejo. De este modo toda estancia o zona que tenga ocupación de personal deberá contar con un sistema de alarma en caso de incendio que permita alertar al personal.

En general todos estos equipos se ajustarán a los estándares descritos en NFPA 72 tales como distancias máximas, componentes del sistema y funciones del equipo.

#### Detección de incendios mediante sistemas neumáticos o hidráulicos.

Para la activación de sistemas de extinción automática tales como valvulas de diluvio , puestos de control u otros sistemas de extinción se puede realizar mediante una línea neumática, llama de preacción en la que una ampolla activará el sistema si se produce una subida de temperatura por encima de su tarado.

Esta aplicaciones por temperatura suelen dar pocas falsas alarmas , no obstante , su activación es lenta.

Son especialmente útiles en riesgos localizados a la intemperie donde no es apropiado utilizar sistemas eléctricos. Para aumentar su eficacia se pueden instalar placas

retenedoras de calor semejantes a las utilizadas para rociadores convencionales ( medidas aproximadas 300x300)

### 9.5.2 Criterios para los sistemas de agentes gaseosos.

Los sistemas de agentes gaseosos serán utilizados en locales o riesgos en los que se garantice su estanqueidad, en caso contrario solo se podrá utilizar CO<sub>2</sub> como agente extintor y de acuerdo a los estándares de extinción método aplicación local.

Las tasas de aplicación de estos gases vienen descritas en las normativas UNE 15004 (agentes gaseosos HFC), NFPA 2001 o NFPA 12 para sistemas de extinción por CO<sub>2</sub>.

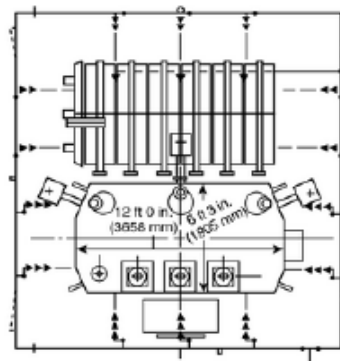
### 9.6 Protección de Transformadores.

La protección de transformadores a la intemperie se realizará mediante agua pulverizada de acuerdo a los estándares de NFPA 15.

La densidad de diseño aplicada será de 10,2 l/min/m<sup>2</sup> para la superficie del transformador y para el suelo adsorbente 6,1 l/min/m<sup>2</sup>. El tiempo de aplicación de una hora, con un caudal mínimo de caudal 946l/min.

Las boquillas seleccionadas serán de alta velocidad y su disposición será tal que se solapen y cubran toda la superficie.

La separación máxima en el eje vertical será de 3,5m, separación horizontal vendrá descrita según su patrón de descarga y su orientación



Mediante agua nebulizada se realizará teniendo en cuenta las aprobaciones y ensayos realizados por cada fabricante. Además se deberá tener en cuenta la aparición de vientos que puedan desplazar la *niebla* creada por el sistema de agua nebulizada.

Los sistemas de gases HFC serán dimensionados teniendo en cuenta la norma UNE-15004, NFPA 2001.

Los sistemas de CO<sub>2</sub> serán diseñados de acuerdo con la norma NFPA 12. El método de aplicación será local y inundación total si se puede asegurar la concentración sobre el transformador.

## 10. DESARROLLO DE LA PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS Y EXPLOSIONES

### UNIDAD DE PROCESO: Unidad de Desulfuración de Gasóleo.

Proceso para la hidrodesulfuración de una fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel que comprende:

- A) Introducir una fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel que contiene compuestos orgánicos de azufre en un reactor con columna de destilación que contiene un lecho de catalizador de hidrodesulfuración en un punto por encima de dicho lecho;
- B) Introducir hidrógeno en dicho reactor con columna de destilación en un punto por debajo de dicho lecho;
- C) Simultáneamente en dicho reactor con columna de destilación poner en contacto dicha fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel y dicho hidrógeno en presencia de un catalizador de hidrodesulfuración a una presión total inferior a, aproximadamente, 2163 kPa (300 psig), una presión parcial de hidrógeno en el intervalo de 0,7 kPa (0,1 psi) a menos de 689 kPa (100 psi) y una temperatura en el intervalo de 204oC (400oF) a 427oC (800oF) donde una parte de los compuestos orgánicos de azufre contenidos en dicha fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel reacciona con hidrógeno para formar H<sub>2</sub>S y destilar dicha fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel utilizando el calor de reacción de dichos compuestos orgánicos de azufre con dicho hidrógeno para destilar dicha fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel, donde existen productos del petróleo en forma de vapor que ascienden a través de dicho reactor con columna de destilación, un reflujo interno de líquido que fluye de forma descendente en dicho reactor con columna de destilación y productos que se condensan en el interior de dicho reactor con columna de destilación, y
- D) Extraer productos del destilado de cabeza de dicho reactor con columna de destilación que contienen dicho H<sub>2</sub>S.
- E) Separar el H<sub>2</sub>S de dichos productos del destilado de cabeza mediante la condensación de una fracción con un intervalo de ebullición más elevado de dichos productos del destilado de cabeza;
- F) Devolver como reflujo una parte de dicha fracción condensada con intervalo de ebullición más elevado de dichos productos del destilado de cabeza a dicho reactor con columna de destilación.
- G) Extraer un producto del fondo que tiene un contenido de azufre inferior al de la fracción de petróleo en el intervalo de ebullición del diésel.



Mediante las especificaciones aportadas del proceso, productos, temperaturas y presión se determina los posibles riesgos, escenarios de incendio, los objetivos de la protección y el método usado.

Mediante la siguiente tabla se muestran los siguientes datos:

- Equipo: unidad a estudiar (bombas, compresores, reactores, depósitos...)
- Producto: materiales que maneja (naftas, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>).
- Toxicidad: producto toxico (si o no)
- L/G: fases en las que se encuentran los productos ( líquida/ gas)
- T<sup>a</sup> Operación: temperatura a la que trabajará el equipo.
- T<sup>a</sup> Infl.: temperatura de inflamabilidad de los productos.
- T<sup>a</sup> Auto-combs. : temperatura a la que se auto-combustionan ( en presencia de O<sub>2</sub>).
- Inflamable / Combustible: clasificación del producto según NFPA.
- Escenario de fuego: escenario de acuerdo a API 03 que se puede esperar en cada equipo.
- Tipo de fuego: tipo de fuego que se puede originar en el escenario previsto.
- Objetivo de la protección: extinción del incendio / control del incendio / protección pasiva de otros equipos.

Equipo	Producto	Toxicidad	(L / G)	T <sup>a</sup> Oper.	T <sup>a</sup> Infl.	T <sup>a</sup> Auto-combust	Inflamable	Escenario de fuego	Tipo de fuego	Objetivo Protección	Opciones Protección
							Combustible				
Depósito de alimentación	FG + Blend GO	NO	L+G	42	63,0	250	Combustible	Ruptura recipiente	Pool Fire	Extinción	A. Pulverizada
								Fuga bridas, sellos, juntas			
								Corrosión/erosión	Explosión Vapor Confinado	Control	Agua+Expuma
								Explosión interna	Bleve	Pasiva	Ignifugado Soportes y estructura
							Rotura tubo de sobrecalentamiento				
Reactor	H2, H2S (1,59%), GO + NAFTA	SI	L+G	398	66	250	Combustible	Ruptura recipiente	Pool Fire	Extinción	A. Pulverizada
								Fuga bridas, sellos, juntas			
								Corrosión/erosión	Explosión Vapor Confinado	Control	Agua+Expuma
								Rotura tubo de sobrecalentamiento	Bleve	Pasiva	
							Explosión				

interna										
<b>Depósito de agua de lavado</b>	H2O, H2S (5 ppm max), NH3, FG (H2S: 50 mol ppm)	NO	L+G	45	-	260				No requiere protección
<b>Separador de alta presión</b>	H2, H2S (1,51%), H2O, GO + NAFTA	SI	L+G	45 (1)	58	250	Combustible	Aumento P. Aumento T <sup>a</sup> Excesiva Vibración Fuga bridas, sellos, juntas Liberación producto	Pool Fire Explosión Vapor Confinado Bleve	Extinción Control A. Pulverizada
<b>Separador de absorbedor de aminas de AP</b>	H2, H2S (16,9%), HC (gas)	SI	G	45	GAS	260	Combustible	Fuga bridas, sellos, juntas Ruptura recipiente Liberación producto		Pasiva Ignifugado Soportes y estructura

<b>Absorbedor aminas de alta presión</b>	MDEA POBRE, H2, H2S (16,9%), HC (gas)	SI	L+G	62	(1) GAS	(1) 260	No combustible		Pasiva	Ignifugado Soportes y estructura	
<b>Depósito K.O. de Compresor de recicló</b>	H2, H2S (0,01%), HC (gas)	SI	G	64	GAS	520		Fuga bridas, sellos, juntas  Explosión interna	Jet fire  Explosión vapor no confinado	Extinción  Control	A. Pulverizada
<b>Separador de baja presión</b>	H2, H2S (0,39%), DIESEL + NAFTA	SI	L+G	46	58	250	Combustible	Fuga bridas, sellos, juntas Rotura tubo de sobrecalentamiento Rotura tubo de sobrecalentamiento	Pool Fire  Bleve	Extinción  Control	A. Pulverizada  Agua+Expuma  Pasiva Ignifugado Soportes y estructura
<b>Stripper</b>	H2, H2S (3,68%), DIESEL + NAFTA	SI	L+G	270	64	250	Combustible	Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	Pool Fire  Jet fire	Extinción  Control	A. Pulverizada  Agua+Expuma

								Aumento P.	Explosión Vapor Confinado	Pasiva	Ignifugado Soportes y estructura
<b>Acumulador de reflujo del stripper</b>	H2, H2S (3,68%), NAFTA	SI	L+G	45	<0 (E) / GAS (G)	250	Inflamable	Vertido liq. Inflamable Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	Jet fire Pool Fire Flash fire	Extinción Control	A. Pulverizada Agua+Expuma
<b>Columna de secado a vacío</b>	FG + NAFTA + GO	NO	L+G	110	71	250	Combustible	Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas Aumento P.	Jet fire Pool Fire Flash fire Explosión vapor no confinado	Extinción Control Pasiva	A. Pulverizada Agua+Expuma Ignifugado de soportes y estructuras
<b>Acumulador de cabeza de columna de secado</b>	H2O, FG + NAFTA + GO	NO	L+G	40	26,4	250	Inflamable	Vertido liq. Inflamable Aumento P. Enriquecimiento O2 Ruptura recipiente	Jet fire Explosión Vapor Confinado	Control	A. Pulverizada
<b>Depósito K.O. de</b>	H2, H2S (57,2%),	SI	G	45	GAS	260		Fuga bridas, sellos, juntas		No requiere protección	

<b>absorbedor de aminas de baja presión</b>	FG								Ruptura recipiente Aumento P.		
<b>Absorbedor de amina de baja presión</b>	MDEA POBRE, H2, H2S (57,2%), FG	SI	L+G	60	(1) GAS	260 (1)			Fuga bridas, sellos, juntas Ruptura recipiente Aumento P.		No requiere protección
<b>Depósito K.O. de compresor de H2 de aporte</b>	H2, FG	NO	G	40	GAS	520			Fuga bridas, sellos, juntas	Protegido por formar parte del compresor	Control (refrigera ción) A. Pulverizada
<b>Depósito K.O. de fuelgas</b>	FUEL GAS	NO	G	38	GAS	405	Combustible		Vertido Fuga bridas, sellos, juntas Ruptura recipiente	Pool Fire	Volumen menor de 2,8m3  No protegido
<b>Depósito de recogida de hidrocarburo</b>	H2, H2S (2,72%), HC	SI	L	40	-25	250	Inflamable		Vertido liq. Inflamable Aumento P.	Pool Fire Explosión Vapor	DEPOSITO ENTERRADO, DEPOSITO DE DERRAMES

									Enriquecimiento O2	Ruptura recipiente	Confinado		
<b>Depósito de recogida de aminas</b>	H2S(4,8%), MDEA	SI	L	60	(1) GAS	260(1)	No Combustible						DEPOSITO ENTERRADO DE RECOGIDA DE DERRAMES
<b>Primer Cambiador Alimentación (carcasa)/Efluente reactor (tubos)</b>	H2 (3,45%), H2S (1,59%), GO + NAFTA	SI	L+G	283/313 (T)	58 (T)	250	Combustible	Aumento P. Ruptura recipiente	Fuga bridas, sellos, juntas	Jet fire Pool Fire Explosión Vapor Confinado	Extinción Control	A. Pulverizada Agua+Expuma	
<b>Cambiador Final Alimentación (carcasa)/Efluente reactor (tubos)</b>	H2 (3,45%), H2S (1,59%), GO + NAFTA	SI	L+G	324/393 (T)	67 (T)	250	Combustible	Aumento P. Ruptura recipiente	Fuga bridas, sellos, juntas	Jet fire Pool Fire Explosión Vapor Confinado	Extinción Control	A. Pulverizada Agua+Expuma	
<b>Cambiador Efluente</b>	H2 (3,45%),	SI	L+G	250/299	57 (C)	250	Combustible	Aumento P. Ruptura		Jet fire Pool Fire	Extinción	A. Pulverizada	

<b>Reactor (carcasa)/Alimentación de Stripper (tubos)</b>	H2S (1,59%), GO + NAFTA			(C)					recipiente			
									Fuga bridas, sellos, juntas	Explosión Vapor Confinado	Control	Agua+Expuma
<b>Condensador de efluente de reactor</b>	H2, H2S (1,51%), GO + NAFTA	SI	L+G	105	38	250	Inflamable		Vertido liq. Inflamable Fuga bridas, sellos, juntas	Pool Fire Flas fire		Derrame Inferior a 2,8m3
<b>Condensador de cabeza del stripper</b>	H2, H2S (3,68%), NAFTA + FG	SI	L+G	191	<0 (S) / GAS (E)	250	Inflamable		Vertido liq. Inflamable Fuga bridas, sellos, juntas	Pool Fire Flas fire		Derrame Inferior a 2,8m3
<b>Cambiador Alimentación/ Fondo de Stripper (tubos)</b>	H2, H2S (0,38%), GO + NAFTA	SI	L+G	101 (T) / 256 (C)	58 (T)	250	Combustible		Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas Explosión interna Rotura tubo de	Pool Fire Explosión Vapor Confinado Flash fire	Extinción Control	A. Pulverizada



									sobrecalentamiento			
<b>Pre condensador de cabeza de columna de secado</b>	H2O, GO + NAFTA	NO	L+G	110/40	36,3	250	Inflamable	Vertido liq. Inflamable Fuga bridas, sellos, juntas	Pool Fire	Extinción	A. Pulverizada	
								Ruptura recipiente	Flash fire Explosión Vapor Confinado	Control	Agua+Expuma	
<b>Cambiador Alimentación de Stripper (tubos)/Fondo de Columna de Secado (carcasa)</b>	H2, H2S (0,38%), GO + NAFTA	SI	L+G	77 (T) / 110 (C)	45-59	250	Combustible	Vertido liq. Inflamable Fuga bridas, sellos, juntas	Pool Fire	Extinción	A. Pulverizada	
								Ruptura recipiente	Flash fire Explosión Vapor Confinado	Control	Agua+Expuma	
<b>Aerorrefrigerante de diesel producto</b>	GO	NO	L	78	71	250	Combustible	Fuga bridas, sellos, juntas	Pool Fire	Extinción Control	A. Pulverizada	
<b>Enfriador final de</b>	GO	NO	L	50/36	71	250	Combustible	Ruptura recipiente	Pool Fire	Control	Agua+Expuma	

<b>diesel producto</b>									Fuga bridas, sellos, juntas	Extinción	A. Pulverizada
<b>Enfriador de recirculación del compresor de hidrógeno de aporte</b>	H2 (99,2%), HC	NO	G	102/40	GAS	520			Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	Explosión Vapor Confinado Control	A. Pulverizada
<b>Enfriador final de amina pobre (absorbedor de B.P.)</b>	MDEA POBRE	NO	L	55/40	GAS (1)	260 (1)	No combustible			No requiere protección	
<b>Horno de alimentación al reactor</b>	H2, H2S(4ppm), HC	NO	L+G	334/374	69	250	Combustible	Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	Jet fire	Extinción Control	A. Pulverizada
<b>Bombas de agua de lavado</b>	H2O, H2S (5 ppm max.), NH3	NO	L	45	(1) GAS	260 (1)	No Combustible			No requiere protección	
<b>Bombas de amina de alta presión</b>	MDEA POBRE	NO	L	55	(1) GAS	260 (1)	No Combustible			No requiere protección	

<b>Bombas reflujo del stripper</b>	H2, H2S (2,72%), NAFTA	SI	L	45	<0	260 (1)/ 288 (NAFTA )	Inflamable	Vertido liq. Inflamable Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	Pool fire  Flash fire	Extinción  Control	A. Pulverizada
<b>Bombas de diesel producto</b>	DIESEL	NO	L	110	71	250	Combustible		No requiere protección		
<b>Bomba de agua aceitosa de vacío</b>	H2O	NO	L	40	-	-	No  Combustible		No requiere protección		
<b>Bombas de reciclo de cabeza de secadora</b>	GO, NAFTA	NO	L	40	36,3	250	Inflamable	Vertido liq. Inflamable Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	Pool fire  Flash fire	Extinción  Control	A. Pulverizada
<b>Bomba de alimentación de 2E/3E/LLV GO</b>	GO	NO	L	45	102	250	Combustible		No requiere protección		

<b>Bomba de alimentación de 1E</b>	GO	NO	L	38	46	209	Combustible		No requiere protección
<b>Bomba de alimentación de LCGO</b>	GO	NO	L	45	80	>330	Inflamable		No requiere protección
<b>Bombas de evacuación de hidrocarburos</b>	H2, H2S (2,72%), HC	SI	L	40	-25	250	Inflamable	Vertido liq. Inflamable Ruptura recipiente Fuga bridas, sellos, juntas	No se protege por estar enterrada
<b>Bombas de evacuación de aminas</b>	H2S(4,8%), MDEA	SI	L	60	(1) GAS	260(1)	No combustible		No requiere protección
<b>Bombas de inyección de Anti-Ensuciante</b>	ANTI-ENSUCIANTE	NO	L	Amb	>61		Combustible		No requiere protección
<b>Bombas de inyección de Anti-Espumante</b>	ANTI-ESPUMANTE	NO	L	Amb	28		Inflamable	Vertido liq. Inflamable Ruptura recipiente Jet fire	Pool Fire Bomba de tamaño despreciable

									Fuga bridas, sellos, juntas			
<b>Bombas de inyección de Inhibidor de Corrosión</b>	INHIBIDOR OR CORROSIÓN, HC	NO	L	Amb	>61			Combustible				No requiere protección
<b>Filtro de alimentación</b>	Blend GO	NO	L	41/42	63	250		Combustible				No requiere protección
<b>Paquete de vacío</b>	H2O, FG	NO	L+G	285	-	250						No requiere protección
<b>Paquete dosificación anti-ensuciante</b>	ANTI-ENSUCIANTE	NO	L	35	>61	-		Inflamable	Vertido liq. Inflamable	Pool fire	Extinción	A. Pulverizada Derrame menos de 2,8m3
<b>Paquete dosificación anti-espumante</b>	ANTI-ESPUMANTE	NO	L	35	28	-		Inflamable	Aumento T <sup>a</sup>	Pool fire	Extinción	A. Pulverizada Derrame menos de 2,8m3
<b>Manifold de válvulas</b>								Inflamable	Explosiones Polvo	Jet fire	Extinción	A. Pulverizada Pequeño tamaño

Tras el análisis realizado se localizan los puntos requeridos para la protección, marcados en rojo. En verde o gris equipos sin aparente peligro y las zonas marcadas en color cian corresponden a los accesos.



Se ha realizado el diseño de la protección mediante agua pulverizada de los equipos considerados potencialmente peligrosos.

Además se han añadido

Hidrantes ubicados cada 40m.

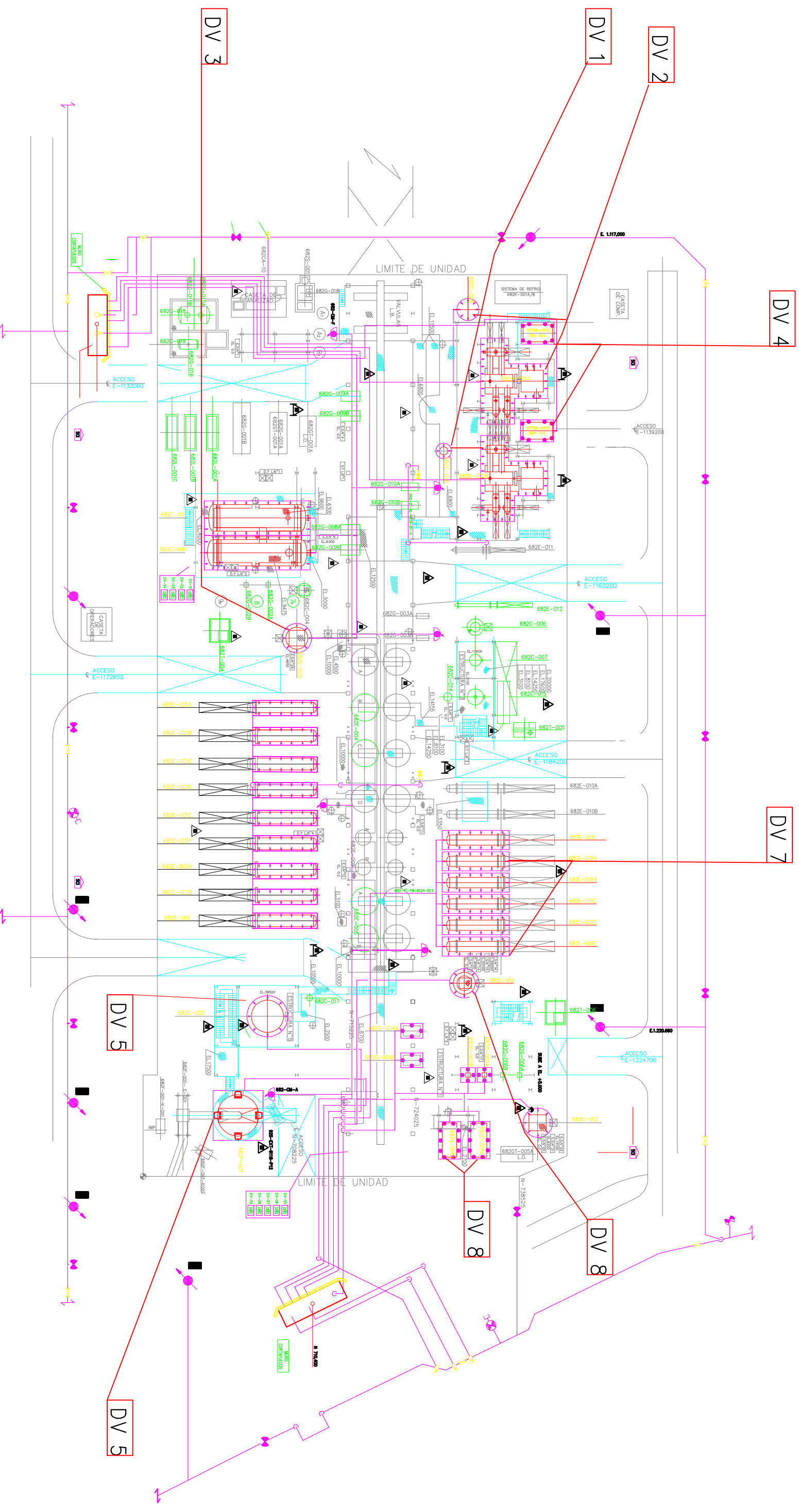
Monitores para la cobertura de la unidad.

Bocas de Incendio de 45mm en las zonas transitables.

Extintores de polvo en las zonas transitables.



# UNIDAD DE DESULFURACION DE GASOLEO DISTRIBUCION EQUIPOS CONTRA INCENDIO



Por último se ha realizado una estimación del caudal necesario para la instalación. Para ello se han distribuidos diferentes puestos de control y se han realizado los supuestos de incendio y por tanto activación de los sistemas involucrados. A continuación se exponen las tablas resumen de estos cálculos.

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-01					
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	LONG. LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m./m2	l.p.m.		l.p.m
Compresor de reciclo y aporte de hidrógeno	7,56	7,56			57,15	57,15	20,40	1165,93	1,25	1457,42
Depósito K.O. de compresor de H2 de aporte	2,48		0,60	4,67	0,28	4,95	10,20	50,54	1,25	63,18
<b>TOTALES SISTEMA</b>								1165,93	1,25	1457,42
<b>EQUIPOS AFECTADOS</b>								l.p.m.		l.p.m
<b>DILUVIO DV-02</b>								1484,54	1,25	1855,67
<b>DILUVIO DV-04</b>								286,00	1,25	673,28
<b>TOTALES SISTEMA</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA C.I.</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA</b>	<b>DILUVIO DV-01</b>							1165,93	1,25	1457,42
	<b>DILUVIO DV-02</b>							1484,54	1,25	1855,67
	<b>DILUVIO DV-04</b>							286,00	1,25	357,50
	<b>EQUIPOS</b>		<b>IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS</b>			<b>CANTIDAD</b>	<b>CAUDAL</b>			
	MANGUERAS					2	200	400,00	1,25	500
	HIDRANTES					2	2000	4000,00	1,25	5.000
	MONITORES					2	2650	5300,00	1,25	6.625
<b>DEMANDA TOTAL</b>							9936,47		15.796	

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-02					
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	LONG. LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	LONG. TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m
Compresor de reciclo y aporte de hidrógeno	7,56	7,56			57,15	57,15	20,40	1165,93	1,25	1457,42
Depósito K.O. de Compresor de reciclo	4,94		1,84	28,57	2,66	31,24	10,20	318,61	1,25	398,26
<b>TOTALES SISTEMA</b>								1484,54	1,25	1855,67
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m
DILUVIO DV-01								1165,93	1,25	1457,42
DILUVIO DV-04								286,00	1,25	673,28
<b>TOTALES SISTEMA</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA C.I.</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA</b>	DILUVIO DV-02							1484,54	1,25	1855,67
	DILUVIO DV-01							1165,93	1,25	1457,42
	DILUVIO DV-04							286,00	1,25	357,50
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS			CANTIDAD	CAUDAL			
	MANGUERAS					2	200	400,00	1,25	500,00
	HIDRANTES					2	2000	4000,00	1,25	5000,00
	MONITORES					2	2650	5300,00	1,25	6625,00
	<b>DEMANDA TOTAL</b>							9936,47		12.421

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-03					
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	SUPERFICIE LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m
Depósito de alimentación	13,92		3,60	157,35	20,35	177,70	10,20	1812,53	1,25	2265,66
Separador de alta presión	10,93		3,00	102,96	7,07	110,03	10,20	1122,26	1,25	1402,83
Separador de baja presión	13,78		3,50	151,44	19,23	170,67	10,20	1740,88	1,25	2176,10
TOTALES SISTEMA								4675,67	1,25	5844,59
TOTALES SISTEMA										
DEMANDA DE AGUA C.I.										
DEMANDA DE AGUA	DILUVIO DV-03							4675,67	1,25	5844,59
										0,00
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS			CANTIDAD	CAUDAL			
	MANGUERAS					2	200	400,00	1,25	500,00
	HIDRANTES					2	2000	1500,00	1,25	1875,00
	MONITORES					2	2650	5300,00	1,25	6625,00
	DEMANDA TOTAL							11675,67		14.845

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-04									
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	SUPERFICIE LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL				
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m				
LUB. COMPRESOR	4,47	2,76		31,81		44,15	12,20	538,62	1,25	673,28				
TOTALES SISTEMA								538,62	1,25	673,28				
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m				
DILUVIO DV-01								1165,93	1,25	1457,42				
DILUVIO DV-02								1484,54	1,25	1855,67				
TOTALES SISTEMA														
DEMANDA DE AGUA C.I.														
DEMANDA DE AGUA	DILUVIO DV-04							286,97	1,25	673,28				
	DILUVIO DV-01							1165,93	1,25	1457,42				
	DILUVIO DV-02							1484,54	1,25	1855,6738				
	EQUIPOS							IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS	CANTIDAD	CAUDAL				
	MANGUERAS									2	200	400,00	1,25	500,00
	HIDRANTES									2	2000	4000,00	1,25	5000,00
	MONITORES									2	2650	5300,00	1,25	6625,00
	DEMANDA TOTAL								9937,44		16111,37			

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-05					
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	LONG. LATERAL	LONGITUD TOTAL	NÚMERO HIDROSHIELDS	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m2	m	Ud	l.p.m. * Ud	l.p.m.		l.p.m
Horno de alimentación al reactor	20,00			20,00	20,00	8,00	662,00	5296,00	1,25	6620,00
TOTALES SISTEMA								5296,00	1,25	6620,00
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m
DILUVIO DV-06								5299,83	1,25	6624,79
TOTALES SISTEMA										0,00
DEMANDA DE AGUA C.I.										
DEMANDA DE AGUA	DILUVIO DV-05							2648,00	1,25	3310,00
	DILUVIO DV-06							5299,83	1,25	6624,79
										0,00
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS			CANTIDAD	CAUDAL			
	MANGUERAS					2	200	400,00	1,25	500,00
	HIDRANTES					2	2000	4000,00	1,25	5000,00
	MONITORES					2	2650	5300,00	1,25	6625,00
DEMANDA TOTAL							14947,83		22059,79	

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-06						
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m	
Reactor	31,85		5,00	499,97	19,63	519,59	10,20	5299,83	1,25	6624,79	
TOTALES SISTEMA								5299,83	1,25	6624,79	
EQUIPOS AFECTADOS											
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m	
DILUVIO DV-05								5296,00	1,25	6620,00	
TOTALES SISTEMA										0,00	
DEMANDA DE AGUA C.I.											
DEMANDA DE AGUA	DILUVIO DV-06							5299,83	1,25	6624,79	
	DILUVIO DV-05							5296,00	1,25	6620,00	
										0,00	
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS			CANTIDAD		CAUDAL			
	MANGUERAS					2		200		400,00	1,25
	HIDRANTES					2		2000		4000,00	1,25
	MONITORES					2		2650		5300,00	1,25
	DEMANDA TOTAL							17595,83		25369,79	



DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-07					
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	SUPERFICIE LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m
Cambiador Alimentación/ Fondo de Stripper (tubos)	7,8		1,2	29,9	2,3	32,3	10,2	329,1	1,3	411,4
Cambiador Alimentación/ Fondo de Stripper (tubos)	7,8		1,2	29,9	2,3	32,3	10,2	329,1	1,3	411,4
Cambiador Alimentación/ Fondo de Stripper (tubos)	7,8		1,2	29,9	2,3	32,3	10,2	329,1	1,3	411,4
Cambiador Alimentación/ Fondo de Stripper (tubos)	7,8		1,2	29,9	2,3	32,3	10,2	329,1	1,3	411,4
Cambiador Alimentación/ Fondo de Stripper (tubos)	7,8		1,2	29,9	2,3	32,3	10,2	329,1	1,3	411,4
Cambiador Alimentación de Stripper (tubos)/ Fondo de Columna de Secado (carcasa)	7,9		1,3	33,0	2,8	35,8	10,2	365,0	1,3	456,2
<b>TOTALES SISTEMA</b>								2010,4	1,3	2513,0
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m
DILUVIO DV-08								3114,9	1,3	3893,6
DILUVIO DV-09								2937,6	1,3	3672,0
<b>TOTALES SISTEMA</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA C.I.</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA</b>	DILUVIO DV-07							2010,4	1,25	2513,0
	DILUVIO DV-08							3114,9	1,25	3893,6
	DILUVIO DV-09							936,0	1,25	1170,0
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS			CANTIDAD	CAUDAL			
	MANGUERAS					2,0	200,0	400,0	1,25	500,0
	HIDRANTES					2,0	2000,0	4000,0	1,25	5000,0
	MONITORES					2,0	2650,0	5300,0	1,25	6625,0
	<b>DEMANDA TOTAL</b>							13061,3		19701,6

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-08						
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	SUPERFICIE LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL	
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m	
Precondensador columnae secado	7,35		1,47	33,93	3,39	37,32	10,20	380,65	1,25	475,81	
Stripper	14,30		2,90	130,22		130,22	10,20	1328,20	1,25	1660,25	
Acumulador de reflujo stripper	6,95		1,80	39,28	5,09	44,37	10,20	452,56	1,25	565,69	
Columna de secado a vacío	5,70		3,20	57,27	8,04	65,31	10,20	666,18	1,25	832,73	
Acumulador de cabeza de columna de secado	6,25		1,30	25,51	2,65	28,17	10,20	287,29	1,25	359,11	
<b>TOTALES SISTEMA</b>								3114,88	1,25	3893,60	
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	l.p.m/m <sup>2</sup>	l.p.m.		l.p.m	
DILUVIO DV-07								1946,72	1,25	2433,40	
DILUVIO DV-09								936,00	1,25	1170,00	
<b>TOTALES SISTEMA</b>											
<b>DEMANDA DE AGUA C.I.</b>											
<b>DEMANDA DE AGUA</b>	DILUVIO DV-08							3114,88	1,25	3893,60	
	DILUVIO DV-09							2937,60	1,25	3672,00	
	DILUVIO DV-07							1946,72	1,25	2433,40	
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS				CANTIDAD	CAUDAL			
	MANGUERAS						2	200	400,00	1,25	500,00
	HIDRANTES						2	750	1500,00	1,25	1875,00
	MONITORES						2	2650	5300,00	1,25	6625,00
	<b>DEMANDA TOTAL</b>								12997,60		18999,01

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-09					
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	SUPERFICIE LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DE DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m
Bombas reflujo del stripper	6,00	4,00			24,00	24,00	20,40	489,60	1,25	612,00
Bombas reflujo del stripper	6,00	4,00			24,00	24,00	20,40	489,60	1,25	612,00
Bombas de diesel producto	6,00	4,00			24,00	24,00	20,40	489,60	1,25	612,00
Bombas de diesel producto	6,00	4,00			24,00	24,00	20,40	489,60	1,25	612,00
B. reciclo de cabeza dsecadora	6,00	4,00			24,00	24,00	20,40	489,60	1,25	612,00
B. reciclo de cabeza secadora	6,00	4,00			24,00	24,00	20,40	489,60	1,25	612,00
<b>TOTALES SISTEMA</b>								2937,60	1,25	3672,00
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m
DILUVIO DV-07								1946,72	1,25	2433,40
DILUVIO DV-08								3114,88	1,25	3893,60
<b>TOTALES SISTEMA</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA C.I.</b>										
<b>DEMANDA DE AGUA</b>	DILUVIO DV-09							2937,60	1,25	3672,00
	DILUVIO DV-07							1946,72	1,25	2433,40
	DILUVIO DV-08							3114,88	1,25	3893,60
	EQUIPOS		IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS			CANTIDAD	CAUDAL			
	MANGUERAS					2	200	400,00	1,25	500,00
	HIDRANTES					2	2000	4000,00	1,25	5000,00
	MONITORES					2	2650	5300,00	1,25	6625,00
	<b>DEMANDA TOTAL</b>								12997,60	

DEMANDA DE CAUDALES S.C.I.					DILUVIO DV-010							
EQUIPO DE RIESGO	LARGO ALTO	ANCHO	Ø	SUPERFICIE LATERAL	SUPERFICIE FONDOS	SUPERFICIE TOTAL	DENSIDAD DISEÑO	CAUDAL	INCREM	CAUDAL TOTAL		
DESCRIPCIÓN	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m		
Cambiador alimentacion A	8,70		1,60		2,01	25,88	10,20	263,93	1,25	329,91		
Cambiador alimentacion B	8,70		1,60		2,01	25,88	10,20	263,93	1,25	329,91		
Cambiador alimentacion C	8,70		1,60		2,01	25,88	10,20	263,93	1,25	329,91		
Cambiador alimentacion D	8,70		1,60		2,01	25,88	10,20	263,93	1,25	329,91		
Cambiador alimentacion E	8,70		1,60		2,01	25,88	10,20	263,93	1,25	329,91		
Cambiador alimentacion F	8,70		1,60		2,01	25,88	10,20	263,93	1,25	329,91		
<b>TOTALES SISTEMA</b>								1583,59	1,25	1979,49		
EQUIPOS AFECTADOS	m	m	m	m2	m2	m2	l.p.m/m2	l.p.m.		l.p.m		
<b>TOTALES SISTEMA</b>												
<b>DEMANDA DE AGUA C.I.</b>												
<b>DEMANDA DE AGUA</b>	DILUVIO DV-10							936,00	1,25	1170,00		
	EQUIPOS							IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS	CANTIDAD	CAUDAL		
	MANGUERAS											
	HIDRANTES											
	MONITORES							2	200	400,00	1,25	500,00
	DEMANDA TOTAL			12997,60		13295	2	2000	4000,00	1,25	5000,00	

## 11. INSPECCIÓN, PRUEBA Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO.

### 11.1 Pruebas.

Una vez montado e instalado el sistema completo de defensa contra incendios, se realizarán, en presencia del representante de, las oportunas pruebas de funcionamiento en todas las condiciones de servicio, provocando todas las situaciones anormales que originen la puesta en servicio de los sistemas de alarma y extinción. Las pruebas se efectuarán cuando sea preciso sobre el escenario completo de riesgo, aunque este contenga sistemas pre-existentes y sistemas de nuevo montaje. Por ejemplo, cuando se efectúe la instalación de un tanque o una esfera, se efectuará no solo la prueba del sistema de refrigeración nuevo, sino que debe comprobarse también el funcionamiento de las refrigeraciones de los equipos afectados simultáneamente.

Se realizarán pruebas sobre la totalidad de la instalación, global o parcialmente. Las pruebas estarán de acuerdo con el código N.F.P.A.

Pruebas hidráulicas y operacionales:

Se deberá extraer todo el aire de las tuberías antes de comenzar la prueba. Las pruebas hidráulicas se repetirán tantas veces como sea necesario para obtener los resultados esperados. Durante la prueba se verificará que no se pierde más de un 10% de la presión. Para tuberías nuevas, las fugas en las uniones no deben exceder 1,89 litros por hora por cada 100 juntas, independiente del diámetro de las tuberías.

Pruebas de caudal de la red:

Con el fin de comprobar las prestaciones reales de la red se realizarán pruebas y se comprobará el caudal real en cada lazo o ramal de la red. Además estas pruebas se repetirán durante la vida útil de la tubería debido a que el ensuciamiento de esta pueden provocar que las condiciones iniciales varíen.

Se debe disponer del equipo suficiente para la realización de las pruebas (equipos de medición de caudales y presiones, elementos de control, etc).

### 11.2 Mantenimiento de las Instalaciones de Protección Contra Incendios.

El real decreto 1942/1933 establece las operaciones mínimas de las operaciones de mantenimiento de los equipos de protección contra incendio. De este modo en su artículo 15 establece las siguientes obligaciones.

- a) Revisar, mantener y comprobar los aparatos. Equipos o instalaciones de acuerdo con los plazos reglamentarios utilizando recambios y piezas originales.
- b) Facilitar personal competente y suficiente cuando sea requerido para corregir las deficiencias o averías que se produzcan en los aparatos. Equipos o sistemas cuyo mantenimiento tiene encomendado.
- c) Informar por escrito al titular de los aparatos, equipos o sistemas que no ofrezcan garantía de correcto funcionamiento, presenten deficiencias que no puedan ser corregidas durante, el mantenimiento o no cumplan las disposiciones vigentes que les sean aplicables. Dicho informe será razonado técnicamente.
- d) Conservar la documentación justificativa de las, operaciones de mantenimiento que realicen, sus fechas de ejecución, resultados e incidencias, elementos sustituidos y cuando se considere digno de mención para conocer el estado de operatividad del aparato, equipo o sistema cuya conservación se realice. Una copia de dicha documentación se entregará al titular de los aparatos, equipos o sistemas.
- e) Comunicar al titular de los aparatos, equipos o sistemas, las fechas en que corresponde efectuar las operaciones de mantenimiento periódicas.

Además se incluyen las tablas I y II con las operaciones básicas de mantenimiento. No obstante estas tablas deben completarse y adecuarse a las instalaciones actuales. Por ello se deben utilizar la norma NFPA 25 para la revisión de los sistemas de protección contra incendios hidráulicos. Del mismo modo se tendrá en cuenta las recomendaciones de los fabricantes, sobre todo en tecnologías o equipos no recogidos en la norma como pueden ser detectores por aspiración, detectores de llama, sistemas de agua nebulizada, etc...

Debido a la extensión de las redes de abastecimiento dentro de las instalaciones citadas, se deberá realizar una prueba de fugas anual sobre la red enterrada. Esta prueba se realizará comprobando la presión de la red con los equipos de bombeo parados.

Adicionalmente, la norma NFPA 24 establece algunos valores de fugas admisibles para válvulas e hidrantes tipo tráfico; 30ml por pulgada de diámetro de válvula por hora y 150 ml/h por hidrante.

### 11.3 Mantenimiento de la Instalaciones de Proceso o Almacenamiento

Durante la vida útil de una planta se realizaran reparaciones, paradas de emergencia por fallos en equipos y paradas programadas en el mantenimiento de los propios equipos. Por ello en estas operaciones se debe prestar especial atención y tomar precauciones las precauciones adecuadas.

En las actividades de reparación y mantenimiento normales o de emergencia y durante la demolición a veces es imposible verificar la completa eliminación de material inflamable

o eliminación de sustancias nocivas y sustancias químicas tales como, pero no limitado a los ácidos y oxidantes. Por lo tanto, se deben tomar precauciones cuando se realizan trabajos en caliente y se eviten los focos de ignición ponerse en contacto con mezclas inflamables. Los ejemplos incluyen:

- a) Aislamiento de control o de drenaje en el área de trabajo.
- b) Inertización tubería recipiente.
- c) Reforzar y supervisar tuberías, recipientes, etc.
- d) Utilizar recintos de contención de chispa alrededor de la zona de trabajo.
- e) El uso de alternativas al trabajo en caliente (corte en frío, cortes de tijera hidráulica, neumática utilizando herramientas), si bien reconoce algunos de estos trabajos también pueden producir chispas como el metal se corta.
- f) la aplicación de agua, aceite lubricante, etc para proporcionar refrigerante a la zona que se está trabajando con el fin para reducir el calor por debajo del punto de ignición.

La buena limpieza es un requisito importante en la prevención de los incendios asociados con procedimientos de mantenimiento. El combustible debe ser retirado de la almacenados en contenedores apropiados. Fugas y derrames deben ser tratados con prontitud.

Los siguientes elementos relacionados con la seguridad contra incendios deben ser considerados para su inclusión en las actividades de mantenimiento planificadas:

- a) Protocolos de mantenimiento.
- b) Planos, esquemas de principio, procedimientos de inspección, informes de mantenimiento, información de los fabricantes, y la información histórica sobre reparaciones.
- c) Programa de identificación de materiales (PMI), control de calidad.
- d) Protocolos de Prevención de Riesgos Laborables.
- e) Materiales para manipulación de mercancías y maquinaria.
- f) El uso de herramientas y equipos (ver API RP 2214 y NFPA 30).
- g) El cumplimiento de los procedimientos de puesta a tierra y de unión.
- h) Atención a las posibles descargas estáticas (ver API 2003).
- i) Control de energía peligrosa y fuentes de materiales (bloqueo / etiquetado, ver OSHA 29 CFR 1910.147 y ANSI Z244.1)
- j) Procedimientos para evitar apagado crítico, equipo de seguridad y su posterior reanudación del servicio.
- k) Programas de inspección y mantenimiento de recipientes a presión (ver API RP 510 y 572).
- l) Programas de inspección y reparación de tuberías (ver API 570).
- m) Programas de inspección y reparación de tanques.
- n) Programas de gestión de los procedimientos de cambio.

## 12. ESTRATEGIAS DE RESPUESTA A EMERGENCIAS

### 12.1 ESTRATEGIA DE RESPUESTA INTERNA

Procedimientos de Operaciones Estándar (SOP) y Procedimientos de Operación de Emergencia (POE) debe ser desarrollados de forma apropiada para asegurar la seguridad de las instalaciones en caso de incendios en ellas se debe incluir un protocolo de actuación sobre las instalaciones de protección contra incendio consistente normas internas de actuación para operadores de la planta. En los EE.UU. esto incluye regulaciones tales como 29 CFR 1910.110, 1910.119, 1910.120 y 1910.156.

Los supervisores de los SOP y POE deben informar al personal de su seguridad contra incendios, las funciones de cada respuesta a emergencias y sus responsabilidades para operar de forma segura, sobre todo las consecuencias de procesos potenciales o riesgos asociados con la desviación del SOP y EOPS.

Todo el personal debe entender su responsabilidad y conocer las operaciones seguras de la unidad y que condiciones pueden ser inseguras, circunstancias que pueden derivar en situaciones de emergencia. Estas son los incidentes ante los que tienen que estar prevenidos:

- a) Fugas, olores extraños o niveles de sonido.
- b) Acumulaciones de líquidos o gases inflamables.
- c) Equipo defectuoso o dañado.
- d) Temperaturas excesivamente altas o bajas o presiones.
- e) Trabajo en caliente no autorizado.
- f) Vehículos no autorizados o personal en un área.
- g) Mal funcionamiento de los sistemas de instrumentación y control que pueden afectar las operaciones de seguridad de la unidad.
- h) Evidencia de las debilidades estructurales causados por el deterioro.

Operaciones de Emergencia.

El potencial de incendios, explosiones o emisiones de gases de aumentar en tiempos de operación anormal o de emergencia. Correcta ejecución de incidentes pre-planos para responder a circunstancias inusuales se necesitan para hacer frente a estas condiciones.

SOP y EOPS debe abordar las responsabilidades laborales y las obligaciones del personal de la unidad, que participarán en las paradas de inicio y planificada o de emergencia del proceso. Estas responsabilidades deben cubrir los requisitos descritos en las políticas de las instalaciones y OSHA 29 CFR 1910.119.

El personal de operación debe ser informado del sistema de socorro, de las capacidades y limitaciones del sistema de alarma. Los sistemas de gestión deben ser creados para



notificar rápidamente a las partes potencialmente afectadas (las unidades cercanas de proceso, instalaciones adyacentes y vecinos de la comunidad).

POE debe abordar hechos anormales, como inundaciones, huracanes, tornados, terremotos, fuertes vientos, relámpagos, fuertes nevadas y tormentas de hielo, temperaturas bajo cero, los disturbios civiles y el terrorismo, en su caso.

### 12.1.1 Fugas

Las fugas y liberaciones representan preocupaciones significativas. La contención de hidrocarburos incendiados debe ser el principal y más eficaz método de prevención. La contención de productos químicos peligrosos como ácido fluorhídrico (HF) y ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S), cloro, etc es también importante para proteger al personal en respuesta a un potencial.

Consideraciones para la respuesta de emergencia de bomberos para controlar una fuga debe incluir pero no limitarse a las siguientes operaciones:

- a) Protección de las personas contra la exposición.
- b) Utilización del personal de respuesta de emergencia y los recursos.
- c) Aislamiento de la liberación de combustible o fugas en la fuente de corriente arriba( cerrar válvulas de aislamiento de unidades), por ello la protección contra incendios debe asegurar su disponibilidad durante los primeros minutos del incidente
- d) Aislamiento del medio de transferencia.
- e) Separación de las fuentes de ignición.
- f) Contención del producto.
- g) Impacto a favor del viento y fuera del sitio. Intentar proteger el incendio de la propagación de las llamas por el viento.
- h) Desplazamiento y / o eliminación de líquidos aún en riesgo.
- i) Reducción de la zona de peligro a través de la aplicación de espuma de extinción de incendios para la supresión de vapor.
- j) La elaboración de mitigación de limpieza estrategias.

### 12.1.2 Fugas de Líquidos

Si una fuga o rotura grave se produce en una línea, la bomba debe apagarse y todo válvulas apropiadas de bloqueo cerradas. Si es posible, la succión puede ser aplicada a la porción afectada de la línea a menos que el ingreso resultante de aire crea un peligro. En ese caso, el agua o inertes de desplazamiento de gas puede ser deseable. Si la fuga consiste en un tanque o buque grande, si dispone de líneas para evacuar producto a un nivel inferior al de la fuga debe ser utilizado. Las zanjas, diques, o muros de desviación debe utilizarse para confinar el derrame o desviar a las alcantarillas o separadores. Si la fuga es de otra manera imparable, el agua puede ser utilizada para desplazar el líquido siempre que ello no cree un riesgo mayor.

Si se produce un derrame grande, bombas portátiles o camiones de vacío pueden ser necesarios para complementar el equipo permanente en la recuperación del hidrocarburo. Si es posible que se hayan producido vapores inflamables tras la fuga no deben utilizarse medios móviles de retirada de derrames ya que estos pueden ser una fuente de ignición del producto inflamable. El tráfico debe ser controlado y los vehículos deben ser excluidos de la zona afectada.

En caso de vapores inflamables debe realizarse la puesta a tierra. Pulverización de agua o vapor aplicado en el punto de emisión de una pequeña fuga puede ayudar a dispersar vapores y prevención de ignición. Un sistema de espuma puede ser aplicado para cubrir derrames de hidrocarburos a reducir la evaporación.

### 12.1.3 Fugas de gas

En el caso de una interrupción o fallo de un vapor de hidrocarburo o gas de petróleo licuado línea o buque, todas las fuentes próximas a favor del viento o de ignición debe ser abortadas inmediatamente. La vapores de fugas puede condensarse en el suelo y se deben diluir y dispersar.

Las fugas grandes tienen la posibilidad de viajar grandes distancias y permanecen dentro de los límites de inflamabilidad de los hidrocarburos. Por ello tras el incidente se deben tomar medidas de precaución incluso en áreas alejadas, sobre todo en zonas habitadas.

Algunos escapes de gas pueden ser tóxicos para los humanos, además de ser inflamable, los servicios de emergencia deberían utilizar equipo de protección personal y las poblaciones afectadas por el viento que contenga estos gases debe refugiarse en el lugar seguro. Puede ser posible dispersar las fugas de vapor mediante la utilización de agentes aire, vapor, agua u otros químicos para mitigar los posibles riesgos tóxicos inflamables. Si se produce la ignición, no se debe apagar el fuego hasta que la fuente de la fuga quede identificada y aislada.

## 12.2 ESTRATEGIA DE RESPUESTA EXTERNA

### 12.2.1 Introducción.

La estrategia de respuesta externa ante un incidente en una refinería es principalmente la actuación de bomberos. Para ello cada parque de bomberos debe establecer una sistemática básica de actuación en presencia y/o para el tratamiento de materia consideradas peligrosas, la cual estará siempre en función de los medios materiales y humanos disponibles en el Parque de Bomberos en el momento de la llamada de Urgencia, así como de las características particulares que pueda presentar una situación de este tipo.

Entenderemos como materias peligrosas ( M.M.P.P.) todo material nocivo o perjudicial que, durante su fabricación, almacenamiento, transporte o uso, puede generar humos, gases, vapores, polvos o fibras de naturaleza peligrosa ya sea explosiva, inflamable,

tóxica, infecciosa, radiactiva, corrosiva o irritante en cantidades que tengan probabilidad de causar lesiones y daños a personas instalaciones o al medio ambiente.

El protocolo puede afectar a aquellas intervenciones cuyo principal riesgo viene derivado de las operaciones con productos inflamables o combustibles (productos peligrosos) . Productos muy presentes en la industria del refino y almacenamiento del petróleo. Pudiendo encontrar las siguientes situaciones:

1. Actuación iniciada conforme a este protocolo, donde los riesgos principales se asocian a la presencia de MM.PP.: ante esta situación el presente protocolo afectará a la actuación a llevar a cabo.
2. Actuación iniciada conforme a este protocolo, pero donde los riesgos principales provienen de otros protocolos vigentes, pero no de las MM.PP. presentes: la actuación se regirá por los protocolos afectados, pero asumiendo los riesgos inherentes a las MM.PP. presentes.
3. Actuación iniciada conforme a otros protocolos, pero donde los riesgos principales provienen de la presencia de MM.PP.: se intentará adecuar la actuación al presente protocolo durante su desarrollo, mediante la solicitud a CECO de los medios necesarios a tal fin.

### *Definiciones y abreviaturas*

- Puesto de Mando: grupo de responsables, o responsable, que con los medios de comunicación adecuados están ubicados en un punto concreto desde el que dirigen, controlan y coordinan todos los aspectos generales del operativo.
- Mando del Servicio: Integrante de la escala jerárquica del SEIS., con diferentes funciones y responsabilidades, en función de su puesto.
- Jefe de salida: integrante de mayor rango de una dotación (generalmente un cabo), o en su defecto, el de más experiencia.
- Tren de salida: conjunto de vehículos y equipos que salen del Parque de Bomberos de forma coordinada para llevar a cabo una actuación.
- CECO: centro de control (personal que en ese momento recepciona las llamadas externas).
- E P P: equipo de protección personal.
- E R A: equipo de respiración autónomo.
- B U L: bomba urbana ligera. Preparada para todas la operaciones elementales de salvamento en incendios. Características:
  - ✓ Ataque con dos lanzas de 45 mm. de diámetro a incendio situado a 100 m. de distancia.
  - ✓ Ataque con cuatro lanzas de 45 mm. de diámetro a incendio situado a 80 m. de una boca de incendios o punto de agua.

- ✓ Ataque con dos lanzas de 25 mm. de diámetro a incendio situado a 80 m. de distancia.
  - ✓ Ataque a incendio con dos lanzas de espuma de 200 l/min. de caudal mínimo.
- B U P: bomba urbana pesada. Preparado para todas la operaciones normales de salvamento en incendios. Características:
- ✓ Ataque con 4 lanzas de 45 mm. de diámetro a incendio situado a 100 m. de distancia de una boca de incendios o punto de agua.
  - ✓ Ataque a incendio con 2 lanzas de 25 mm. de diámetro a 100 m. del vehículo.
  - ✓ Ataque a incendio con dos lanzas de espuma de 400 l/min. de caudal mínimo.
- F S V : furgón de salvamentos varios
- A E A: auto-escala automática.
- A B A: auto-brazo articulado.
- B: bombero
- BC: bombero conductor.
- Zona de intervención: aquella en que las consecuencias de los accidentes producen un nivel de daños que justifica la aplicación inmediata de medidas de protección.
- Zona de seguridad: aquella en que las consecuencias de los accidentes producen un nivel de daños que justifica la aplicación inmediata de medidas de protección, aunque para los equipos de intervención se pueda considerar asumible los posibles riesgos derivados de la permanencia en el lugar.
- Zona de descontaminación: espacio ubicado en la zona de intervención en donde se procede a la “limpieza” del personal y material que ha desempeñado funciones en zona contaminada.
- Zona de alerta: aquella en la que las consecuencias de los accidentes provocan efectos que, aunque perceptibles por la población, no justifican la intervención, excepto para los grupos críticos de población.

### 12.2.2 Proceso de la intervención:

#### Salida:

- ⊗ CECO. Informa al Jefe de Turno (Cabo o Sargento)
- ⊗ Decisión del tren de salida y dotación por parte del Jefe de Turno
- ⊗ Equitación de los bomberos que forman la dotación con su EPP.

Una vez recibido un aviso de urgencia, el CECO informa al Jefe de Turno e inmediatamente se pone en marcha el dispositivo de salida.

El Jefe de salida confirmará la dirección y demás datos obtenidos por el CECO acerca del siniestro (incendio industrial). El Jefe de Turno decidirá el Tren de Salida necesario, así como su dotación

Independientemente de lo anterior, habrá que considerar el nivel de protección necesario en cada caso particular:

- Nivel I : EPP y ERA
- Nivel II: EPP, ERA, traje anti-salpicaduras
- Nivel III: Traje específico NBQ, o BQ

El “tren de salida” y su correspondiente “dotación” es muy posible que se corresponda con otro protocolo, adecuado por la información recibida, sin embargo sería conveniente que en el momento de conocer la realidad de la situación, se recondujese hacia las siguientes indicaciones:

A. Tren de salida

Vehículos	Dotación (5 bomberos)
1 Auto bomba: - BUL, o - BUP	1 Bombero-conductor 1 Jefe de salida 3 Bomberos

B. Servicio ideal

Vehículo	Dotación(9bomberos)
1 Auto bomba: - BUL, o - BUP	1 Bombero-conductor 1 Jefe de salida 4 Bomberos
1 Auto bomba: - BUL, o - BUP	1 Bombero-conductor
- FSV - Vehículo Altura	1 Bombero –conductor 1 Bombero

Debido a la complejidad que pueden alcanzar este tipo de actuaciones, así como las situaciones que se pueden desencadenar en cada momento, con notable riesgo para la vida del personal interviniente y de las víctimas, es conveniente disponer de los medios necesarios en cada momento. A tal fin se recomienda el desplazamiento del FSV, por las herramientas que porta, así como, si el Jefe de Turno lo considera funcional, vehículo de altura y/o vehículo nodriza.

### Trayecto:

- ☒ Selección del itinerario más adecuado
- ☒ Confirmar y ampliar datos con CECO.
- ☒ Distribución de personal y funciones.
- ☒ Equipación adicional del EPP.
- ☒ Localización de un técnico de la empresa causante.

El Jefe de Salida en coordinación con CECO., intentará localizar a un técnico de la empresa causante del incidente, con el fin de que en el menor tiempo posible se pueda coordinar con éste las medidas a adoptar para la solución del incidente.

En la distribución del personal se le asignará un número a cada bombero y se dispondrán en equipos según conveniencia. Cada número lleva implícita una función y un material, teniendo en cuenta que los equipos serán como mínimo de 2 bomberos.

### Llegada:

- 1- Aviso a CECO. de la llegada al lugar del incidente.
- 2- Información a CECO. sobre la existencia y primera evaluación del incidente, en cuanto sea posible.
- 3- Establecimiento de la zona de intervención.
- 4- Emplazamiento de los vehículos.
- 5- Balizamiento de la zona de intervención, y/o, expulsión de toda persona de la misma.
- 6- Establecimiento de la situación del Puesto de Mando Avanzado
- 7- Confirmación de existencia de MM.PP. y riesgos específicos
- 8- Establecimiento de la situación de la zona de descontaminación, si se considera necesaria.
- 9- Evaluación de la necesidad, o no, de solicitud de más recursos a CECO.
- 10- Búsqueda de fuentes de alimentación para los vehículos.

El Jefe de Salida evalúa la necesidad o no de solicitar más recursos y lo comunica a CECO. En cualquier caso, y en función del desarrollo de los acontecimientos el Jefe de Salida puede comunicar con CECO en cualquier momento para solicitar más recursos.

En el emplazamiento de los vehículos en el lugar del incidente se procurará dejar un acceso para entrada y salida de los vehículos de apoyo (policía, ambulancia, otras

unidades de bomberos y otras entidades), siempre que sea posible, teniendo en cuenta que en la zona de intervención sólo podrán estar los equipos de intervención (durante el tiempo que se establezca y con los niveles de protección adecuados). Se procurará una posición a favor de viento. En todo caso, se seguirán siempre las instrucciones dadas por el Jefe de Salida; ante la falta de instrucciones al respecto, el bombero-conductor seguirá las siguientes recomendaciones:

- Auto bomba: en el lugar de máxima operatividad y protegido de los efectos del siniestro. Su ubicación estará condicionada por la preferente ubicación del FSV y del vehículo de altura. Teniendo siempre presente que su ubicación se encontrará en la “zona de seguridad”
- Vehículo de altura: su emplazamiento será por norma general delante de la fachada del edificio siniestrado, o lugar adecuado para su función, teniendo en cuenta a la hora de su colocación los parámetros externos del siniestro, así como el objetivo que se desea lograr.
- FSV: se ubicará de la forma más eficiente, teniendo presente el continuo trasiego de materiales ubicados en este vehículo. Se procurará ubicar en la “zona de seguridad”

Para el establecimiento de la “zona de intervención” se pueden usar los siguientes parámetros:

- Derrame sin incendio: Zona de intervención entre 50 y 100 m.
- Derrame con incendio sin afectar a cisterna: Entre 50 y 100 m.
- Derrame con incendio afectando a cisterna: Unos 300 m. (situando la “zona de seguridad” al menos a 1000 m. ante posible BLEVE).

#### Actuación:

- 1- Delimitación de la zona de intervención
- 2- Delimitación de zona de descontaminación
- 3- Delimitación de la zona de seguridad
- 4- Coordinación con el técnico de la empresa causante del incidente
- 5- Establecimiento de la zona de alarma
- 6- Rescate de víctimas
- 7- Adecuación de los niveles de protección
- 8- Control de MM.PP.
- 9- Control de productos de la combustión y/o derrames
- 10- Acciones destinadas a la protección del medio ambiente
- 11- Recuperación de la normalidad

La actuación será dirigida por el Jefe de Salida en coordinación con el técnico de la empresa causante del incidente; éste realizará una evaluación rápida antes de ordenar tareas y tácticas. Así tendrá en cuenta:

- 1- Existencia o no de víctimas heridas, contaminadas y/o atrapadas.
- 2- Tipo de instalaciones.
- 3- Tipo de accidente
- 4- Tipo de materias almacenadas, transportadas, en uso y consecuencias de sus productos de combustión y/o su derrame.
- 5- Accesibilidad de las instalaciones o de la zona del accidente.
- 6- Niveles de protección del personal ( I,II,III).
- 7- Delimitación de la “zona de intervención” y “zona de alerta”
- 8- Establecimiento y delimitación de la zona de seguridad
- 9- Necesidad de zona de descontaminación

Realizado el reconocimiento, el jefe de salida ordenará las tareas a los equipos. Las cuales tenderán (siempre en función de las circunstancias) a ser:

- Confirmación de la materia mediante el número ONU y de peligro
- Delimitación de la “zona de intervención”, si es posible con un margen de seguridad amplio
- Determinación del nivel de protección del personal situado en la zona de intervención.
- Determinación de la necesidad de descontaminación.
- Localización y rescate de víctimas.
- Control de focos calientes.
- Control del estado de MM.PP.
- Control de fugas y derrames
- Control o neutralización de la materia
- Control de información para zona de alerta.
- Protección del medio ambiente
- Control, transporte y almacenamiento de la materia recogida
- Reposición de la normalidad.



## 13. PLANES DE EMERGENCIA

### 13.1 Objeto:

En este apartado se estudiarán los parámetros básicos para la confección de un plan de emergencias por incendios dentro de una refinería. Se deben diferenciar dos tipos de planes de emergencia.

#### PLAN DE EMERGENCIA INTERIOR (PEI):

– Lo elabora la propia empresa. En él se incluirán todos los equipos medios e instalaciones de protección contra incendios de que se dote al establecimiento industrial.

#### PLAN DE EMERGENCIA EXTERIOR (PEE):

– Lo elabora la Comunidad Autónoma, a partir de los datos proporcionados por las empresas objetos de los planes de emergencia interior y con clasificación de accidentes mayores.

Solo será objeto de este proyecto los planes de emergencia interior.

### 13.2 Planeamiento Previo para Incendios, basado en escenarios específicos.

Una respuesta de emergencia eficaz requiere una planificación previa al incidente. Muchas instalaciones utilizan un plan previo de acción frente al incendio que se ocupa de la coordinación de las actividades y recursos.

Los principios básicos del plan se aplican a todas las instalaciones, no obstante, cualquier plan debe ser adaptado a las necesidades tamaño, complejidad y características de la organización industrial. Los planes de respuesta a emergencias deben ser coherentes con las instalaciones existentes y estructura de la organización para minimizar la interrupción de las operaciones normales.

#### Planificación Previa al Incidente.

Los planes previos de incidentes, Planes de Emergencia deben proporcionar herramientas eficaces para la revisión de la capacidad de respuesta y de estructuración de la formación. También ayudan en el cumplimiento normativo. Los planes previos deben proporcionar orientación para abordar las preocupaciones especiales de los mencionados BLEVE, Boilover, agua productos químicos reactivos, etc... Áreas sujetas a su inclusión en el Plan de Emergencias podrían incluir:

- a. Identificar los riesgos de incendio, incluyendo la revisión de inventario de materiales peligrosos.
- b. Condiciones climatológicas (incluidas las condiciones de congelación).
- c. Los requerimientos de agua contra incendios.
- d. Disponibilidad de agua de alimentación.
- e. Requisitos de espuma y la capacidad de entrega.

- f. Requisitos de respuesta: necesidades de personal frente a disponibilidad; extinción de incendios. Entrega de equipos consumibles tales como espuma, polvo químico seco, dióxido de carbono, etc
- g. Revisión de necesidades de cada incidente importante respecto a las necesidades de recursos intensivos, como tanque de almacenamiento incendios.
- h. Ayuda mutua y capacidad de respuesta terceras partes de la organización, los recursos y la respuesta tiempo.
- i. Requisitos y procedimientos de evacuación [personal de la institución, los contratistas, la comunidad].
- j. Las necesidades de comunicación (empleados, personal de respuesta a emergencias, la comunidad, el cumplimiento de la ley, regulación).
- k. Plan de parcela escalada de la amenaza y / o áreas potencialmente involucrados.
- l. Escena de seguridad.
- m. Acceso a la escena (por ejemplo, tener una ruta alternativa en caso el acceso a la escena es bloqueadas por carros de ferrocarril u otros equipos).
- n. Instalaciones de descontaminación y los procedimientos
- o. La designación de las áreas de estacionamiento
- p. La respuesta de gastos médicos mayores para situaciones de lesiones múltiples.
- q. Capacidad de rescate Industrial
- r. Las áreas con asbesto, benceno, bifenilos policlorados PCB, etc
- s. Ubicación de elementos de instrumentación radiactivos.

### 13.3 Entrenamiento del personal.

El objetivo principal de la formación y el entrenamiento de la respuesta de emergencia es desarrollar y mantener un sistema eficaz organización que funcione con seguridad en situaciones de emergencia sin poner indebidamente personas en riesgo.

Debe de desarrollarse un protocolo de formación y procedimientos de actuación en caso de incendio. Todo el personal involucrado en la lucha contra incendios debe recibir una formación acorde con el nivel de responsabilidad. Esta formación debe preparar a cada individuo para las tareas que se le asigne. En esta sección se describen algunas de los diversos tipos de formación fuego actualmente en uso.

Los instructores deben estar familiarizados con las características y limitaciones de la instalación a utilizar. La capacitación debe llevarse a cabo tanto en el aula como en el terreno, utilizando varios tipos y tamaños de los incendios previstos en los escenarios descritos en la estrategia contra incendio. Un sistema de formación individual puede

darse mediante cursos impartidos por agentes externos como pueden ser bomberos o servicios de prevención de riesgos laborales.

### Entrenamiento Básico en el Aula

La instrucción básica en el aula puede incluir un análisis de seguridad de los bomberos, teoría del tetraedro del fuego incluyendo las características de combustión de diversos combustibles, y la función de los diversos tipos de agentes de extinción de incendios utilizados en la instalación.

Esta instrucción en el aula debe incluir una revisión de:

- t. Los procedimientos de seguridad para el personal de emergencia
- u. Equipo de protección personal para bomberos
- v. La práctica en el uso de aparatos de respiración autónomos.
- w. Sistema de Comando de Incidentes operación y roles.
- x. Riesgos de incendio concretos relacionados con el lugar de trabajo.
- y. Revisión de los materiales peligrosos, mostrando las cantidades y ubicaciones en la planta.
- z. Procedimientos de emergencia.
- aa. Plan de pre-incendio.
- bb. Tácticas de lucha contra incendios.
- cc. Agua contra incendios y sistemas de espuma.

Estudio de los incendios sucedidos en el pasado es un aspecto importante del programa de entrenamiento con fuego y debe formar parte de la agenda del comité. Cuando sea posible, los informes de los incendios en refinerías deben ser estudiados para aumentar el conocimiento de los problemas específicos de lucha contra incendios de las refinerías.

### Entrenamiento “in situ”

Cuando una formación práctica se lleva a cabo en las instalaciones, las instalaciones deben ser representativas de la planta en cuestión. La formación no debe limitarse únicamente a pozo o tanque. Los espacios para la formación en tierra pueden ser construido a partir de chatarra equipo y se puede utilizar para simular chorro, pulverización, y otras tres tipos de fuegos potencialmente encontrados en la refinería. Para el entrenamiento de supresión de incendios, siempre que sea posible, debe utilizarse más de un tipo de combustible, lo que refleja la gama de materiales probable que se encuentran en los incendios de un mismo lugar. Esto hará adquirir experiencia y los conocimientos necesarios de la instalación.

Los planes de formación deben considerar la posibilidad de proporcionar una experiencia con fuegos de hidrocarburos para personal de los servicios públicos que pueden responder en concepto de ayuda mutua. La formación in situ puede ser

complementada con formación fuera del lugar de las escuelas de entrenamiento de bomberos.

#### 13.4 Mantenimiento de la Respuesta a los Incidentes: Simulacros de Incendio.

Un programa de simulacros de incendios se debe utilizar en la incorporación de un cuerpo de bombero o brigada de emergencia de una refinería. En grandes instalaciones éstos pueden estar relacionados con la unidad planes específicos de incidentes de fuego. Los simulacros de incendio deben formar al personal en la respuesta de la emergencia en el lugar de trabajo emergencia y detectar posibles problemas en las áreas de operación. Esto se puede lograr si un personal de operación y personal de respuesta a emergencias planifican conjuntamente una emergencia simulada. El simulacro debe activar las partes del sistema de mando del suceso que se incorporarían en una respuesta real. Por ejemplo, un incendio provocado por la perforación de un prensaestopas de soplado pueden ser simuladas. Si la unidad está funcionando sin problemas, el personal apropiado debe ser advertido de la perforación, las notificaciones hecho y la alarma debe sonar. Los bomberos deben entonces responder de forma apropiada a la lucha contra incendios y de el Comando de Incidentes debe ser establecido.

El sistema extinción debe continuar apagado mientras dure el simulacro. Estas operaciones de apagado puede llevarse a cabo mediante la colocación de etiquetas o juntas de pequeñas fibras, marcados como "abierto" o "cerrado", en válvulas, bombas y similares. Esta enfoque se denomina veces-rojo etiqueta.

Para fines de observación, una o más personas puede ser asignados para mantener un registro del tiempo necesario para activar el equipo de extinción de incendios e informe sobre la eficiencia global del simulacro de incendio. Las lecciones aprendidas del simulacro deben ser discutidas por los operadores, y, si es necesario, el simulacro se puede repetir para mejorar el rendimiento. A la conclusión del simulacro debe realizarse un análisis con el fin de evaluar la efectividad de la respuesta y la forma en que podría mejorarse.

Se deben desarrollar estrategias para dirigir el control y extinción de varios tipos de incendios de refinerías. Las estrategias pueden incluir la evaluación de los medios para dar un adecuado uso para resolver un problema global, la identificación de necesidades específicas, como salvar vidas y técnicas de rescate y las exposiciones que cubren. Los simulacros deben realizarse de forma periódica en las distintas secciones de la refinería.

#### 13.5 Sistema de Comando de Incidentes.

El sistema de comando de incidentes (SCI) es un sistema integrado de gestión de emergencias tales como incendios, derrames de materiales peligrosos, de varios incidentes con víctimas, terremotos, inundaciones, etc.

El término Sistema de Gestión de Incidentes (IMS) también se utiliza. ICS proporciona una gestión estructura con roles definidos modulares para la coordinación de personal de las instalaciones y operaciones, departamentos de bomberos locales, las organizaciones de ayuda mutua y equipos de respuesta a una emergencia. Para que ICS funcione eficazmente, la capacitación y la educación de todo el personal (Incluyendo la administración) que asumirá las funciones del ICS es importante. Uso de ICS es un mandato de OSHA en operaciones de vertidos peligrosos y emergencias Respuesta y ha sido adoptado en el gobierno federal de los EE.UU. Seguridad Nacional de Manejo de Incidentes System (NIMS).

Información adicional sobre ICS (Dirigido principalmente a los departamentos de bomberos públicos) está disponible en la NFPA 1561 y en publicaciones de la Universidad Estatal de Oklahoma Protección Contra Incendios.

Muchas de las refinerías deben asignar personal para la gestión de Operaciones de Emergencia Center (EOC). El COE aborda la gestión de incidentes relacionados no necesidades específicas de la incidente estrategia de mitigación o tácticas. Estos incluyen interfaz interna con los no implicados las unidades operativas y las relaciones externas con la comunidad, agencias reguladoras y los medios de comunicación.

El comando de Incidentes puede operar desde la misma ubicación que el EOC, pero con frecuencia está situado en estrecha proximidad al sitio incidente mientras se mantiene una estrecha comunicación con la EOC. Esto proporciona ventajas funcionales para la comunicación con emergencia las operaciones de respuesta y proceso personal, así como proporcionar aislamiento útil desde distracción. Lucha contra incendios es sólo un aspecto de manejo de incidentes de incendios. Un Sistema de Comando de Incidentes se pueden utilizar para la incorporación de un Centro de Operaciones de Emergencia y administrar una amplia gama de actividades relacionadas con la respuesta de emergencia que deben ser coordinadas con extinción de incendios, que puede incluir:

- a) Activación de las alarmas de incendio.
- b) La aplicación de medidas de emergencia y planes de evacuación.
- c) Proporcionar rescate y primeros auxilios a los heridos.
- d) Contabilización de personal de la zona afectada por el incidente.
- e) Apagar el equipo y el desvío de combustible de la zona del incendio.
- f) La realización de trabajos especiales de mantenimiento de emergencia.
- g) Interrumpir el uso de agua no esencial por el colector contraincendios.
- h) Control de los servicios públicos.
- i) Despacho de dispositivos contra incendios.
- j) Proporcionar auxiliar de control de tráfico y seguridad.
- k) Transporte y puesta en escena personal de la reserva y el equipo
- l) El mantenimiento de un sistema de cuenta para el personal que trabaja en la zona caliente-□
- m) Establecer zonas de rehabilitación para el personal de respuesta
- n) Garantizar la coordinación entre todas las actividades de emergencia.
- o) Disponer de medios y comunicaciones buenas relaciones públicas.
- p) Proporcionar al personal de operación de copia de seguridad.

- q) Hacer obligatorias las notificaciones oportunas de los organismos federales, estatales o locales.

Normalmente, la persona responsable de la unidad donde se ha producido el incendio debe llevar el papel principal de las operaciones de parada de emergencia. Los suplentes deben ser asignados en caso de que el persona responsable no se encuentra disponible. La supervisión de la lucha contra el fuego real es la responsabilidad del Comandante de Incidente, o el suplente designado. La coordinación entre las personas en estas dos funciones es una clave para el control de incendios segura y eficaz.

### 13.6 La organización del SCI.

Funciones del Personal de Protección contra Incendios.

Debido a las variables entre instalaciones - como el tamaño, la estructura de gestión, disponible personal, el rendimiento, la naturaleza de las operaciones, la filosofía de control de incendios, y los recursos utilizados - cada refinería puede elegir un tipo único de organización de protección contra incendios para cumplir con su particular necesidades.

En muchas refinerías la respuesta de emergencia de protección contra incendios se compone de una organización que puede supervisar las actividades de lucha contra incendios, realizar entrenamiento con fuego, inspeccionar equipos de respuesta ante emergencias, participar en las actividades de rescate y emergencias médicas, mantener y equipos protección contra incendios, investigar y reportar los incendios. Este personal también puede aconsejar a grupos operativos y a ingenierías de protección contra incendios para realizar las instalaciones nuevas o reconstruidas, asistir a sesiones de planificación de las paradas principales del equipo operativo, como representantes de la previsión contra incendios, y consultar con las agencias reguladoras sobre los códigos y ordenanzas. En algunas refinerías, este personal está integrado con la seguridad o el grupo de prevención de accidentes. En muchas refinerías una organización de bomberos voluntarios opera efectivamente para cumplir con una porción de las anteriores funciones.

La revisión periódica del programa de protección contra incendios de una refinería se recomienda para que la estrategia contra incendios funcione de manera efectiva. Elaborando los procedimientos y mínimas necesidades de formación que especifican de bomberos, regulando operaciones de ante vertidos peligrosos y respuesta de emergencia las regulaciones.

La norma NFPA600, sobre cuerpos de bomberos industriales específicos, proporciona una guía de entrenamiento para cuerpos de intervención avanzados. Mientras que NFPA

601 proporciona información que ayuda en la gestión de la selección y la capacitación del personal de seguridad contratado para proteger la propiedad contra pérdida por incendio. los cuerpos de bomberos.

Operando bajo la persona de Comando de Incidentes un sistema debe ser designado como el Comandante del Incidente (IC). Este individuo debe haber recibido formación adecuada ICS. El papel de la CI es modular y se puede pasar a otro individuo como la disponibilidad de personal cambios. El Sistema de Comando de Incidentes proporciona una estructura extensible a abordar incidentes pequeños y grandes. Muchos lugares utilizan ICS para todos los incidentes para proporcionar un enfoque coherente y mantener la familiaridad con el proceso y la terminología. El comandante del incidente debe tener múltiples medios seguros de comunicación para que, durante una emergencia, él o ella puede comunicarse con prontitud los implicados en el control de incendios operaciones. Radios portátiles, teléfonos celulares y teléfonos de la planta son algunas opciones.

La comunicación con la posible ayuda mutua o respondedores de terceros deben ser revisados en avanzar tanto para la notificación de incidentes y la gestión posterior incidente en el lugar. La persona que está plenamente familiarizado con el equipo de radio-teléfono puede ser de gran valor para coordinar las comunicaciones de emergencia de bomberos con la planta regular del sistema de comunicaciones. El tipo de comunicación será utilizado determinado por las comunicaciones de la refinería recursos, así como por el tipo y el tamaño del fuego.

#### Funciones del Personal de Protección contra Incendios.

Debido a las diferencias entre instalaciones - como el tamaño, la estructura de gestión, disponible personal, el rendimiento, la naturaleza de las operaciones, la filosofía de control de incendios, y los recursos utilizados - cada refinería puede elegir un tipo único de organización de protección contra incendios para cumplir con sus necesidades. En muchas refinerías la respuesta de emergencia de protección contra incendios se compone de una organización de personal que pueda supervisar las actividades de lucha contra incendios, realizar entrenamiento contra fuego, inspeccionar equipos de respuesta de emergencia, participar en las actividades de rescate y emergencias médicas, mantener y tema de protección contra incendios de equipos, e investigar y reportar los incendios. Este personal también puede aconsejar grupos operativos y la ingeniería de protección contra incendios para las instalaciones nuevas o reconstruidas, asistir a sesiones de planificación de las paradas principales del equipo operativo, el trabajo con seguro contra incendios representantes, y consultar con las agencias reguladoras sobre los códigos y ordenanzas en algunas refinerías, este personal está integrado con la seguridad o el grupo de prevención de accidentes. En muchas refinerías una organización de bomberos voluntarios opera efectivamente para cumplir con una porción de las anteriores funciones.

La función de comando está dirigida por el comandante del incidente(CI), que es la persona técnicamente calificada para asumir la responsabilidad y gestión global del incidente. Las principales responsabilidades del CI incluyen:

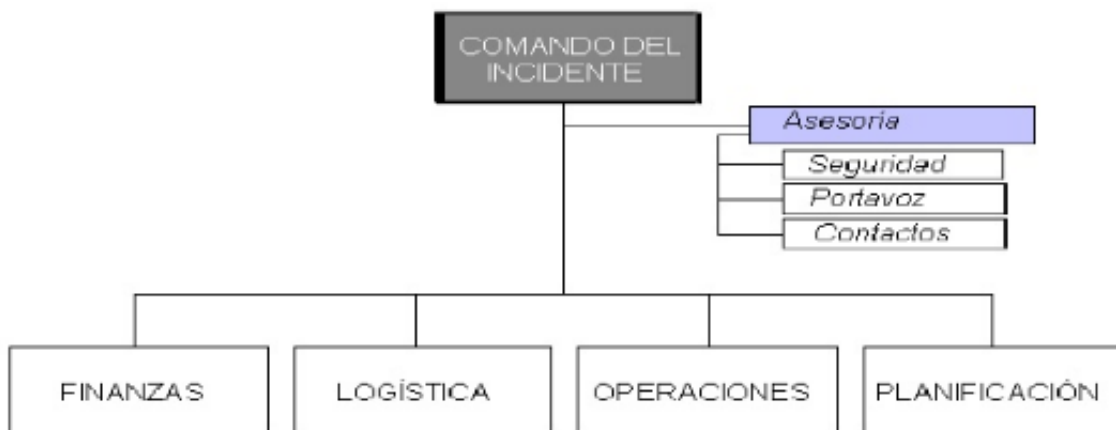
- Ejecutar la actividad de comando y establecer el lugar del puesto de comando.
- Proteger las vidas, propiedades y el ambiente.
- Controlar los recursos humanos y materiales.
- Establecer y mantener contacto con otros grupos de actuación e instituciones.

En relación con la administración del incidente.

- Recopilar y analizar los datos sobre el incidente.
- Estructurar el plan de alerta y desarrollar acción prioritarias.
- Aprobar las solicitudes de recursos adicionales.
- Mantener contacto con los coordinadores del sector.
- Establecer el comando.
- Establecer el sistema de seguridad.
- Evaluar las prioridades del incidente.
- Determinar los objetivos operacionales.
- Desarrollar e implementar el plan de acción del incidente.
- Desarrollar una estructura organizacional apropiada.
- Nombrar y supervisar a los coordinadores de los diversos sectores.
- Mantener el control global de la situación.
- Administrar los recursos del incidente.
- Coordinar las actividades de emergencia.
- Coordinar las actividades de los otros grupos.
- Autorizar a los medios en la divulgación de información.
- Controlar los costos implicados.

#### Asesoría del comando

Para un incidente de gran escala o complejo, se establecen algunos supuestos de asesoría para auxiliar al comandante del incidente en el cumplimiento de las responsabilidades directamente asociadas con la Administración del incidente. Los asesores dirigen funciones claves, lo que permite que el CI tenga más libertad para concentrarse en la administración global del incidente. El personal de asesoría no forma parte de la organización establecida, es decir, de la función de comando.





Se recomienda la revisión periódica del programa de protección contra incendios de una refinería para que el lucha contra incendios se organizase y funcione de manera efectiva.

Los procedimientos y mínimas necesidades de formación se especifican en la Norma OSHA Subparte L de Bomberos y Operaciones de Desperdicios Peligrosos y Respuesta de Emergencia (1910.120 (q) las regulaciones. NFPA 600, Norma sobre cuerpos de bomberos industriales proporciona una guía de entrenamiento para avanzados exterior mientras que los cuerpos de bomberos NFPA 601 se proporciona información que ayuda en la gestión de la selección y la capacitación del personal de seguridad contratado para proteger la propiedad contra pérdida por incendio.

### 13.7 Modelo de plan de Emergencias En Refinerías:

De acuerdo con NFPA 30 se debe establecer un plan de acción para casos de emergencia, consistente con los equipos y personal disponibles, para responder a un incendio u otras emergencias. Este plan debe incluir lo siguiente:

- A) Procedimientos a emplear en caso de incendio, tales como sonar la alarma, notificar al departamento de bomberos, evacuación del personal y control y extinción del incendio;
- B) Designación y capacitación de las personas que llevarán a cabo las tareas relacionadas con la seguridad contra incendios;
- C) Mantenimiento de los equipos de protección contraincendio;
- D) Ejecución de simulacros de incendio;
- E) Cierre o aislación de los equipos para reducir el escape de líquidos;
- F) Medidas alternativas para la seguridad de los ocupantes mientras cualquiera de los equipos de protección contra incendio se apaga.

### 13.8 Ejemplo

#### Índice Tipo:

#### 1. DATOS GENERALES:

- 1.1. Datos de la Empresa.
- 1.2. Introducción.
- 1.3. Objeto del plan de autoprotección.
- 1.4. Alcance.
- 1.5. Criterios de referencia.

#### 2. DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE TRABAJO.

- 2.1. Descripción general de la planta y emplazamiento

- 2.2. Descripción de Unidades de Proceso.
- 2.3. Descripción parques de almacenamientos.
- 2.4. Descripción edificios auxiliares.

### 3. MEDIDAS DE EMERGENCIA.

#### 3.1. Criterios Generales de clasificación de emergencias.

#### 3.2. Clasificación de las Emergencias.

- 3.2.1. Misión de los primeros auxilios.
- 3.2.2. Misión brigadas contra incendios.
- 3.2.3. Misión bomberos.

#### 3.3. Medios de protección interiores.

##### 3.3.1. Inventario de los medios materiales.

- 3.3.1.1. Medios de protección contra incendios manuales.
- 3.3.1.2. Medios de protección contra incendios automáticos.
- 3.3.1.3. Medios de extinción contra incendios móviles.
- 3.3.1.4. Métodos y acuerdos para reposición de consumibles en caso de incendio.

##### 3.3.2. Recomendaciones en cuanto a los sistemas y medidas de emergencia.

##### 3.3.3. Programa de mantenimiento de Medios de Extinción y Materiales de Primeros Auxilios.

##### 3.3.4. Mantenimiento de las instalaciones Generales de los Edificios.

#### 3.4. Medios humanos. Organización de Emergencias.

##### 3.4.1. Funciones y características de la Organización de Emergencias.

##### 3.4.2. Componentes de la organización de las Emergencias.

##### 3.4.3. Esquemas de Actuación ante una Emergencia.

##### 3.4.4. Responsabilidades de cada puesto en la organización de emergencias.

##### 3.4.5. Información y formación necesarias para cada puesto.

##### 3.4.6. Simulacros de Emergencia y Evacuación.

##### 3.4.7. Medidas obligatorias a tomar por el personal de cada centro o unidad.

### 4. NORMAS DE ACTUACIÓN EN CASO DE EMERGENCIA.

#### 4.1. Normas generales de actuación en caso de Incendio.

#### 4.2. Normas generales en caso de amenazas de bomba o paquetes sospechosos.

#### 4.3. Normas generales de actuación en caso de evacuación.

#### 4.4. Medidas básicas de prevención de incendios.

#### 4.5. Normas de actuación en caso de accidentes con lesiones personales.

### 5. CONCLUSIÓN.

ANEXO I: Directorio telefónico de servicios de emergencias y ayudas exteriores.

- ANEXO II: Organización de emergencias.
- ANEXO III: Organización de brigadas Contra Incendios.
- ANEXO IV: Acuerdos de Colaboración con medios externos.
- ANEXO V: Escenarios de incendios previstos y consecuencias.
- ANEXO VI: Métodos de empleo de sistemas de extinción.
- ANEXO VII: Programa de mantenimiento de los medios técnicos.
- ANEXO VIII: Rutas de evacuación, planos y croquis.
- ANEXO IX: Listado de personal de Emergencias.