

2ej
79



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE QUIMICA

T E S I S

**ANALISIS SOBRE LA PROTECCION CONTRA INCENDIO Y
DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD EN PLANTAS DE
ALMACENAMIENTO DE GAS L. P.**

GABRIEL KURI LATO
INGENIERO QUIMICO

1 9 8 6



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

	Pag.
CAPITULO I.- INTRODUCCION.....	1
CAPITULO 2.- GENERALIDADES.....	2
2.1.- Características de los gases licuados del petróleo.....	2
2.2.- Obtención.....	3
2.3.- Usos.....	3
2.4.- Almacenamiento.....	3
2.5.- Ubicación.....	6
2.6.- Sistemas de protección convencionales.....	7
2.6.1.- Separación entre recipientes.....	7
2.6.2.- Sistemas de relevo.....	8
2.6.3.- Sistemas de agua contra-incendio.....	14
2.6.3.1.- Sistemas de espreas de enfriamiento...16	
2.6.3.2.- Bombas.....	17
2.6.3.3.- Hidrantes.....	20
2.6.3.4.- Red de distribución de agua o red de tuberías.....	21
2.6.4.- Aislamiento contra el fuego.....	24
2.6.5.- Sistemas de bloqueo y de control de flujo.....	25
2.6.6.- Extintidores.....	28
2.6.7.- Muros o diques de contención.....	28
2.7.- Clasificación de áreas peligrosas.....	29
2.7.1.- Los peligros de la electricidad.....	29

	Pag.
2.7.2.- Bases para la clasificación de áreas.....	30
2.7.3.- Clasificación de áreas peligrosas de acuerdo al código eléctrico nacional (N.E.C.) de los E.E.U.U.....	31
2.7.4.- Peligros de la electricidad estática.....	33
CAPITULO 3.- DESCRIPCION DEL MANEJO DE GAS LICUADO.....	36
3.1.- Descripción del manejo en la refinería "Miguel Hidalgo".....	36
3.1.1.- Operación dentro de la refinería.....	37
3.1.2.- Almacenamiento.....	38
3.1.3.- Sistemas de seguridad.....	39
3.1.4.- Personal encargado.....	41
3.1.5.- Comunicación.....	41
3.1.6.- Entrega a ventas.....	41
3.1.7.- Area nueva.....	42
3.2.- Condiciones de operación y de diseño de las esferas.....	42
3.2.1.- Esferas de alta presión.....	43
3.2.2.- Esferas de baja presión.....	44
3.3.- Diagrama de flujo de los tanques esféricos.....	44
CAPITULO 4.- ANALISIS DE LAS CAUSAS DE INCENDIO.....	47
4.1.- El fenómeno BLEVE.....	47
4.2.- Comportamiento del propano ante un calentamiento y despresurización brusca.....	49

4.3.- Situaciones críticas o de emergencia en áreas de almacenamiento de Gas L.P.....	52
4.3.1.- Fuego localizado por ignición de fugas o equipos.....	53
4.3.1.1.- Causas.....	53
4.3.1.2.- Detección.....	53
4.3.1.3.- Acción.....	53
4.3.2.- Fuego en equipos de áreas circundantes que irradian gran cantidad de calor.....	56
4.3.2.1.- Causas.....	56
4.3.2.2.- Detección.....	57
4.3.2.3.- Acción.....	57
4.3.3.- Operación de la esfera en sus valores límites de nivel/presión/temperatura.....	57
4.3.3.1.- Causa.....	57
4.3.3.2.- Por error humano o falla en instrumentos (alarma por sobre llenado).....	57
4.3.3.2.1.- Detección de sobre llenado.....	58
4.3.3.2.2.- Acción.....	58
4.3.3.3.- Por error humano o falla de instrumentos.....	59
4.3.3.3.1.- Detección de la sobre-presión.....	59
4.3.3.3.2.- Causa que produzca la sobre-presión.....	59
4.3.3.3.3.- Acción.....	59

4.3.3.4.-	Detección de baja temperatura.....	60
4.3.3.4.1.-	Causa.....	60
4.3.3.4.2.-	Acción.....	60
4.3.4.-	Zonas con explosividad por fugas de producto.....	61
4.3.4.1.-	Causas.....	61
4.3.4.2.-	Detección.....	61
4.3.4.3.-	Acción.....	61
4.3.5.-	Rotura del oleoducto o fuego en sus inmediaciones.....	62
4.3.5.1.-	Causas.....	62
4.3.5.2.-	Detección.....	62
4.3.5.3.-	Acción.....	62
4.3.6.-	Fuga de una válvula de seguridad (PSV) de esfera a la atmósfera y su posible incendio.....	62
4.3.6.1.-	Causas.....	62
4.3.6.2.-	Detección.....	63
4.3.6.3.-	Acción.....	63
CAPITULO 5.-	ANALISIS DE LAS NORMAS APLICABLES VIGENTES.....	64
5.1.-	Aplicación de las Distintas Normas.....	64
5.1.1.-	Normas de Petróleos Mexicanos.....	64
5.1.1.1.-	Norma de Proyecto de Obra No. 2.607.21.....	64
5.1.1.2.-	Norma de Seguridad A-I-1.....	64
5.1.1.3.-	Norma GR-IS-3600.....	64

5.1.2.- API 2510.....	65
5.1.3.- NFPA 59.....	66
5.2.- Ubicación de Tanques.....	66
5.2.1.- Normas de Petróleos Mexicanos.....	66
5.2.2.- API 2510.....	67
5.2.3.- NFPA 59.....	67
5.3.- Agrupamiento de Tanques.....	71
5.4.- Separación entre Recipientes.....	72
5.4.1.- Normas de Petróleos Mexicanos.....	72
5.4.1.1.- Norma de Seguridad A-I-1.....	72
5.4.1.2.- Norma GR-IS-3600.....	73
5.4.2.- API 2510.....	73
5.4.3.- NFPA 59.....	73
5.5.- Dispositivos de Relevó de Presión.....	74
5.5.1.- Normas de Petróleos Mexicanos.....	74
5.5.2.- API 2510.....	76
5.5.3.- NFPA 59.....	82
5.6.- Sistemas de Agua Contra-Incendio.....	85
5.6.1.- Normas de Petróleos Mexicanos.....	85
5.6.1.1.- Norma No. 2.607.21.....	85
5.6.1.2.- Norma de Seguridad A-I-1.....	90
5.6.1.3.- Norma GR-IS-3600.....	91
5.6.2.- API 2510.....	94
5.6.3.- NFPA 59.....	94
5.7.- Sistemas de Bloqueo y Control de Flujo.....	95

5.7.1.- Normas de Petróleos Mexicanos.....	95
5.7.1.1.- Norma GR-IS-3600.....	95
5.7.2.- API 2510.....	95
5.7.3.- NFPA 59.....	97
5.8.- Aislamiento Contra el Fuego.....	98
5.8.1.- Norma GR-IS-3600 de Petróleos Mexicanos...	98
5.8.2.- API 2510.....	99
5.8.3.- NFPA 59.....	99
5.9.- Muros Contra-Incendio.....	99
5.9.1.- Norma GR-IS-3600 de Petróleos Mexicanos..	100
5.9.2.- API 2510.....	100
5.9.3.- NFPA 59.....	101

CAPITULO 6.- RECOMENDACIONES SOBRE LOS SISTEMAS DE

PROTECCION.....	103
6.1.- Métodos de Protección.....	103
6.1.1.- Inclinación del Piso.....	103
6.1.2.- Recubrimiento.....	104
6.1.3.- Aplicación de Agua.....	107
6.1.4.- Depresurización y sus Rangos.....	109
6.1.4.1.- Falla del Acero.....	111
6.1.4.2.- Válvulas de Gran Tamaño.....	113
6.1.4.3.- Métodos para la Depresurización de Vapores.....	114
6.1.4.4.- Operación de las Válvulas.....	115
6.1.4.5.- Expulsión de Líquidos.....	116

6.1.5.- Carros-Tanque y Autostanque.....	118
6.2.- Modificaciones al Sistema de Protección Hidráulica ("Vickers") en Esferas para Gas L.P.....	119
6.2.1.- Análisis Operacional.....	119
6.2.2.- Análisis de Seguridad.....	121
6.2.3.- Conclusiones.....	121
CAPITULO 7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
7.1.- Sobre las Precauciones Durante el Manejo de Gas L.P. en Plantas.....	123
7.1.1.- Precauciones que se deben tomar durante el proceso.....	124
7.1.2.- Precauciones durante su transporte y manejo en centros de distribución.....	125
7.1.3.- Medidas de Seguridad en Casos de Fugas y/o Incendios.....	126
7.2.- Sobre los Métodos de Protección y Sobre la Implementación de una Reglamentación Propia para el Almacenamiento de Gas L.P.....	128
APENDICE A. Propiedades Aproximadas de los Gases Licuados del Petróleo.....	131
APENDICE B. Rangos Mínimos de Descarga para Dispositivos de Relevo de Seguridad sobre Recipientes de Almacena- miento de Gas L.P. no Refrigerados.....	132
APENDICE C. Índice de Figuras.....	136
BIBLIOGRAFIA.....	151

I.- INTRODUCCION.

El objetivo de la realización de este estudio, es el de efectuar un análisis que esté apegado lo mayormente posible a la realidad sobre la seguridad existente en las terminales o plantas de almacenamiento de gases licuados del petróleo en recipientes a presión en nuestra industria petrolera.

El interés del estudio se ha visto incrementado debido a la explosión ocurrida en las instalaciones de la terminal de ventas de Gas L.P. de Petróleos Mexicanos, ubicada en San Juan Ixhuatepec, Estado de México, el día 19 de Noviembre de 1984.

En este análisis trataremos de esclarecer e indicar, que tan segura es la operación de los tanques de almacenamiento a presión y cuales son los puntos críticos de éstos durante la misma, cuales podrían ser las causas de una explosión y al mismo tiempo, se dará una visualización general sobre el manejo dado a estos gases y por supuesto, de todos los dispositivos de seguridad adecuados en el sistema para el manejo y almacenamiento de los gases licuados del petróleo.

El análisis se hará en base a las Normas y Códigos de Petróleos Mexicanos y de Normas y Estándares Internacionales utilizados en el establecimiento y fabricación de éstas plantas, haciendo una confrontación de las recomendaciones efectuadas por "PEMEX" con las hechas por los Códigos Internacionales.

2.- GENERALIDADES.

2.1.- CARACTERISTICAS DE LOS GASES LICUADOS DEL PETROLEO.

El término "Gases Licuados del Petróleo", se refiere e incluye cualquier material que tenga una presión de vapor no excedente a la permitida para el propano comercial, el cual está compuesto predominantemente de cualquiera de los siguientes hidrocarburos, o una mezcla de ellos: propano, propileno, butanos (n-butano o isobutano) y butilenos.

Por seguridad, es importante que las personas inmiscuidas en el manejo de gases licuados del petróleo, entiendan las propiedades de estos gases y que sean entrenados en prácticas sobre el manejo y distribución de estos productos.

Debido a que los gases licuados del petróleo, Gas L.P. o L.P.G., según se les conoce, tienen que manejarse, almacenarse y transportarse bajo presión, esta característica aumenta su peligrosidad si no se utilizan los procedimientos y equipos adecuados.

Bajo presiones moderadas, los gases licuan, pero al relevar la presión, pasan rápidamente a la fase gaseosa. Del mismo modo, bajo temperaturas moderadamente bajas, los gases se licuan. Al escapar líquido a la atmósfera, normalmente se vaporiza de manera instantánea, siendo el volumen del gas entre 200 y 300 veces el volumen del líquido. En el estado gaseoso estos gases son más pesados que el aire y tienen un rango de flamabi-

lidad más pequeño que el gas natural y manufacturado.

El Gas L.P. en forma líquida es incoloro, inodoro, con un peso específico de 0.508 para el propano y de 0.584 para el butano, tomando como referencia el del agua, que es de 1.000 y - con temperaturas de ebullición de -42°C y de 0.5°C respectivamente. Los límites de explosividad del propano son de 2.2% a 9.5% y del butano de 1.9% a 8.5% en volumen (esto es, en estado gaseoso y mezclados con aire).

El butano y el propano comerciales, pueden tener diferentes puntos de ebullición de los anteriormente mencionados, debido a que normalmente contienen varios porcentajes de otros - hidrocarburos.

En el Apéndice A, al final de este estudio, se enlistan - las principales propiedades del Gas L.P. comercial.

El gas licuado es inodoro, por tal motivo y siendo importante detectar cualquier fuga durante su transporte, almacenamiento o uso, por el peligro que representa su inflamabilidad, se le somete a un tratamiento de odorización, el cual consiste en la adición de "mercaptanos", substancias orgánicas azufradas, las cuales producen ese olor penetrante y desagradable - con el que se identifica fácilmente. Los gases deben ser detectables con una concentración en aire no mayor a una quinta parte del límite menor de flamabilidad. El odorizante no es completamente efectivo en todas las circunstancias.

La experiencia muestra que el etil-mercaptano, en una pro

porción de 0.45 kilogramos (1 libra) por 37800 litros (1000 galones) de Gas L.P. (líquido), es un odorizante efectivo. Pueden utilizarse otros odorizantes y en otras cantidades, los cuales cumplen con lo previsto. En investigaciones sobre odorizantes se ha demostrado que el Tiofano (tetrahidrotiofeno) en una proporción de a lo sumo 2.9 kilogramos (6.4 libras) por 37800 litros (1000 galones) de Gas L.P. líquido, puede satisfacer lo requerido.

El propano, el butano y las mezclas de ambos, se manejan comúnmente en nuestra industria como líquidos a temperatura ambiente y a presiones que oscilan entre 3.5 y 14.0 kg/cm², desde las plantas de proceso hasta las terminales de almacenamiento y en igual forma se distribuye a los usuarios.

Es necesario hacer notar que tanto el propano como el butano o sus mezclas, en estado gaseoso, son más pesados que el aire, de tal manera que si estos hidrocarburos se fugan del recipiente, formarán una nube que bajará manteniéndose a ras del suelo y no se disipará fácilmente en la atmósfera sino mediante una ventilación muy eficiente ya sea natural o provocada.

Tanto el propano como el butano no son tóxicos y están clasificados como asfixiantes simples, en concentraciones altas - desplazan el aire (oxígeno) presente, por consiguiente, los efectos nocivos se deberán a la privación de oxígeno lo cual causa asfixia.

2.2.- OBTENCION.

El Gas L.P. se obtiene directamente de los mantos petrolíferos mezclado con el petróleo crudo. También se obtiene en una proporción secundaria en algunos procesos de la refinación del petróleo.

2.3.- USOS.

El Gas L.P. es utilizado actualmente y con gran demanda en instalaciones de aprovechamiento tipo doméstico, comercial e industrial; en procesos en los que se requiere gran cantidad de energía térmica, como lo es en los hornos para procesamiento de metales, vidrios, cerámicas, pasteurización, vulcanización, remoción de pinturas, esterilización, corte de metales, etc.

2.4.- ALMACENAMIENTO.

El propano, el butano o las mezclas de ambos, se almacenan en estado líquido en recipientes a presión, generalmente se utilizan como recipientes de almacenamiento tanques cilíndricos horizontales ("salchichas") y tanques esféricos ("esferas").

Se almacenan en tanques esféricos, aquellos productos cuya presión de vapor sea superior a 1 kg/cm^2 (14 lb/pulg^2), pero que no exceda de 8.8 kg/cm^2 (125 lb/pulg^2).

En tanques horizontales con casquetes semiesféricos o elipsoidales, se almacenan aquellos productos cuya presión de vapor

a la temperatura ambiente sea superior a 8.8 kb/cm^2 (125 lb/pulg^2) pero que no exceda de 21 kg/cm^2 (300 lb/pulg^2).

También existe el almacenamiento a bajas temperaturas y a bajas presiones (aproximadamente la atmosférica), para esto se utilizan tanques verticales y esferoides. Estos no serán tratados en este estudio ya que no es almacenamiento a alta presión.

Existen códigos y normas que son utilizados en el diseño de esferas y esferoides. Las esferas y tanques cilíndricos son diseñados de acuerdo con "Recipientes a Presión no Sujetos a Fuego, Sección VIII de la Sociedad Americana de Ingeniería Mecánica (A.S.M.E.), Código de Hervidores y Recipientes a Presión" o por la "Norma Británica 5500" (BS-5500). Esta última, es la utilizada en el diseño de los tanques de almacenamiento esféricos de Petróleos Mexicanos.

2.5.- UBICACION.

El primer paso hacia una operación segura de cualquier tanque de almacenamiento a presión que contenga gas licuado, es la selección de una ubicación óptima de las instalaciones de almacenamiento, la cual dependerá de factores tales como:

a) La proximidad a unidades de proceso y otras áreas de la refinería, tales como áreas de tanques.

b) La proximidad a edificaciones adyacentes de la refinería y todas las posibles fuentes de ignición del vapor.

c) La proximidad a los límites territoriales de la planta de almacenamiento de Gas L.P.; distancia que deberá ser tan grande como sea posible ya que espectadores curiosos han resultado heridos a una distancia de aproximadamente 400 metros, debido a la ruptura de una esfera durante un incendio en un patio de tanques, en otra instancia, puede ocasionarse una catástrofe por el cigarrillo encendido de un conductor que pase a unos 200 metros de donde exista una fuga de butano.

d) La selección de posibles zonas de descarga de drenajes, las cuales deberán planearse de manera que se afecte lo menos posible el medio ecológico. El desalojo de drenajes debe ser fuera de las unidades de proceso, edificios y otras instalaciones de la refinería, límites de propiedades de establecimientos comunales y caminos, ríos navegables o inhabitados, etc.

e) Los vientos predominantes. Las consideraciones sobre estos son muy importantes debido a que los riesgos son mayores cuando el gas que escapa puede ser llevado más rápidamente hacia la fuente de ignición.

2.6.- SISTEMAS DE PROTECCION CONVENCIONALES.

2.6.1.- SEPARACION ENTRE RECIPIENTES.

El distanciamiento entre recipientes de almacenamiento de Gas L.P. es uno de los puntos más importantes para la seguridad.

dad en las plantas de almacenamiento, ya que en caso de emergencia en uno de los tanques, habrá más probabilidad de involucrar a los demás tanques de la zona mientras más próximo estén al tanque afectado.

2.6.2.- SISTEMAS DE RELEVO.

Se llama Sistema de Relevo a aquel formado por dispositivos (válvulas de seguridad, discos de ruptura y tuberías), que permiten el desfogar un exceso de presión de un equipo, por medio del desplazamiento de una determinada masa de fluido desde el equipo presionado hacia un lugar en el que se pueda disponer de ella con toda seguridad.

Las emergencias o descontroles en los procesos empiezan con problemas relacionados con el control de una o más variables del proceso en sí, que pueden ser presión, temperatura, nivel, flujo, etc. Por lo cual resulta útil en la prevención de desastres el uso de dispositivos, instrumentos, equipo y el destierro de hábitos y rutinas que hacen que los accidentes sean mayores, a menos que el equipo de proceso falle estructuralmente, ésta ofrece la mejor alternativa para mantener el proceso dentro de los límites normales.

Los controles automáticos pueden parar una bomba o compresor, cerrar y/o abrir una válvula o efectuar otras funciones en una forma individual o combinada, y además, accionar una a-

larma audible o visual. El ideal teórico en la práctica no se cumple en forma completa, por lo que se hace conveniente el uso de los dispositivos de alivio de presión automáticos.

El sistema de alivio de presión es el único que protege en ciertas circunstancias en una planta de proceso o de almacenamiento, aún cuando se diseñe con el máximo cuidado; lo ideal es que este dispositivo no tuviera ocasión de funcionar, no obstante, la posibilidad de que funcione es grande ya que debido a fallas humanas, fallas del equipo, o bien, debido a cambios bruscos en el proceso, es muy común que se genere un exceso de presión. De aquí el porqué del sumo cuidado con que se diseña, selecciona y se realizan inspecciones periódicas de este equipo, que aún no siendo una parte productiva, tiene un papel muy importante en la marcha segura del sistema.

Los principales objetivos que satisface son:

- a) Proporcionar seguridad al personal.
- b) Prevenir la destrucción del equipo.
- c) Impedir se propague el daño a equipos contiguos.
- d) Abatir el costo del equipo al disminuir margen entre las presiones de diseño y operación.
- e) Minimizar el tiempo muerto por presiones anormales.

Sin lugar a duda, la válvula de seguridad es la pieza de protección de mayor importancia aceptada universalmente para la protección de equipo en una refinería.

Las válvulas de seguridad son dispositivos automáticos - que pertenecen al grupo de equipo denominado "dispositivos pa ra relevo de presión" las cuales funcionan automáticamente al alcanzar una presión preestablecida, protegiendo así el equipo, al personal y a la producción.

Una válvula de seguridad y alivio (relevo) es uno de los pocos equipos que en la mayoría de los casos se compra y se - instala con la esperanza de que nunca será necesario su uso.

Existen dos tipos básicos de válvulas de seguridad y ali vio; las de acción directa o de resorte y las de operación - por piloto.

A.- Válvula convencional sin fuelles (no balanceada). - (Ver figura 1).

Funcionamiento:

Cuando la presión del proceso alcanza el nivel de la pre sión de disparo, la fuerza (presión por área del disco) actuando hacia arriba vence a la fuerza que el resorte ejerce - hacia abajo. Entonces, el gas o líquido comienza a fugarse por el asiento y cuando estas fugas llegan a un cierto punto, generan entonces una fuerza adicional en la recámara de levante formada por el disco y su campana y el anillo. Esta acción - aerodinámica o bien hidrodinámica, es la causa del disparo de la válvula y hace que el disco se levante rápidamente hasta - un 60% del máximo posible (algunas de estas válvulas se levan

tan a un 100% del máximo posible sin necesidad de sobrepresión con gases y solo requieren un 10% de sobrepresión para levantar un 100% en aplicaciones con líquidos).

Para lograr el 100% del levante se necesita una fuerza adicional hacia arriba y para desarrollarla casi siempre se necesita una sobrepresión, que por lo general es del 10% en gases y de un 25% para líquidos por encima de la presión de disparo.

El cierre ocurre cuando la fuerza del resorte vence a la fuerza decreciente que ejerce la presión del fluido o proceso sobre el área del asiento de la válvula.

Ventajas:

a) Bajo costo en el rango de tamaños pequeños (4 pulgadas o menos) y presiones bajas.

b) Amplia gama de compatibilidad química.

c) Buena resistencia a temperatura alta (hasta unos 1000° centígrados en el caso de válvulas de tungsteno).

Desventajas:

a) El sello metálico no es muy efectivo cuando la presión sube a un 90% de la presión de disparo. Estas fugas son peor aún después de que la válvula ha sido transportada, instalada y disparada por primera vez debido a la erosión y daño del asiento pulido.

b) Para poder lograr un disparo "adecuado" se necesita a-

justar el anillo de desfogue corto. O sea que la contradicción derivada de este sistema, es que entre más rápida es la apertura que se logra, más duración tiene la descarga y conversamente entre más corta la descarga, más lenta la acción de apertura o disparo. Si se ajusta la válvula para una descarga corta, se tendrá un largo período de escape lento antes de que la válvula se dispare; el efecto de esto es que el asiento se erosiona, causando mayores fugas, desperdicio de material, contaminación del ambiente y en el caso del gas licuado con baja temperatura, éstas tienen un efecto refrigerante debido a la -expansión del gas lo cual puede causar la formación de hielo y el congelamiento total de la válvula en ambientes húmedos.

c) Las válvulas de acción directa de resorte son más fácilmente afectadas por las condiciones que puedan causar el -martilleo o resonancia.

B.- Válvulas tipo piloto. (Ver figura 2).

Funcionamiento:

Las áreas efectivas del pistón y del diafragma son mayores que el área del asiento o sello, por lo que con presiones iguales en la recámara y en el proceso o diafragma, la válvula permanece cerrada.

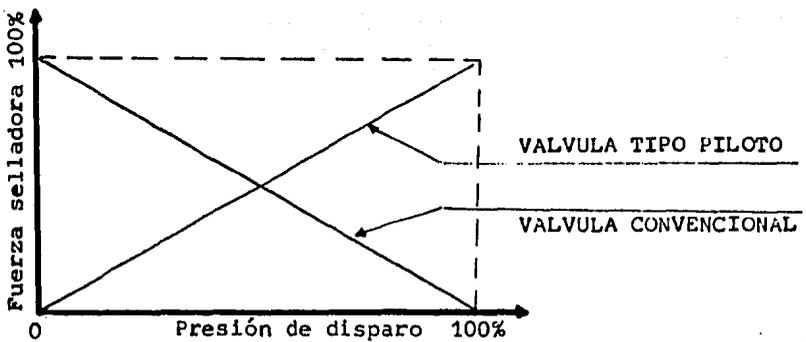
El piloto abre cuando la presión alcanza el límite preestablecido y deja escapar la presión de la recámara permitiendo así, que el pistón o diafragma se levanten abriendo la válvula

principal.

El piloto cierra al bajar la presión al nivel preestablecido y permite que la recámara vuelva a tomar presión cerrando el pistón o diafragma.

Ventajas:

a) El sello es hermético hasta no llegar a la presión de disparo, por lo tanto, se puede operar hasta muy cerca de la presión de disparo; mientras más aumente la presión mayor es la fuerza de cierre sobre el sello.



b) Es muy fácil hacer el ajuste de la presión de apertura y la presión de cierre.

c) Se puede lograr una descarga corta.

d) Hay disponibles con disparo instantáneo o bien con acción moduladora.

e) Son de fácil mantenimiento con gran estandarización de partes.

f) Pueden operarse desde larga distancia, tienen mayor -

protección contra el efecto de la presión de descarga, hay facilidad de revisar la presión de disparo o calibración sin necesidad de quitar la válvula de servicio.

g) Están protegidas contra la posibilidad de resonancia - en el sistema.

Desventajas:

a) No se deben utilizar con líquidos viscosos, que no es el caso del gas licuado.

b) Su alto costo.

2.6.3.- SISTEMAS DE AGUA CONTRA-INCENDIO.

No obstante que el sistema de agua contra-incendio está divorciado de la propia unidad de almacenamiento, este forma una parte integral de la semblanza de los sistemas de protección.

La cuestión básica concierne al diseño de un sistema de agua contra-incendio, es de cuánta capacidad debe estar provisto, este es un punto muy controvertido, ya que está de acuerdo a la capacidad de almacenamiento y al área que se cubra.

Para evaluar los requerimientos de agua contra-incendio de una manera objetiva, debe considerarse a ésta, un medio:

a) de extinción;

b) para proteger al equipo localizado dentro del área incendiada;

c) para prevenir que el fuego se propague.

Las condiciones básicas que se deben tomar en cuenta para lograr un buen diseño en la red contra-incendio en las instalaciones industriales, son las siguientes:

- a) Consumo de agua en litros por minuto (G.P.M.)
- b) Tiempo que se debe mantener el suministro.
- c) Presión que debe tener el agua en la salida de los hidrantes o monitores (nunca menor de 7 kg/cm^2 manométricos).

Estas tres condiciones se determinarán de acuerdo con las dimensiones de la instalación y riesgos a proteger.

Los sistemas de agua contra-incendio se componen normalmente de lo siguiente:

a) Una fuente de abastecimiento de agua con un volumen que satisfaga las necesidades de demanda en el caso de emergencia; esta fuente de abastecimiento puede ser primaria (ríos, lagos, fuentes naturales, pozos o servicios municipales) y secundaria (tanques elevados o cisternas).

b) Un equipo de bombeo, el cual proporciona el agua en la presión y cantidad requerida de acuerdo a las necesidades y riesgos a proteger en cada caso.

c) Una red de distribución de agua intercomunicada, de tal forma que generalmente forme circuitos cerrados en las áreas y zonas a proteger, de tal modo que puedan aislarse por medio de válvulas, contando además con sus respectivas salidas para hidrantes, monitores y sistemas fijos de aspersores.

d) La localización, la evaluación de riesgos y la topografía del terreno donde se instalará la red de distribución de agua contra-incendio y el tipo de aparatos usados, deben tomarse en cuenta para la selección del tipo de fuente de suministro y almacenamiento de agua para cada caso en especial; - por ejemplo:

Si la red de distribución de agua contra-incendio se localiza en donde la fuente es un pozo profundo y el terreno es plano, el pozo es la fuente primaria y un tanque elevado sería la fuente secundaria.

Todas las instalaciones cuentan con equipos de bombeo que suministran la carga y gastos necesarios y en los casos donde el terreno tiene fuertes desniveles es posible instalar un tanque elevado, sin equipo de bombeo, siempre y cuando suministre suficiente gasto y carga para cubrir las necesidades en caso de incendio.

Si la red de distribución de agua contra-incendio se encuentra situada cerca de ríos, mar, lago o laguna, o en un lugar similar, se considera a éstos como fuente primaria y a una cisterna y/o tanque elevado como fuente secundaria, con sistema de bombeo.

2.6.3.1.- SISTEMAS DE ESPREAS DE ENFRIAMIENTO.

Todas las esferas están provistas de un sistema de agua -

de enfriamiento, consistente de una línea de abastecimiento de agua a un dispositivo de distribución sobre la parte alta de cada recipiente, además por norma se requiere de un sistema de espreas alrededor del mismo. (Ver figura 3). La fuente de agua es de la línea contra-incendio, regularmente de 3.5 kg/cm^2 manométricos y la válvula que controla el distribuidor está localizada fuera del dique.

Existen dos tipos de distribuidores, de "sombriilla" y de rosca (Do-Nut). El roscado tiene una mayor cobertura de la superficie del recipiente, sin embargo en las plantas de almacenamiento de Petróleos Mexicanos generalmente se utiliza el tipo "sombriilla". (Ver figura 4).

La decisión de instalar espreas fué tomada por recomendaciones hechas por la Asociación Nacional de Protección Contra el Fuego (NFPA) y por observación de las pérdidas sufridas en un incendio de la refinería McKee de la Shamrock Oil and Gas Corporation, cercana a Dumas, Texas, EE. UU., el 29 de Julio de 1956.

Un sistema adecuado de espreas de agua de enfriamiento, puede prevenir la ruptura de tanques esféricos (desde 1957 se empezó a utilizar este sistema en los Estados Unidos.

2.6.3.2.- BOMBAS.

Para alimentar la red de agua contra-incendio se instalan bombas cuyo impulsor tiene una característica tal que cuando -

el gasto es cero, la presión desarrollada no sobrepasa el 120% de la carga total requerida, tratándose de bombas horizontales; en el caso de bombas turbina vertical, la presión desarrollada es del 140% como máximo.

La presión de descarga de las bombas es la necesaria en la red, pero en ningún caso menor de lo indicado en las normas de seguridad de "PEMEX", según el tipo de instalación.

La bomba debe proporcionar el 150% del gasto nominal cuando la presión de descarga es el 65%, como mínimo, de la carga nominal.

Los motores eléctricos son trifásicos, de corriente alterna, de inducción tipo jaula de ardilla.

En ciertas instalaciones, se hace necesario que las bombas contra-incendio arranque automáticamente, para lo cual es necesario tener un control que haga funcionar el motor de la bomba, debiéndose estudiar la condición más conveniente para accionar el arranque de las mismas.

Para motores eléctricos o de combustión interna se pueden emplear los sistemas que a continuación se indican en el caso de control automático:

a) Control por presión de agua.- Consiste en instalar en la red principal de tubería un interruptor de presión con ajustes para alta y baja presión.

b) Arranque en secuencia.- Los controles para unidades de

bombeo múltiples deben contar con dispositivos de secuencia de tiempo para evitar que arranquen simultáneamente las bombas. - (Las unidades arrancan en intervalos que no permiten el arranque de la siguiente unidad hasta que la anterior ha tomado su velocidad de régimen, de manera que la falla de cualquier bomba en el arranque no evita el arranque de la siguiente).

Cuando se tiene una bomba accionada por motor eléctrico y la otra por motor de combustión interna, al fallar la corriente eléctrica, éste último arranca de inmediato, lo cual se consigue por medio de relevadores apropiados usados en combinación con cualquier tipo de control para arranque automático; - el motor arrancará al fallar la corriente, parándose al restablecerse la misma.

En motores eléctricos con sistema de arranque automático, existen alarmas audibles y visuales, las cuales actúan bajo cualquiera de las siguientes causas:

- a) Por falta de energía eléctrica.
- b) Por falla en el arranque de la unidad de bombeo.
- c) Interruptor abierto.
- d) Cuando el interruptor está cerrado y hay energía disponible para arrancar el motor, se enciende una lámpara indicando esto.

Para motores de combustión interna con sistema de arranque

automático, existen las siguientes señales:

a) Una señal consistente en una lámpara piloto en el circuito de arranque para indicar que el selector está en la posición de manual o de automático.

b) Una lámpara piloto y un voltímetro en la batería de alimentación indicando la carga de la batería.

c) Alarma de baja presión del aceite en el sistema de lubricación.

d) Alarma por falla en el arranque automático del motor.

e) Alarma por bajo nivel de combustible en el tanque de la unidad.

2.6.3.3.- HIDRANTES.

Un hidrante es un dispositivo de salida de agua contra incendio con una o más tomas para conectar mangueras. Generalmente se utilizan los hidrantes del tipo convencional con dos tomas (ver figura 7).

Los hidrantes son diseñados para proporcionar por cada toma los siguientes gastos:

Diámetro Nominal	Gasto l.p.s.	G.P.M.
38 mm (1 1/2")	6	100
63 mm (2 1/2")	16	250

MONITORES.- Se da el nombre de monitor o torrecilla a un dispositivo con boquilla, de preferencia regulable, para dirigir un chorro de agua compacto o en forma de neblina con mecanismos que le permiten girar 120° en el plano vertical y 360° en el plano horizontal la posición de la boquilla y a la vez permitan mantenerla estable en la dirección deseada (ver figura 8).

2.6.3.4.- RED DE DISTRIBUCION DE AGUA O RED DE TUBERIAS.

Este es el conjunto de líneas de tubería que sirven exclusivamente para conducir el agua contra-incendio a los puntos necesarios y a los cuales conectan los hidrantes, monitores y otros dispositivos.

Para seleccionar la tubería se consideran como mínimo - las siguientes condiciones: capacidad, máxima presión de trabajo, condiciones del medio y del terreno, cargas externas y la calidad de agua.

En los casos en que se maneja agua salada, se efectúa un estudio que permite determinar el espesor total de la pared de los tubos, ya sea aplicando tolerancias para corrosión para acero al carbono o mediante la utilización de otros materiales.

Se toman consideraciones para la protección contra efectos de cargas externas en el caso de las tuberías enterradas, la cual se lleva a cabo por medio de trincheras, camisas o una

mayor profundidad de su instalación. La tubería se instala a una profundidad mínima de 1.30 metros cuando pasa bajo vías de ferrocarril o calles de tránsito pesado (medida desde la parte superior del tubo al nivel de piso terminado).

Para calcular la red de distribución de agua contra-incendio se debe procurar que:

a) La presión disponible en el hidrante del punto más desfavorable sea de 7 kg/cm^2 (100 lb/pulg^2).

b) El gasto proporcionado sea suficiente para alimentar la cantidad de mangueras, monitores y cualquier otro sistema contra-incendio que deba emplearse simultáneamente, mas del 20% al 30% de exceso para absorber posibles fugas y/o conexiones adicionales.

Para calcular la velocidad, caída de presión o gasto en cualquier tramo de la red contra-incendio, se puede hacer uso de las fórmulas de Hazen y Williams indicadas a continuación:

Para velocidad
$$V = C r^{0.63} S^{0.54}$$

Para caída de presión
$$P = \frac{4524 Q^{1.83}}{C^{1.85} d^{4.87}}$$

Para gasto
$$Q = \frac{C D^{2.63} P^{0.54}}{94.19}$$

en donde:

V = velocidad, en pies/segundo.

r = radio hidráulico.

S = pendiente.

Q = gasto en galones por minuto.

C = coeficiente de Hazen y Williams para el tubo (depende del material y tiempo de uso).

P = caída de presión en libras/pulgada cuadrada por cada 100 pies de tubería.

d = diámetro interior del tubo en pulgadas.

El coeficiente "C" utilizado para cálculo del gasto y la caída de presión, será el que se indica a continuación.

Clase de tubería	Coeficiente C
Tubería de fierro fundido, fierro o tubería de acero con superficie interior lisa.	
Tubería nueva	120
Tubería con 10 años de uso	110
Tubería con 15 años de uso	100
Tubería con 20 años de uso	90
Tubería con 30 años de uso	80

En ningún lugar de la red de contra-incendio se instalan válvulas de globo ya que provocan una caída excesiva de presión. En la descarga de las bombas de contra-incendio se instalan válvulas de retención con objeto de evitar que regrese

el fluido hacia la bomba.

2.6.4.0.- AISLAMIENTO CONTRA EL FUEGO.

La necesidad de proteger contra el fuego los miembros es tructurales ha sido ampliamente reconocida dentro de la industria petrolera. Las estructuras de acero no protegidas ex- - puestas al fuego, están sujetas a falla, la cual puede ser seria se resultare en colapso de las estructuras que soportan - los tanques a presión y las tuberías (muchos incendios han sido desastrosos debido a dichas fallas).

Las piernas soporte de las esferas son protegidas contra el fuego recubriendolas con cemento refractario (gunita, torcreto). Se adapta un escudo protector (deflector) contra la lluvia en la parte alta de la protección para reducir la humedad libre bajo el cemento refractario. La superficie exte- - rior del concreto refractario es inspeccionada visualmente cada año para localizar agrietamientos y deterioros.

Este sistema ha sido utilizado únicamente en fechas re- cientes por Petróleos Mexicanos, dado que, se observó durante el incendio acaecido en la terminal de ventas de San Juan Ix- huatepec, los tanques esféricos carecían de esta protección y los que estaban expuestos al fuego estuvieron en peligro de - desplomarse.

2.6.5.- SISTEMAS DE BLOQUEO Y DE CONTROL DE FLUJO.

El sistema de bloqueo hidráulico está conformado por - válvulas automáticas internas de acción rápida, las cuales - van instaladas en tanques o en líneas con la finalidad de - aislar una sección en caso de emergencia.

Estas válvulas se utilizan eficientemente en circuitos de almacenamiento y movimiento de Gas L.P., amoníaco anhidro o productos similares, con temperaturas en un rango de -46°C a 71°C .

La acción de la válvula es bidireccional con respecto - al flujo y la presión, ya que permite el flujo en ambos sentidos.

La válvula está diseñada para una posición normalmente cerrada bajo la acción de un balance entre un pistón y un resorte. Para abrir la válvula es necesario aplicar una presión determinada al mecanismo interno de la misma (pistón-resorte), desplazando al pistón y dejando libre las puertas de la parte externa de la válvula.

La presión necesaria para lograr la acción de la válvula se consigue con una bomba a través de una línea interconectada al mecanismo interno; el valor de aquella es de 16 a 53 kg/cm^2 , dependiendo de la presión del producto a manejar y - del tamaño de la válvula. El fluido hidráulico puede ser un líquido (aceite) o bien puede utilizarse aire.

La línea que contiene al fluido hidráulico, lleva instalados tapones fusibles los cuales se funden a una temperatura determinada, dejando el paso libre al fluido hidráulico hacia el exterior, depresionando la línea y originando el cierre automático de la válvula interna quedando de esta forma aislado el recipiente de almacenamiento incendiado del resto del sistema. (Ver figuras 9 y 10).

VALVULAS DE CONTROL.- Una válvula de control es un dispositivo capaz de controlar el paso de un fluido permitiendo pasar solamente la cantidad requerida.

La figura No. 11, es un esquema de una válvula de control operada neumáticamente y en la que al aplicarse aire a presión a la cámara superior, a dicha presión corresponderá una fuerza que actuando sobre el diafragma lo desplazará hacia abajo junto con el vástago hasta equilibrarse con la fuerza del resorte, al mismo tiempo, el tapón se acercará más al asiento dejando pasar menos cantidad de fluido.

De no intervenir otras fuerzas los desplazamientos del vástago serán proporcionales a los cambios de presión aplicados.

La válvula de la figura No. 11, se puede considerar formada por la parte inferior o cuerpo de la válvula y la parte superior (parte motriz), o cabeza de la válvula; ambas unidas por medio de sus vástagos correspondientes. Aún cuando -

la parte motriz más utilizada actualmente es la neumática, aunque se puede utilizar una eléctrica.

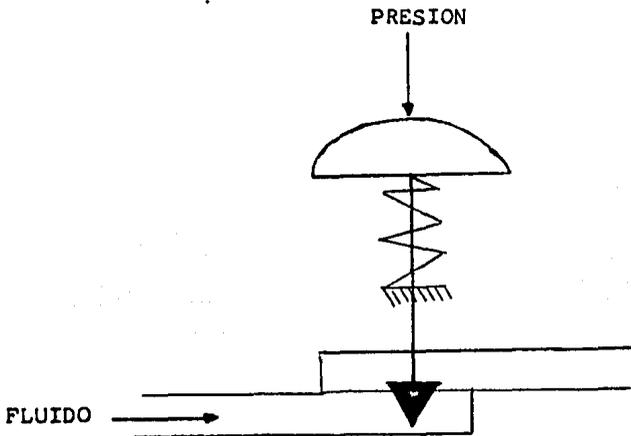


Figura No. 11

ESQUEMA DE UNA VALVULA DE CONTROL.

Las válvulas de control que interesan en este estudio son:

- a) Las de la alimentación al sistema de enfriamiento de los recipientes de almacenamiento.
- b) Las de control de flujo por diferencial de presión del sistema de igualación de presión de los tanques esféricos.

Las primeras, actúan a falla de aire, abriendo a falta de este elemento y alimentando el sistema de espreas y al distribuidor de la parte superior del recipiente.

Las segundas actúan desfogando al quemador cuando se lle

ga a una presión preestablecida como límite máximo en la línea de igualación de presión en las esferas, debido a un sobrepresionamiento en una o varias de ellas.

El análisis de las causas de sobrepresionamientos se hará en capítulos posteriores.

2.6.6.- EXTINGUIDORES.

El objeto de los extinguidores es proporcionar protección contra-incendio a instalaciones que por su diseño o capacidad, puedan ser protegidas con tal equipo, o para el ataque de los conatos de incendio, como complemento a la protección fija o semifija que requieren las instalaciones mayores.

Se deben instalar en todas las áreas de proceso, en sus unidades de servicio, etc., un número suficiente de extinguidores portables adecuados para combatir los incendios de materiales sólidos que dejan brasa al quemarse (clase A); de líquidos inflamables y combustibles, gases, grasas, etc. (clase B); así como los que pudieran presentarse en/o cerca de equipo eléctrico energizado (clase C).

2.6.7.- MUROS O DIQUES DE CONTENCIÓN.

Los diques o muros de contención usualmente no son necesarios alrededor de tanques de Gas L.P. debido a la pronuncia da volatilidad de este.

El objetivo de colocar grupos de tanques de almacenamiento de gases licuados del petróleo, es el de evitar la dispersión del fuego en casos de emergencia fuera del grupo de recipientes afectados, ya que debido a la menor densidad de los hidrocarburos con respecto al agua, éstos permanecen en la superficie de la fase líquida cuando el área es inundada con agua de los sistemas de enfriamiento y contra-incendio.

2.7 CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS.

2.7.1.- LOS PELIGROS DE LA ELECTRICIDAD.

En las plantas de almacenamiento, las chispas y los choques eléctricos son los dos peligros principales de la electricidad; las chispas y los arcos pueden causar la ignición de las mezclas explosivas gas-aire, dando como resultado explosiones o incendios. Las chispas eléctricas y los arcos o curren en la operación normal de ciertos equipos eléctricos - tales como conmutadores, escobillas y aparatos similares de los tableros de control (también ocurren por falla del aislamiento del equipo eléctrico).

Cuando dos contactos se separan, se forma un arco debido a la inercia eléctrica (Inductancia); esta inercia o inductancia simplemente significa que la electricidad está fluyendo y tiende a proseguir su flujo (los circuitos que contienen bobinas tienen una gran cantidad de inercia eléctrica).

La cantidad de energía que debe tener una chispa o arco para causar la ignición de una mezcla inflamable es extremadamente pequeña. La mayoría de los equipos eléctricos pueden producir chispas y arcos que tengan energía suficiente para causar la ignición.

2.7.2.- BASES PARA LA CLASIFICACION DE AREAS.

Cuando un área en la planta de almacenamiento se considere peligrosa, es debido a la posible presencia de gases o vapores. En algunas áreas, éstos gases o vapores están presentes siempre o las más de las ocasiones y en algunas otras, son poco frecuentes y de corta duración.

El criterio para clasificar áreas peligrosas y seleccionar el equipo eléctrico es el siguiente:

a) Areas consideradas siempre peligrosas debido a que los gases o vapores inflamables en condiciones normales están presentes la mayor parte del tiempo.

b) Areas consideradas peligrosas eventualmente, debido a que los gases o vapores inflamables están presentes sólo en ocasiones aisladas como resultado de rupturas, fallas, fugas u otras circunstancias no usuales.

Por otro lado, el equipo eléctrico se puede dividir también en dos clases:

a) Equipo eléctrico que produce chispas o arcos como re-

sultado del uso normal, siendo un interruptor ordinario un ejemplo de un aparato que produce arco durante el uso normal.

b) Equipo que produce chispas o arcos solo en momentos de falla. Los motores de inducción usados comúnmente para impulsar bombas, son un ejemplo de equipo que opera normalmente sin falla durante años.

Es obvio que si un área determinada es siempre peligrosa, todo el equipo eléctrico de esa área debe ser a prueba de explosión.

Tratándose de áreas que son peligrosas por corto tiempo, algunos equipos deben ser a prueba de explosión, considerando que el equipo que produce chispas o arcos durante la operación normal, tarde o temprano las chispas o el arco se presentarán al mismo tiempo que una mezcla inflamable, dando como resultado una explosión o incendio; por lo tanto este equipo deberá ser a prueba de explosión.

El equipo eléctrico que produce chispas solo en el caso de falla, no requiere ser a prueba de explosión cuando se encuentre colocado en áreas que son peligrosas por corto tiempo debido a la baja probabilidad de que las chispas se produzcan cuando haya gases o vapores inflamables.

2.7.3.- CLASIFICACION DE AREAS PELIGROSAS DE ACUERDO AL CODIGO ELECTRICO NACIONAL (N.E.C.) DE LOS EE.UU.

Esta asociación clasifica al equipo a usarse en áreas peligrosas en diferentes tipos y grupos aceptados por la industria en general. Las refinerías y sus áreas de almacenamiento están catalogadas en la clase I, grupo D.

Los lugares clase I, son aquellos donde existen vapores o gases inflamables en cantidades suficientes para producir ignición o mezclas explosivas.

El grupo D se refiere específicamente a atmósferas que contienen butano, propano y además entran dentro de este grupo los vapores de gasolina, hexano, nafta, benceno, gas natural, etc.

Los lugares de la clase I se subdividen en divisiones 1 y 2; los lugares clase I división 1 son los que se consideran siempre peligrosos debido a que en ellos existen continuamente o intermitentemente gases o vapores inflamables, bajo condiciones normales de operación. Los lugares clase I división 2 son los que pocas veces se pueden considerar peligrosos debido a que las sustancias inflamables se manejan en recipientes cerrados o sistemas de tubería de los cuales no pueden escapar a menos de que ocurra un accidente o fallo.

Lo anterior sirve como referencia para la clasificación de áreas que se hace en la NFPA 59, de las instalaciones de gases licuados del petróleo.

La N.E.C. requiere que todos los equipos eléctricos de -

la clase I, grupo D, división 1, sean a prueba de explosión. En las áreas clase I, grupo D, división 2, sólo el equipo que produce chispas o arcos durante la operación normal es a prueba de explosión.

2.7.4.- PELIGROS DE LA ELECTRICIDAD ESTÁTICA.

El principal peligro de la electricidad estática es la chispa que al saltar puede causar la ignición de una mezcla inflamable; los líquidos inflamables refinados pueden ser cargados con electricidad estática durante el bombeo y el flujo a través de tuberías, filtrado o llenado.

En promedio, los productos refinados más pesados generan mayor electricidad estática que los productos refinados ligeros (como es el caso del Gas L.P. derivado de procesos de refinación); la capacidad de generación estática de estos productos puede algunas veces variar sobre un amplio rango debido a las variaciones en la manufactura o contaminación en las operaciones de manejo.

Cuando los hidrocarburos líquidos refinados se bombean a un tanque, pueden aparecer dos peligros originados por la electricidad estática; el primero y el más peligroso, es el chisporroteo que puede ocurrir en la superficie del líquido; el segundo, es la acumulación de la carga estática en el tanque de recibo, si el tanque está aislado de la tierra.

A.- CARGA DE AUTOS Y CARROS TANQUE.

En la carga de autostanque o carros tanque, la electricidad estática se puede producir al fluir el hidrocarburo a través de filtros, bombas y tubería y al salpicar o pulverizarse el líquido.

El Gas L.P. se vaporiza rápidamente y normalmente produce mezclas de vapores-aire demasiado ricas para ser inflamables; si el gas L.P. se carga en un tanque que contenga aire suficiente, la mezcla de vapores pasa a través del rango inflamable.

B.- PELIGRO DE RAYOS.

Los relámpagos son peligros frecuentes para instalaciones industriales y almacenamiento de líquidos inflamables; un golpe de rayo puede producir una fuerza del orden de mil billones de caballos de fuerza pero sólo durante unas millonésimas de segundo; este alto flujo de energía relevada es lo que da al rayo su efecto destructivo.

Las experiencias indican que los tanques sobre el piso y a presión que contienen Gas L.P., no tienen problemas con los rayos, es decir, que no se requieren de protecciones especiales ni de conexiones a tierra especiales para su protección contra rayos.

C.- PELIGROS DE EXPLOSION DE EQUIPO ELECTRICO.

El equipo eléctrico a prueba de explosión no presenta ningún peligro si se instala y mantiene adecuadamente, está diseñado para soportar la presión creada por una explosión interna y para enfriar los gases calientes abajo de la temperatura de ignición antes de que salgan de la caseta de explosión; este enfriamiento está acompañado de un escape de gas entre las bridas maquinadas o las juntas roscadas. El peligro principal es la falta de cuidado, las caras de las bridas de estos equipos pueden estar rayadas o sucias y las cubiertas pueden estar flojas.

En general, la mayor parte del equipo fijo, está conectado a tierra por medio de varillas o tuberías de agua enterradas, uniéndolos con un alambre de cobre.

3.0.- DESCRIPCION DEL MANEJO DE GAS LICUADO.

En este capítulo se tratarán los puntos y las condiciones del manejo del gas licuado, teniendo como base la planta de almacenamiento en la refinería "Miguel Hidalgo" de Petróleos Mexicanos, ubicada en las afueras de la población de Tula, Hidalgo. La descripción se hará desde su recibo hasta las condiciones de operación en la planta.

3.1.- DESCRIPCION DEL MANEJO EN LA REFINERIA "MIGUEL HIDALGO".

Dentro de los recibos con los que cuenta la refinería, se encuentra el poliducto Minatitlán-Tula, diseñado originalmente para manejar todo tipo de destilados, se ha convertido en propano/butano-ducto exclusivamente; este parte desde la Refinería Lázaro Cárdenas en la ciudad de Minatitlán, Ver., y en su recorrido total de 619.9 km (93 km de 20 pulgadas de diámetro y 526.9 km de 12 pulgadas de diámetro), cuenta con 10 estaciones de rebombeo y 3 terminales de extracción; Tierra Blanca, Ver., Orizaba, Ver., y Puebla Pue., y como punto final la terminal de gas de la refinería "Miguel Hidalgo".

A raíz del incidente sucedido en San Juan Ixhuatepec, Estado de México, a partir del día 25 de noviembre de 1984, se modificó el recibo de gas, que anteriormente a esta fecha era de 20 000 barriles por día y actualmente es de 55 000 ba-

rriles por día, quedando a su capacidad de diseño.

El recibo que anteriormente solo era para satisfacer el mercado del centro de la República, actualmente, además surte el mercado de la capital con la terminal local de ventas de la refinería.

El control de la operación está localizado en el centro de control de Venta de Carpio, con personal durante las 24 horas del día, para atender cualquier ajuste que se requiera.

A raíz de la modificación de la operación y en virtud de que en la refinería "Miguel Hidalgo" no se contaba con las capacidades de los equipos de regulación, fué necesario instalar una válvula controladora de presión en Venta de Carpio, con el objeto de mantener la presión necesaria en el punto más alto (2929 metros sobre el nivel del mar) después de la estación 7 localizada en la ciudad de San Martín Texmelucan, Pue., la cual es la última estación de rebombeo a la refinería. Bajo estas condiciones, la operación de recibo está estabilizada, significando únicamente un incremento de flujo y no de presión ya que ésta se mantiene en 20 kg/cm^2 .

3.1.1.- OPERACION DENTRO DE LA REFINERIA.

Localizada al oriente de la refinería, la trampa de diablos es el único punto de entrada y salida de productos por tubos; en esta entra el poliducto Minatitlán-Tula, por un tubo

de 12 pulgadas de diámetro. Las instalaciones para garantizar la operación dentro de la refinería cuenta con 2 estaciones de regulación y de 2 válvulas reguladoras de presión en cada estación; con el objeto de disminuir la presión de 6 y 9 kg/cm^2 según sea el caso, si se recibe gas PEMEX (gas de baja) o gas de alta hacia los tanques esféricos de almacenamiento de alta o baja presión de operación. La caída de presión en cada paso son de 20 a 15, 15 a 12, 12 a 9 y de 9 a 6 kg/cm^2 respectivamente en cada válvula reguladora. Cuenta con 4 válvulas de seguridad instaladas antes de cada válvula reguladora de presión respectivamente, calibradas y ajustadas a las condiciones actuales de operación y desfogando directamente hacia el quemador de campo. Se cuenta con tres alarmas por alta presión, instaladas antes de la primera válvula reductora, después de la primera y sobre la llegada en la estación número 2.

Se cuenta además con registradores de flujo (2), localizados uno en la estación 1 y otro en la estación 2, registradores de temperatura, filtros, gravitómetros, etc., además el personal encargado tanto de la estación 1 como de la 2, llevan sus libros de registro de operación en los cuales se anotan las presiones, flujos y temperaturas cada hora.

3.1.2.- ALMACENAMIENTO.

La refinería "Miguel Hidalgo", cuenta con 6 tanque esfé-

ricos de quince mil barriles de capacidad nominal cada uno para gas de alta y cuatro tanques esféricos de almacenamiento de quince mil barriles de capacidad nominal para gas de baja presión, - dando una capacidad nominal total en la refinería de 150 000 barriles, además cuenta con una plata criogénica de 200 000 barriles (actualmente fuera de operación por reparaciones) con una capacidad de 14 mil barriles por día, que sirve como almacenamiento de excedentes en días de poca demanda.

3.1.3.- SISTEMAS DE SEGURIDAD.

El poliducto cuenta con sus sistemas de desfogue y alarmas sonoras que indican condiciones anormales de operación. Todos los tanques esféricos quedan en comunicación con las líneas de succión/recibo por dos válvulas operadas mediante un sistema hidráulico el cual además tiene instalada en los cabezales de aceite el sistema de protección para cierre a 60°C en caso de incendio (ver figuras 12 y 13), dejando cerrada la esfera al depresionarse el cabezal de aceite; cada esfera tiene dos válvulas de relevo por alta presión, alarmas sonoras de alta presión y de alto nivel.

Todos los desfogues de esta área se colectan en un solo quemador de campo, se cuentan además con un quemador elevado exclusivo para la planta criogénica.

Es importante hacer notar que los tanques esféricos de alta presión por las características de material de construcción (ace

ro de alta resistencia, de espesores delgados) no permiten recibir producto corrosivo en ellos, ni productos con concentraciones de mercaptanos arriba de 15 ppm, dificultando en este caso el manejo del poliducto.

Se tiene como norma en la refinería:

a) No recibir en los tanques esféricos más de 70% de nivel de líquido.

b) Disponer siempre de 2 esferas vacías para el manejo de la producción de las plantas o cualquier eventualidad que pudiera presentarse.

c) Recibir el poliducto simultáneamente en 2 esferas para absorber los incrementos de presión y evitar sobrepresionar los recipientes.

d) No tener recipientes recibiendo y entregando a la terminal de ventas, esto se realiza para evitar riesgos de sobrepresionamientos en esta última, debido a incrementos en la presión del poliducto.

e) Tener un muestreo continuo del poliducto, analizando corrosión y composición.

f) No entregar productos a la terminal de ventas sin análisis previo.

g) Registrar las condiciones de operación de todos los tanques esféricos cada hora, aunque no se encuentren en movimiento.

h) Todos los trabajos que se realizan en el área están amparados por una solicitud de trabajo en la cual interviene para

su análisis el grupo técnico del sector.

3.1.4.- PERSONAL ENCARGADO.

El organigrama de la refinería formado por diferentes superintendencias, sitúa en la Superintendencia de Elaboración como - uno de sus sectores, el sector No. 4 (movimiento de productos) - que es el que se encarga de controlar, preparar, recibir y entregar productos.

Este sector a su vez cuenta con personal a nivel técnico y a nivel obrero, que laboran las 24 horas del día, por tratarse - del sector geográfico más extenso; para su buena operación se ha dividido en dos áreas: área norte y área sur, cada una con sus - ingenieros y mandos medios encargados de su área respectiva.

3.1.5.- COMUNICACION.

Uno de los puntos importantes en el control de bombeos por poliductos, es la comunicación fluida y efectiva; se cuenta con comunicación por radio y teléfono (sistema de microondas de "PEMEX"), a subestaciones de bombeo y a las oficinas centrales en - México. Cualquier movimiento que implique ajustes del poliducto se controla por los ingenieros de guardia del área norte y el de Venta de Carpio, o por los Jefes de Guardia, de acuerdo con el - Jefe del Sector y conocimiento del Superintendente de Elaboración.

3.1.6.- ENTREGAS A VENTAS.

La capacidad de entregas a ventas de la refinería se incrementó de 30 mil a 60 mil barriles por día; no ha existido limitante con respecto al incremento de volumen manejado, el equipo de bombeo ha sido suficiente, el personal con el que labora se le ha instruído con cursos de capacitación en todas las categorías que existen en el área; dada la importancia del gas, se complementó el área integrando ingenieros de inspección y seguridad, mantenimiento e instrumentos y recepción del área nueva, lo cual no existía anteriormente considerado como un sector en especial.

3.1.7.- AREA NUEVA.

Se estima que a corto plazo se tendrá en operación el nuevo poliducto que sustituirá al actual, relocalizándose la trayectoria de la línea; el nuevo poliducto está proyectado para tener flexibilidad para desviar producto al área nueva de esferas y a la actual, conservando los dos trenes separados.

El nuevo tren de esferas consta de 12 esferas para manejar gas de alta presión, de 20 mil barriles de capacidad nominal cada una (ver figura 14), se tiene programada tenerlas en operación para el presente año. Los sistemas de contraincendio quedarán operando de acuerdo a las normas actuales de Petróles Mexicanos; con este nuevo tren se resolverán los problemas actuales de manejo de gas corrosivo y variaciones de demanda en el mercado.

3.2.- CONDICIONES DE OPERACION Y DE DISEÑO DE LAS ESFERAS.

3.2.1.- ESFERAS DE ALTA PRESION.

Las condiciones de Diseño para Esferas de Alta Presión son las siguientes:

- a) Capacidad 15 000 barriles.
- b) Presión de Diseño 225 psig (15.3 kg/cm² man.)
- c) Temperatura 100°F (37.8°C)
- d) Diámetro 16 580 mm.

Originalmente fueron diseñados para almacenar los siguientes productos: Propano (TE-101 y 102), Propano o isopropano (TE-103), Propano, butano e isobutano (TE-104, Isobutano e isopropano (TE-105 y 106).

Las condiciones de operación son:

TE-101 y 102: Nivel máximo: 70%
 Temperatura: 13°C.
 Presión: 7.2 kg/cm².

TE-103: Nivel máximo: 70%
 Temperatura: 20°C.
 Presión: 8.5 kg/cm².

TE-104: Nivel máximo: 70%
 Temperatura: 19°C.
 Presión: 6.8 kg/cm².

TE-105: Nivel máximo: 70%
 Temperatura: 17°C.
 Presión: 9.7 kg/cm².

TE-106: Nivel máximo: 70%
 Temperatura: 9°C.
 Presión: 6.8°C.

3.2.2.- ESFERAS DE BAJA PRESION.

Las condiciones de Diseño de Esferas de Baja Presión son:

- a) Capacidad 15 000 bls
- b) Presión 125 psig (8.5 kg/cm²)
- c) Temperatura 100^oF (37.8^oC)
- d) Diámetro 16686 mm.

Las esferas TE-201, 202, 203 y 204 almacenan butano-LPG.

Condiciones de operación:

TE-201:	% Nivel	70 máx.
	T (°C)	10
	Presión	6.6 kg/cm ² .
TE-202:	% Nivel	70 máx.
	Temperatura	12 ^o C
	Presión	6.8 kg/cm ²
TE-203:	% Nivel	70 máx.
	Temp.	14 ^o C
	Presión	6.6 kg/cm ² .
TE-204:	% Nivel	70 máx.
	Temp.	14 ^o C
	Presión	7 kg/cm ² .

3.3 DIAGRAMA DE FLUJO DE LOS TANQUES ESFERICOS.

Los tanques esféricos reciben los siguientes productos por el cabezal de succión-recibo de 20 pulgadas:

a) LPG de alta de las plantas de destilación primaria y de destilación al alto vacío, recibiendo del cabezal de 6 pulgadas proveniente de dichas plantas a través de una línea de 4 pulgadas.

b) Propano a través de una línea de intercomunicación de 8 pulgadas.

c) Butano a través de una línea de 8 pulgadas.

d) Propano de poliducto, proveniente del poliducto de 16 - pulgadas.

e) Butano de poliducto, igual que el anterior.

Las descargas son a través del mismo cabezal de succión-recibo, siendo éstas hacia las líneas de succión de propano y de butano-LPG.

El cabezal múltiple tiene tres disparos (de 14 pulgadas cada uno) hacia cada esfera, en cada uno de estos, en la base de la esfera, existen tres válvulas hidráulicas, que se mantienen abiertas por la presión del aceite hidráulico, el cual llega por un múltiple de 1 pulgada y con disparos a las válvulas de 3/4 de pulgada.

En la base de la esfera existen indicadores de presión y de temperatura, asimismo tiene purgas y drenes.

En la parte superior de la esfera existe una línea igualadora, que también está acondicionada con el sistema de protección hidráulico que se mantiene normalmente abierto. Esta línea mantiene interconectadas todo un grupo de esferas (seis) en su es-

pacio de vapor, y tiene como objetivo el mantener igualadas las presiones de todas las esferas del grupo. La línea igualadora - descarga a desfogue en caso de sobrepresionamiento del sistema, mediante válvulas de control de presión, las cuales actúan con el ajuste de la presión en la línea corriente abajo, es decir, antes de llegar a la válvula, protegiendo así a la esfera ante cualquier sobrepresionamiento. Existen dos válvulas de control en el sistema de regulación: una en caso de gas de baja y otra en caso de gas de alta presión.

Además, en la parte superior se tiene un sistema de alivio de presión que, en caso de emergencia, las válvulas de seguridad (dos) en la parte alta de la esfera se dispararían desfogando a través de una línea de 10 pulgadas (la línea de la esfera a la válvula es de 8 pulgadas) hacia el cabezal de desfogue común de 20 pulgadas. En adición se tiene una línea de desfogue - directo de 1 1/2", la cual tiene una válvula de cierre rápido - que se encuentra normalmente cerrada: esta válvula se opera manualmente y existe como auxiliar del sistema de alivio .

Por último, en la parte alta del recipiente se tiene indicadores de presión, de temperatura y de nivel, que envían señal al tablero de control.

4.0.- ANALISIS DE LAS CAUSAS DE INCENDIO.

4.1.- EL FENOMENO BLEVE.

La explosión de recipientes expuesto a fuego en un incendio, algunas veces conocido como B.L.E.V.E. (Explosión por Expansión de Vapores de un Líquido en Ebullición), ha causado víctimas comparadas con aquellas explosiones de nubes gaseosas (flamazos).

Las temperaturas altas, ya sean éstas causadas por fuego o por otros medios, no han sido siempre reconocidas como riesgos mayores, en comparación con sistemas de relevo, por ejemplo, los métodos de protección para dicho riesgo son pobres o no existentes.

En la investigación de incidentes en los cuales han explotado recipientes, el personal investigador usualmente principia asumiendo que los sistemas de relevo no operaron, solamente después de que dichos sistemas de relevo han demostrado estar en condición satisfactoria es cuando la alta temperatura se ha tomado en consideración como causa de la falla.

Por ejemplo, en 1966 en Feyzin, Francia, ocurrió una fuga en un tanque de almacenamiento de 2000 mts³ de propano a una presión de 8.8 kg/cm²; la fuga se incendió y un fuego intenso ardió bajo la esfera. El cuerpo contra-incendio recibió instrucciones para usar agua en el enfriamiento de los recipientes cercanos, se consideró en esos momentos que la válvula de seguridad protegería el recipiente incendiado; para apoyar este último punto de vista, la válvula de relevo actuó después de hora y media de iniciado el incendio, el recipiente explotó y una ola de propano ardiendo barrió con el cuerpo de bomberos y el fuego se extendió poniéndose fuera de control.

El recipiente explotó porque la parte superior no humedecida por agua de contraincendio, recibió un calentamiento a tal temperatura que bajó la resistencia del acero; abajo del nivel líquido, el líquido en ebullición absorbió el calor evitando que el acero se calentara demasiado. Bajo estas condiciones, el recipiente no pudo soportar la presión interna.

Un número de incidentes similares han ocurrido cuando carros tanque de ferrocarril y autotanque cargados con Gas L.P. a pre sión han sido expuestos al fuego sin enfriamiento de agua. Por ejemplo, un autotanque que contenía Gas L.P. tuvo un accidente vial cerca de Deer Park, Penn., como resultado una tubería fue dañada y el Gas L.P., que se fugó se incendió-envolviendo la parte trasera del tanque. Los bomberos enfriaron el edificio cercano pero no el tanque y después de 45 minutos, el recipiente explotó. El casquete de la parte trasera del tanque fue expulsado a 275 metros del lugar, matando 11 personas en su camino.

Otros incidentes similares han sido descritos en distintas publicaciones, tal como la prueba efectuada en un tanque el cual se sumergió en una fosa con hidrocarburo líquido prendiéndose é ste.

La válvula de seguridad actuó después de dos minutos de encendido el combustible y el tanque explotó después de 25 minutos.

Cuando una explosión de este tipo ocurre, heridas y daños pueden ser causados de 4 diferentes maneras:

- 1) Los trozos del recipiente a presión vuelan en todas direc

ciones con gran fuerza y matan o causan heridas a personas distantes hasta 300 metros o más del lugar de la explosión.

2) La presión del gas que escapa en ese momento puede lastimar personas que no fueron tocadas por los proyectiles antes de ser criticos, edificios y estructuras pueden ser dañados por este mismo motivo.

3) El gas que al momento de la explosión escapa, se inflama y el calor radiante alcanza tal intensidad que produce serias heridas a personas e incendian edificios.

4) El gas o líquido al escapar se mezcla con el aire y explota produciendo una segunda onda de presión que aumenta los daños alrededor.

4.2.- COMPORTAMIENTO DEL PROPANO ANTE UN CALENTAMIENTO Y - DESPRESURIZACION BRUSCA.

La gráfica No. 1, representa las curvas de equilibrio del líquido/gas del propano en función de la presión y la temperatura y por otro lado se representa allí mismo la línea límite de sobrecalentamiento (Superheat Limit Locus) que representa el límite a partir del cual el propano líquido puede existir sin que se produzca la nucleación espontánea, ni, por lo tanto, la explosión BLEVE. A partir de dicha línea, la nucleación tiene lugar instantánea y espontáneamente, con lo que la explosión BLEVE es posible.

Si tenemos un depósito de propano a la temperatura ambiente

(20°C), viendo la curva de equilibrio habrá fase gas y fase líquido en equilibrio a una presión de unas 8 ó 9 atmósferas. Existen, pues, condiciones de saturación. Supongamos que las paredes de este depósito, accidentalmente, entran en contacto con un fuego o foco de calor, la temperatura aumentará y, por lo tanto, la presión también. Supongamos que llega a unos 40°C situándose en las condiciones del punto B. Si en este momento, bien por impacto o por falla del material o por cualquier otra causa, se abre una grieta o agujero, la presión descenderá bruscamente según una línea vertical hasta alcanzar las condiciones del punto "E". Aunque, como se ha indicado antes, en los primeros momentos no habrá en la masa del propano suficientes núcleos indicadores de la ebullición con lo que se producirá el "equilibrio", no habrá BLEVE, ya que el líquido no está en la zona donde suele producir la nucleación espontánea. Pasados unos instantes y debido a dicho -desequilibrio ocurrirá una ebullición violenta del líquido pero, como no se habrá alcanzado la línea de sobrecalentamiento, no es previsible que se produzca una explosión BLEVE, ya que no habrá nucleación espontánea. Por supuesto que se vaporizará una gran cantidad de Propano en pocos segundos, que producirá efectos violentos e, incluso, puede fracturarse el depósito y producir otros daños en el lugar, pero no habrá la temida explosión por la expansión del vapor.

Si por el contrario, no se produjese el relajamiento del depósito -vaporización menos violenta- por el agujero o grieta se

dría Propano que, probablemente si encuentra una chispa o llama, entraría en ignición. En ninguno de estos dos supuestos e habría producido una BLEVE.

Supongamos como una segunda hipótesis que el fallo del material ocurre en las condiciones del punto "C", es decir, a unos -55°C . Tampoco, en un primer momento, como en el caso anterior, hay suficientes núcleos para iniciar la vaporización. Sucede que entonces su rápida despresurización tendrá lugar por la línea vertical hasta una presión de unas 3.3 atmósferas donde sí se producirá la nucleación espontánea al haber alcanzado la línea de sobrecalentamiento, pudiendo entonces ocurrir una explosión BLEVE en una fracción de milisegundos.

La energía de esta explosión es función directa de la masa total del fluido que tuviere el depósito y de la diferencia de presión entre la presión de vapor del punto donde se halle en equilibrio en aquel momento y la correspondiente presión marcada en la curva de sobrecalentamiento (donde corta la vertical).

Es curioso pues, comprobar que la explosión BLEVE, para la misma masa, puede ser más violenta si el fallo del depósito tiene lugar a temperaturas y presiones bastante más bajas que las del punto crítico que en las proximidades de éste y eso aunque la energía acumulada cerca del punto crítico sea, paradójicamente, bastante mayor.

Todo lo anterior nos lleva a que, independientemente de los sistemas más extendidos de prevención de estas explosiones (limi

tar la presión, separar los recipientes de los incendios, regirgerarlos, evitar impactos físicos sobre ellos, etc.); una de las más racionales sería diseñar las válvulas de seguridad (alivio) para que se abran a una presión no mayor a la que le corresponda, en las curvas de presión de vapor, con la temperatura de corte - de la línea de sobrecalentamiento con el eje de temperaturas (ab_c cisas).

Para el caso concreto del propano, esta temperatura es de - 53°C y la presión correspondiente de 16.3 atm. Entonces, se sugiere que las válvulas no deberían ajustarse para su apertura - por encima de dicho punto.

4.3.- SITUACIONES CRITICAS O DE EMERGENCIA EN AREAS DE ALMA CENAMIENTO DE GAS L.P.

Las situaciones críticas o de emergencia pueden ser produci das por las siguientes causas:

- a) Fuego localizado en el área por ignición de fugas o equi pos.
- b) Fuego en equipos de áreas circundantes que irradian gran cantidad de calor.
- c) Operación de la esfera en sus valores límites de presión, nivel y temperatura.
- d) Zonas de explosividad por fugas de productos.
- e) Ruptura del poliducto o fuego en sus inmediaciones.
- f) Fuga de una válvula de seguridad (PSV) de una esfera a - la atmósfera y su posible incendio.

4.3.1.- FUEGO LOCALIZADO EN EL AREA POR IGNICION DE FUGAS O EQUIPOS.

4.3.1.1.- CAUSAS.

Ignición de una fuga de producto, incendio de materiales o equipos dentro del dique.

4.3.1.2.- DETECCION.

a) Actuación de la alarma por detección de un incremento rápido de temperatura en uno de los sensores termovelocimétricos - situados en los dos polos de cada esfera o en la zona de compresores de propano.

b) Inspección ocular del área directamente desde el campo o por medio del Circuito Cerrado de T.V. (si existe).

4.3.1.3.- ACCION.

a) Disparo del sistema de agua contra incendio para riego - de esferas desde la sala de control.

b) Paro de bombas.

c) Bloqueo de las líneas de la unidad y aviso al personal - de operación o a control de procesos.

d) Bloqueo de circuitos utilizando las válvulas hidráulicas si fuese necesario. Pueden accionarse las válvulas hidráulicas desde control de ser necesario.

e) Evaluar la situación desde el campo, teniendo en considere

ración los siguientes puntos:

- * Puntos o zonas de incidencia de las llamas sobre las esfe
ras.
- * Zonas de impacto de la radiación.
- * Nivel de líquido en las esferas afectadas.
- * Zonas secas de las envolventes, pintura o recubrimiento -
afectado.
- * Deformación de la envolvente.
- * Evolución de las presiones.
- * Desahogo de seguridades hacia el quemador y a la atmósfe-
ra.

El jefe de contraincendio debe estimar los problemas con -
rapidez, dándole prioridad a la obtención de enfriamiento inmedia
to, pero sólo en los puntos necesarios. Para esto debe bloquear
el agua de las esferas que no necesiten enfriamiento, ahorrando
agua y aumentando la capacidad de las que continuarán con el rie
go en servicio.

En el caso de esferas que contengan líquido y que no sufran
un impacto fuerte de radiación o que sufran en el hemisferio su-
perior, puede ser suficiente el riego superior con el considera-
ble ahorro de agua.

f) Continuar la vigilancia de las presiones, alarmas, dea-
ahogos de seguridad y los demás datos, con objeto de ir adecuando
las acciones con las exigencias de cada momento.

g) Si el fuego afecta a líneas, desplazar el producto con -

agua contra incendio desde las tomas previstas para ellos, dado que incrementaría posteriormente la magnitud de la emergencia.

En el caso de incendios alimentados por fugas de producto - en líneas o en la propia esfera, debe sustituirse dicho producto por agua, manteniendo la fuga de este elemento hasta el total control de la emergencia. No se debe intentar sofocar el fuego de - una fuga sin antes controlar y eliminar la propia fuga, sustituyéndola por agua.

h) La influencia del fuego sobre los equipos de áreas próximas, como otros tanques, debe ser evaluada una vez asegurada la refrigeración, procurando cobertura de espuma a sellos o al producto y enfriando su envolvente exterior.

i) Los fuegos más peligrosos son producidos por el contacto de la llama con la superficie exterior de la esfera, por encima del nivel de líquido, en zona sin aislamiento y con carencia de enfriamiento.

Estas situaciones son las más favorables para la aparición del fenómeno BLEVE y aún no siendo una situación fácil de darse en nuestro almacenamiento, deben tomarse las precauciones específicas:

a) Siendo el enfriamiento el método más efectivo, debe tenerse muy presente su importancia y la necesidad de obtenerla inmediatamente.

b) Un enfriamiento que demore por encima de 15 minutos en aplicarse, provoca una situación sumamente peligrosa.

c) Desalojar de la zona todo el personal, incluido brigadas de contraincendio que no sea estrictamente necesario para mantener las labores de enfriamiento y vigilancia.

d) Los actuantes de las brigadas deben trabajar con traje de protección completo, buscar protección en elementos naturales del área, como taludes, equipos, etc., y emplear spray de auto-protección para realizar reconocimiento del área.

e) Se debe tener presente que un método de neutralización de un BLEVE consiste en disminuir la presión del recipiente, protegiendo su rompimiento. De todas formas, esta operación tiene ciertas limitaciones en su realización, según el tipo de emergencia, dados los problemas de seguridad, rapidez, etc.

f) Se debe asegurar una buena comunicación entre todos los elementos de la brigada y el puesto de mando, pudiendo captar en todo momento la información necesaria para tomar decisiones o asegurar una evacuación.

4.3.2.- FUEGO EN EQUIPOS DE AREAS CIRCUNDANTES QUE IRRADIAN GRAN CANTIDAD DE CALOR.

4.3.2.1.- CAUSA

Fuego en un tanque vecino de otro producto. En este apartado puede incluirse la zona de bombas de Gas L.P. y compresores de propano con relación a las propias esferas.

4.3.2.2.- DETECCION.

Inspección ocular del área directamente desde el campo o -
por Circuito Cerrado de T.V.

4.3.2.3.- ACCION.

Es un caso con un tratamiento similar al caso anterior, in-
cluidos los peligros, pero con menos gravedad inicial al no exis-
tir impacto directo de llama.

a) Enfriar inicialmente todas las esferas más visibles por
el fuego, no siendo necesario en la mayoría de las ocasiones rea-
lizar un disparo general del sistema de riego con agua contrain-
cendio, ni recomendable.

b) En el caso de esferas que no sufran mucha radiación y -
tengan nivel de líquido, puede ser suficiente el riego del hemis-
ferio superior, ahorrando cantidad de agua en caso de limitación
de ésta por la abundante utilización.

4.3.3.- OPERACION DE LA ESFERA EN SUS VALORES LIMITES DE NI- VEL/PRESION/TEMPERATURA.

4.3.3.1.- CAUSA.

Operación realizada inadvertidamente.

4.3.3.2.- POR ERROR HUMANO O FALLA DE INSTRUMENTOS (ALARMA POR SOBRELLENADO).

4.3.3.2.1.- DETECCION DE SOBRELLENADO.

Este tipo de situaciones son detectadas por un buen control sobre las operaciones que se están realizando, controlando ritmos, comparando cantidades, estimando tiempos de finalización e investigando inmediatamente cuando no se cumplen las situaciones previstas.

Alarma de alto nivel.

En las esferas se debe tener un sistema de alarma por alto nivel siendo el mejor detectado por infrarrojo.

También puede ser un síntoma de sobrellenado la aparición de alta presión y el consiguiente disparo del quemador.

4.3.3.2.2.- ACCION.

Para bombas suspendiendo la transferencia a dicha esfera.

Bloquear esferas con sus válvulas del múltiple y al pié de las mismas.

Bloquear llegada de producto de las plantas de proceso (FF-CC) si se está recibiendo y avisar a control de procesos.

Sólo en casos de extrema urgencia será necesario disparar - el bloqueo de válvulas hidráulicas, Se debe tener presente que - el solo bloqueo de válvulas hidráulicas no asegura que una esfera no reciba producto.

Efectuar inmediatamente las transferencias necesarias para retornar a un estado normal de operación, no debiendo quedar - alarmas activadas.

4.3.3.3.- POR ERROR HUMANO O FALLO DE INSTRUMENTACION (DE LA ALARMA POR SOBREPRESION).

4.3.3.3.1. DETECCION DE LA SOBREPRESION.

Válvula de seguridad de una esfera que se dispara y descarga al quemador.

4.3.3.3.2. CAUSA QUE PRODUZCA LA SOBREPRESION.

a) Alto nivel sin actuación de las alarmas propias y calentamiento por radiación de un incendio en el área o zonas circundantes.

b) Otras situaciones que pueden dar lugar a este tipo de emergencias, son operaciones realizadas de forma errónea o por un control defectuoso del área. Son muy fáciles de producirse en operaciones muy específicas, esporádicamente o de gran duración, en las cuales los procedimientos de trabajo no previenen todos los riesgos, o bien no son cumplidos punto a punto o se introducen modificaciones sobre la marcha.

4.3.3.3.3.- ACCION.

a) Parar las operaciones en marcha.

b) Revisar la situación del área de acuerdo con el procedimiento.

c) Analizar las hojas de marcha, comparar valores y detectar las causas que originan las diferencias.

Válvulas bloqueadas, falta de capacidad de enfriamiento o de desfogue de gas, suelen ser las causas más frecuentes.

d) Aligerar la presión comunicando su fase gaseosa con otra esfera de baja presión, aumentar la capacidad de enfriamiento o aliviar directamente hacia el quemador.

e) Enfriamiento externo en último caso.

4.3.3.4. DETECCION DE BAJA TEMPERATURA.

La baja de temperatura al límite de los 0°C puede originar serios problemas si tenemos presencia de agua en el producto, en válvulas, bombas, etc.

4.3.3.4.1.- La causa de esta situación es una vaporización del líquido al extraer parte de él, provocando una baja de presión y originando fuertes enfriamientos al pasar de fase líquida a gaseosa.

4.3.3.4.2.- ACCION.

a) Suspender la operación de extracción de líquido o aportar una cantidad suficiente de gas de otra esfera para su presurización.

b) Transferir producto con más temperatura de otra esfera.

Estas emergencias se producen muy lentamente, solucionándolas sin grandes urgencias.

4.3.4.- ZONAS CON EXPLOSIVIDAD POR FUGAS DE PRODUCTO.

4.3.4.1.- CAUSAS.

Fugas de producto por cierres de bombas, prenasas de válvulas, bridas, tapones, tuercas de unión, instrumentos, niveles visuales, roturas en líneas y malas operaciones.

4.3.4.2.- DETECCION.

a) Se puede hacer mediante medidores automáticos de explosividad que indique directamente en el panel del cuarto del control.

b) Por inspección ocular del área apreciando nubes visibles de producto vaporizado que en algunos casos pueden confundirse - con vapor de agua.

4.3.4.3.- ACCION.

a) Bloqueo de circuitos de LPG acotando la zona de fuga, - utilizando si fuese necesario las válvulas hidráulicas.

b) Diluir la nube de gas y acotar su dispersión a zonas peligrosas utilizando los sistemas fijos de contraincendio o los - monitores.

c) Si el viento desplazase la nube de gas hacia las plantas de proceso, se procederá a proteger la posible con "cortinas de agua".

d) Despresurización del circuito de la zona de fuga.

e) Desplazamiento del producto por agua, sustituyéndolo se-

gún el siguiente criterio: una fuga de agua es inofensiva y una de gas es menos peligrosa que una de gas licuado.

4.3.5.- ROTURA DEL OLEODUCTO O FUEGO EN SUS INMEDIACIONES.

4.3.5.1.- CAUSAS.

Rotura por acción mecánica, fuego en zona circundante que afecte directamente al poliducto u otras causas.

4.3.5.2.- DETECCION.

- a) Variaciones anormales en la presión del poliducto.
- b) Por inspección ocular.

4.3.5.3.- ACCION.

- a) Ponerse en contacto con las estaciones de bombeo.
- b) Desplazamiento del poliducto con agua desde el punto que origine la menor fuga de producto a la atmósfera.
- c) Tapar o disminuir la fuga para aumentar la velocidad de desplazamiento.

4.3.6.- FUGA DE UNA VALVULA DE SEGURIDAD (PSV) DE ESFERA A LA ATMOSFERA Y SU POSIBLE INCENDIO.

4.3.6.1.- CAUSAS.

Desajuste de la PSV o disparo.

4.3.6.2.- DETECCION.

- a) Por inspección ocular, ruido.
- b) Por alarma.

4.3.6.3.- ACCION.

a) Disparo de la protección agua de contra incendio de esfe
ras.

b) Bloqueo del agua de contra incendio a las esferas que no lo requieran.

c) Ahogo con CO_2 , vapor o N_2 , cambio de la PSV seleccionada a la atmósfera, actuando sobre válvula de 3 vías y utilizando co
bertura con espreado contra incendio.

d) Antes de realizar el cambio de la PSV debe asegurarse - que la presión es inferior a la de disparo.

5.0.- ANALISIS DE LAS NORMAS APLICABLES VIGENTES.

5.1.- APLICACION DE LAS DISTINTAS NORMAS.

5.1.1.- NORMAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

5.1.1.1.- NORMA DE PROYECTO DE OBRA No. 2.607.21

SISTEMAS PARA AGUA DE SERVICIO CONTRA-INCENDIO.

Esta norma establece los requisitos mínimos para el proyecto de sistemas de agua de servicios contra-incendio, cubriendo - desde la fuente de aprovisionamiento hasta la conexión para mangueras u otras conexiones para sistemas de protección contra incendio a base de agua.

5.1.1.2.- NORMA DE SEGURIDAD A-I-1.

El fin de esta norma es establecer los requisitos mínimos - de los Equipos e Instalaciones contra-incendio en las instalaciones de proceso de PEMEX.

5.1.1.3.- NORMA 6R-IS-3600.

ESPECIFICACIONES PARA PROTECCION EN TANQUES DE - ALMACENAMIENTO DE LA GERENCIA DE REFINERIAS.

Todos los tanques de almacenamiento que se construyen para la Gerencia de Refinerías de Petróleos Mexicanos, deben cumplir con las especificaciones establecidas en esta norma, en cuanto a

las instalaciones para la protección contra-incendio y algunas características de otras instalaciones de importancia desde ese punto de vista. Esta norma comprende los tanques cilíndricos horizontales y tanques esféricos para almacenamiento de alta presión; en esta norma no se contempla el caso de tanques de almacenamiento criogénico ni tanques de baja presión.

5.1.2.- ESTANDAR 2510 DEL INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO.
DISEÑO Y CONSTRUCCION DE INSTALACIONES DE GAS L.P.
EN TERMINALES MARINAS Y TERRESTRES, PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL, REFINERIAS, PLANTAS PETROQUIMICAS Y PATIOS DE TANQUES.

El propósito de este estándar es presentar los requisitos mínimos para el diseño y construcción de instalaciones para el almacenamiento y manejo de gas licuado del petróleo terminado (Gas L.P.) en terminales marinas y de gasoductos, plantas de procesamiento de gas natural, refinerías, plantas petroquímicas y zonas de tanques (plantas de almacenamiento). El estándar contempla e intenta evaluar la instrucción especializada y la experiencia de personal de operación en el tipo de instalación discutida. En ciertos casos se indican excepciones y se describen métodos alternativos.

La norma cubre el diseño, construcción y localización de las instalaciones de Gas L.P. en los puntos mencionados anteriormente, excepto en fosos terrestres congelados y cavernas o pozos de

almacenamiento subterráneo.

El estándar aplica tanto al almacenamiento no refrigerado como al refrigerado, el cual no tratamos en este estudio.

5.1.3.- ESTANDAR 59 DE LA ASOCIACION NACIONAL DE PROTECCION CONTRA EL FUEGO (NFPA 59).

ESTANDAR PARA EL ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE GASES LICUADOS DE PETROLEO PARA PLANTAS DE UTILIZACION DE GAS.

El propósito de este estándar es el de delinear métodos para la protección de personas y propiedades, proporcionando un estándar de referencia que sirva como guía para todas las personas involucradas con la construcción y - operación de equipo para gas licuado de petróleo en plantas de aprovechamiento de gas.

5.2.- UBICACION DE TANQUES.

La ubicación de las plantas de almacenamiento de gases licuados del petróleo, como anteriormente se había mencionado, es uno de los puntos más importantes en cuanto a la seguridad ofrecida a la comunidad en general, ya que en caso de siniestro en dichas plantas, la distancia hacia lugares poblados, establecimientos comunales, etc., va a resultar trascendental en los daños - que se causen a personas y bienes materiales. Por esto a continuación se analizará lo indicado a este respecto por las normas involucradas con el manejo del Gas L.P.

5.2.1.- NORMAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

En sus normas, Petróleos Mexicanos, no hace referencia en cuanto al dis

tanciamiento de sus plantas de almacenamiento con respecto a propiedades adyacentes, poblaciones, construcciones no asociadas con la planta ni el límite de plantas adjuntas no asociadas con el manejo de Gas L.P.

5.2.2.- ESTANDAR 2510 DEL INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO
(API 2510).

En el API 2510 se indica que la localización de los tanques sobre la su perficie deben estar de acuerdo a lo siguiente:

a) Localizarse fuera de construcciones.

b) La distancia al límite de propiedades adjuntas debe ser de 45 metros cuando los tanques tengan capacidades individuales de 1000 a 2000 metros cúbicos (6918 a 13836 barriles) y de 60 metros cuando los tanques sean de una capacidad mayor de 2000 metros cúbicos (13836 barriles).

c) La distancia mínima hacia líneas de transmisión de poder que pasen - por encima de equipos de almacenamiento, hacia edificios ocupados regularmente, instalaciones de carga y descarga, máquinas estacionarias de combustión interna, debe ser de 7.5 metros.

d) La distancia mínima hacia canales navegables, diques y muelles, debe ser de 15 metros.

e) Además los recipientes que contengan Gas L.P., no deben estar locali zados dentro de diques de contención en donde se encuentren tanques de líqui dos combustibles o flamables.

5.2.3.- ESTANDAR 59 DE LA ASOCIACION NACIONAL DE PROTECCION CONTRA EL
FUEGO (NFPA 59)

La NFPA establece lo siguiente:

a) Los recipientes de almacenamiento de LPG deben estar ubicados fuera de construcciones.

b) Los tanques de almacenamiento de Gas L.P. deben estar a una distancia mínima tal, de construcciones no asociadas con la planta de almacenamiento o la línea límite de propiedades adjuntas, de 91 metros si la capacidad de cada tanque es de 757 a 3785 metros cúbicos (4762 a 23809 barriles) y de 122 metros en el caso de que la capacidad sea mayor de 3785 metros cúbicos por cada tanque.

c) En áreas densamente pobladas o congestionadas, la NFPA - recomienda que existan grandes distancias o bien que se tengan - cuidados especiales de acuerdo con protecciones adecuadas contra incendio. Las protecciones especiales pueden consistir en tanques reforzados o enterrados, o bien de la colocación de sistemas de espreas fijas o protección con monitores.

d) Un tanque o tanques con una capacidad conjunta que exceda de 454 metros cúbicos (2857 barriles), debe localizarse a 31 metros o más de construcciones asociadas con la planta de Gas - L.P., las cuales se empleen para la generación, compresión o pu rificación de gas o de cuartos de compresión de gas natural o - de instalaciones exteriores esenciales para la operación de ta - les construcciones. Asimismo deben estar a 31 metros o más de - tanques de almacenamiento de líquidos flamables o talleres que - constituyan un riesgo para los tanques de almacenamiento de Gas

L.P. en caso de incendio o explosión en las instalaciones primeramente mencionadas.

e) Si algún tanque o tanques de cualquier capacidad se localiza a menos de 31 metros o a menos de las distancias indicadas en el inciso "b", la que fuera menor, de instalaciones ocupadas para la generación, compresión o purificación de gas manufacturado, o de instalaciones compresoras de gas natural, se deben proteger estas instalaciones por medio de muros adyacentes a los tanques de almacenamiento o por otros medios apropiados, contra la entrada de Gas L.P. de alguna fuga, o de drenaje del área de almacenamiento y de los puntos de carga del Gas L.P.

f) Los tanques de almacenamiento de Gas L.P. no deben estar dentro de diques que contengan tanques de líquidos inflamables ni dentro de diques que contengan tanques de almacenamiento de Gas L.P. refrigerado.

Es notoria la falta de una reglamentación por parte de Petróleos Mexicanos que estipule cuál debe ser la ubicación de sus instalaciones de almacenamiento en relación con las poblaciones o asentamientos humanos. En sí, Petróleos Mexicanos construye sus plantas alejadas de los lugares habitados, mas no prevee la formación de éstos posteriormente, ni el crecimiento de los pueblos aledaños hasta llegar cerca de los límites de las plantas. Esto fue lo que ocurrió en San Juan Ixhuatepec, en donde las casas-ha

bitacionales fueron construyéndose en los alrededores de la terminal de almacenamiento de Gas L.P.

En cuanto a los estándares internacionales, las distancias indicadas por el Instituto Americano del Petróleo como mínimas son totalmente absurdas, ya que en caso de siniestro en una planta de almacenamiento de Gas L.P. los 60 metros que serían los indicados para una planta de "PEMEX", ya que utiliza generalmente tanques con capacidad de 15 000 a 20 000 barriles, las propiedades adjuntas se verían afectadas irremisiblemente en el caso de una explosión de los tanques.

La NFPA estima como distancia mínima una mayor longitud, 91 metros, en el caso de los tanques con capacidades de 15 000 a 20 000 barriles, más recomienda que en áreas muy pobladas, las plantas deben estar alejadas lo máximo posible de la población. Esto es muy ambiguo, ya que no exige un gran distanciamiento, si no que lo recomienda no haciéndolo de carácter obligatorio.

En conclusión, la NFPA es la más adecuada en cuanto a sus indicaciones, no obstante de no hacer obligatorio un distanciamiento mayor hacia poblaciones. Aún así, de acuerdo a la experiencia sufrida en México recientemente, ninguna de las normas resulta acertada dado que se requerirían varios kilómetros de distancia para no afectar lugares circunvecinos. Para garantizar que no se provocarían daños a las propiedades y personas ajenas a las instalaciones de Petróleos Mexicanos, este último debería realizar un estudio adecuado para legislar que no se construyan

asentamientos humanos dentro de distancias susceptibles a ser -
afectadas en caso de siniestros.

5.3.- AGRUPAMIENTO DE TANQUES.

Sólo la NFPA en su estándar 59 hace referencia a los criterios que deben tomarse como referencia para el agrupamiento de -
tanques de almacenamiento de gases licuados del petróleo. Estos
criterios se basan en la forma de aplicación del agua de enfria-
miento y es de la siguiente manera:

a) Si el agua para la protección contra incendio del tanque
será aplicada únicamente por chorro de mangueras, aplica lo si-
guiente:

- I.- Los tanques deben estar en grupos, siendo cada grupo de
seis tanques como máximo.
- II.- Cada grupo debe estar separado del tanque más cercano -
de otro grupo por una distancia de al menos 15.5 metros.
- III.- Los tanques deben estar orientados de manera tal que sus
ejes longitudinales no apunten hacia otros tanques, equi-
po vital de proceso, cuartos de control, estaciones de
carga y tanques de almacenamiento de líquidos flamables.

b) Si el agua será aplicada por monitores fijos, aplica lo
siguiente:

- I.- Los tanques deben estar en grupos de seis tanques como
máximo.
- II.- Cada grupo debe estar separado del tanque más cercano -
de otro grupo, por una distancia de al menos 7.7 metros.

c) Si al agua del sistema contra incendio del tanque será aplicada por espreas fijas, debe aplicar lo siguiente:

I.- Los tanques deben estar arreglados en grupos con un límite máximo de nueve tanques por cada grupo.

II.- Cada grupo debe estar separado del tanque más cercano de otro grupo por una distancia mínima de 7.7 metros.

En este caso, los tanques de almacenamiento de Petróleos Mexicanos cumplen con lo anterior, ya que estos están en grupos de seis tanques como máximo, siendo la aplicación del agua de enfriamiento por medio de sistemas de espreas fijas en cada tanque y de un cono distribuidor en la parte superior de la misma (ver figs. 3 y 14), además el dique donde está contenido el grupo de tanques está rodeado de una línea contra-incendio en donde existen hidrantes con monitores para la aplicación de agua de enfriamiento, pero no se establece en ninguna norma de PEMEX lo anterior, marcando otra deficiencia en la legislación de esta industria.

5.4.- SEPARACION ENTRE RECIPIENTES.

5.4.1.- NORMAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

5.4.1.1.- NORMA DE SEGURIDAD A-I-1.

De acuerdo a esta norma, los tanques que almacenan gases licuados del petróleo estarán separados por lo menos seis metros de los tanques de almacenamiento de otro tipo.

5.4.1.2.- NORMA GR-IS-3600.

En el caso de tanto tanques esféricos como de tanques horizontales "sal chichas", la distancia entre tanque y tanque debe ser igual a la semisuma de sus diámetros multiplicada por 1.5.

5.4.2.- API 2510.

El Instituto Americano del Petróleo establece lo siguiente:

- a) La distancia mínima entre tanques de Gas L.P. y entre tanques de Gas L.P. y otros tanques de almacenamiento a presión, debe ser de un metro.
- b) Entre un tanque de Gas L.P. y la línea central de un dique que contenga tanques de líquidos inflamables, la distancia mínima debe ser de tres metros.

5.4.3.- NFPA 59.

La NFPA indica que los recipientes deben estar localizados con respecto a la distancia entre estos de acuerdo a lo siguiente:

"Si la capacidad de los tanques es mayor a los 114 metros cúbicos (715 barriles), la distancia mínima entre tanques de Gas L.P. debe ser igual a -- 1/4 de la suma de los diámetros de los contenedores adyacentes".

Analizando lo indicado en las normas anteriormente mencionadas, Petróleos Mexicanos establece en el caso de los tanques de 15000 barriles que tienen 16580 mm de diámetro, la siguiente separación entre tanques:

$$\frac{2(16580 \text{ mm})}{2} \times 1.5 = 24780 \text{ mm.}$$

$$\approx \underline{\underline{24.78 \text{ m.}}}$$

El API requiere sólo de 1 metro de separación.

La distancia requerida por la NFPA es:

$$\frac{3 \cdot (16580 \text{ mm})}{4} = 12435 \text{ mm} = 12.435 \text{ metros.}$$

* Número de contenedores adyacentes.

Entonces Petróleos Mexicanos requiere de una distancia mayor que los códigos internacionales, minimizando así los riesgos de inmiscuir otros tanques de almacenamiento en el caso de incendio en uno de los del grupo. Sin embargo, este requisito irónicamente impuesto por la Norma de "PEMEX" no se cumple, ya que la separación entre estos tanques es de aproximadamente 15 metros (cumpliendo con el requisito de NFPA), y peor aún, en la ampliación del sistema de almacenamiento en donde los tanques esféricos son de 20000 barriles de capacidad y donde tienen un diámetro de - - 18.020 metros (ver fig. 13), el distanciamiento requerido sería de 27.03 metros e inexplicablemente estos tanques se construyen con menos de 10 metros de separación entre tanque y tanque, haciendo caso omiso de la propia norma de la Empresa.

5.5.- DISPOSITIVOS DE RELEVO DE PRESION.

5.5.1.- NORMAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

La norma de seguridad A-I-1 es la única que hace mención sobre los dispositivos de relevo, estableciendo lo siguiente:

En general todos los tanques de almacenamiento contarán con dispositivos de alivio que impidan la formación de presión o va-

cío que puedan deformar el tanque o exceder a la presión de diseño, durante las operaciones de llenado y vaciado, así como a consecuencia de los cambios de temperatura ambiente.

En los tanques mencionados, los dispositivos de alivio que se instalen, tendrán por lo menos la capacidad que indica la tabla siguiente:

TABLA 1

Área expuesta al fuego en m ² .	Capacidad del dispositivo de alivio, miles de pies de aire/hora.	metros ³ /hora
10	105	2973
20	211	5975
30	265	7504
50	354	10024
80	462	13082
100	524	14838
140	587	16621
180	639	18094
240	704	19934
280 y más	742	21010

Debe considerarse como área expuesta al fuego el 55% del área total en caso de esferas y del 75% del área total en caso de tanques horizontales y el área de la envolvente.

Además de la capacidad de los dispositivos de alivio necesaria para la operación del tanque, debe preverse una capacidad adicional de estos dispositivos para los casos de incendio; la suma podrá ser superior a lo previsto en la table anterior.

La capacidad de los dispositivos prevista para casos de in-

cendio puede disminuirse de acuerdo con uno de los factores de la tabla siguiente, cuando los tanques de almacenamiento cuenten con alguna de las protecciones indicadas.

Protección	Factor
Aspersores de agua adecuados	0.3
Aislamiento térmico adecuado	0.3
Aspersores y aislamiento adecuado	0.15

5.5.2.- API 2510

En el API se especifica lo siguiente:

5.5.2.1.- Cada tanque debe estar provisto de una o más válvulas con resorte de compensación, de paleta de compensación o pilotada, ajustada para descargar de acuerdo con la Tabla 2, la cual enlista las presiones de disparo como por ciento de la presión de diseño del tanque. Las válvulas de paleta compensada no deben usarse donde la presión de disparo exceda de 2 lb/in^2 (14 kp). Las válvulas pilotadas deben diseñarse de manera que abran automáticamente y protejan al tanque en caso de falla del diafragma de la válvula piloto (u otro dispositivo que tenga una función esencial). Los tanques que puedan sufrir daños por la formación de vacío interno, deben estar protegidos de dispositivos de relievo de vacío.

TABLA 2/- PRESION DE DISPARO

Código de Construcción	Porciiento de la Presión de Diseño del Tanque	
	Mínimo	Máximo
AEME U-68, U-69 (1949 y anteriores)	110	125
AEME (1950, 1952, 1956, 1959, 1962, 1965, 1968, 1971, 1974, 1977)	88	100

5.5.2.2.- Las válvulas de relevo instaladas sobre tanques - de Gas L.P., deben tener capacidades de flujo determinadas a un 120% de la presión de disparo máxima permisible como se especifica en la Tabla 2.

Para propano bajo condiciones de incendio, la fórmula para la velocidad de flujo requerida es:

$$Q_a = 32.6 FA^{0.82}$$

En donde:

Q_a = La capacidad de flujo mínima requerida de aire, en ft^3 por minuto, 14.7 lb/in² absolutas y a 60°F (16°C).

F = Un factor ambiental compuesto, de acuerdo con lo tabulado en la Tabla 3.

A = Superficie húmeda total, en pies cuadrados. La superficie húmeda, es la superficie bañada por el líquido cuando el tanque es llenado a su nivel máximo de operación. Esto incluye al menos la porción de un tanque, dentro de una altura de 25 pies - (7.5 m) por encima del grado. En el caso de esferas, el término aplica a la porción del tanque que está por encima de la eleva-

ción de su máximo diámetro horizontal o a una altura de 25 ft - (7.5 m), la que sea mayor. El grado usualmente se refiere al nivel de piso, pero puede ser cualquier nivel al cual está presente un área grande de exposición de líquido flamable.

TABLA 3
FACTORES AMBIENTALES.

FACTORES		FACTOR "F"
Recipientes metálicos atmosféricos		1.0
Espesor del aislamiento: ^{a, b}		
pulgadas	milímetros	
1	25.4	0.30
2	50.8	0.15
4	101.6	0.075
6	152.4	0.05
8	203.2	0.037
10	254.0	0.03
12 ó más	304.8 ^c	0.025
Espesor del concreto en pulgs.		El doble del valor del factor "F" anteriormente indicado para el espesor equivalente de aislamiento.
Instalaciones para la aplicación de agua ^d		1.0
Instalaciones de depresurización y vaciado.		1.0
Almacenamiento subterráneo		0.0

Notas a la Tabla 3:

a) Para darle crédito a la disminución de calor dada, el aislamiento debe resistir al desalojo por corrientes de mangueras contra incendio, debe ser incombustible y no debe descomponerse a temperaturas por encima de los 1000°F (538°C). Si el aislamiento no cumple con este criterio, o no existe, debe utilizarse el factor "F" para recipientes ambientales.

b) Estos factores "F" están basados en un valor de conductividad térmica arbitrario de cuatro unidades térmicas británicas por hora, por pie cuadrado, por grado fahrenheit, por pulgada de aislamiento y a una temperatura diferencial de 1600°F (871°C) cuando se utiliza un valor de calor entrante de 21 BTU por hora por pie cuadrado, de acuerdo con las condiciones adoptadas en el API RP 52D. Cuando no existan estas condiciones, debe realizarse un juicio "ingenieril" ya sea para la selección de un factor "F" alto o bien, adicionando otros medios de protección a los tanques contra la exposición al fuego.

c) El resultado del aislamiento está limitado arbitrariamente a lo que el factor "F" indica para 12 pulg (305 mm) de aislamiento, aunque sin embargo, pueden utilizarse grandes espesores. Un valor posterior, si éste es tomado, daría como resultado un dispositivo de relevo de tamaño tal, que resultaría imprácticamente pequeño, pero podría ser utilizado si garantizara las condiciones de diseño.

d) Las películas de agua cubriendo las superficies de metal pueden, bajo condiciones iguales, absorber substancialmente toda la radiación incidente. No obstante, la aplicación efectiva del agua depende de muchos factores. Clima congelante, vientos fuertes, taponamiento de sistemas, no restablecimiento del abastecimiento de agua y las condiciones de la superficie del tanque, son unos de los pocos factores que pueden impedir una cobertura adecuada o uniforme del agua. Debido a estas inseguridades el uso de factores ambientales "F" distintos a 1.0, se descarta generalmente para el sistema de espesas de agua.

5.5.2.3.- Las válvulas de relevo de presión deben estar instaladas de manera que:

- 1.- Tengan comunicación directa al espacio de vapor.
- 2.- Minimicen la posibilidad de mezclado con el mecanismo de ajuste, el cual si es externo, deberá estar provisto de un sello.
- 3.- Se proteja al tanque del cierre de una válvula de bloqueo o de válvulas instaladas entre el tanque y la válvula de relevo de presión; o entre ésta y su venteo de descarga. Esto puede obtenerse por medio de alguno de los siguientes procedimientos:
 - a) Instalación de las válvulas de relevo sin válvulas de bloqueo.
 - b) Dando la capacidad de las válvulas de relevo con vál

válvulas de paso múltiple, válvulas interconectadas o -
válvulas de compuerta, de tal forma que el aislamien-
to de una válvula de relevo no reduzca la cantidad -
restante de relevado abajo de la capacidad de relevo
requerida.

- 4.- Asegurar que los ensambles de entrada y salida permitan
que la válvula de relevo de presión provea la capacidad
de flujo requerida.

5.5.2.4.- VENTEOS DE DESCARGA.

Los venteos de descarga de las válvulas de relevo de presión
o los cabezales de descarga comunes, deben estar instalados de -
tal manera que:

- 1.- Descarguen a la atmósfera o a un sistema de quemadores.
- 2.- Estén protegidos contra daños mecánicos.
- 3.- Excluyan o remuevan humedad y condensado. Se puede uti-
lizar una tapa móvil para impedir la penetración de agua
de lluvia y drenes. Los drenes deben instalarse de mane-
ra que se prevengan posibles choques de flama sobre los
tanques, tubería, equipos y estructuras.
- 4.- Descarguen en un área de tal forma que:
 - a) Se prevengan posibles choques de flama sobre tanques,
tubería, equipo y estructuras.
 - b) Se prevengan posibles entradas de vapores dentro de
espacios cerrados.

- c) Estén por encima de las cabezas del personal que pudiera estar sobre el tanque o tanques adyacentes, escaletas, plataformas o sobre el nivel del piso.

5.5.2.5.- AJUSTE DE LA PRESION.

Las válvulas de relevo de presión deben ser probadas a la presión a la cual deberán actuar, previamente al ser puestas en servicio.

5.5.3.- NFPA 59.

Lo indicado por la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego en cuanto a los Dispositivos de Relevo es lo siguiente:

- a) El rango de descarga de las válvulas de relevo del tanque, debe estar de acuerdo con lo establecido en el Apéndice B de este estudio.
- b) Todo dispositivo de relevo del tanque de almacenamiento debe estar colocado sobre el espacio de vapor del mismo.
- c) No se deben instalar válvulas de bloqueo entre el dispositivo de relevo y el tanque, equipo o tubería a la cual el dispositivo protege, a menos que el arreglo de la válvula de bloqueo sea tal que no se afecte la capacidad de flujo total del dispositivo de relevo.
- d) Cualquier tubería de descarga debe estar directamente horizontal o bien hacia arriba, de tal forma que no cause choque de flama en equipos o implique un riesgo para el personal.

e) Se puede utilizar un cabezal de descarga común para las líneas de descarga de dos o más dispositivos de relevo localizados en la misma unidad, o bien, de líneas similares de dos o más unidades distintas, previendo que el cabezal esté diseñado con una capacidad de flujo suficiente de manera que la máxima contrapresión esté limitada a no exceder el 10% de la menor presión de disparo de una válvula convencional y de no exceder el 50% de la menor presión de disparo de una válvula balanceada. El diseño del cabezal debe asumir que todas las válvulas conectadas a él descarguen al mismo tiempo.

f) Todos los venteos de descarga de una válvula de relevo de seguridad o cabezales comunes de descarga, deben instalarse de manera tal que:

I.- Desfoguen a la atmósfera.

II.- Estén protegidos contra daños mecánicos.

III.- Desechen o remuevan humedad y condensado. Esto puede obtenerse mediante el uso de soleras contra la lluvia y tubos de drenado.

Los drenes deben estar instalados de manera que se prevenga un posible choque de flama sobre los contenedores, tubería, equipo y estructuras.

Los venteos deben descargar en un área de forma tal que se prevengan posibles choques de flama sobre tanques de almacenamiento, tubería, equipo y estructuras; se prevengan posibles entradas de vapor en espacios cerrados; estén por encima de las --

cabezas del personal que pueda estar arriba del tanque o de tanques adyacentes, escaleras, plataformas o bien sobre el piso; tratándose de tanques de almacenamiento subterráneo (los cuales no existen en nuestro país), estén por encima de posible nivel de agua donde exista la probabilidad de inundación.

g) Los dispositivos de relevo deben ser probados para que operen adecuadamente en intervalos que no excedan de 5 años.

h) Todo contenedor debe estar provisto de una válvula de relevo con resorte de compensación o su equivalente.

i) Las válvulas de relevo del tanque deben estar ajustadas para empezar a descargar, con relación a la presión de diseño del recipiente de acuerdo con la Tabla 4.

TABLA 4

Recipientes	mínimo	máximo
Todos los códigos ASME previos a la Edición de 1949, y la Ed. de 1949, párrafos U-68 y U-69.	110%	125%*
Código ASME, Ed. 1949, párrafos U-200 y U-201 y todos los códigos ASME posteriores.	88%	100%*
ANSI/API 620.		100%*

* Los fabricantes de válvulas de relevo se permiten una tolerancia máxima adicional no excedente al 10% de la presión de ajuste indicada sobre la válvula.

Las disposiciones tanto de las normas de Petróleos Mexicanos como de los códigos internacionales tienen en este caso fines co

munas, indicando un diseño de los sistemas de desfogue en base a un cálculo en caso de incendio.

Otra vez se observa en Petróleos Mexicanos el no acatar las disposiciones hechas en su norma, ya que el diseño no lo hace por incendio, sino por flujo, no considerando el caso de fuego. Por lo tanto, los riesgos minimizados en la norma no se realizan en la práctica.

Por otra parte, aunque las válvulas de resorte son hasta -- cierto grado seguras en el caso de disparo, tienen la desventaja de casi siempre quedar descalibradas después de funcionar una - vez; este problema no lo presentan las válvulas pilotadas que - son además más seguras y las cuales sólo se utilizan en el Complejo Petroquímico de Cangrejera, siendo recomendable utilizarlas en todo el sistema.

5.6.- SISTEMAS DE AGUA CONTRA INCENDIO.

5.6.1.- NORMAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

Las normas de Petróleos Mexicanos establecen lo siguiente:

5.6.1.1.- NORMA Nº 2.607.21.

SISTEMAS PARA AGUA DE SERVICIO CONTRA INCENDIO.

1).- Redes de Agua Contra incendio.

a) En lugares donde el clima lo permita y en áreas fuera del límite de baterías de las instalaciones de una planta, la tubería

se podrá instalar a la intemperie. En aquellos lugares donde - - exista el peligro de congelación, en zonas de instalaciones de - plantas y en áreas de tránsito, la tubería irá enterrada. En las instalaciones de proceso la tubería debe estar distribuida de tal forma que generalmente forme anillos pudiéndose instalar un máximo de 12 hidrantes en cada anillo si el diámetro de la tubería - lo permite.

b) En las redes de agua contra incendio que se requieran presionar por bombas estacionarias se deben de instalar por lo menos dos bombas, una accionada por motor eléctrico y otra por cualquier otro medio de accionamiento, tales como motores de combustión interna, turbinas de vapor, turbinas de gas, etc. Cuando el tamaño de la red lo haga necesario se localizarán varias instalaciones de bombeo.

c) Se deben instalar hidrantes en todas las áreas donde sean necesarios; pero en las áreas de proceso y almacenamiento de materiales combustibles, se tendrá un mayor número de ellos. Estos se determinarán de acuerdo con las condiciones de cada caso específico.

d) Cuando sean requeridos monitores en áreas de almacenamiento de productos inflamables, su localización, capacidad y número de ellos, se decidirá de acuerdo con los riesgos de cada área en especial.

2).- Capacidades de las Fuentes de Alimentación.

a) La fuente primaria debe tener capacidad suficiente para asegurar un suministro continuo. Se recomienda que la capacidad sea del 150% el gasto total necesario para satisfacer el riesgo mayor de la instalación durante un periodo de 8 horas, mínimo.

b) La capacidad de almacenamiento de la fuente secundaria debe ser capaz de mantener el gasto necesario en caso de incendio. La capacidad de almacenamiento dependerá de la extensión, localización y peligrosidad del área a proteger.

Para áreas de instalaciones industriales y su almacenamiento de productos inflamables, la capacidad de almacenamiento debe ser suficiente para que la bomba o bombas funcionen durante un periodo de cinco horas, de acuerdo con el gasto máximo previsible según los riesgos y tamaño que éstas tengan.

Puede utilizarse agua contenida en las torres de enfriamiento, plantas de tratamiento, etc., pero este volumen no debe considerarse como almacenamiento de la fuente secundaria.

c) Capacidad de Bombeo.

Debe ser tal que permita mantener los gastos y presiones requeridos para combatir el incendio de riesgo mayor existente en la instalación. La capacidad nominal de las bombas que se instalen puede ser 16, 31, 47, 63, 94, 126, 158, 1.p.s. (250, 500, -- 750, 1000, 1500, 2000, 2500, G.P.M.) o mayores.

El número de tomas alimentadas simultáneamente debe ser como se indica a continuación:

Capacidad nominal de la bomba	G.P.M. l.p.s.	250 16	500 31	750 47	1000 63	1500 94	2000 126	2500 158
No. de tomas para mangueras de	2 1/2" 1 1/2"	1 3	2 6	3 9	4 12	6 18	6 18	8 24

d) Calidad de agua.

Los suministros de agua que contengan sal o materiales análogos que afecten los sistemas de protección contra-incendio debe evitarse en todo lo posible. De preferencia se debe utilizar agua limpia y dulce aunque no sea potable. Esta agua no deberá emplearse para alimentar otras líneas que no sean de la red contra-incendio. En instalaciones con sistemas de aspersores siempre debe usarse agua limpia y dulce.

3).- Hidrantes y Monitores.

a) Espaciamiento máximo entre hidrantes y monitores;

En áreas de instalaciones de proceso y almacenamiento de productos altamente inflamables, los hidrantes se deben colocar a una distancia de 30 a 50 m uno del otro.

Los monitores se colocarán de acuerdo con el alcance que tengan con chorro y niebla, disposición, forma y riesgo inherente del equipo por proteger.

b) La presión mínima en las tomas debe ser la necesaria para la operación de los aparatos y dispositivos necesarios para -

cubrir los riesgos a proteger en cada caso particular, pero nunca menor de 7 kg/cm^2 (100 lb/pulg^2) man. en las condiciones más desfavorables y al 100% de capacidad del sistema.

c) Velocidad del agua;

La velocidad razonable del agua para la selección del diámetro de la tubería es entre 1.2 a 2.4 m/seg (4 a 8 pies/seg).

4).- Instalación de Tubería.

En áreas fuera de instalaciones industriales, caminos de tránsito y en lugares donde el clima lo permite, la tubería se puede instalar superficialmente o en trincheras poco profundas cubiertas con rejillas. En áreas de instalaciones industriales, caminos o lugares donde la temperatura ambiente baja de 0°C se debe enterrar a una profundidad mínima de 75 cm. En las instalaciones de proceso y en sus áreas de almacenamiento, se debe procurar que la red de agua contra incendio forme anillos que contengan 12 hidrantes como máximo, instalándose válvulas de seccionamiento en lugares que permitan aislar secciones del sistema de tuberías cuando haya necesidad de efectuar reparaciones o ampliaciones. Cuando existe más de una fuente de suministro se deben instalar válvulas de seccionamiento en cada fuente.

5).- Bombas.

a) Se deben seleccionar bombas tipo turbina vertical y/o centrífuga horizontal de caja bipartida, dependiendo de las con-

diciones de succión.

b) Las bombas horizontales deben ser usadas cuando el nivel mínimo de succión está arriba del eje de la bomba.

c) Cuando no se tenga una carga positiva en la succión, como en aquellos casos en que se deba extraer el agua de pozos profundos, cisternas, etc., se recomienda usar bombas tipo turbina vertical, debiéndose tener en cuenta que los impulsores de la bomba deben colocarse abajo del nivel dinámico.

6).- Accesorios.

a) No se permite el uso de válvulas de globo en ningún lugar de las redes de agua contra-incendio.

b) En cada línea de descarga de las bombas contra-incendio se debe instalar una válvula de retención, debiendo localizarse ésta lo más cerca posible de la bomba.

5.6.1.2.- NORMA DE SEGURIDAD A-I-1.

Esta norma especifica los mismos puntos que la 2.607.21, y asimismo establece que en las zonas donde el clima lo permita, se debe procurar que la red de contraincendio no se construya enterrada, en áreas fuera de plantas. En este caso, las tuberías, de acuerdo a la norma, deben tenderse en trincheras abiertas con superficie de mampostería o sobre durmientes de concreto. Dentro del área de plantas la red de contraincendio deberá construirse enterrada.

5.6.1.3.- NORMA GR-IS-3600.

Esta norma indica que además de lo previsto por las normas 2.607.21 y -- A-I-1, los tanques de almacenamiento de Gas L.P. deben contar con las siguientes instalaciones para enfriamiento:

A.- Los tanques a presión esféricos de Gas L.P. se protegerán individualmente por medio de espumas siguiendo las recomendaciones que se mencionan a continuación:

a) El agua se suministrará en densidades netas no menores de 10 litros por minuto sobre metro cuadrado de superficie expuesta sin aislante y el volumen resultante se distribuirá como sigue:

* Para la superficie del hemisferio superior, el agua se aplicará mediante un tubo deflector o cono distribuidor situado en la parte superior de la misma (Ver figura 4). Este tubo deberá diseñarse para conducir el volumen de agua necesaria para cubrir la superficie de la mitad superior de la esfera.

* Para la superficie del hemisferio inferior, el agua se aplicará mediante boquillas aspersoras de ángulo de cobertura amplio, las cuales estarán instaladas en dos cabezales o anillos. (Ver figs. 3, 5 y 6).

El primer anillo, que deberá situarse en el polo inferior de la esfera, deberá contener cuatro boquillas aspersoras distanciadas entre sí de tal manera que los extremos horizontales de los conos de aspersión se traslapen (ver figuras 4 y 5).

El tamaño de las boquillas deberá determinarse de tal forma que entre todas ellas se proporcione el volumen de agua necesario para cubrir la superficie de la mitad inferior de la esfera y la cantidad estará en función de la distancia de la boquilla a la pared del tanque.

* En todo caso, la distancia entre las boquillas aspersoras y la pared de la esfera deberá ser de 0.76 m (30 pulg) como mínimo (ver figura 6).

* Debido a que los miembros estructurales que sustentan la esfera forman sombras o claros que impiden el deslizamiento uniforme del agua sobre la placa de la esfera, se debe considerar una boquilla adicional por cada miembro estructural para ser ingtalada en la parte superior de estos últimos y asegurar el escurrimiento del agua en toda la superficie; estas boquillas se alimentarán con ramales individuales sacados del anillo superior de aspersores.

b) Para el diseño de tuberías y selección de las boquillas aspersoras deberán tomarse como base una presión de diseño de -- 5.63 kg/cm^2 (80 lb/pulg^2) así como también una velocidad de flujo en las líneas que fluctúan entre 1.8 y 3.0 m/seg (6 y 10 pies/seg).

c) La alimentación para cada esfera debe hacerse por medio de un cabezal con capacidad suficiente para conducir el 100% del volumen de agua requerido para protección de la esfera, el cual deberá contar con las siguientes características.

- I. Cada uno de los extremos del cabezal de alimentación debe injertarse a diferentes secciones del circuito de la red general de agua contraincendio.
- II. La alimentación del cabezal que se encuentre situado más cerca de la esfera, debe controlarse mediante una válvu-

- la automática con bloqueo para darle mantenimiento.
- III. La alimentación del otro extremo del cabezal debe controlarse mediante una válvula de acción manual, la cual debe localizarse en un punto accesible y lo suficientemente alejada de manera que no ofrezca riesgos al personal que la opera en caso de emergencia.
- IV. Debe instalarse una purga en la parte más baja del cabezal que permita drenar el agua cuando éste no se encuentre en operación.
- V. El cabezal de alimentación tendrá dos derivaciones: una para alimentar el cono distribuidor y otra con válvulas de bloqueo para alimentar los dos anillos de aspersores (esta válvula debe localizarse inmediatamente después del injerto con el cabezal). Después de esta válvula debe instalarse un filtro en "Y" que no permita el paso de partículas mayores de 4.7 mm (3/16 pulg).

B.- Los tanques a presión cilíndricos horizontales "salchichas", se protegen por medio de espumas siguiendo las recomendaciones mencionadas a continuación:

- I. El gasto total requerido se calcula sobre la base de 10 litros de agua por minuto por metro cuadrado de superficie total del tanque.
- II. El diseño del sistema de enfriamiento se debe hacer de tal modo que el agua humedezca el 100% de la superficie

del tanque y el número de espreas será el requerido para dar el gasto total.

III. Cada batería de salchichas debe contar con sistema de doble alimentación de agua, una manual y una automática.

C.- Gasto necesario para enfriamiento. Para efectos de dimensionar el cabezal general de agua de enfriamiento en área de esferas, se debe considerar que en caso de incendio se abrirán los sistemas de todas las esferas comprendidas en un radio de 50 metros a la redonda.

5.6.2.- API 2510.

En este estándar no se hace mención sobre los sistemas de agua contra incendio ya que sólo se refiere al diseño y construcción de las instalaciones de almacenamiento de Gas L.P..

5.6.3.- NFPA 59.

La Asociación Nacional de Protección contra el Fuego de los Estados Unidos recomienda utilizar mangueras para el abastecimiento de agua, equipadas con boquillas combinadas (en rocío y directa) para permitir una amplia adaptabilidad en el control de incendios. Si es posible obtener una cantidad suficiente de agua, puede considerarse completa por medio de espreas fijas.

Además de esto, la NFPA establece cómo se deben agrupar los recipientes de almacenamiento en los distintos casos de aplicación del agua de enfriamiento (ver apartado 5.2.2.).

En este caso en la norma de "PEMEX" se hace una estimación bastante completa para la instalación de los sistemas de agua -- contra-incendio y particularmente del sistema de enfriamiento fijo (espreas y cono distribuidor). En las instalaciones de Petróleos Mexicanos se observa el cumplimiento de las disposiciones hechas al respecto, no habiendo objeciones sobre este medio de protección.

En suma, las disposiciones hechas por la norma GR-IS-3600, están por encima de las especificadas por la NFPA en su estándar 59.

5.7.- SISTEMAS DE BLOQUEO Y CONTROL DE FLUJO.

5.7.1.- NORMAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

5.7.1.1.- NORMA GR-IS-3600.

La norma indica que todas las esferas de salchichas deben contar con válvulas internas accionadas mediante un sistema hidráulico (Sistema Vickers) para evitar la entrada o salida de producto en caso de emergencia.

5.7.2.- API 2510.

a) Válvulas de Bloqueo.- Deben estar instaladas en todas las conexiones de los tanques, excepto sobre las que vayan las válvulas de seguridad.

b) Dispositivos automáticos y de control remoto. Como equipo opcional se pueden utilizar válvulas de bloqueo automáticas, válvulas de bloqueo operadas a control remoto o una combinación de éstas, cuando los tanques sean operados a distancia, reciban Gas L.P. a altos rangos de flujo o bajo otras circunstancias en las cuales el diseñador lo considere adecuado.

c) Se recomienda la instalación de válvulas de bloqueo de emergencia en tramos largos de tubería usada para el acarreo de líquido de manera que se prevenga el escape del mismo en el supuesto de que falle una línea o equipo.

d) Válvulas de Bloqueo de Emergencia. Las válvulas de bloqueo de emergencia deben incorporar todos los medios siguientes de cierre: (a) bloqueo automático a través de una acción térmica (en donde utilicen elementos fusibles, éstos no deben tener un punto de fusión mayor de 250°F (121°C)), (b) un bloqueo manual desde una localización remota, (c) un bloqueo manual instalado localmente.

I. Estas válvulas deben instalarse en la línea de transferencia donde la manguera o tubería rotatoria es conectada al sistema fijo de tubería. Donde el flujo es en una sola dirección, puede utilizarse una válvula de retención en lugar de una válvula de bloqueo.

II. Deben instalarse de manera que el elemento sensible a la temperatura en los sistemas de bloqueo activados térmicamente, no estén a más de 5 pies (1.5m) en una línea directa sin obstruc

ción, a partir del extremo más cercano de la manguera o tubería de tipo rotatorio conectadas a la línea en la cual la válvula -- sea instalada.

5.7.3.- NFPA 59.

En este estándar se establecen los siguientes puntos:

a) Todas las conexiones del recipiente, excepto las de relevo, dispositivos, medidores de nivel, de líquido y boquillas cerradas, deben tener válvulas de bloqueo.

b) Toda conexión para líquido o vapor en el tanque debe estar equipada con una válvula automática de control de flujo o con válvulas de retención o con una válvula de cierre rápido con control remoto automático, la cual debe permanecer cerrada excepto durante periodos de operación.

c) Las válvulas de cierre rápido deben estar provistas de un equipo de control secundario con un interruptor fusible (con punto de fusión no mayor a 220°F - 104°C -), el cual causará que la válvula cierre automáticamente en caso de incendio.

d) Deben instalarse válvulas de bloqueo para limitar el volumen de líquido que podría ser descargado en la vecindad de recipientes o estructuras importantes en caso de falla de la línea de líquido. Deben usarse para este propósito válvulas automáticas o controladas a remoto o ambas. El mecanismo para tales válvulas deben tener un equipo de control secundario con un interruptor fusible (con punto de fusión no mayor a 220°F - 104°C -), el -

cual debe provocar que la válvula cierre en caso de incendio.

Tanto en la norma de Petróleos Mexicanos como en las internacionales se recomienda el uso de las válvulas de bloqueo en -- las líneas de proceso. En la NFPA se menciona que éstas deben es tar equipadas con un equipo adicional de control con interruptor fusible para caso de incendio el cual bloquee el tanque en el ca so de fuego al fundirse. En el API también se menciona lo ante- rior indicando que la temperatura de fusión máxima de este ele- mento debe ser de 121⁰C. en tanto que en la NFPA se establece -- que esta temperatura debe ser de 104⁰C. En la norma de "PEMEX" - (GR-IS-3600), no se indica el sistema de control a utilizar, só lo se indica que el sistema hidráulico debe ser el sistema - - Vickers, el cual es de un tipo específico de válvula. Este siste ma se analiza en el capítulo 6, apartado 6.2.

Por lo tanto, la norma GR-IS-3600 no es específica en este punto.

5.8.- AISLAMIENTO CONTRA EL FUEGO.

5.8.1.- NORMA GR-IS-3600 DE PETROLEOS MEXICANOS.

En esta norma se establece que, en todo caso, los miembros - estructurales que soportan la esfera deberán protegerse contra - el fuego forrándolos con concreto refractario.

5.8.2.- API 2510.

Aquí se indica que debe considerarse el recubrimiento con material refractario de la porción sobre la superficie de la estructura soporte del tanque, a 15 metros (50 pies) del tanque o dentro del área del dique. El material debe ser capaz de proteger durante una hora cuando los soportes estén expuestos al fuego y debe ser resistente a la humedad.

5.8.3.- NFPA 59.

De acuerdo a la NFPA los soportes deben protegerse con un material que tenga un rango de resistencia al fuego de al menos dos horas.

La NFPA es más estricta en este caso ya que exige que el material (torcreto y concreto refractario) resista durante dos horas por lo menos al fuego, mientras que el API pide una hora de protección sobre los soportes. Petróleos Mexicanos no indica el tiempo requerido de protección sobre los soportes de la esfera, ésto también demerita la función de la Norma GR-IS-3600 como norma básica utilizada en la construcción de los sistemas de seguridad en los tanques de almacenamiento de Gas L.P.

5.9.- MUROS CONTRA-INCENDIO.

5.9.1.- NORMA DE PETROLEOS MEXICANOS GR-IS-3600.

En esta norma se tiene los siguientes puntos:

a) Distancias al muro. La distancia de un tanque de almacenamiento al muro o dique de contención será como mínimo igual a la mayor de las siguientes dimensiones:

I. La altura del tanque.

II. Lo que resulte de hacer la semisuma de sus diámetros multiplicada por 1.5.

b) Capacidad de contención.

I. Para tanques a presión esféricos, la capacidad volumétrica del patio, será la necesaria para contener el 50% de la capacidad de la esfera.

II. Para tanques a presión horizontales, la capacidad volumétrica del patio debe ser del 50% de la capacidad, ya sea individual o colectiva, si se trata de una batería de varias "salchichas".

c) Altura de los muros.

La altura de los muros o diques de contención para tanques a presión ("salchichas" y "esferas") debe ser de 0.5 metros.

d) Seccionamiento de Patios.

Para tanques esféricos a presión, cada uno de ellos debe tener su propio dique de contención; para tanques horizontales a presión, el muro de contención deberá abarcar todo el conjunto.

5.9.2.- API 2510.

El API argumenta que debido a la pronunciada volatilidad del Gas L.P., los diques o muros de contención usualmente no son necesarios alrededor de tanques de Gas L.P., asimismo, indica -- que cuando las condiciones del terreno lo permitan, es deseable utilizar desniveles de piso hacia afuera del contenedor que conduzcan el líquido derramado hacia una área segura.

5.9.3.- NFPA 59.

La NFPA establece que se debe evitar el uso de fosos que -- contengan equipo de Gas L.P. y en caso de ser utilizados, se les debe adaptar un dispositivo detector de vapores flamables automá tico continuo, equipado con alarma.

En conclusión, se considera erróneo el uso de muros de contención o diques en el caso de tanques de almacenamiento de Gas L.P. ya que esto ocasionaría el acumulamiento de agua utilizada en el sistema de contra-incendio debajo de los tanques de Gas L.P. y asimismo en la parte superior de la misma, el probable - acumulamiento de hidrocarburos debido a la menor densidad de estos últimos. Como se mencionará en el siguiente capítulo, es recomendable el uso de desniveles de piso para evitar el acumulamiento de líquidos debajo de los recipientes de almacenamiento, por lo tanto, lo dispuesto y efectuado por Petróleos Mexicanos en sus instalaciones, es inadecuado ya que los tanques están co-

locados dentro de diques, los cuales en el caso de tanques re-
cipientes cumplen con lo estimado en la norma indicada con ante-
lación.

El API indica en este caso que es deseable el sistema de -
desniveles de piso, lo cual se considera adecuado, mas no lo ha
ce de carácter obligatorio. Tanto API como NFPA (quien sí lo --
menciona como requisito) estiman que no se debe hacer uso de --
los diques de contención.

6.0.- RECOMENDACIONES SOBRE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.

6.1.- METODOS DE PROTECCION.

Consideremos cuatro métodos principales para proteger recipientes contra el fuego:

- 1)- INCLINACION DEL PISO.
- 2)- RECUBRIMIENTO.
- 3)- APLICACION DE AGUA DE ENFRIAMIENTO.
- 4)- DEPRESURIZACION.

6.1.1.- INCLINACION DEL PISO.

La base o piso en el que el recipiente a presión descansa, debe ser impermeable e inclinado de tal manera de que no se acumulen líquidos derramados; una inclinación proporcional de 1 a 40 es recomendable para lograr esto. Los derrames de líquidos inflamables no se acumulan debajo de los recipientes con esta medida, tal como ocurrió en el incendio de Feyzin, el área de recolección de estos líquidos derramados deben estar a una distancia tal de los tanques y ocupando un área de superficie acumulada en el pozo de recolección tal que, incendiados, no incidan las flamas sobre la superficie metálica de los mismos (para ello, hay que tener en cuenta que las flamas pueden tener un ángulo de 45° con respecto a la vertical y que la longitud de la misma flama pudiera ser el doble del diámetro de la fosa).

Es conveniente tomar en cuenta que si el terreno es plano,

o peor aún, si tiene declives hacia el centro de la planta, los derrames permanecerán dentro de ella constituyéndose en un serio peligro, ya que flotarán por encima del agua utilizada para el enfriamiento de los recipientes, extendiéndose el fuego a medida que el nivel líquido se extienda a otras áreas.

6.1.2.- RECUBRIMIENTO.

El recubrimiento con material aislante (o retardante) de recipientes que contengan materiales de alto riesgo, tales como gases líquidos inflamables, es recomendado por el I.C.I. CODE "Manejo y Almacenamiento de Gases Licuados Flamables" de la Real Sociedad para la prevención de accidentes, de Inglaterra, pero no en otros.

Existían dudas acerca de la resistencia del aislamiento contra la fuerza de chorro de las mangueras de contraincendio, pero varias pruebas y experiencias habidas durante incendios han demostrado que algunos recubrimientos resisten esto.

Sin lugar a dudas, se recomienda invariablemente el recubrimiento de las estructuras y soportes de recipientes.

El recubrimiento es, para un recipiente, la barrera inmediata contra el calor antes de que se aplique el agua de enfriamiento; esta ayuda puede ser de gran valor durante un incendio o explosión asociada al fuego que daña los medios de agua contraincendio o al personal clave encargado de la misma, sin embargo, el recubrimiento debe ser siempre visto como adicional a la apli-

cación de agua, pero no como una alternativa en lugar de la misma. El recubrimiento baja la transmisión de calor al metal del recipiente en la proporción de uno a diez, pero no evita que simultáneamente dicho metal se caliente transcurrido un determinado tiempo. Con el recubrimiento se gana exclusivamente tiempo para la aplicación de agua con los medios disponibles. (Es indispensable hacer notar que este recurso no se utiliza en "PEMEX").

6.1.2.1.- MATERIALES.

Los aislamientos tradicionales se han basado comúnmente en concretos, usualmente agregados a los mismos un material ligero de baja conductividad térmica, tal como la vermiculita. Algunos de estos agregados se ha comprobado que no son adecuados, ya que se desprenden por la acción del fuego o por los chorros de agua. La composición Concreto-Vermiculita, ha demostrado resistencia a estos efectos en diversas pruebas.

El silicato de calcio, usado fundamentalmente como un aislante térmico para prevenirse la pérdida de calor de un recipiente, también actúa como retardante en caso de incendio, siempre y cuando su aplicación obtenga una gran adherencia, sin embargo, es difícil que el silicato de calcio se adhiera adecuadamente a la base metálica en recipientes grandes. Si es que el silicato de calcio va a ser utilizado como aislante en válvulas depresurizadoras, entonces será aplicado a fin de tener adherencia adecuada entre bandas de acero inoxidable, y en el caso de recipientes

verticales, entre anclas-soporte fijadas al mismo. Hay que tener en cuenta en ambos casos que, tanto las bandas como los anclajes son conductores de calor.

Recientemente han sido desarrollados recubrimientos o mastiques adhesivos, los cuales se hinchan bajo la acción del fuego, produciendo una cubierta aislante celular, desafortunadamente los materiales celulares son débiles, por lo que se dañan fácilmente bajo la acción del chorro de agua y aún de la aspersion de ésta, aparte de lo anterior, este tipo de recubrimiento no es impermeable a los hidrocarburos líquidos. En el programa espacial de los Estados Unidos, se han desarrollado nuevos materiales para recubrimientos contra el calor, necesarios para el retorno a la atmósfera de los vehículos espaciales; estos mismos están siendo adoptados actualmente para su utilización en la industria.

Una desventaja que tiene los recubrimientos es la dificultad que representa la inspección exterior del recipiente y de la posible corrosión no detectada bajo los mismos. Se tienen referencias de un recipiente que se colapsó por la corrosión de sus soportes, afortunadamente esto ocurrió durante una prueba hidrostática.

Es recomendable que el recubrimiento de un recipiente se diseñe de manera tal que se puedan quitar secciones para la inspección del mismo, junto con sus soportes. Estas secciones deberán ser reemplazadas siempre de inmediato con su especificación original, porque si por alguna razón existe un claro en el recubri-

miento, demerita el valor de todo el aislamiento. Por tanto, los recubrimientos requieren de una revisión y mantenimiento continuo a fin de evitar claros o fisuras en los mismos.

Se ha sugerido que recipientes o tanques enterrados pueden ser la solución al aislamiento de los mismos contra el fuego, - sin embargo, este método no es recomendable ya que la inspección para localizar y dar mantenimiento por corrosión externa es imposible.

6.1.3.- APLICACION DE AGUA.

Este es el método mayormente utilizado para evitar o prevenir que los recipientes a presión se calienten demasiado. Es de suma importancia la utilización del agua lo más inmediatamente - posible al inicio de un incendio. Los ejemplos señalados en el capítulo 4 muestran que si no se efectúa de inmediato, los recipientes estallan rápidamente, sin embargo, la aplicación del agua, - aunque indispensable, se recomienda sea complementaria de una -- protección total, que incluye el recubrimiento y la inclinación del piso además.

La aplicación del agua puede hacerse mediante instalaciones fijas o equipo móvil. Algunos factores que a continuación se enlistan, pueden gobernar la selección de éste:

a) El agua es aplicada y distribuida más eficientemente por una instalación fija, de tal manera que ninguna parte del recipiente quedara seca, con una cantidad mínima de agua necesaria -

por diseño para ésto.

b) Los vientos fuertes pueden afectar la dirección de agua aplicada mediante instalaciones fijas, lo que ameritaría adición de la misma por equipos móviles.

c) Los sistemas fijos pueden ser instalados en recipientes de almacenamiento como instalaciones normales debido a que las temperaturas de operación son normales y las posibilidades de un golpe térmico son escasas.

d) Los recipientes para proceso pueden estar sujetos a un shock térmico por la aplicación de agua en el exterior. Los riesgos potenciales de operar una instalación fija sin meditarlo suficientemente, no llevan generalmente a la selección de equipos móviles para el enfriamiento con agua. Por otra parte, los recipientes a presión en el interior de una planta, pudieran tener una ubicación inaccesible para equipos móviles, en cuyo caso deben colocarse instalaciones fijas.

6.1.3.1.- DENSIDAD DE APLICACION.

La densidad de aplicación del agua usualmente recomendada -- donde los recipientes se encuentran expuestos a ser cubiertos -- por fuego directo es de $10 \text{ lts/m}^2/\text{min}$. ($0.2 \text{ gal/ft}^2/\text{min}$). Tal -- densidad difícilmente es práctica si la cantidad de recipientes a proteger es numerosa y los mismos son grandes. Esto último refuerza la inclinación de pisos, pues en aquellos casos en que sólo se debe considerar el calor radiante (y no fuego directo) se

rán necesarias menores densidades de aplicación de agua.

El agua aplicada mediante instalaciones fijas, debe ser desde la parte superior del recipiente a fin de distribuirla equitativamente en todo el tanque; para otras consideraciones es recomendable aplicarla en varias zonas del recipiente; el primer método es barato y sin mayores complicaciones, pero se debe tomar en cuenta la posibilidad de obstrucciones al flujo y el área de evaporación.

El equipo fijo debe estar permanentemente conectado a la red presionada de contraincendio, pero con los medios para drenarla adecuadamente y debe ser probada periódicamente con el fin de evitar oxidación y taponamientos.

Se debe tener cuidado de tener agua suficiente y adecuada en el sistema de contraincendio (almacenamiento y red), para la operación de sistemas fijos de aplicación de agua a recipientes de almacenamiento; la cantidad de agua distribuida mediante sistemas fijos (riesgo mayor) debe dejar otra cantidad suficiente agregada para ser aplicada mediante sistemas móviles, este último se debe considerar para el almacenaje total de agua, por otra parte se considera conveniente un drenaje controlado del agua de enfriamiento aplicada, aunque no es económicamente práctico en algunos casos diseñar y construir drenajes bajo tierra que manejen gastos muy grandes.

6.1.4.- DEPRESURIZACION Y SUS RANGOS.

Mediante la reducción de presión a un recipiente expuesto a un fuego, reducimos el esfuerzo del metal con lo que eliminamos la explosión del recipiente, con esto, asimismo se evitan daños a partes de equipos que son caros y difíciles de obtener, aparte de que se reduce la fuga. Fundamentalmente tenemos que decidir - qué tan rápido se tiene que reducir la presión y qué tanto.

Klaaseen sugiere que se deben proveer de medios convenientes para la depresurización de vapores en todos los recipientes que manejan líquidos inflamables y que operan arriba de 3kg/cm^2 , diseñado el tamaño de la válvula depresurizadora de tal forma -- que la presión caiga a la mitad de la de diseño (del recipiente) en 10 minutos. El Instituto Americano del Petróleo (API), recomienda que la presión debe ser reducida a 8kg/cm^2 , ó 50% de la de diseño, la que sea más baja, en 15 minutos.

Aunque una regla de oro como las anteriormente mencionadas, son útiles, deberán estar apoyadas por bases teóricas perfectamente claras; hay que recordar que el objetivo fundamental de la depresurización es el de tratar de impedir que el recipiente estalle con el consiguiente escalamiento del incendio y no, por el contrario, evitar daños exteriores al recipiente. Por lo tanto, una de las bases mencionadas para apoyar la depresurización como un medio adecuado, es que el esfuerzo se mantendrá menor al esfuerzo de ruptura a la temperatura alcanzada.

El esfuerzo de ruptura depende de la temperatura, cayendo - el mismo rápidamente, en el caso del acero al carbón, a tempera-

turas arriba de 500°C , es muy importante, por lo tanto, conocer la temperatura a la que se puede sujetar un recipiente expuesto al fuego. El API indica que la misma es de 690°C .

En teoría, pueden alcanzarse temperaturas más altas, si consideramos que podemos llegar a temperaturas de 750°C entonces -- los recipientes de acero al carbón, diseñados con material BS -- 1515, necesitan ser depresurizados a un 20% de la presión de diseño. Por otra parte, recipientes diseñados para material 1500, necesitarán ser depresurizados a un 30% de la presión de diseño.

6.1.4.1.- FALLA DEL ACERO.

Debido a que el acero sujeto a altos esfuerzos puede fallar rápidamente a temperaturas altas, se puede llegar a las presiones de falla en 10 minutos, siendo este uno de los tiempos más cortos conocidos en que un recipiente expuesto al fuego ha estallado.

Si el recipiente, sin embargo, está recubierto, la velocidad de la transferencia de calor es reducida y este tiempo puede ser alargado a un valor que dependerá de la calidad y espesor de dicho aislamiento. Cuando se determina el tamaño de las válvulas de seguridad, normalmente consideramos que un recubrimiento a base de concreto-vermiculita, reduce la transferencia de calor a un 0.3 de su valor original y aunque una reducción de 0.1 es teóricamente posible, para ser consistentes se usará el valor de -- 0.3. Un recipiente recubierto deberá ser por tanto depresurizado

en 30 minutos. Hay que recordar, sin embargo, que a pesar de estar recubierto un recipiente, sus líneas (tuberías) interconectadas no lo están y podrían estallar expuestas al fuego si la depresurización tarda demasiado.

Para un aislamiento de silicato de calcio se toma el factor de 0.6 como más apropiado, el daño a este tipo de recubrimiento, durante un incendio es más acentuado por consistir el mismo en pequeñas piezas cada una con su propia sujeción al metal del recipiente.

Los recipientes son a veces recubiertos por razones del proceso, en tal caso, este aislamiento se tomará en cuenta para la selección del tamaño de las válvulas de seguridad, pero de ninguna manera para la selección del tamaño de las válvulas depresurizadores, fundamentalmente porque no previenen que el metal se caliente demasiado.

Si el piso, bajo el recipiente es inclinado, como se recomienda, la velocidad de la transferencia de calor también será reducida. Esto justificará un aumento en el tiempo de depresurización de aproximadamente 20 minutos.

Si el recipiente es aislado y el piso es inclinado también, entonces el tiempo permisible de depresurización se convierte en 60 minutos. Sin embargo, aunque esto pudiera parecer adecuado para proteger el recipiente otro propósito de la depresurización es el de reducir el tamaño de cualquier fuga que ocurra en el recipiente o en sus tuberías interconectadas al mismo, 60 minutos

pueden ser demasiados para este último propósito.

6.1.4.2.-VALVULAS DE GRAN TAMAÑO.

Cualquiera de los métodos arriba mencionados son usados para seleccionar el tamaño de la válvula depresurizadora, estas -- normalmente resultarán unas válvulas de mayor tamaño que las de relevo para incendio calculadas por los métodos convencionales. La válvula de relevo para caso de incendio, debe dar paso a los vapores generados por la transferencia de calor al recipiente. - La válvula depresurizadora tiene además que bajar la presión en un recipiente y mantenerla a un valor de presión bajo.

El tamaño de una válvula depresurizadora puede ser reducido suponiendo que el recipiente es depresionado en las etapas primeras de un incendio, antes de que el flujo de vapores llegue a su máximo. Esta válvula, sin embargo, será aún más grande que la - convencional de relevo para fuego, porque tiene que mantener la presión de un tercio a un quinto de la apertura de la válvula de relevo aproximadamente, por lo tanto dará paso a tres a cinco ve ces mayor volumen de gas.

La depresurización de vapor es particularmente importante - para recipientes que contienen fluidos cercanos al "punto crítico", aunque pudieran estar llenos de líquido, el calor latente - de vaporización es pequeño, llegando a cero en el "punto crítico"; tan poco calor así puede ser eliminado por el líquido en - ebullición. Estos recipientes pueden sobrecalentarse abajo del - líquido y estallar si la presión no se reduce.

6.1.4.3.- METODOS PARA LA DEPRESURIZACION DE VAPORES.

En ocasiones algunos recipientes pueden ser depresurizados a través de las líneas existentes instaladas para propósitos del proceso. Si esta situación no está contemplada, entonces deberá instalarse una derivación (by-pass) de relevo para dicho propósito. Las válvulas depresurizadoras ya sean parte del proceso o especialmente instaladas para este objeto, deberán ser operables en cualquier situación de incendio, esto significa que necesitan ser operadas a control remoto por energía eléctrica o neumática. El botón para operarlas deberá estar bien lejos del recipiente o no estará accesible cuando ocurra un incendio.

En lugar de una derivación de relevo, una válvula de relevo puede instalarse pudiendo operarse por un dispositivo a control remoto; cuando no se opere dicho dispositivo, la válvula funcionará como una válvula de relevo normal.

No es necesario proveer de instalaciones depresurizadoras a cada recipiente, si un grupo de recipientes está normalmente interconectados, puede depresurizarse en grupo.

Las válvulas depresurizadoras normales están arregladas para operar (abrir) si la energía eléctrica o neumática falla. Por otro lado, si el operador no abre estas válvulas cuando ocurre un incendio, el fuego puede quemar la línea o cable conductor de energía neumática o eléctrica, con lo que dichas válvulas operarán (abrirán) automáticamente. Si esta línea o cable conductor se instala rodeado el recipiente, entonces ocurriría esto con más certeza.

Algunas veces las válvulas depresurizadoras son arregladas para que la energía eléctrica o neumática aplicada se requiera - para abrirlas. Esto se hace cuando una apertura accidental de estas válvulas, por ejemplo, como resultado de una rotura de las - líneas o cables conductores de energía, traería como consecuencia serios efectos en la seguridad, proceso y aún producción. Deberá accionarse cuando la apertura de la válvula pueda resultar en una descarga a la atmósfera de productos químicos nocivos o - en la reducción de la temperatura del recipiente por enfriamiento adiabático a un nivel en que una ruptura frágil es posible - que ocurra. Un ejemplo de esto último, lo podemos considerar, si un recipiente conteniendo etileno líquido lo depresurizamos a la presión atmosférica, la temperatura baja a -130°C .

6.1.4.4.- OPERACION DE LAS VALVULAS.

Cuando se requiere energía para abrir las válvulas depresurizadoras entonces las líneas de aire o cables eléctricos y los botones accionadores deberán ser protegidos para que resistan un incendio por lo menos de 15 minutos. Los cables deberán ser del tipo aislado con metal laminado. Las líneas de aire deberán ser de acero inoxidable. Dependiendo de la localización de cables o líneas, será necesario protección extra contra fuego.

Usualmente se hacen los arreglos para que las válvulas queden "calzadas" (aseguradas) de tal manera que permanezcan abiertas cuando la línea o cable de energía es destruido, sin embargo,

si la apertura de la válvula depresurizadora da como resultado - el enfriamiento del recipiente abajo de su temperatura de trabajo segura, entonces sería deseable mantener la facilidad de cierre de la válvula, por lo que ésta no debe asegurarse; entonces se le dará una protección extra contra fuego a los cables o líneas de energía.

El material descargado a través de una válvula depresurizadora de vapores, como aquel que se maneja a través de una válvula de seguridad, deberá ser manejado de un modo seguro, deberá ser enviado a un quemador de campo o deberá ser descargado a través de un venteo o chimenea a tal velocidad que se forme una mezcla.

Sin embargo, una vez que la presión baje, la mezcla se detendrá, si la velocidad del viento es baja, una nube de vapores inflamables pueden formarse, en la mayoría de los casos estos vapores se inflamarán con el fuego bajo el recipiente, habrá por tanto un mechón de fuego en la chimenea de descarga de la válvula depresurizadora. Se conoce algún caso en que estas dudas con respecto a la posible ignición en la descarga, llevaron a la decisión de instalar dispersión con vapor de agua.

Estas chimeneas deben colocarse en una posición tal, que cualquier flama en ellas no incidan en equipo alguno adyacente.

6.1.4.5.- EXPULSION DE LIQUIDOS.

Un método para la depresurización es el de expulsar el lí-

quido almacenado del recipiente. Por este método la presión no caerá significativamente hasta que el líquido no es expulsado, entonces caerá la presión rápidamente. Este es el método obvio si es que una fuga es la que está alimentando el incendio y dicha fuga no puede ser confinada, el vaciado del recipientes es - pues, el único camino para acabar con el fuego. Sin embargo, si el recipiente expuesto al fuego es como resultado de la fuga de otro recipiente adyacente, entonces lo adecuado es vaciar el primero, o sea el recipiente expuesto.

En este último caso, el líquido en ebullición absorberá el calor y prevendrá el daño al recipiente, al menos abajo del nivel líquido.

Cuando el líquido en un recipiente está de alguna manera - arriba de su punto de ebullición a la presión atmosférica, la necesidad de expulsar este líquido cobra más fuerza. En este caso la depresurización solamente puede lograrse evaporando una gran cantidad del líquido.

Sin embargo, Klaassen indica que las líneas para el vaciado de los recipientes tiene que estar abajo de los mismos, por lo - que estas quedan expuestas al fuego y se convierte en una fuente - potencial de fugas. En contraste, las líneas depresurizadoras se colocan arriba del recipiente en el aire, fuera de la acción del fuego.

En el caso que un recipiente con una válvula depresurizado - ra operada automáticamente cuando el fuego queme las líneas o ca

bles de energía, hay también la necesidad de una válvula de seguridad en el mismo recipiente por razones de proceso. Supongamos que el recipiente puede resistir aumentos de presión que se presentará por otras causas diferentes al fuego. Si el nivel normal de líquido es bajo o el líquido está cerca del "punto crítico" y el recipiente no es depresurizado, podrá estallar antes de que la válvula de seguridad opere.

Probablemente habrá válvulas de seguridad para fuego instaladas que nunca operarán, porque durante un incendio, el aumento de temperatura será tan grande que el esfuerzo en el recipiente excederá el esfuerzo a la ruptura; el recipiente estallará entonces antes de que la presión suba al punto de relevo de la válvula de seguridad.

Las válvulas de seguridad instaladas, deberán ser calibradas ligeramente arriba de la presión de operación tanto como sea práctico poder hacer. Supongamos que un recipiente ha sido diseñado para resistir 15 kg/cm^2 pero es requerido para operar únicamente a 6 kg/cm^2 , el relevo para fuego deberá ser calibrado a 8 kg/cm^2 , como ejemplo; si en cambio lo calibramos a 15 kg/cm^2 , las probabilidades de que el recipiente estalle durante un incendio si no es depresionado rápidamente, son altas, por otro lado si la calibración del relevo es a 8 kg/cm^2 , las probabilidades de estallido se reducen.

6.1.5.- CARROS TANQUE Y AUTOSTANQUE.

En aquellos casos en que carros y autotanques han estallado

violentemente como resultado de exposición al fuego, se determinó que ello fue causado por no haberlos enfriado con agua. La de presurización de vapores es difícilmente practicable en carrostanque y autostanque. Es por lo tanto de extrema importancia que los carrostanque y autostanque expuestos al fuego, sean enfriados con agua, el agua debe aplicarse a los extremos del tanque, porque es aquí donde estallan, el agua deberá aplicarse con monitores de campo y no mediante mangueras manuales para evitar tener cerca del tanque a quienes lo manejan.

6.2.- MODIFICACIONES AL SISTEMA DE PROTECCION HIDRAULICA ("VICKERS") EN ESFERAS PARA GAS L.P.

Este es un análisis del sistema de protección hidráulica en las líneas igualadoras de los tanques esféricos para almacenamiento de L.P.G. El análisis hace resaltar la importancia que tiene la eliminación de las válvulas hidráulicas ("Vickers") en las líneas igualadoras para que opere como auxiliar de desfogue, en caso de incendio antes de que actúen las válvulas de seguridad de las esferas. (Ver figura No. 9).

6.2.1.- ANALISIS OPERACIONAL.

De acuerdo al sistema de almacenamiento de Gas L.P., en la refinería de Tula, Hgo., se tiene en los tanques esféricos nuevos, las condiciones siguientes:

- a. Válvulas Hidráulicas (3) en líneas de proceso (ramales) al pie de cada esfera.

- b. Válvula Hidráulica (1) en la línea igualadora, en el domo de cada tanque esférico.
- c. La válvula hidráulica (Vickers), abre a una presión de - 20 a 22 kg/cm² y la alarma por baja presión (en tablero) se calibrará a 25 kg/cm².
- d. La presión normal del sistema hidráulico es de 40 kg/cm².
- e. Los fusibles instalados en la línea hidráulica (parte inferior de la esfera) funden a una temperatura de 65°C.
- f. El sistema de bombeo del líquido hidráulico (aceite) consta de 2 bombas con motor eléctrico. Normalmente opera una y se debe tener una bomba hidráulica (manual) como relevo en caso de falla eléctrica.
- g. La línea de proceso de cada esfera es independiente una de otra. Para cualquier movimiento del producto (vaciado o llenado de la esfera), el alineamiento se realiza en el múltiple de la esfera correspondiente.
- h. La línea igualadora de cada esfera está interconectada con las demás esferas y tienen salida común hacia el cabezal de desfogue; antes de llegar a éste se tiene un sistema de regulación el cual abre totalmente a una presión inferior o a la presión de relevo de las PSV's instaladas en sistema de seguridad en el domo de cada esfera.
- i. Las válvulas vickers en líneas de proceso e igualadora están normalmente abiertas.

6.2.2.- ANALISIS DE SEGURIDAD.

EN CASO DE SINIESTRO (INCENDIO) SE TENDRAN LAS CONDICIONES SIGUIENTES.

- a. Se fundirán los fusibles instalados en la línea hidráulica.
- b. Se depresionará la línea hidráulica, bloqueando las válvulas internas (Vickers) tanto en líneas de proceso, como en la igualadora.
- c. Al bloquearse la línea igualadora se pierde una vía de alivio de la esfera, con lo cual
- d. Se presionará la esfera incendiada, a causa del calentamiento, pudiéndose llegar a condiciones críticas de esfuerzo máximo admisible del material ocasionando la ruptura de éste.
- e. Es conveniente hacer notar que al llegar la presión en el espacio vapor de la esfera a un valor de 15.5 kg/cm^2 , actuará el sistema de seguridad desfogando hacia el quemador, pero en las condiciones críticas que se encontraría la esfera, sería insuficiente para depresionarla.

6.2.3.- CONCLUSIONES.

- a. El aislamiento de la esfera en la línea de proceso es correcto, ya que evita la entrada y salida de producto.
- b. El aislamiento de la esfera en la línea igualadora es inapropiado, ya que desprovee a la esfera de un medio de alivio

de las condiciones críticas a la que estaría sometida.

c. En base a los puntos mencionados anteriormente, se llega a la conclusión de que es recomendable eliminar la válvula hidráulica en la línea igualadora de los tanques esféricos.

Se deberá diseñar un sistema de control de rango dividido para cada esfera.

7.0.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1.- SOBRE LAS PRECAUCIONES DURANTE EL MANEJO DE GAS L.P. EN PLANTAS.

Básicamente se debe tener la precaución en todo el equipo - que procesa gases licuados del petróleo, de no permitir la mezcla de éstos con el aire, en proporciones que produzcan mezclas inflamables, ya que en cualquier momento pueden encontrar una - fuente de ignición y originar una explosión.

Los operadores deben vigilar el equipo con el fin de percatarse a tiempo de cualquier fuga que pudiese suscitarse.

Durante el arranque en las plantas de almacenamiento hay -- que tener presente que antes de introducir hidrocarburos al equipo, se debe eliminar el aire.

Por ejemplo: 1 litro de propano líquido al introducirse a un recipiente de 10000 litros que contenga aire a la presión atmosférica y a una temperatura de 15.5°C , será suficiente para - formar una mezcla explosiva, ya que un volumen líquido de propano nos produce aproximadamente 230 volúmenes de vapor, que mezclados con el aire, nos da la proporción requerida para formar - la mezcla explosiva.

Durante el arranque de la mayoría de las unidades, se requiere abrir la purga de vapores de los recipientes, acumuladores y líneas para eliminar el aire del sistema y en algunos casos, hay necesidad de efectuar pruebas con vapor de agua para detectar fugas.

Durante el período de inyección de vapor de agua, parte de éste se condensará en el fondo de los tanques, y en los lugares bajos de las líneas; esta agua debe drenarse con frecuencia.

7.1.1.- PRECAUCIONES QUE SE DEBEN TOMAR DURANTE EL PROCESO.

Los errores cometidos durante la operación del equipo, son una de las causas principales de los accidentes registrados en las plantas de almacenamiento, estos errores no siempre provienen del desconocimiento de los procedimientos adecuados a seguir; con frecuencia se originan por el hecho de que se siguen prácticas inadecuadas, con el propósito de ahorrar tiempo y trabajo en la ejecución de las maniobras de operación.

El agua puede ocasionar problemas cuando se drenan los recipientes, ya que esta puede congelarse y tapar las conexiones de purga; el operador debe estar presente durante la operación completa. Debe verificarse que se hayan cerrado completamente -- las válvulas después de drenar el agua. El hielo en una válvula cortará el flujo y la válvula no podrá cerrarse completamente y cuando se deshaga el hielo, escaparán los hidrocarburos pudiendo ocasionar un desastre.

No se deben introducir alambres o varillas para tratar de destapar las conexiones de purga obstruidas con hielo, se debe instalar una varilla que pase a través de un estopero.

Bajo ciertas condiciones, una purga de hidrocarburos ligeros puede incendiarse sin necesidad de que exista fuego abierto,

sino simplemente por una descarga de electricidad estática. Por lo anterior, no se deben purgar las bombas, líneas y recipientes más allá de lo estrictamente indispensable.

Los trabajos en caliente, tales como soldar y cortar con soplete en una unidad de almacenamiento de Gas L.P. "No se debe permitir" a menos que se hagan bajo un riguroso control que implica en Petróleos Mexicanos, la obtención de un permiso para trabajos peligrosos.

7.1.2.- PRECAUCIONES DURANTE SU TRANSPORTE Y MANEJO EN CENTROS DE DISTRIBUCION.

El manejo de los gases licuados del petróleo en los centros de distribución de PEMEX, involucra riesgos principalmente debidos al hecho de que se manejan bajo presión. Sin embargo si se siguen las reglas de seguridad establecidas pueden cargarse, transportarse y descargarse en autostanque, carrostanque y cilindros, sin correr más riesgo del necesario.

A) Carga.

1.- Ningún auto tanque o carro tanque que contenga aire debe llenarse con Gas L.P.

2.- Solamente deben llenarse los recipientes con el producto para el cual fueron diseñados. El propano nunca debe almacenarse ni transportarse en un recipiente diseñado para butano, porque su presión de vapor es más alta que la del butano.

3.- Antes de efectuar alguna conexión, debe conectarse el tanque del vehículo a tierra, para descargar la electricidad estática.

4.- No se debe empezar a cargar antes de verificar si existe líquido remanente en el recipiente; si es así, no debe cargarse hasta haberlo identificado plenamente.

5.- En las áreas de llenado no deben accionarse las bombas de descarga del vehículo.

6.- Los autos tanque deben llenarse sin sobrepasar la densidad de llenado permitida; o sea dejando en ellos un espacio sin producto líquido, lo suficientemente grande para que la expansión térmica del líquido no haga operar los dispositivos de alivio o deforme el tonel. La comprobación de la cantidad cargada en el auto tanque debe hacerse ya sea con los dispositivos de medición con que cuenta el vehículo o bien, pesándolo en una báscula adecuada. Una vez terminado el llenado y cerradas las válvulas de las líneas de carga y de retorno, tanto en las llenaderas como en el auto tanque, se purgarán los tramos bloqueados y posteriormente se desconectarán.

7.1.3.- MEDIDAS DE SEGURIDAD EN CASOS DE FUGAS Y/O INCENDIOS.

Los presentes son aspectos básicos de seguridad para afrontar una emergencia al manejar gases licuados.

A) Fuga de Gas L.P., sin incendio.

1.- Lo que debe hacerse de inmediato es: tratar de impedir

el flujo de gas por la fuga; eliminar cualquier fuente de ignición cercana a la fuga de gas; colocar carteles de prevención - con leyendas visibles a distancia.

2.- Sólo el personal capacitado para controlar estas situaciones se le debe permitir acercarse al lugar de la fuga. Todo el personal debe alejarse de la nube de vapores y ponerse del lado por donde sopla el viento.

3.- Se debe hacer todo el esfuerzo posible para controlar el flujo de gas. De no ser posible parar el flujo en el punto de la fuga, tratar a toda costa de aislar el equipo que suministra el gas por medio del cierre de válvulas de bloqueo en las líneas de dicho equipo.

4.- Para dispersar o diluir una nube de Gas L.P., el rocío de agua o vapor de agua es efectivo. Si no es muy grande la nube formada por los gases o demasiado fuerte el viento, puede ser posible dispersar el gas alejándolo de fuentes de ignición.

B) Fugas de Gas L.P. e incendio.

1.- Al atacar un incendio en recipientes cilíndricos horizontales (salchichas), los trabajadores deben tomar en cuenta - que estos recipientes a veces fallan en una costura circunferencial. Cuando esto ocurre, la repentina explosión puede impulsar el casquete del recipiente como si fuera cohete. Nadie debe pararse enfrente de cualquier extremo de tales recipientes al ocurrir un incendio.

2.- Lo más importante en esta situación es parar el flujo de Gas L.P. y enfriar el equipo que está expuesto al fuego o que esté adyacente al incendio, utilizando agua, preferentemente en forma de cortina.

3.- Normalmente no debe intentarse apagar un incendio de gas en el lugar de la fuga. Después de cortar el suministro de gas hacia la fuga, el incendio se apagará solo. Si se apaga el fuego antes de este momento, los vapores escaparán para cubrir un área muy grande, con la posibilidad de una posterior explosión, pudiendo quedar atrapados trabajadores así como otros equipos -- que originalmente no se habían dañado.

4.- Un auxiliar de suma importancia para detectar una fuga, es el "Explosímetro", aparato que indica cuando existe mezcla explosiva formada por los vapores inflamables y el aire.

5.- Los extinguidores de polvo químico seco, así como los de bióxido de carbono, se pueden emplear para apagar conatos de estos incendios.

7.2.- SOBRE LOS METODOS DE PROTECCION Y SOBRE LA IMPLEMENTACION DE UNA REGLAMENTACION PROPIA PARA EL ALMACENAMIENTO DE GAS L.P.

La principal causa de la explosión de recipientes a presión es el fenómeno BLEVE. El principio básico de este fenómeno se establece por una pérdida de la resistencia del metal, debido al excesivo calentamiento por fuego directo; esta pérdida es de tal

magnitud, que el recipiente ya no resiste la presión interna y a pesar de que operan las válvulas de relevo, el recipiente estalla.

Para evitar el BLEVE, se han definido 4 métodos o combinación de los mismos como los más adecuados.

- 1.- Inclinación de Pisos.
- 2.- Recubrimientos aislantes.
- 3.- Enfriamiento con agua.
- 4.- Sistemas de depresurización.

La implementación de este tipo de métodos debe ser debidamente estudiada por PEMEX, por medio de la Gerencia de Protección Ecológica e Industrial y es necesaria la estructuración de una norma similar a la GR-IS-3600, exclusivamente para recipientes de almacenamiento a presión, y en la cual se establezcan los señalamientos necesarios e indispensables y los lineamientos a seguir para el funcionamiento seguro y eficaz de las plantas de almacenamiento de Gas L.P. proporcionando seguridad a la colectividad y a los trabajadores de la propia empresa.

La mejor opción para evitar el BLEVE, en estos momentos en que no ha sido desarrollada una norma y procedimientos adecuados, es que se debe mantener una operación segura en el almacenamiento de L.P.G., con una programación correcta respecto al movimiento de productos, de tal forma que se mantenga un espacio vacío, manejándose un 70% aproximadamente como máximo de la capacidad de almacenamiento en uso.

Lo anterior debidamente complementado por un programa de mantenimiento preventivo y aún predictivo, que nos permita evitar en su totalidad las fugas de gas.

Si aunado a lo anterior, se tiene una protección contra incendio fija a base de agua y convenientemente instrumentada, para que en forma automática opere, ya sea a control remoto o -- cuando se detecte gas y con los pisos bajo los recipiente inclinados, las probabilidades de que ocurra el BLEVE serán remotas.

APENDICE A

Propiedades Aproximadas de los Gases Licuados del Petróleo.

Presión de vapor en kpa man. a:	Propano Comercial	Butano Comercial
20°C	930	103
40°C	1550	285
45°C	1720	345
55°C	2070	462
Gravedad Específica.	0.509	0.582
Punto Inicial de Ebullición a presión atm.	-46°C	-9°C
Peso por metro cúbico de líquido a 15.56°C.	509 kg	582 kg
Calor específico de líquido, en kilojoules por kilogramo a 15.56°C.	1.366	1.276
Metros cúbicos de vapor por litro de líquido a 15.56°C.	0.271	0.235
Metros cúbicos de vapor por kilogramo de líquido a 15.56°C.	0.534	0.410
Gravedad específica del vapor (Aire=1) a 15.56°C.	1.52	2.01
Temperatura de ignición en Aire en °C.	493-549	482-538
Temperatura máxima de flama en Aire en °C.	1980	2008
Límites de flámabilidad en Aire, % de vapor en mezclas Gas-Aire:		
a) Mínimo	2.15	1.55
b) Máximo	9.60	9.60

Calor latente de Vaporización en el Punto
de Ebullición:

a) Kilojoules por kg.	430	388
b) Kilojoules por litro.	219	226

APENDICE B

Rango mínimo de descarga requerido en pies cúbicos por minuto de aire al 120% de la presión máxima de disparo requerida para dispositivos de relevo de seguridad usados sobre recipientes no refrigerados para el almacenamiento de gases licuados del petróleo:

Area de la superficie (pies cuadrados)	Rango de FLUJO-PCM AIRE	Area de la superficie (pies cuadrados)	Rango de FLUJO-PCM AIRE
20 ó menor	626	75	1850
25	751	80	1950
30	872	85	2050
35	990	90	2150
40	1100	95	2240
45	1220	100	2340
50	1330	105	2440
55	1430	110	2530
60	1540	115	2630
65	1640	120	2720
70	1750	125	2810

130	2900	310	5920
135	2990	320	6080
140	3080	330	6230
145	3170	340	6390
150	3260	350	6540
155	3350	360	6690
160	3440	370	6840
165	3530	380	7000
170	3620	390	7150
175	3700	400	7300
180	3790	450	8040
185	3880	500	8760
190	3960	550	9470
195	4050	600	10170
200	4130	650	10860
210	4300	700	11550
220	4470	750	12220
230	4630	800	12880
240	4800	850	13540
250	4960	900	14190
260	5130	950	14830
270	5290	1000	15470
280	5450	1050	16100
290	5610	1100	16720
300	5760	1150	17350

1200	17960
1250	18570
1300	19180
1350	19780
1400	20380
1450	20980
1500	21570
1550	22160
1600	22740
1650	23320
1700	23900
1750	24470
1800	25050
1850	25620
1900	26180
1950	26750
2000	27310

Area de la Superficie = Area total de la Superficie exterior del recipiente en pies cuadrados. Cuando el área de la superficie no esté impresa - sobre la placa de identificación o cuando la marca no sea legible, ésta puede calcularse mediante el uso de una de las siguientes fórmulas:

1.- Recipiente cilíndrico con cabezas hemisféricas.

$$\text{Area} = \text{Longitud total} \times \text{diámetro externo} \times 3.1416$$

2.- Recipiente cilíndrico con cabezas distintas a las hemisféricas.

$$\text{Area} = (\text{Longitud total} + 0.3 \text{ diámetro externo}) \times \text{diámetro externo} \times 3.1416.$$

3.- Recipiente Esférico.

$$\text{Area} = (\text{Diámetro externo})^2 \times 3.1416.$$

FLUJO-PCMAIRE = Capacidad de Flujo requerida en pies cúbicos por minuto de aire en condiciones estándar, 60°F y una atmósfera de presión (14.7 - psia).

El rango de la descarga puede interpolarse para valores intermedios del área de la superficie. Para recipientes con un área total de superficie externa mayor de los 2000 pies cuadrados, el rango de flujo puede calcularse usando la fórmula

$$\text{Rango de Flujo-PCMAIRE} = 53.632 A^{0.82}$$

en donde A es el área de la superficie externa del recipiente en pies cuadrados.

APENDICE C

FIGURA No. 1	VALVULA DE SEGURIDAD.....	138
FIGURA No. 2	VALVULA PILOTADA.....	139
FIGURA No. 3	ARREGLO TIPICO DEL SISTEMA CONTRA-INCENDIO PARA TANQUES ESFERICOS DE 20000 BARRILES.....	140
FIGURA No. 4	ARREGLO TIPICO DEL SISTEMA CONTRA-INCENDIO. DETALLE TIPICO DE CONO DISTRIBUIDOR. DETALLE TIPICO PARA ANILLO INFERIOR.....	141
FIGURA No. 5	ARREGLO TIPICO DEL SISTEMA CONTRA-INCENDIO. DETALLE DE LOCALIZACION DE ESPREAS, ANGULO DE COBERTURA Y TRASLAPE.....	142
FIGURA No. 6	DETALLE TIPICO DE ESPREAS TIPD HEMBRA DE 1" DE DIAMETRO. DETALLE TIPICO PARA LOCALIZACION DE BOQUILLAS ANILLO SUPERIOR.....	143
FIGURA No. 7	HIDRANTE CON DOS TOMAS.....	144
FIGURA No. 8	HIDRANTE CON DOS TOMAS Y MONITOR.....	145
FIGURA No. 9	DIAGRAMA MECANICO DE FLUJO DE TANQUES ESFERICOS.....	146
FIGURA No. 10	DETALLE DE LA INSTALACION DE LAS VALVULAS HIDRAULICAS.....	147
FIGURA No. 11	VALVULA DE CONTROL.....	27
FIGURA No. 12	INSTALACION DE VALVULAS DE SEGURIDAD SOBRE ESFERAS.....	148

FIGURA No. 13	ESFERAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS L.P.....	149
FIGURA No. 14	ARREGLO GENERAL DEL SISTEMA CONTRA-INCENDIO PARA ESFERAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS L.P.....	150
GRAFICA No. 1	CURVA PRESION DE VAPOR Y LINEA LIMITE DE SOBRECALENTAMIENTO PARA PROPANO.....	151

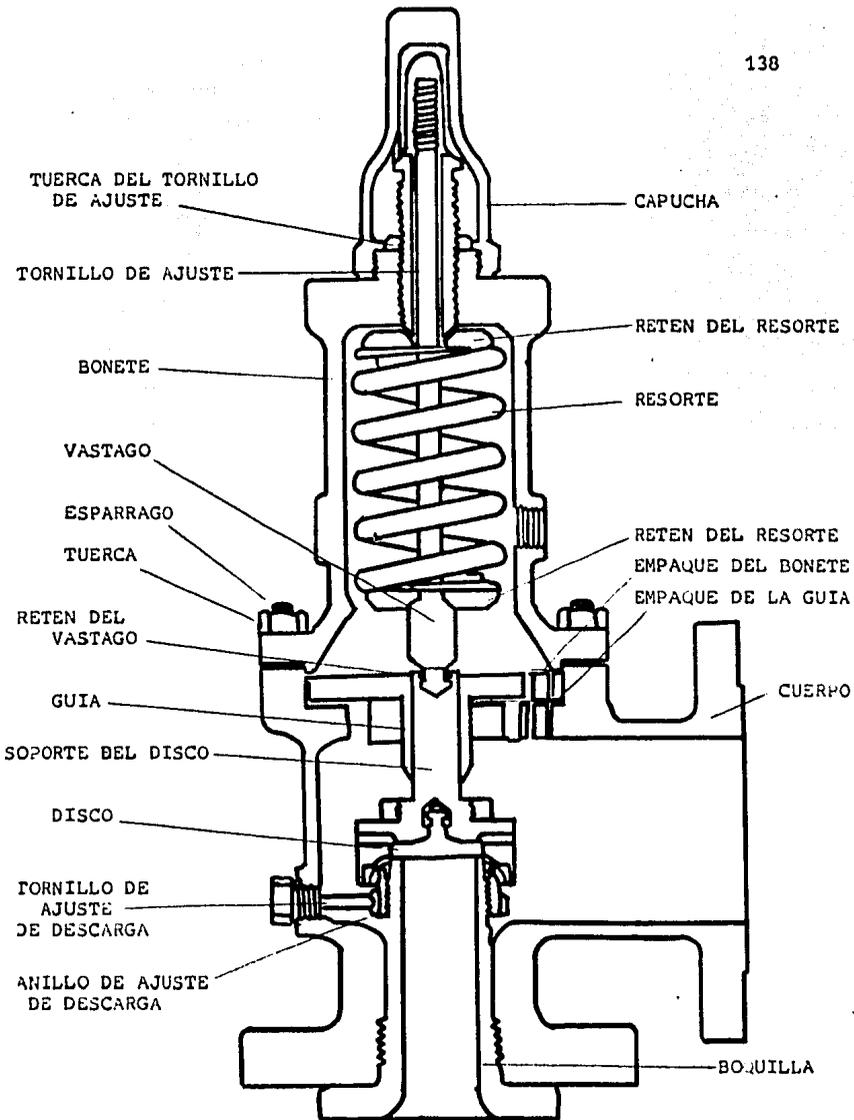


FIGURA No. 1

VALVULA DE SEGURIDAD

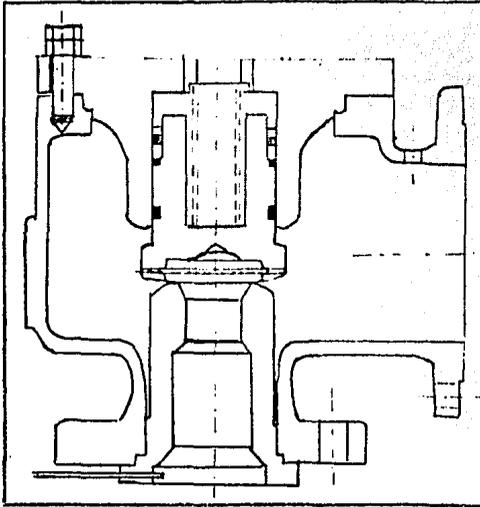


FIGURA N° 2
VALVULA PILOTADA

VER DETALLE
TIPICO DE CONO
DISTRIBUIDOR

20 CM TS

VER DETALLE
PARA LOCALIZACION

TE
PROPANO
20 000 BLS.

48 ESPREAS

4 ESPREAS

VER DET PARA
LOCALIZACION

30" Ø (12 500 G.P.M.)

30" Ø (12 500 G.P.M.)

FUERA DEL
DIQUE

8" Ø (1680 G.P.M.)

8" Ø (1536 G.P.M.)
(NOTA 2)

3" Ø
Ø 1.3" (128 G.P.M.)

12" Ø (3324 G.P.M.)

FUERA DEL
DIQUE

VC

NA FA
(NOTA 3)

1" Ø

N.C.

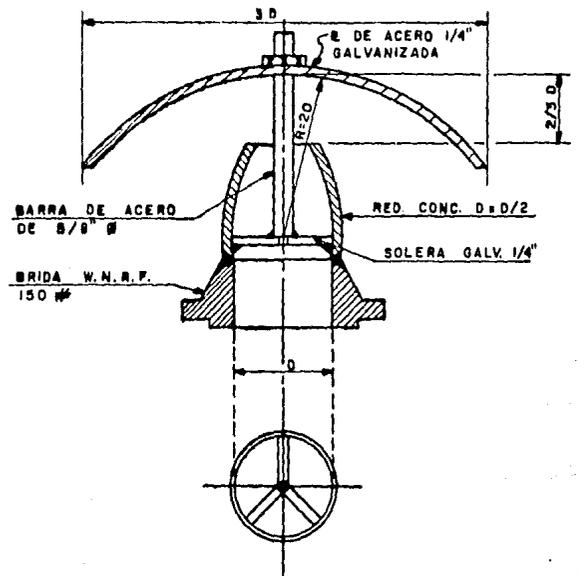
DETALLE TIPICO PARA
ESFERAS DE 20000BLS.

ARREGLO TIPICO DEL SISTEMA
CONTRAINCENDIO PARA TANQUES
ESFERICOS DE 20 000 BLS.

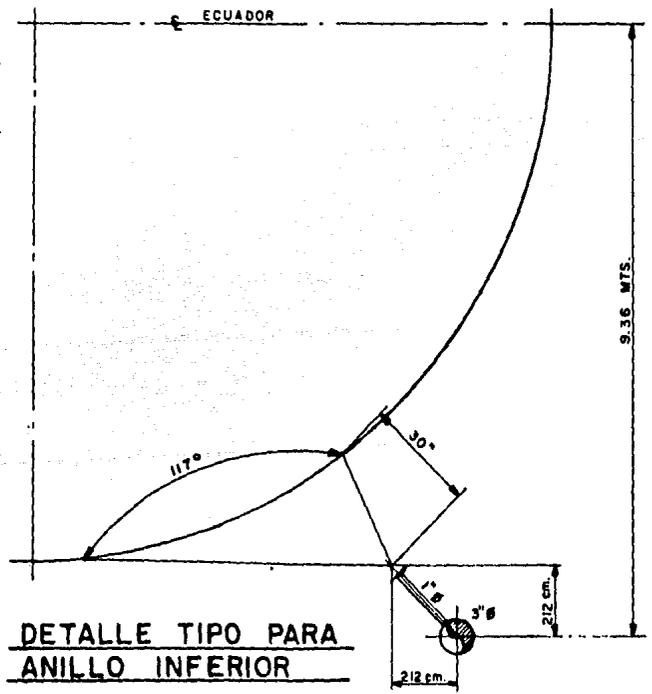
USUARIO:

FIG. 3

REV

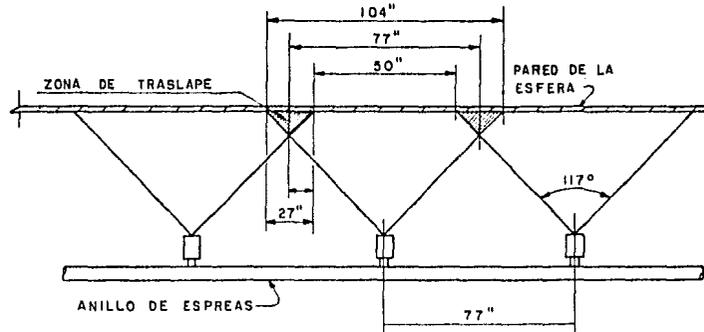


DETALLE TIPICO DE CONO DISTRIBUIDOR



DETALLE TIPO PARA ANILLO INFERIOR

ARREGLO TIPICO DEL SISTEMA CONTRAINCENDIO PARA TANQUES ESFERICOS DE 20000 BLS.		
USUARIO:	FIG. 4	REV.



DETALLE DE LOCALIZACION DE ESPRESAS
ANGULO DE COBERTURA Y TRASLAPE

FIGURA No. 5

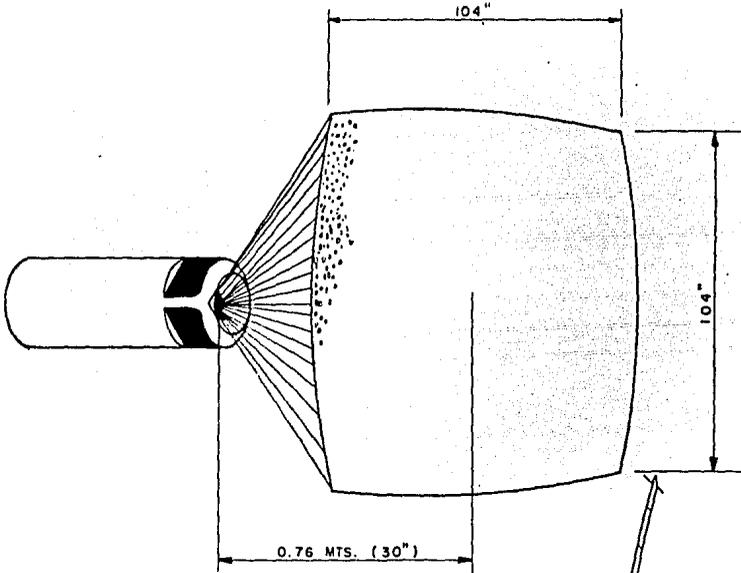
ARREGLO TÍPICO DEL SISTEMA
 CONTRAINCENDIO PARA TANQUES
 ESFERICOS DE 20 000 BLS.

USUARIO:

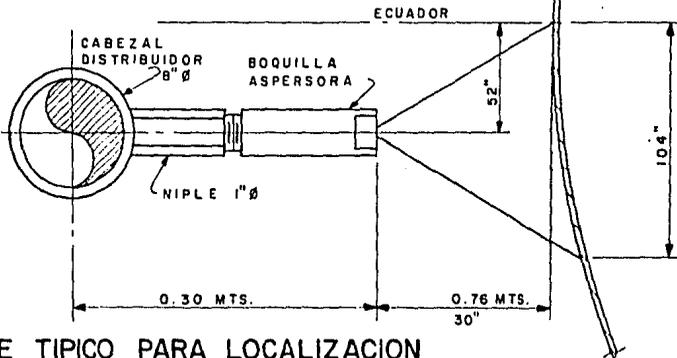
Fig. 5

REV.

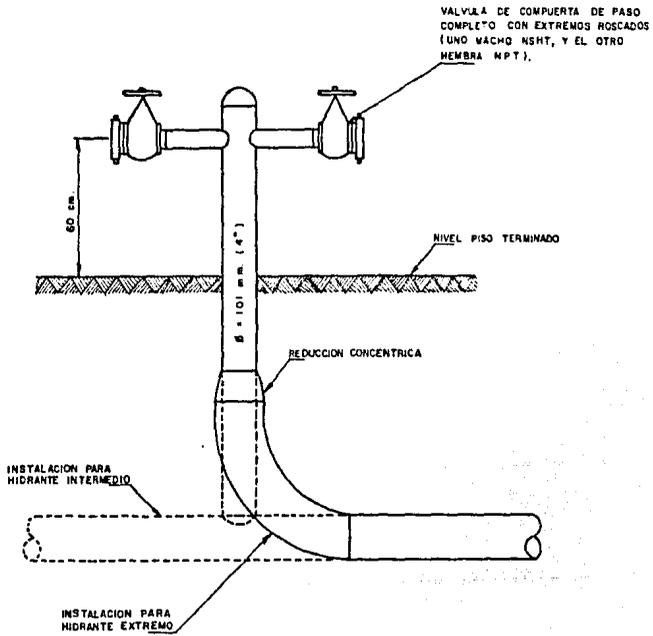
FIGURA No. 6



DETALLE TIPICO DE ESPREAS TIPO HEMBRA 1" Ø
MODELO IHIIW (SPRAYING SIST. ó SIMILAR)

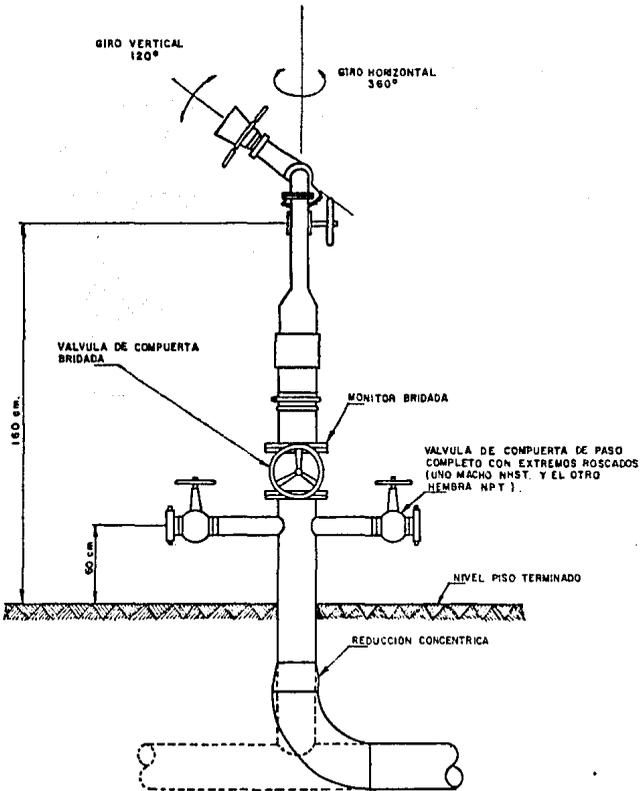


DETALLE TIPICO PARA LOCALIZACION
DE BOQUILLAS ANILLO SUP.



DETALLE DE HIDRANTE CON 2 TOMAS

FIGURA No. 7



DETALLE DE HIDRANTE DE 2 TOMAS CON MONITOR

FIGURA No. 8

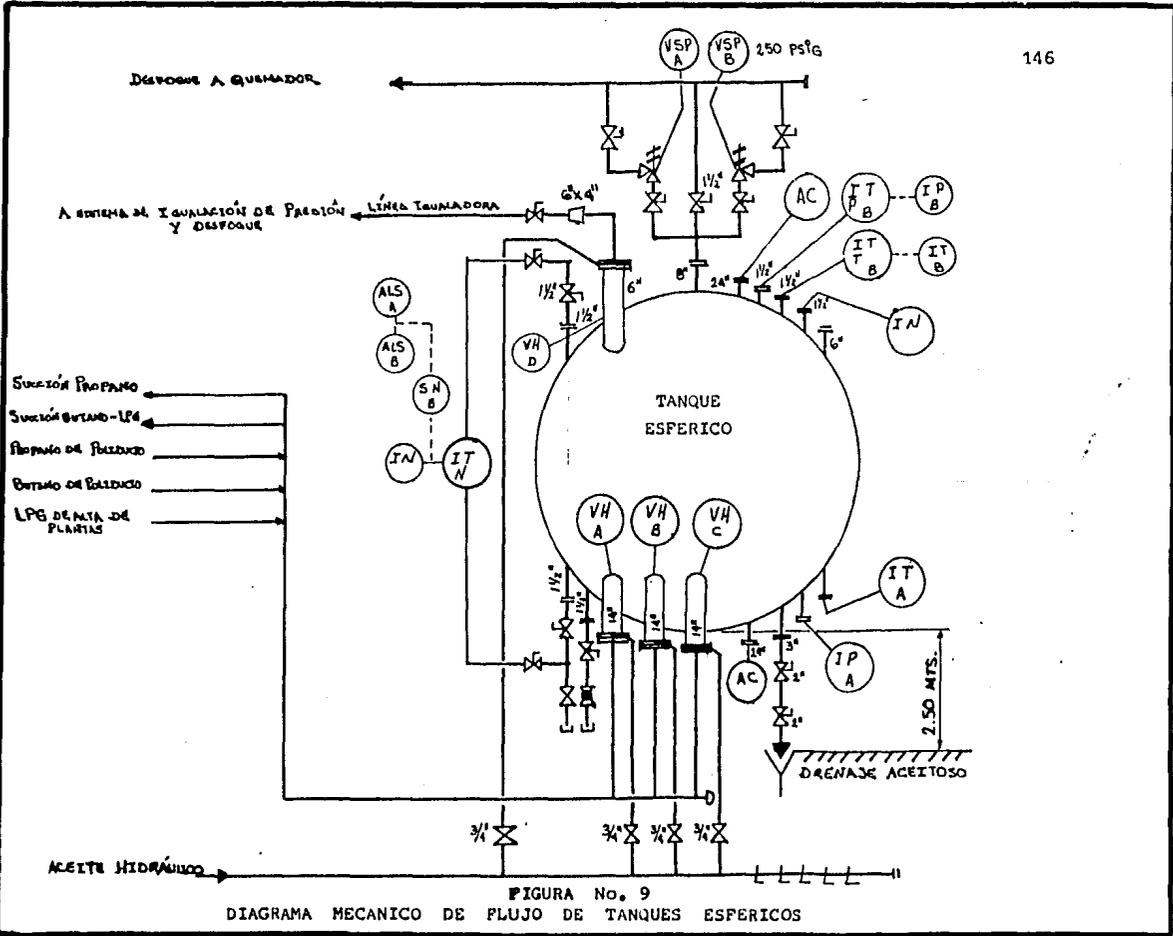


FIGURA No. 9
DIAGRAMA MECANICO DE FLUJO DE TANQUES ESFERICOS

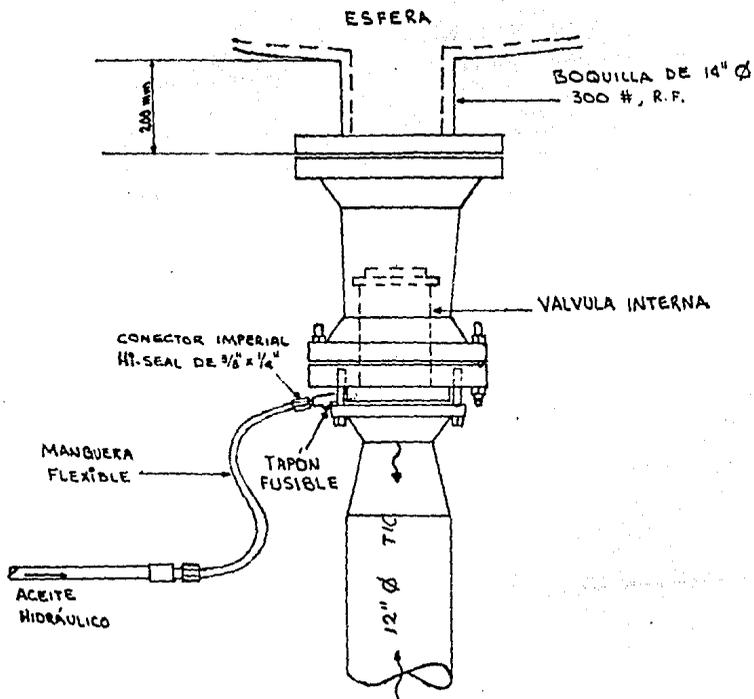
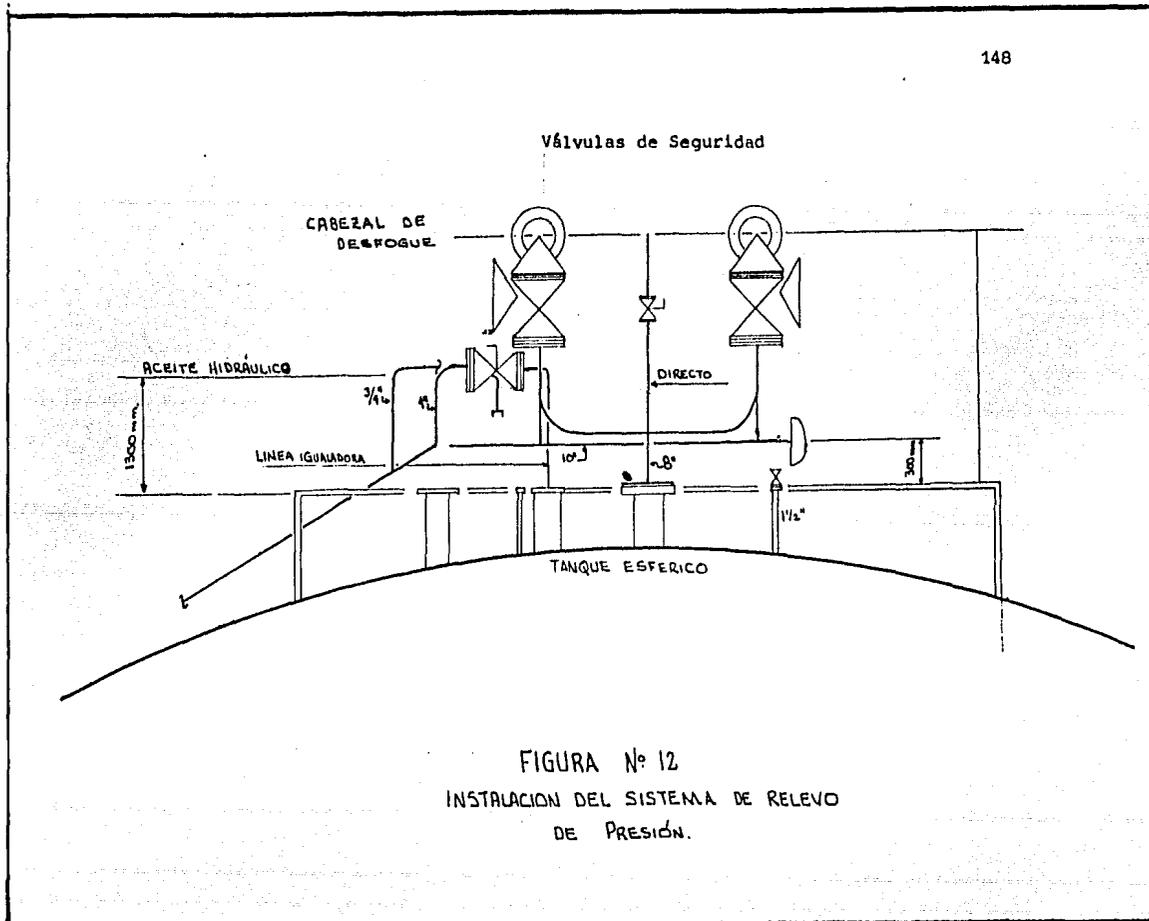


FIGURA N° 10
DETALLE DE LA INSTALACION
DE LAS VÁLVULAS HIDRÁULICAS



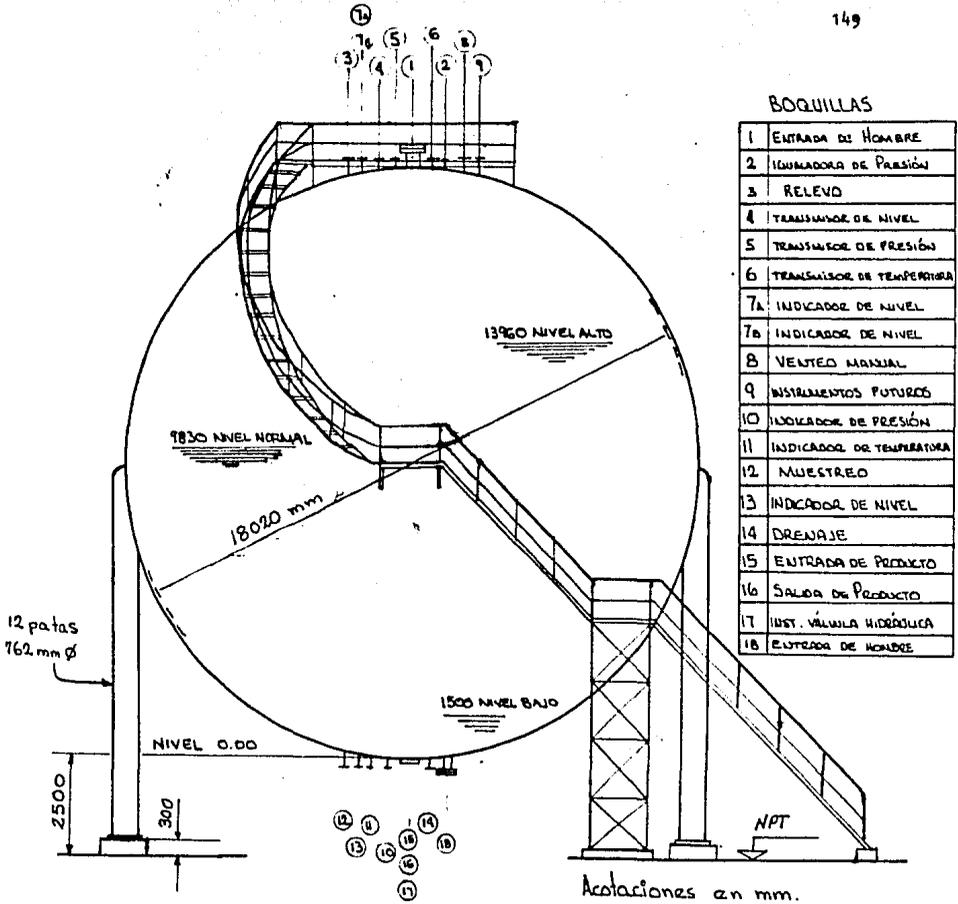
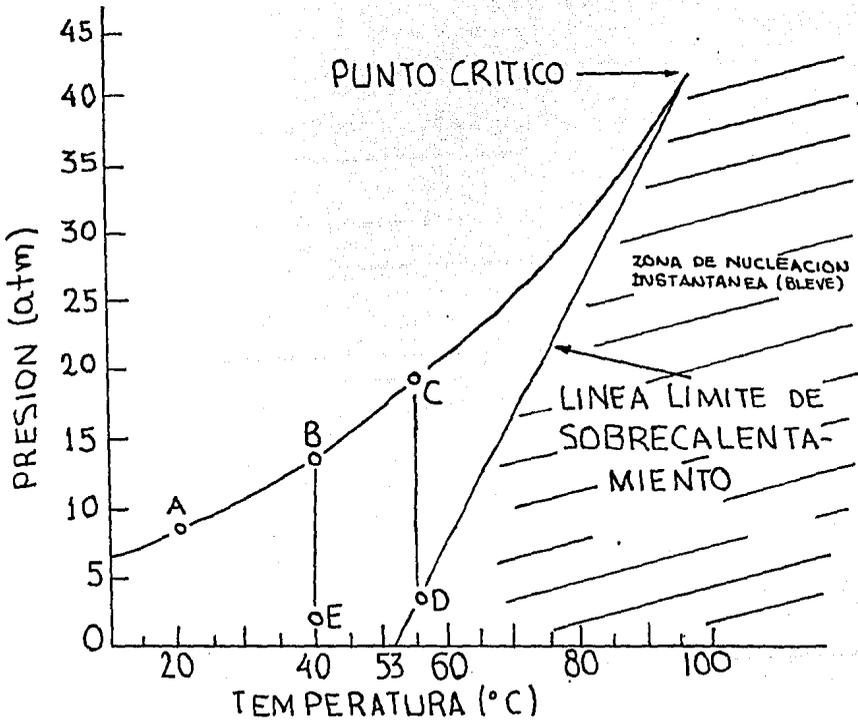


FIGURA N° 13

ESFERAS DE ALMACENAMIENTO
DE GAS L.P.
20000 BLS.



GRAFICA N° 1

CURVA PRESION VAPOR Y LINEA LIMITE DE SOBREALEMENTAMIENTO PARA PROPANO

BIBLIOGRAFIA

- 1.- American Petroleum Institute
Standard 2510 (API 2510)
"Design and Construction of LP-Gas Installations at Marine and Pipeline Terminals, Natural Gas Processing Plants, Refineries, Petrochemical Plants, and Tank Farms".
4.th Ed. December 1978.
- 2.- Petróleos Mexicanos, Gerencia de Refinación
Norma de Seguridad GR-IS-3600
"Especificaciones para Protección en Tanques de Almacenamiento de la Gerencia de Refinerías".
Abril de 1983, Revisión 4.
- 3.- National Fire Protection Association, Inc.
Standard 59 (NFPA 59)
"Standard for the Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases at Utility Gas Plants".
1979 Ed. (Rev. 1984).
- 4.- National Fire Protection Association, Inc.
Standard 58 (NFPA 58)
"Standard for the Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases".
1983 Ed.

- 5.- VERVALIN, CHARLES H. (Editor)
"Fire Protection Manual for Hydrocarbon Processing Plants".
Vol. 1, 1983.

- 6.- PETROLEOS MEXICANOS
Boletín de Seguridad Industrial No. 66
"Reglas Básicas de Seguridad para el Manejo de Gases Licuados del Petróleo".
México 1973.

- 7.- PETROLEOS MEXICANOS
Gerencia de Refinación
"Los Peligros de la Electricidad".
México 1982.

- 8.- PETROLEOS MEXICANOS
Boletín de Seguridad Industrial No. 74
"Reglas Básicas de Seguridad para el Manejo de Propileno".
México 1975.

- 9.- PETROLEOS MEXICANOS
Boletín de Seguridad Industrial No. 68
"Inspección y Mantenimiento General de Instalaciones y Equipo Contra-Incendio".
México 1974.

- 10.- SODEN, J.D.
"Basics of Fire-Protection Design (part 1)".
Hydrocarbon Processing
Vol. 64, No. 5, May 1985.
- 11.- SODEN, J.D.
"Basics of Fire-Protection Design (Part 2)".
Hydrocarbon Processing
Vol. 64, No. 6, June 1985.
- 12.- PETROLEOS MEXICANOS
Boletín de Seguridad Industrial No. 39
"Recomendaciones para el Manejo, Carga y Descarga de Autos
tanque".
México 1983.
- 13.- CAMPOS P., Benjamín
"Diseño, Selección y Mantenimiento de Válvulas de Seguridad".
Congreso Nacional de Seguridad.
- 14.- American Society Of Mechanical Engineers (ASME)
"Boiler and Pressure Vessel Code".
Sect. VIII (1982).

- 15.- KLETZ, Trevol
"Protect Pressure Vessel From Fire".
Imperial Chemical Industries
LTD, Wilton England.
- 16.- ICI Code
"Liquiefies Flammable Gases-Storage and Handling".
1982 Ed.
- 17.- Railroad Accident Report No. SS-R-2, Pennsylvania Railroad
Train Pr-11A, Extra 2210 West an Train SW-6, Extra 2217
East, Derailment and Collision, Dunreith, Indiana, Jan. 1,
1968.
Department of Transportation, Washington, D.C.
- 18.- PETROLEOS MEXICANOS
NORMA PARA PROYECTO DE OBRA No. 2.607.21
"SISTEMAS PARA AGUA DE SERVICIO CONTRA-INCENDIO".
- 19.- PETROLEOS MEXICANOS
NORMA DE SEGURIDAD A-I-1
"EQUIPOS E INSTALACIONES CONTRA INCENDIO".
Rev. 1, Oct. 1966.

- 20.- National Fire Protection Association, Inc.
Standard 70 (NFPA 70 -ANSI-).
National Electrical Code
1983 Ed.
- 21.- National Fire Protection Association , Inc.
Standard 77 (NFPA 77)
Static Electricity
1983 Ed.
- 22.- National Fire Protection Association, Inc.
Standard 78 (NFPA 78)
Lightning Protection Code
1983 Ed.
- 23.- National Fire Protection Association, Inc.
Standard 15 (NFPA 15)
Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
1983 Ed.
- 24.- ANSI A 58.1
Building Code Requeriments for Minimum Design Loads in
Buildings and Other Structures.
1973.

25.- National Fire Protection Association, Inc.
Standard 30 (NFPA 30)
Flammable and Combustible Liquids Code
1981.

6