



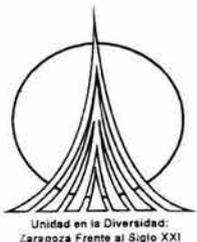
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

"ESTABLECIMIENTO DE CRITERIOS PARA LA PREVENCION
Y CONTROL DE EVENTOS RIESGOSOS EN INSTALACIONES
COSTA FUERA"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A :
RODRIGUEZ MUÑOZ JESUS

DIRECTOR:
I.Q. RENE DE LA MORA MEDINA



MEXICO, D. F.

2004



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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

D E D I C A T O R I A S

A DIOS POR SER MI COMPAÑERO

A MIS PADRES ANDRES Y JUANITA POR SU AMOR Y APOYO

A MIS SUEGROS ANTONIO Y PAZ POR SER UN EJEMPLO A SEGUIR

A MIS HERMANOS ANDRES, MANUEL, VICTOR, ALFONSO, MARIA DEL CARMEN,
ALEJANDRO, JORGE Y ENRIQUE POR SER MIS MEJORES AMIGOS

A MIS CUÑADOS Y CONCUÑOS ROSA, MARCO, LUZ, VERONICA, MARTHA, DAVID,
VICENTE, LUIS ANGEL, SOCORRO, DALIA, PATRICIA, ELVIA, TANA POR SER BUENOS
COMPAÑEROS

A MI ESPOSA ANA MARIA Y MI HIJA ANA LAURA POR SER LA FUENTE DE MI
INSPIRACION

A MIS SOBRINOS MIRIAM, ADRIANA,, DIANA ANDREA, OSWALDO, NANCY, SELENE,
ALAN , ERIK, ANGEL, ALEJANDRO, DELMAR, GAMALIEL, MANUEL Y LIZETTE POR SU
CARIÑO

CON TODO RESPETO Y AMOR DE JESUS RODRIGUEZ MUÑOZ

A G R A D E C I M I E N T O S

A LA FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

A SUS MAESTROS Y PERSONAL ADMINISTRATIVO

POR COMPARTIR SUS CONOCIMIENTOS Y SU TIEMPO CONMIGO

A MI ASESOR

ING. RENE DE LA MORA MEDINA

POR LA ATENCION, TIEMPO Y CONOCIMIENTOS QUE ME BRINDO PARA LA
REALIZACIÓN DE ESTA TESIS

ING. GUADALUPE OBRADOR OLAN

POR SU APOYO Y POR LA CONFIANZA QUE DEPOSITO EN MI

ING. LUZ ELENA FLORES BUSTAMANTE

POR SER UNA BUENA AMIGA Y COMPAÑERA

A TODAS LAS PERSONAS, AMIGOS Y COMPAÑEROS DE TRABAJO QUE ME
AYUDARON PARA LA TERMINACION DE ESTE TRABAJO



FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA

JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/082/03

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: RODRÍGUEZ MUÑOZ JESÚS

P r e s e n t e.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha
propuesto a los siguientes sinodales:

Presidente:	I.Q. René de la Mora Medina
Vocal:	I.Q. Salvador J. Gallegos Ramales
Secretario:	I.Q. Miguel Angel Varela Cedillo
Suplente:	I.Q. Angel Gómez González
Suplente:	I.Q. José Benjamín Rangel Granados

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

México, D. F., 3 de Octubre de 2003

EL JEFE DE LA CARRERA



M. en C. ANDRÉS AQUINO CANCHOLA

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es indicar que criterios deben aplicarse para la prevención y control de eventos riesgosos en instalaciones costa fuera o plataformas marinas, en las que se extrae y procesa aceite crudo y gas proveniente de yacimientos de petróleo marinos, ubicadas dichas plataformas en la Sonda de Campeche, México, para ayudar a mantener en niveles de seguridad aceptables este tipo de instalaciones, dada su importancia desde un punto de vista económico y sobre todo por el personal que labora y habita en ellas.

Estos criterios están establecidos en la normas, estándares y practicas recomendadas tanto nacionales como internacionales, vigentes para este tipo de instalaciones y se recomienda ser utilizados en el diseño de los equipos de proceso, sistemas de seguridad del proceso, arreglo de equipo, sistemas contra incendio, sistemas de emergencia y rutas de escape. así como en la elaboración de procedimientos de seguridad personal, de emergencia y para manuales de operación.

En la primera parte de este trabajo, se describen las características principales de las plataformas marinas clasificándolas por su tipo y por su uso, se mencionan las condiciones climatológicas del lugar y se proporciona una perspectiva a futuro de las plataformas marinas haciendo referencia a las reservas petroleras de las regiones marinas en la Sonda de Campeche.

A continuación, se habla del Análisis de Riesgos y se describe la naturaleza de los Riesgos, debido a Fuga, Incendio y Explosión, se presenta un resumen de los Métodos de identificación de Riesgo, creados sobre la base de la Experiencia, Analíticos y Creativos; de los Métodos para la Evaluación de Riesgos tanto Cualitativos como Cuantitativos; así como de los métodos para el Control de Riesgos. Este análisis de riesgos se puede aplicar en todas las fases de un proyecto, tanto en el diseño y construcción de una plataforma marina como en su operación.

En la tercera parte se indican las Recomendaciones para la Prevención de Riesgos, describiéndose los Criterios básicos para el Diseño de: Instalaciones, Arreglos de Equipos, Equipo como Cabezales de pozos, Recipientes a Presión, Tanques Atmosféricos, equipos calentados con Gases Calientes y a Fuego Directo, Bombas, Compresores, Tuberías, Intercambiadores de Calor, Sistemas de Venteo y Alivios de Emergencia, Sistema de Drenaje, Sistemas de Seguridad Superficial, consideraciones de seguridad en Habitacionales, Consideraciones de Seguridad Especiales, y Procedimientos de Operación.

En la ultima parte se describen los Sistemas de detección, alarma y extinción de incendios (agentes de extinción: Agua, Espuma, Polvo Químico, Agente limpio, Gases), sistemas Despresurización de Emergencia, Extintores Portátiles, Orientación y Seguridad del Personal, Protección Pasiva.

Índice

	Introducción	4
	Capítulo 1	
	Plataformas marinas	
1.0	Generalidades	6
1.1	Sonda de Campeche	6
1.2	Condiciones climatológicas	9
1.3	Clasificación de plataformas marinas	12
1.4	Futuro de las plataformas marinas	20
1.5	Reservas de las regiones marinas	23
	Capítulo 2	
	Análisis de riesgos	
2.0	Generalidades	38
2.1	Naturaleza de los riesgos	38
2.1.1	Fuga de gas tóxico e inflamable	41
2.1.2	Incendio	48
2.1.3	Explosión	56
2.2	Análisis de riesgos	57
2.2.1	Identificación de riesgos	58
2.2.2	Evaluación de riesgos	72
2.2.3	Control de riesgos	75
	Capítulo 3	
	Recomendaciones para la prevención de riesgos	
3.0	Generalidades	85
3.1	Diseño de instalaciones	86
3.1.1	Arreglo de equipo	89
3.2	Diseño de equipo	97
3.2.1	Cabezales de pozos, líneas de flujo y cabezales	99
3.2.2	Recipientes a presión	99
3.2.3	Tanques atmosféricos	100
3.2.4	Componentes calentados con gases calientes y a fuego directo	101
3.2.5	Bombas	101

3.2.6	Compresores	103
3.2.7	Tuberías y tuberías ascendentes	104
3.2.8	Intercambiadores de calor	105
3.2.9	Sistemas de venteo, de desfogue (flare) y de alivios de emergencia	106
3.2.10	Dimensionamiento de la válvula de alivio	109
3.2.11	Sistemas de drenaje	111
3.2.12	Diseño de la tubería	112
3.2.13	Prevención de la corrosión y la erosión	114
3.2.14	Sistemas de seguridad superficial	115
3.2.15	Habitacionales	122
3.3.	Consideraciones de seguridad especiales	122
3.4	Procedimientos de operación	123
Capítulo 4		
Control de fuego en plataformas de producción costa fuera		
4.0	Generalidades	130
4.1	Detección de incendio	130
4.1.1	Instalación	132
4.1.2	Sistemas de alarma	135
4.2	Sistemas para el combate del incendio	135
4.2.1	Sistemas de agua contra incendio	136
4.2.1.1.	Selección de material de tubería de agua contra incendio	142
4.2.1.1.1	Consideraciones para la selección del material	142
4.2.1.1.2	Sistemas de tuberías	143
4.2.2	Sistemas de espuma	145
4.2.3	Sistemas de polvo químico	147
4.2.4	Sistemas de agentes extintores gaseosos	148
4.2.5	Sistemas de control manual contra incendio	150
4.2.6	Sistemas de control automático contra incendio	150
4.2.7	Consideraciones de diseño de despresurización de emergencia	153
4.3	Extintores portátiles contra incendio	155
4.3.1	General	155
4.3.2	Recarga	156

4.3.3	Clasificación y tipo de extintores contra incendio	157
4.3.3.1	Tipo de extintores	157
4.3.3.2	Clase de extintores contra incendio	157
4.3.3.3	Cantidad de agente químicos	158
4.4	Inspección prueba y mantenimiento	162
4.4.1	General	162
4.4.2	Bombas de agua contraincendio	162
4.4.3	Mangueras contraincendio, boquillas y monitores	163
4.4.4	Sistemas de inundación con rociadores	164
4.4.5	Sistemas fijos de extinción con polvo químico seco	164
4.4.6	Sistemas de extinción gaseosos	165
4.4.7	Extintores portátiles contra incendio	165
4.4.8	Alarma general detectores de fuego y gas	166
4.5	Orientación y seguridad del personal	166
4.5.1	Seguridad personal	166
4.5.2	Orientación del personal	168
4.6	Protección pasiva contra incendio	170
4.6.1	General	170
4.6.2	Usos	170
4.6.3	Materiales a prueba de fuego	170
4.6.3.1	Mantenimiento	170
4.6.3.2	Relación de protección contra incendio	171
	Conclusiones	177
	Bibliografía	179
	Glosario	183

INTRODUCCIÓN

La explotación de yacimientos de petróleo marinos en la Sonda de Campeche, es muy importante para la economía nacional, ya que representa el 75 % de producción de la explotación petrolífera del país.

Nuevos yacimientos han sido descubiertos, por lo cual para el futuro esta zona es considerada como la principal productora de petróleo y de gas natural de México.

Existen peligros inherentes al tipo de equipo, sustancias y procesos que se tiene en estas instalaciones, que representan serios riesgos para el personal, para las instalaciones y para el medio ambiente, por lo que es necesario llevar a cabo estudios que proporcionen resultados cualitativos y cuantitativos de los riesgos, con el fin de determinar las acciones que son necesarias para reducir los riesgos a niveles aceptables

Objetivo: Establecer criterios para la prevención y control de eventos riesgosos, tomando como base la normatividad vigente para este tipo de instalaciones.

Las recomendaciones y criterios aquí descritas son basados en normas, estándares y practicas recomendadas nacionales e internacionales que son esenciales para que las operaciones en plataforma de producción costa fuera se realicen de una manera segura para el personal, instalaciones y medio ambiente.

Los principales principios para el diseño y operación de instalaciones seguras son: (1) Minimizar la probabilidad de liberaciones no controladas de hidrocarburos y otros materiales peligrosos, (2) Minimizar las opciones de ignición, (3) Prevenir el escalonamiento del fuego y daño al equipo, (4) Proporcionar protección y vías de escape al personal. La identificación y medición formal de los riesgos, son necesarias para la aplicación apropiada de estos cuatro principios. Adicionando a esto un sólido juicio ingenieril y la adecuada operación y mantenimiento de toda la instalación de producción, deberá resultar en una instalación segura.

La mejor protección contra el suceso del incendio será realizada a través de la provisión bien diseñada y la formación y capacitación del personal para las operaciones de prácticas seguras. La plataforma será diseñada y operada para todas las fases de las operaciones de producción, incluyendo situaciones temporales tales como perforación, mantenimiento, construcción etc., el buen diseño de las instalaciones deberá ser capaz de aislar las fuentes de combustible en caso de incendio. La posibilidad de un incendio no puede descartarse y métodos empleados para el control de incendios deberán considerarse.

Estas recomendaciones y criterios pueden ser aplicados a plataformas de producción fija tipo-abierta que generalmente están instaladas en climas moderados y que tienen suficiente ventilación natural para minimizar la acumulación de vapores. Áreas cerradas, tales como cuartos

construidos y equipos encerrados, normalmente instalados en este tipo de Plataforma de Producción utilizadas en la Sonda de Campeche.

Las plataformas totalmente cerradas por condiciones extremas de clima u otras situaciones no son incluidas en el alcance de este trabajo.

El presente trabajo se basa en normas, estándares y practicas recomendadas, que varias organizaciones han desarrollado con aceptación de la industria petrolera. Estas normas estándares y prácticas pueden ser usadas para diseño, instalación y operación de sistemas de prevención y control contra-incendio en plataformas de producción costa fuera.

CAPITULO 1

PLATAFORMAS MARINAS

1.0 Generalidades³⁴

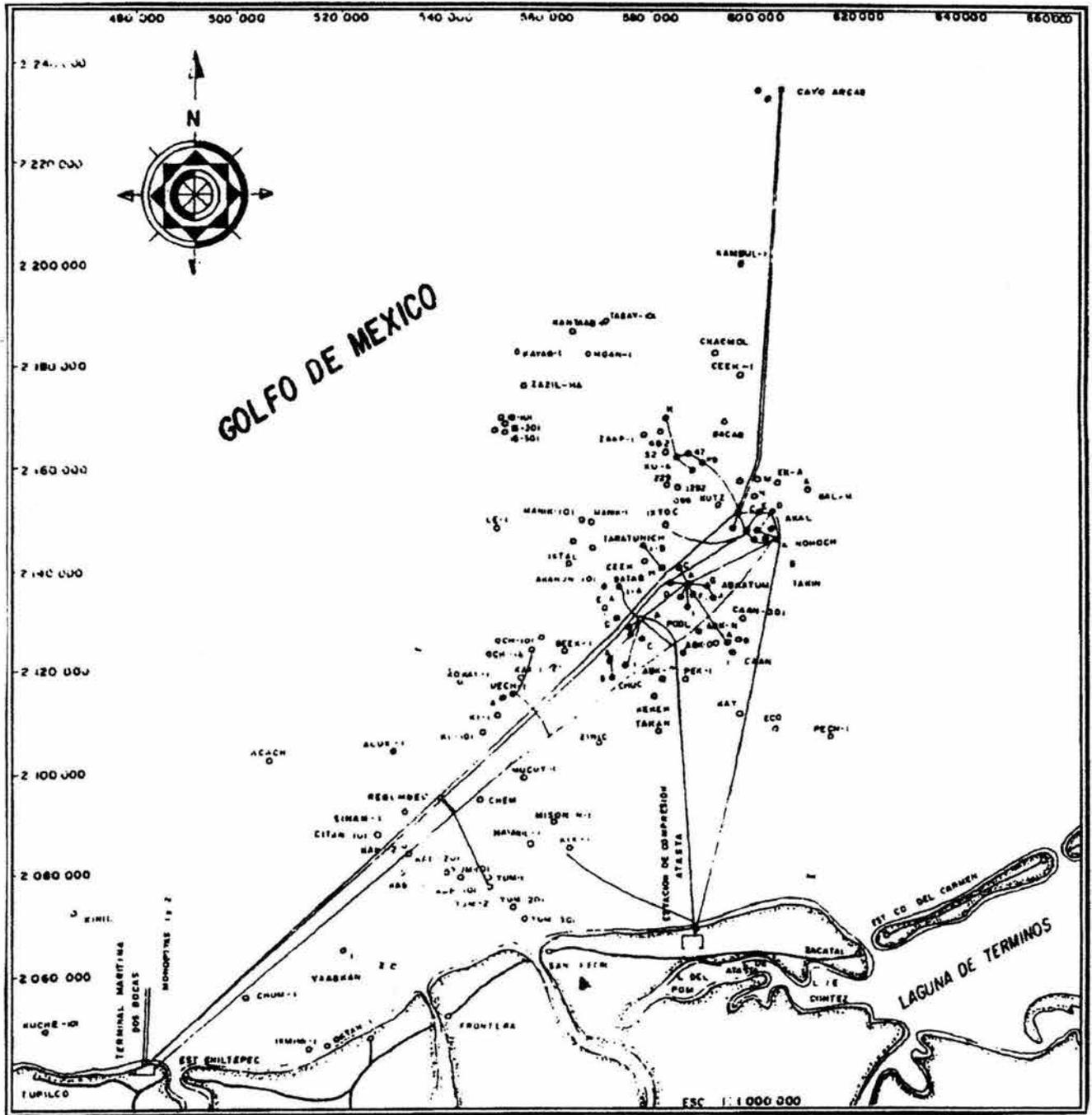
La explotación de yacimientos de petróleo en la Sonda de Campeche, representa un elemento estratégico para la economía nacional, por lo tanto es muy importante contar con un nivel de seguridad aceptable en este tipo de instalaciones, La producción de petróleo en esta zona, representa actualmente para el país el 75% de la explotación petrolífera nacional, y nuevos yacimientos han sido descubiertos, esta zona es considerada como la más importante y prometedora productora de petróleo y gas natural, de nuestro país.

De acuerdo con el nivel de reservas y considerando el ritmo de producción de 1998, la relación de reserva / producción es de 38 años. Es importante aclarar que esta relación no considera elementos tan relevantes como descubrimientos futuros, la implantación de mejoras operativas y la declinación de los campos, entre otros aspectos.

1.1 Sonda de Campeche.⁵⁸ La Sonda de Campeche es la región donde se localizan las instalaciones y equipo para la exploración, perforación y explotación de los yacimientos de petróleo marinos, las que se denominan plataformas marinas, y son responsabilidad de Petróleos Mexicanos (PEMEX), ubicadas a 80 Km al norte franco de la Ciudad. del Carmen, Campeche. La explotación de esta zona petrolera se inicio el 23 de junio de 1979, con el pozo Cantarell "IA", localizado en la plataforma Akal-C con una producción de Aceite crudo de 2,626.7 m³/día y Gas de 154,900m³/día.

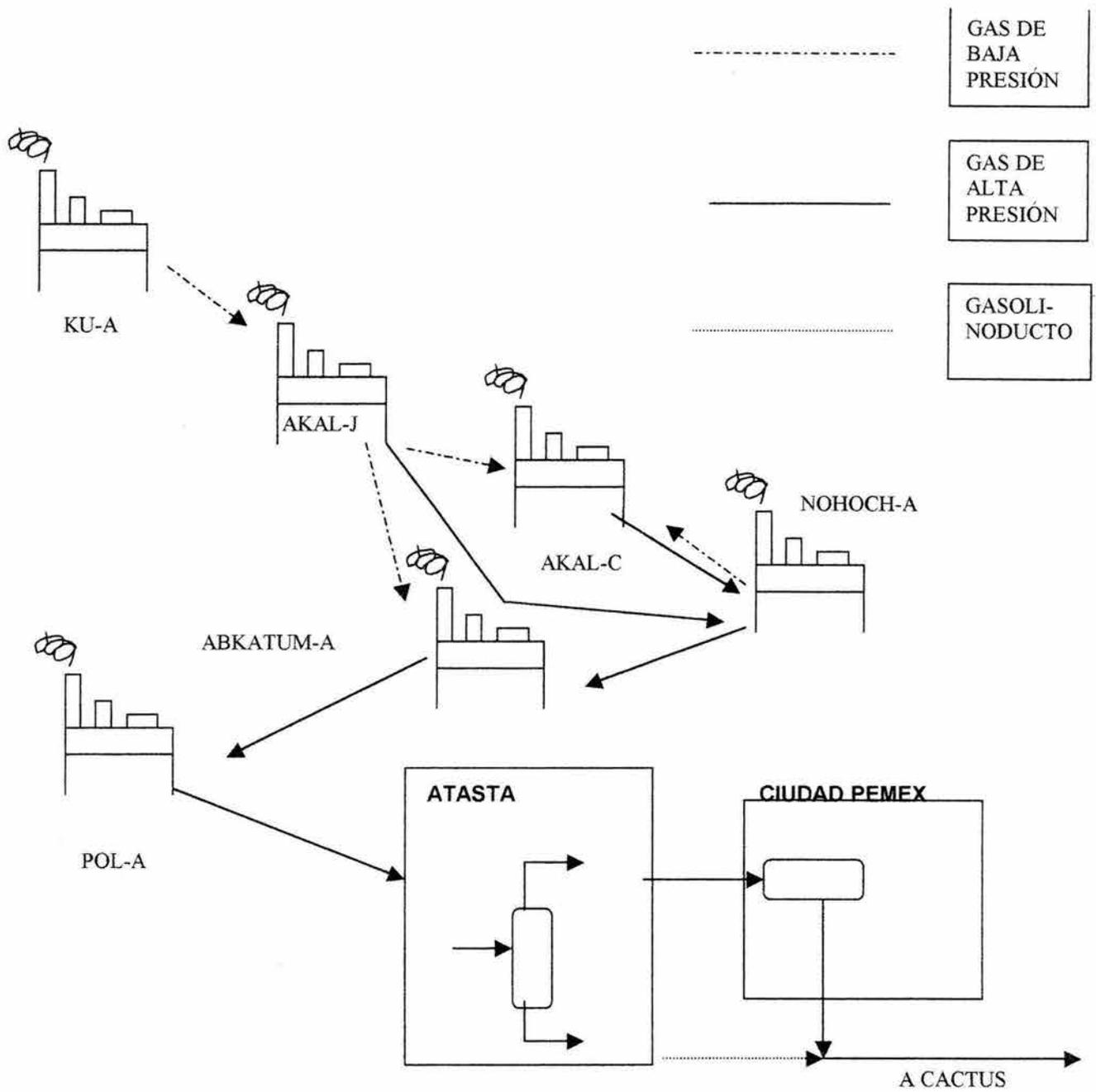
Complejo de Producción: Es un conjunto de plataformas marinas unidas por puentes las cuales generalmente alojan instalaciones de separación de gas-aceite, bombeo y compresión, estabilización de aceite, habitacional.(Figura 1.4 Complejo de Producción Pol-A)

Actualmente la producción de los pozos localizados en las plataformas marinas en los complejos de producción, y en las plataformas satélites o periféricas(fuera de los complejos) se recolecta por medio de oleogasoductos los cuales llegan a la plataforma de enlace y de ahí se distribuyen a las plataformas de producción en donde se efectúa el proceso de separación de aceite y gas. En algunos complejos, la función de enlace se realiza en la misma plataforma de producción. Para la localización de las plataformas en el Golfo de México se utilizará el Croquis No. 1.1, en donde se ubican por coordenadas geográficas. Algunos de estos complejos están unidos a la terminal marítima Dos Bocas por medio de 3 principales oleoductos de 36" de diámetro por 162 km; Para el envío de crudo a Cayo de Arcas, se cuenta con 3 oleoductos de 36"de diámetro por 82 km que parten del complejo Akal J; ver Esquema de interconexión entre complejos de producción marinos petroquímicos en Esquema No. 1.1(Integración de manejo de gas y condensados en Zona Marina)-



Localización de plataformas marinas.

Croquis No. 1.1



**Esquema de Interconexión entre Complejos de Producción Marinos Petroquímicos
(Integración de Manejo de gas y condensados en la zona marina).**

Esquema. No.1.1

1.2.-Condiciones climatológicas²⁹

Las condiciones climatológicas predominantes en la Sonda de Campeche son:

Vientos. El patrón se establece con vientos dominantes del Este durante los meses de febrero a septiembre, y el resto del año cuando los vientos son frecuentes, provienen del Noreste. Los vientos se califican como veloces ráfagas durante el periodo de octubre a abril, principalmente en noviembre- diciembre donde alcanzan hasta 20 Km/h. Esta temporada se considera de "nortes" en la cual los vientos Alisios son frecuentemente interrumpidos por los provenientes del primer cuadrante. Los vientos predominantes de la región son E a SE durante marzo-abril hasta agosto-septiembre y N a NO durante octubre a febrero, caracterizan las épocas de "nortes".

Niebla.-La niebla es poco frecuente, afecta durante marzo. La precipitación es máxima durante el mes de septiembre

Humedad. En general, el clima es caluroso y húmedo(98% máximo considerar este dato para diseño y selección de materiales resistentes a este ambiente húmedo, marino y corrosivo) a excepción de la temporada de nortes, en la cual los vientos reducen la temperatura

Precipitación pluvial. En la Sonda de Campeche, el clima predominante es cálido sub-húmedo con lluvias en verano(de junio a octubre), la precipitación anual varía entre 1,100 y 2,000 mm.

Temperatura. La temperatura anual promedio mínima supera los 26 °C

Mareas. Las mareas en la mayor parte del Golfo de México son de tipo diurno con algunas regiones de mareas mixtas como la zona Noreste y Noroeste del Golfo, reportándose componentes semidiurnos para la Sonda de Campeche

Corriente de Lazo Esta corriente es el flujo de agua con alta salinidad(36.7%) y temperaturas superficiales durante el verano de 28 a 29° C que reducen en el invierno a 25 a 26 °C.

Nortes. El Golfo de México y el Mar Caribe presentan una circulación de vientos formados por masas de aire polar que se desplazan hacia el sur a través de Estados Unidos, con vientos de dirección boreal, cuya intensidad alcanza frecuentemente rachas fuertes, violentas o huracanadas.

Los nortes por lo general soplan de noviembre a marzo. Los de carácter severo ocurren de diciembre a febrero, pero ocasionalmente pueden presentarse posteriormente. Estos vientos solos afectan a la región noroeste del Caribe y su dirección varía de noroeste a noreste con velocidades de 50 a 100 Km/h, pudiendo alcanzar rachas aun mayores. Los nortes por lo general tienen una duración máxima de dos días, pero las tormentas severas pueden permanecer hasta cuatro días, ocasionando lluvias, chubascos y un marcado descenso de temperatura.

Ciclones tropicales o huracanes.

Los ciclones tropicales más conocidos como huracanes se forman en el hemisferio norte en las regiones oceánicas ecuatoriales al norte de los 5°, desde mayo a principios de noviembre.

México presenta tres zonas matrices de formación de huracanes, de las cuales se ubican en el Caribe y Golfo de México. La primera de ellas aparece al suroeste del Golfo de México en la Sonda de Campeche, e inicia su actividad en junio formando sistemas lluviosos que poco a poco se intensifican de modo que en julio configuran verdaderas tormentas y ciclones que suelen dirigirse hacia el noroeste (considerar estos contratiempos en la planeación de los trabajos de construcción operación y mantenimiento, así como de extremar precauciones de seguridad en estas temporadas)

El Caribe Oriental es la segunda zona matriz que se establece en julio cuando el calentamiento de la zona es elevado, dando origen a huracanes de gran recorrido y potencia.

La tercera zona se ubica en la porción Atlántica formando huracanes aun más potentes que la anterior.

Los huracanes se caracterizan por fuertes vientos que sobrepasan los 120 Km/h., Así como lluvias intensas que pueden registrar hasta 1,000 mm. , Sobre todo durante septiembre, mes en el que son mas frecuentes.

La evolución de los huracanes esta condicionada a la cantidad de energía liberada en forma de calor de modo que las aguas tibias del Golfo de México proporcionan una gran cantidad de vapor de agua que actúa como vivificador de los huracanes. Estos fenómenos son capaces de alterar el patrón de circulación de modo importante.

En la Sonda de Campeche, en los últimos años se ha tenido la presencia de varios huracanes como son el Gilberto en 1987, Roxana y Opal en 1995, Mitch en 1998 e Isidore en 2002.

Aspectos energéticos

La Primavera representa la época del año durante la cual el Golfo de México tiene la mayor ganancia de calor. Las características meteorológicas de baja nubosidad permiten que los rayos solares incidan sobre la superficie acumulándose esta energía en las capas superficiales. La temperatura y la alta humedad relativa de la atmósfera permiten que la pérdida por evaporación sea mínima (175mm.). El aporte de calor de la corriente de Lazo no representa en esta época, una parte fundamental en la importación de energía al interior del Golfo, ya que la corriente no forma anticiclones que pudieran cederla; sin embargo, el alto flujo de esta durante la primavera puede aportar energía en la zona Este por convección.

Durante el Verano, el calor ya acumulado en la primavera se incrementa aun más por las condiciones de cielo despejado, de modo que la temperatura del agua aumenta a mediados de esta época. La segunda parte del Verano se caracteriza por la presencia de huracanes, formados a partir del movimiento de los vientos provenientes del ecuador donde estas temperaturas son de 26°C y tienden a desplazarse hacia zonas de menor presión donde las temperaturas son menores, estas diferencias generan un movimiento de las masas de aire a favor de las manecillas del reloj constituyéndose los ciclones. El Golfo de México durante estos meses sufre un aumento de la nubosidad, la cual alcanza su máximo por la presencia de los vientos húmedos huracanados, de manera que la evaporación expresa su valor mínimo durante el año (100 mm); aunque la humedad y la temperatura continúan siendo altas.

La superficie de las aguas cede energía a la atmósfera en forma de calor sensible, de modo que la masa de aire de menor temperatura respecto al agua comienza a ser calentada hasta igualar los 26°, temperatura a la cual los huracanes se disipan. El Golfo de México comienza a perder calor acumulado durante la primavera mediante estos procesos y se inicia la reducción de la Corriente de Lazo, la cual forma anticiclones de menor intensidad durante junio y julio a fin de reestablecer esta ligera pérdida. En agosto, una vez logrado esto, la corriente de nuevo incrementa su flujo.

El otoño representa una época de déficit energético durante la cual las condiciones meteorológicas favorecen la continuidad e intensificación de la época de huracanes y cuya influencia produce patrones de mayor nubosidad, impidiendo la absorción de calor proveniente del sol, de manera que el Golfo comienza a utilizar energía acumulada en las capas por debajo de la superficie.

1.3.-Clasificación de Plataformas Marinas⁵⁸

Las plataformas marinas las podemos clasificar de dos formas

1.3.1.- Por su tipo

-Plataformas marinas flotantes

-Plataformas marinas fijas

1.3.1.1 Plataformas marinas flotantes

Son ancladas en el lugar donde se lleve a cabo la perforación, y se utilizan para bajos volúmenes de explotación; se clasifican en:

I).- Plataformas semisumergibles

Estas plataformas tienen la ventaja de trabajar en condiciones adversas reduciendo los efectos de oleaje, en los trabajos de perforación. Los equipos que existen en este tipo de plataformas pueden operar aun en presencia de olas con una altura aproximada de 10 m. Como respaldo pueden trabajar en tendido de tuberías, como grúas flotantes y plataformas de perforación.

II).- Plataformas o buques flotantes

Este tipo de plataformas fue de las primeras en emplearse, pero tienen como desventaja la sensibilidad al oleaje, esto es debido al gran contacto con la superficie de agua, la ventaja que tenían era su bajo costo de adquisición. Tienen características y servicios que posee un barco.

III) Plataformas autoelevables

En este tipo de plataformas se pueden llevar a cabo trabajos a profundidades Mayores a 100 m; la plataforma sobre la cual se localiza el equipo, de acuerdo al trabajo a realizar es decir, si es de producción, separadores, calentadores, compresores; y si es perforación la grúa rotatoria, chalán, etc(Figura 1.1 Plataforma Flotante) .

El número de patas de la plataforma varia, y llega a ser hasta de 12 patas; Estas patas son constituidas por cilindros huecos o armaduras de acero; así mismo, su longitud, depende de la profundidad de la operación prevista.

Cuando la plataforma es puesta en operación, las patas se bajan hasta el fondo marino, posteriormente, la plataforma es levantada sobre sus patas, evitando así el oleaje a la superestructura. Estas plataformas pueden trabajar hasta 100 m de tirante de agua. La desventaja que presentan debido a las elevaciones la vulnerabilidad durante la instalación y el remolque.

1.3.1.2 Plataformas marinas fijas

Estas son instaladas para volúmenes de producción altos, dividiéndose en:

I).- Plataforma marina atirantada con cables.

Este tipo de plataformas tiene la desventaja de que su adquisición es costosa; sin embargo, son construidas para tirantes de agua de 305 y 584 m, e ideales para realizar trabajos de perforación de gran importancia(volumen de producción)

II).- Plataforma tipo flotante con pierna a tensión

Funciona en profundidades entre 584 y 914 m, ya que los componentes de esta plataforma sirven para diversos usos prácticos y comunes, que comprenden perforación, producción, entre otras. Es una plataforma muy costosa(Figura 1.2 Plataforma fija con patas de acero).

III).- Plataforma marina de concreto

Las plataformas de concreto, están compuestas por

A).- De 5 hasta 100 celdas (huecos)cilíndricas o rectangulares

B).- Altura de la sección del fondo aproximadamente de 40 a 60m.

C).- De 2 a cuatro torres, las cuales se reducen hacia la punta con alturas de aproximadamente 100 a 140 m

Estas plataformas tienen como desventaja, el escaso lugar de patios de fabricación; ya que no cuentan con el área necesaria para construcción.

Es importante mencionar que estas plataformas presentan como ventaja, la resistencia al ataque de cualquier elemento adverso (incrustaciones, sales)por el material contenido pero

se tienen también fuerzas de tipo flotación que pueden ser reducidas por medio de un lastrado en las tuberías. Las fuerzas son a consecuencia del volumen de la plataforma.

IV).- Plataformas de piernas piloteadas.

La estructura de este tipo de plataformas, consta de una unidad tipo piramidal, generalmente, tubular que es apoyada en el lecho marino. Tiene como elementos, 4 marcos trapezoidales que están constituidos por tuberías de 1.32 m y 1.21m de diámetro, variando su longitud, de acuerdo a la profundidad donde vaya a ser instalada; los 4 marcos son soldados en los patios de fabricación, posteriormente son izados y unidos con las demás estructuras que formaran la base. La subestructura permite tener 8 puntos de apoyo, debido a los cuatro marcos trapezoidales contando con refuerzos tanto longitudinales como transversales. Cuando la subestructura es armada, se obturan los extremos de los soportes, asegurando así su flotabilidad.

La superestructura es formada por 8 columnas y dos pisos principales(Los octápodos son los más comunes pero también existen hexápodos, tetrápodos, y tripodes) Es ensamblada directamente al extremo de las columnas de la subestructura; aquí se construyen los accesos a los diferentes pisos que son:

- A).- El piso de atracamiento, que es la parte superior de la subestructura.
- B).- El piso de producción, que se encuentra en el nivel intermedio de la superestructura, donde se alojan los árboles de navidad, tuberías de conducción, servicios auxiliares.
- C).- El piso de perforación, cuando la plataforma sea destinada a este ultimo objeto.

Generalmente estas estructuras son las más comunes sin embargo existen tripodes que normalmente se usan para quemadores pero en algunos campos como por ejemplo Ek-Balam que por la pequeña cantidad de pozos se están utilizando estas ultimas.

1.3.2 Por su uso

A).- Perforación

Son utilizadas para la perforación del pozo y extracción del crudo de yacimientos marinos; tiene dos niveles en su cubierta en donde se ubica el equipo e interconexiones necesarias para el manejo de la producción.

Existen octápodos, hexápodos, tetrápodos y tripodes, esto depende del tipo de manto y del numero de pozos a perforar. Son las primeras plataformas que se instalan en los campos petroleros, y las más numerosas. Cuentan con una zona de ductos verticales, llamada

comúnmente conductores, (llevan la perforación y extracción del crudo), y se conectan a las plataformas de enlace o de producción, para el envío del crudo.

Las plataformas de perforación están constituidas por: la subestructura, los pilotes y la superestructura.(Figura 1.3 Plataforma de Perforación)

B).- Producción temporal

Su función, es la separación de los hidrocarburos (gas-crudo), para su posterior tratamiento en tierra. Esta plataforma es utilizada cuando los volúmenes de extracción van disminuyendo o cuando las etapas iniciales en los pozos son de volúmenes reducidos.

Están constituidas por una subestructura, formada comúnmente por 8 columnas y una superestructura que al igual que la plataforma de perforación tiene 2 niveles.

C).- Producción permanente

La función es la misma que realiza la plataforma de producción temporal, la diferencia radica en el tipo de equipo que ocupa mayor volumen, ya que manejan grandes gastos. De estas plataformas al igual que las temporales se envían el gas y crudo a compresión y Rebombear respectivamente.

D).- Enlace

Existen dos plataformas de enlace: para crudo y gas. La función de ambas es la misma, recolección de fluido, diferenciando en su procedencia y destino; a continuación se describe brevemente cada una.

Enlace (crudo)

La procedencia del crudo es de las plataformas de producción, temporal y permanente, y tienen como destino las siguientes plataformas y estaciones:

Estabilizado y terminales de embarque en Cayo de Arcas, compresión en la Estación de Recompración de gas en Atasta, separación, deshidratación y bombeo, en Rebombear marino y separación deshidratación y bombeo terrestre en la Terminal Marítima de Dos Bocas en Paraíso, Tab.

Enlace(gas)

El gas proviene de la plataforma de compresión, mandándose después a las plataformas de separación de gas. Cuentan también con trampas de diablos, siendo los diablos

instrumentos que viajan por dentro de las tuberías, para realizar la limpieza y/o calibración de los ductos, al igual que en las plataformas de enlace (crudo).

E).- Compresión

Su función principal es elevar la presión del gas, procedente de la plataforma de producción, a fin de mandar a tierra el gas. Generalmente tienen 4 módulos de compresión y como función complementaria se llevan a cabo procesos de purificación, que tienen como objetivo, evitar la corrosión en las tuberías y son:

Sistema de deshidratación de gas

Tiene como finalidad la reducción de la humedad (agua) que se encuentra contenida en el gas que tiene destino a tierra, con el fin de evitar la formación de hidratos en los gasoductos, evitando así el taponamiento en las líneas.

Sistema de endulzamiento de gas

El objetivo de este sistema es disminuir la concentración de los gases ácidos (H_2S , CO_2) contenidos en el gas, que esta destinado para combustible de diversos equipos en las plataformas.

Sobre la base de estudios económicos realizados, conviene mas utilizar gas residual proveniente de tierra para accionar los equipos necesarios instalados en plataformas, que el utilizar sistema de endulzamiento de gas.

Sistema de aceite de calentamiento

Se utiliza principalmente para:

- A).- Rehervidores de la torre endulzadora
- B).- Calentamiento del gas de instrumentación.
- C).- Planta potabilizadora de evaporación.

Sistema de tratamiento de agua aceitosa-amarga.

La finalidad de este sistema, es el conjuntar toda el agua de la plataforma de compresión que esta contaminada con hidrocarburos, de forma tal, que sea tratada y regresada al mar, de acuerdo a las especificaciones y normas de la SEMARNAT.

Comúnmente se lleva a cabo por un método de separación física, que se basa en la diferencia de densidades que presentan el agua y el aceite; después de esto se realiza el

agotamiento del ácido sulfhídrico que se encuentra disuelto en la fase acuosa por medio de arrastre con gas inerte.

F).- Habitacional

Aquí se alberga al personal, con una capacidad aproximada de 127 trabajadores de las diferentes plataformas (Según los requerimientos de personal en las plataformas tripuladas en el año 2000 se cambió el criterio de capacidad a 300 personas para las nuevas plataformas habitacionales de Cantarell en el complejo Akal-C). Aquí se proporcionan servicios de: helipuerto, sistema de radiocomunicación, cocina comedor, salas de recreación, biblioteca, generadores de energía eléctrica, consultorio médico, gimnasio.

Estas plataformas cuentan con:

Planta potabilizadora de agua de mar, que contempla 2 procesos: osmosis inversa y evaporación. (En las plataformas viejas de los complejos de Akal-C y Akal-J usan la evaporación; pero en los años 90's se decidió utilizar la osmosis inversa por no requerir fuente de calentamiento)

Sistema de tratamiento de efluentes de aguas negras

La finalidad de este sistema es recolectar toda el agua de desecho proveniente de cocina, sanitarios y lavabos, de tal forma que sea tratada y regresada al mar (normas de SEMARNAT): sistema de degradación de desechos sólidos, que consta de:

a).- Maceración

b).- Aeración

c).- Clarificación

d).- Cloración (con hipoclorito)

Maneja aguas jabonosas y negras removiendo del 85-95% del DBO, Cloro menor de 1 mg/l, a una temperatura de 15°-25°C (Aunque actualmente en algunas plataformas se prefieren los paquetes de tratamiento de efluentes de aguas negras y grises con procesos electrolíticos).

G).- Telecomunicaciones

Esta plataforma tiene como objetivo, el tener sistemas de comunicación como: radares, repetidoras, sistema vía satélite y tienen como función transmitir información entre los complejos y a su vez a tierra

Figura 1.1 Plataforma Flotante

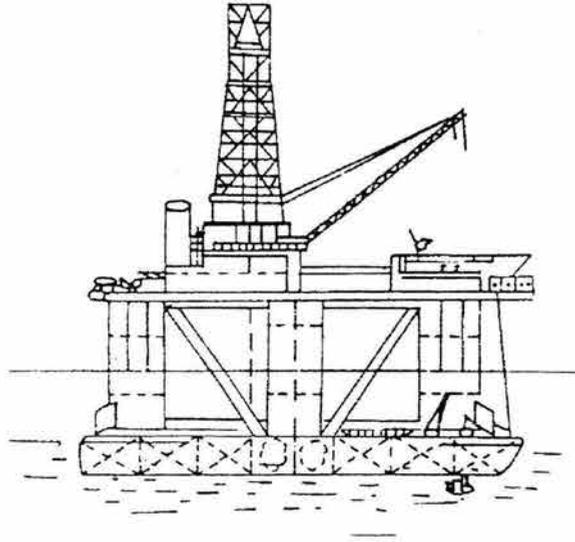
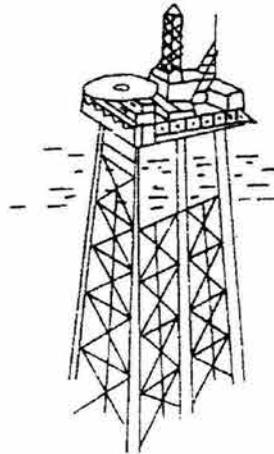


Figura 1.2 Plataforma Fija con patas de acero



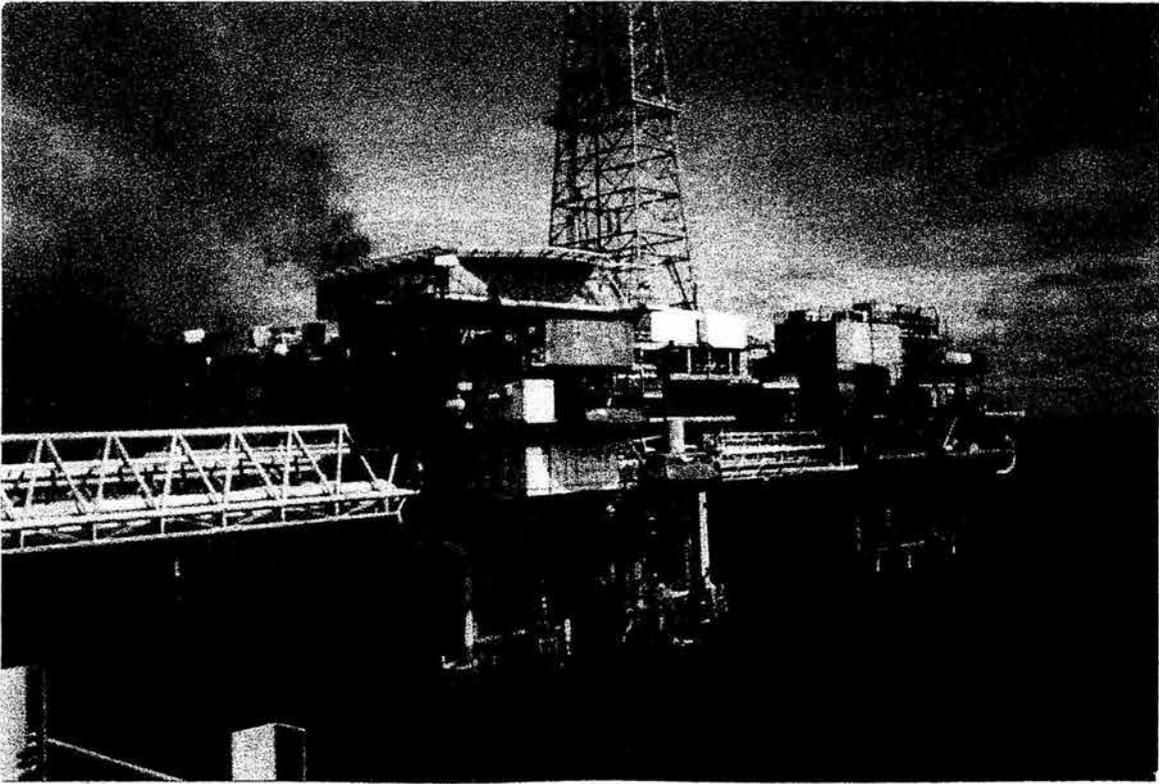


Figura 1.3 Plataforma de perforación , complejo Pol-A

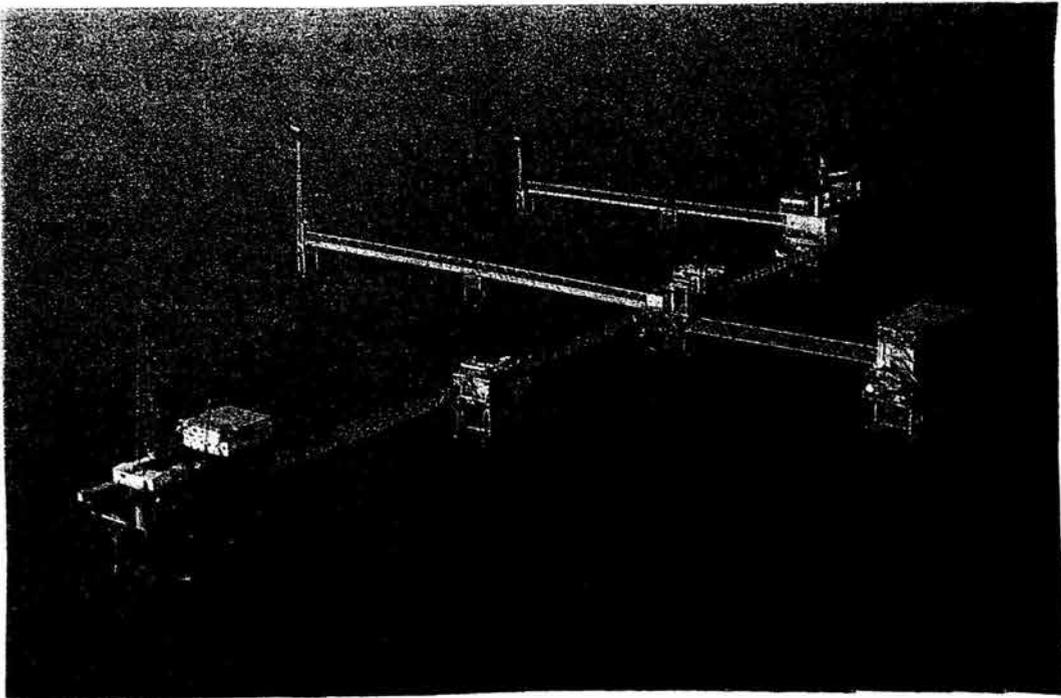


Figura 1.4 Complejo de producción Pol-A

1.4 Futuro de las Plataformas Marinas³⁴

Con el creciente aumento de la población mundial y el progresivo agotamiento de los yacimientos de materias primas en tierra firme, el mar irá cobrando cada vez mayor importancia como la gran reserva del futuro.

Si bien tenemos conocimiento de las enormes riquezas que guardan los océanos en cuanto a materias, alimentos y energía actualmente obtenemos de los mares tan solo el 1% de nuestra alimentación y el 2 % de la explotación mundial de minerales.

Los yacimientos submarinos de minerales probablemente más importantes para el futuro lo representan los yacimientos de manganeso.

La explotación actual de manganeso es superada en mucho en lo que a su importancia económica se refiere, por la explotación de petróleo y gas sobre todo por que en este renglón están dadas las condiciones necesarias de tecnología y costeabilidad.

La crisis energética contemporánea ha contribuido también en buena parte, a acelerar las actividades en este sector.

En la actualidad aproximadamente el 75% de la extracción petrolífera nacional procede de las regiones marinas que comprende el distrito del Golfo de Campeche.

1.4.1 Producción de hidrocarburos

En 1998 la producción se integró con 54% de crudo pesado, 27.6 % de ligero y el resto de superligero. En este mismo año se alcanzó el nivel máximo histórico de 3250 MBD en la producción de petróleo crudo. La región sur y la región norte en este mismo año aportaron 621 MBD y 92 MBD, respectivamente.

En la región marina noreste se encuentra el campo Cantarell, destacado por su alta producción de crudo tipo pesado, misma que incremento entre 1994 y 1998 en una tasa media anual del 7.5% para colocarse en 1998 en 1284 MBD.

La producción de gas natural fue en 1998 de 4791 MMPCD superior en 7.3% a la registrada el año previo. La región sur aportó el 43.1% de la producción total, le sigue la región norte con una participación de 21.7%, mientras que las regiones marinas contribuyeron con la porción restante.

En 1998 el volumen total exportado de petróleo crudo, estuvo integrado por 61.9 % de maya (crudo pesado), 26.7 % de Olmeca (crudo ligero) y el resto de Istmo (crudo ligero) los

principales clientes extranjeros fueron Estados Unidos, España y Japón, quienes adquirieron 86.4 % del total de las exportaciones de este año.

Sé continuo con la exportación a Sudáfrica como resultado de los servicios de enlace comercial del P.M.I. comercio internacional.

1.4.1.1 Exploraciones

Las metas alcanzadas por la perforación exploratoria durante 1998 fueron las mas altas dentro de los recientes 5 años al terminar 21 pozos exploratorios, 11 mas que en 1997, y descubrir 6 nuevos campos. De los pozos exploratorios terminados, cuatro buscaron delimitar yacimientos ya conocidos, 16 se enfocaron a buscar nuevos yacimientos y uno fue de sondeo estratigráfico.

El índice de éxito alcanzado fue de 62 % al resultar 13 productores: 6 de aceite y gas asociado, tres de gas no asociado, y cuatro terminaron como productores de gas y condensados. Los campos descubiertos fueron: 2 de aceite (Nicapa y Makech), 1 de gas no asociado (minero) y tres de gas y condensado (Tabscoob, Cronos y Jazmín)

De los pozos exploratorios que resultaron productores, destacan los siguientes: el pozo Citam 101, a 100 Km de Cd del Carmen, amplia el área de producción de aceite ligero al poniente de los campos marinos Sinan y Bolontiku, y apporto una producción superior a los 6 MBD de aceite y 2.6 de MMPCD de gas.

El Lum dl-1, a 104 Km de Ciudad del Carmen, con una producción inicial de 6.7 MBD de aceite y 0.3 MMPCD de gas, modifico el área de productora e incremento el volumen de reservas a nivel cretácico jurásico de esta estructura. Makech 1, a 91 Km de dos bocas, cercano al campo Ayin, descubre un nuevo campo y es productor de aceite pesado en tres intervalos no aforados del cretácico.

Con el resultado del pozo Tabscoob 1, ubicado a 75 Km. de Coatzacoalcos y con una producción inicial de 0.8 MBD de condensado y 0.9 MMPCD: de gas, se abre una nueva área de interés para la búsqueda de yacimientos de gas y condensados costa afuera de la porción sur del estado de Veracruz.

El pozo Nicapa 101, a 72 Km de Villahermosa, cuya prueba de producción inicial apporto 1.7 MBD de aceite ligero y 2.7 MMPCD: de gas, descubre un nuevo campo al noroeste del área productora del campo Catedral.

Los pozos Cronos 1 y Jazmín 1-a, en la región norte, continuaron con los descubrimientos de campos de gas y condensado dentro del área de la cuenca de Burgos.

Por lo que se refiere a la terminación de pozos de desarrollo, durante 1998 fue de 182, de los cuales 57 resultaron productores de aceite y 121 de gas seco y de gas y condensado.

De los pozos productores de aceite, 3 se localizan en la región norte, 18 en la región sur y 36 en las regiones marinas; en tanto que los que los productores de gas seco y de gas y condensado, 113 se ubicaron en la región norte, 7 en la región sur y 1 en región marina noreste.

Las actividades de perforación de desarrollo se centraron básicamente en tres activos de explotación: Cantarell, cuenca de Burgos y delta del Grijalva.

En Cantarell se terminaron 31 pozos de desarrollo, de los cuales 30 fueron productores. La nueva producción de los pozos terminados, aunada al incremento obtenido por los trabajos de mantenimiento de pozos y optimización de infraestructura, permitió que al final del año la producción Cantarell fuera de 1317 MBD de aceite y 518 MMPCD de gas, lo que significó incrementos mayores al 11% en ambos casos, con respecto a la producción promedio de 1997.

En la cuenca del Burgos se terminaron 115 pozos, de los cuales 22 resultaron productores de gas seco y 91 de gas y condensado. El impulso dado al área permitió que la producción de la región norte llegara a 1038 MMPCD, lo que significó un 34.3 % más del año anterior.

En delta del Grijalva se terminaron 8 pozos productores de aceite superligero y gas.

Adicionalmente, dentro de los programas de desarrollo de campos y pozos intermedios, se terminaron 28 pozos de los cuales 27 resultaron productores.

1.4.2 Reservas

En 1998 se incorporó un total de 71 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, producto en su totalidad de nuevos descubrimientos. Este volumen restituye 4.6 % de la producción anual de 1548 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

A finales de 1998, el inventario de reservas probadas de México ascendió a 58 683 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

De acuerdo con el nivel de reservas y considerando el ritmo de producción de 1998, la relación de reserva / producción es de 38 años.

Es importante aclarar que esta relación no considera elementos tan relevantes como descubrimientos futuros, la implantación de mejoras operativas y la declinación de los campos, entre otros aspectos.

Así mismo, de este nivel total de reservas, cerca de 79 % 46590 millones de barriles corresponden a aceite y condensados.

El 21% restante es gas seco. En términos absolutos las reservas de gas seco ascienden a 62.2 billones de pies cúbicos.

En las regiones marinas se localiza 45 % de las reservas de hidrocarburos estimadas de acuerdo a los criterios tradicionales de PEMEX exploración y producción.

Ahí se concentra 52 % de las reservas probadas de aceite y condensados, y cerca del 17% de las de gas.

Por otra parte la región sur acumula 18% de las reservas de aceite y condensados y 22 % de las reservas de gas del país, mientras que en la región norte se ubica 30 % de las reservas de aceite y condensados y se concentra 61 % de las reservas totales de gas.

1.5 Reservas de las regiones marinas

En 1998 un total de 42 campos y un yacimiento nuevo fueron revisados y auditados: 14 corresponden a la región marina noreste y 29 a la región marina suroeste.

En esta última, dos nuevos campos y un yacimiento fueron agregados a los auditados en 1997: Makech, Citam y Maloob (eoceno) la magnitud de los volúmenes probados de las reservas remanentes y de las producciones en el periodo indican la relevancia de ambas regiones en el contexto nacional.

La región marina noreste posee 25% del volumen nacional probado original de aceite crudo, 48 % del total nacional de la reserva probada remanente de aceite crudo, y 53 % de la producción de 1998 de aceite.

La región marina suroeste también contribuye de manera importante: es la región con el mayor dinamismo en la incorporación de reservas posibles, al pasar de 0.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 1997 a 1.6 en 1998; además es la región que muestra el mayor crecimiento de reservas totales, esto es, la adición de las probadas, probables y posibles, considerando que en 1997 esta cifra alcanza 3.6 miles de millones de petróleo crudo equivalente, y en 1998 llegó a 4.5 miles de millones.

En la región marina noreste, además de la importancia inequívoca de las reservas del activo Cantarell en la revisión de 1998 destaca el incremento de las reservas probables del complejo Ku-Maloob-Zaap.

Un proyecto de inversión ha cuantificado los beneficios de iniciar un proyecto de mantenimiento de presión a fin de incrementar el volumen recuperable de aceite y gas. La magnitud del cambio en reservas probables es considerable, al pasar de 920 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 1997 a 2936 millones de barriles en 1998.

Este incremento se fundamenta en estudios geológicos, geofísicos y de yacimientos, y destaca el uso de un modelo de simulación numérica para predecir el comportamiento de este complejo.

Para la región marina suroeste se obtuvo incrementos importantes en las reservas probables y posibles.

En el caso de reservas probables, los campos Caan, Sinan y Bolontiku crecieron con 113, 71 y 48 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

En las reservas posibles los incrementos son de 101, 48, y 89 millones de barriles de petróleo crudo para estos mismos campos.

Finalmente, como consecuencia de la conclusión de diversos estudios técnicos en los campos Abkatúm, Pol y Chuc, se obtuvo un incremento de 354 millones de barriles en la categoría de reservas posibles.

PEMEX exploración y producción (PEP) alcanzó importantes resultados financieros durante 2000, debido al crecimiento en los precios internacionales del petróleo crudo y al aumento de 6.4% en el volumen de las ventas al exterior. La mezcla de crudos de exportación de PEP estuvo constituida por 69% de maya, 7% de istmo y 24% de Olmeca, generando un precio promedio de 24.62 dólares por barril, mayor en 58% al registrado en 1999.

En dólares, los ingresos de PEP aumentaron 78% y su utilidad antes de impuestos creció 104%.

Los ajustes realizados por México a su plataforma de exportación de petróleo crudo, conforme a los acuerdos establecidos hace más de dos años con otros países productores, continuaron aplicándose durante 2000. En consecuencia, la producción de crudo obtenida fue ligeramente superior a la de 1999 y sólo estuvo 2% abajo del mayor volumen histórico que se logró en 1998 y que fue de 3.070 millones de barriles diarios.

La producción del gas natural decreció durante el año, debido principalmente a un menor volumen producido de gas asociado al crudo en el sureste de México.

Esta disminución se compensó parcialmente por una mayor extracción de gas no asociado en el noreste del país.

El gas no asociado actualmente representa 28% de la producción total, proporción que se espera aumente substancialmente durante la próxima década.

Los gastos de inversión de PEMEX en actividades de exploración y producción aumentaron 25% en términos de dólares, con respecto a 1999 y continuaron como prioritarias las inversiones dirigidas a mejorar la productividad en las operaciones costa fuera de México, y aumentar la producción del gas natural no asociado.

Más de la mitad de las reservas probadas de petróleo crudo se localizan en campos ubicados bajo las aguas del Golfo de México, y 55% de sus reservas probadas de gas natural están en yacimientos de gas no asociado en el noreste de México.

(Producción La producción de petróleo crudo en PEMEX alcanzó 3.012 millones de barriles diarios en 2000, superior en 3.6% a la alcanzada en 1999 y ligeramente menor al nivel más alto logrado por PEMEX en 1998 de 3.070 millones de barriles diarios.

En los últimos cinco años, PEMEX ha aumentado en 15% la producción anual de petróleo crudo, esfuerzo que ha sido moderado por los acuerdos realizados con otras naciones productoras de crudo a fin de estabilizar los precios internacionales de este energético.

Sin embargo, las grandes inversiones en recuperación secundaria han conseguido aumentar exitosamente la producción de petróleo crudo, particularmente en el Golfo de México.

En Mayo de 2000, PEP inició la operación del nuevo sistema de inyección de nitrógeno en el campo Cantarell, que permitirá mantener la presión de los yacimientos que conforman este campo, incrementando la producción de petróleo crudo y optimizando el tiempo para la extracción de aceite.

Como resultado de estas acciones, la producción del campo Cantarell aumentó a 1.438 millones de barriles diarios de petróleo crudo, 17% más del volumen obtenido en 1999 y equivalente a casi la mitad de la producción total.

La producción de petróleo crudo proveniente de las regiones marina durante 2000 representó 80% del total nacional, en tanto que, la producción en tierra principalmente en los estados de tabasco y Chiapas, en el sureste de México, contribuyó 18%.

El crudo pesado, que constituye la mayor parte de las reservas costa fuera de México, representó 59% de la producción total, en tanto que el ligero significó 24%, y el superligero el 17% restante.

Durante 2000, PEMEX exportó 1.652 millones de barriles diarios de petróleo crudo, es decir 55% de su producción total, lo que representó un aumento de 6.4% con relación a 1999.

Los ingresos generados por estas exportaciones rebasaron en 68% a los obtenidos en 1999, debido a la diferencia del precio promedio del barril del petróleo crudo entre ambos años, ya que de 15.62 dólares pasó a 24.62 dólares.

La producción de gas natural en 2000 disminuyó 2.3%, al alcanzar 4.679 miles de millones de pies cúbicos diarios, como consecuencia entre otras causas, de la declinación natural en la producción de gas asociado en las regiones sur y marinas, así como por las interrupciones en las operaciones derivadas del huracán Keith, y las originadas por trabajos de mantenimiento.

Las regiones sur y marinas de México generan actualmente casi tres cuartas partes de la producción total de gas natural de PEMEX, aunque gradualmente los yacimientos de gas no asociado, recientemente desarrollados en la región norte del país, contribuirán con mayores volúmenes.

En 2000, la producción proveniente de estos nuevos campos aumentó en 4.0%, compensando parcialmente la declinación en otras áreas.

En los últimos cinco años, estos campos han generado un aumento anual en la producción promedio de 22%.

Los campos más importantes de gas no asociado están situados en la cuenca de Burgos en el noreste de México.

La producción en Burgos ha crecido a una tasa media anual de 27%, y sigue siendo un área importante de la inversión actual en PEMEX.

(Inversiones) PEMEX continúa destinando la mayor parte de su gasto de inversión en proyectos que permitan mantener sostenidamente la producción de petróleo crudo de sus campos costa afuera en el Golfo de México, y el desarrollo de sus yacimientos ricos en gas natural no asociado en el Noreste de México.

Un tercer objetivo de inversión se enfoca en el rápido desarrollo de los campos de crudo ligero y superligero en el delta del Grijalva, en el sureste de México.

Durante 2000, el gasto total de inversión en PEMEX ascendió a 6.8 miles de millones de dólares, que significó 22% de incremento con respecto a 1999, de los cuales 80% se destinó a los programas de exploración y desarrollo de PEP.

En los últimos cinco años, el presupuesto de inversión del organismo subsidiario se ha incrementado a una tasa anual de 30%.

Los proyectos para incrementar las reservas del campo Cantarell en el Golfo de México, absorbieron casi la mitad del gasto de inversión de PEP en 2000.

Las nuevas tecnologías de perforación y las técnicas de desarrollo de campos que se aplicaron a este yacimiento —el campo costa fuera más grande del mundo— han permitido además de ampliar su vida útil, elevar su producción durante los últimos cinco años.

El proyecto recientemente terminado en el campo Cantarell es un sistema diseñado para inyectar nitrógeno en el yacimiento con un flujo cuidadosamente controlado para mantener una presión interna constante e incrementar la extracción de petróleo crudo.

A finales del año 2000, la planta de nitrógeno alcanzó un flujo de 1.2 millones de pies cúbicos por día.

La inversión durante 2000 en proyectos de gas natural no asociado representó 11% del presupuesto de inversión de PEP.

Particularmente significativos son los yacimientos ricos en gas de la cuenca de Burgos en el estado de Tamaulipas, donde PEMEX ha aumentado la producción en más de 46% por año durante los últimos cinco años, para alcanzar la cifra de 1,003 millones de pies cúbicos por día.

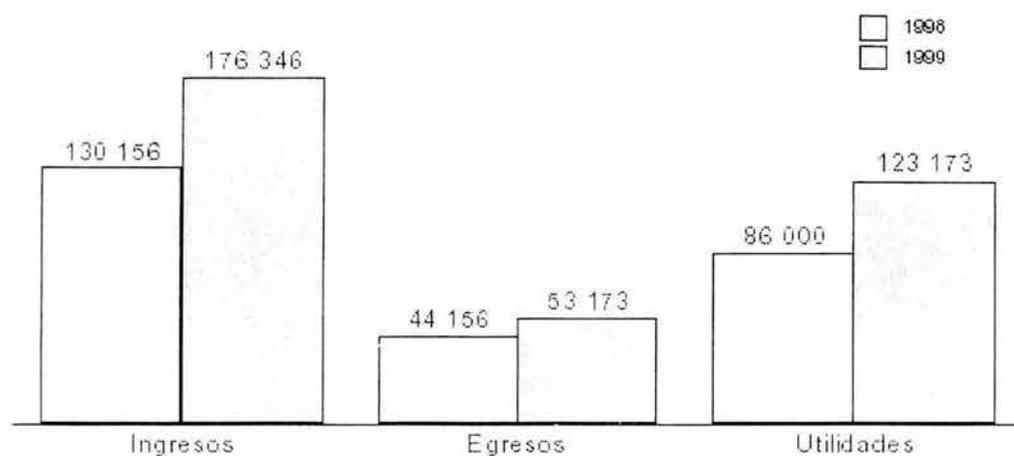
Más aún, PEMEX inició en el 2000 un proyecto de 13 mil millones de dólares a 15 años, como un esfuerzo para ampliar las fuentes de abastecimiento de gas natural.

Se espera un crecimiento en el consumo de este combustible limpio a una tasa anual de 10%, requiriéndose por tanto desarrollar con urgencia estas nuevas fuentes.

Esta nueva estrategia, basada en una variedad de proyectos relacionados con el desarrollo de gas, debe aumentar la producción anual en 3.5 miles de millones de pies cúbicos diarios adicionales en 2008.

Resultados de operación

(millones de pesos)



Nota: Excluye el I.V.A.

Producción de petróleo crudo

(miles de barriles diarios)



Figuras No. 1. 5 y 1.6

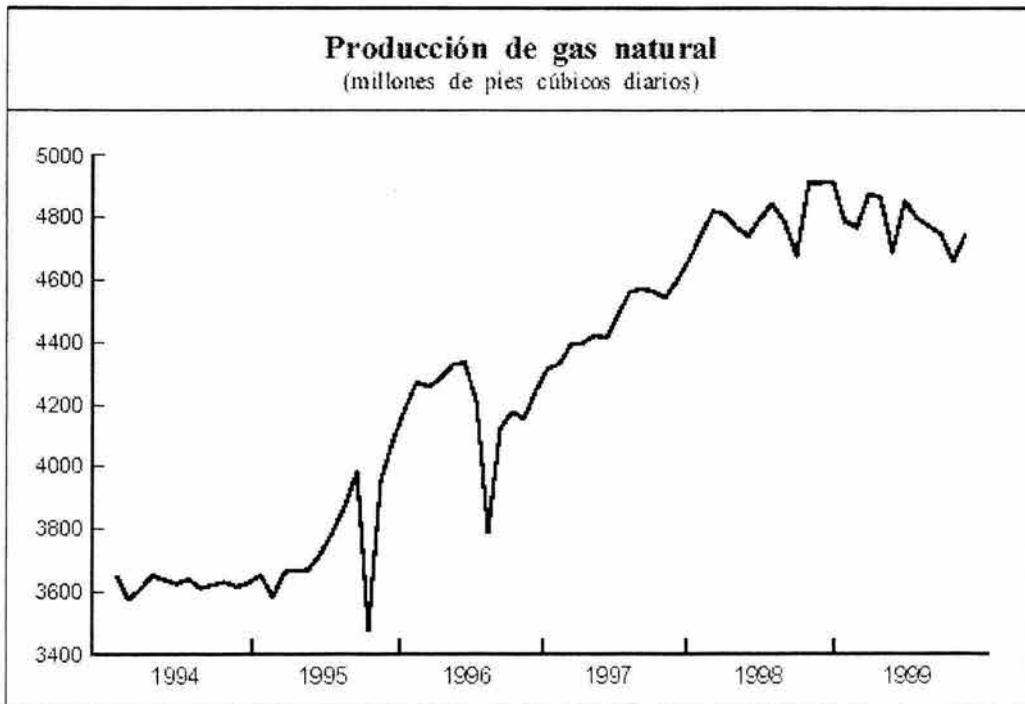


Figura No. 1.7

Precios de exportación de petróleo crudo
(dólares por barril)

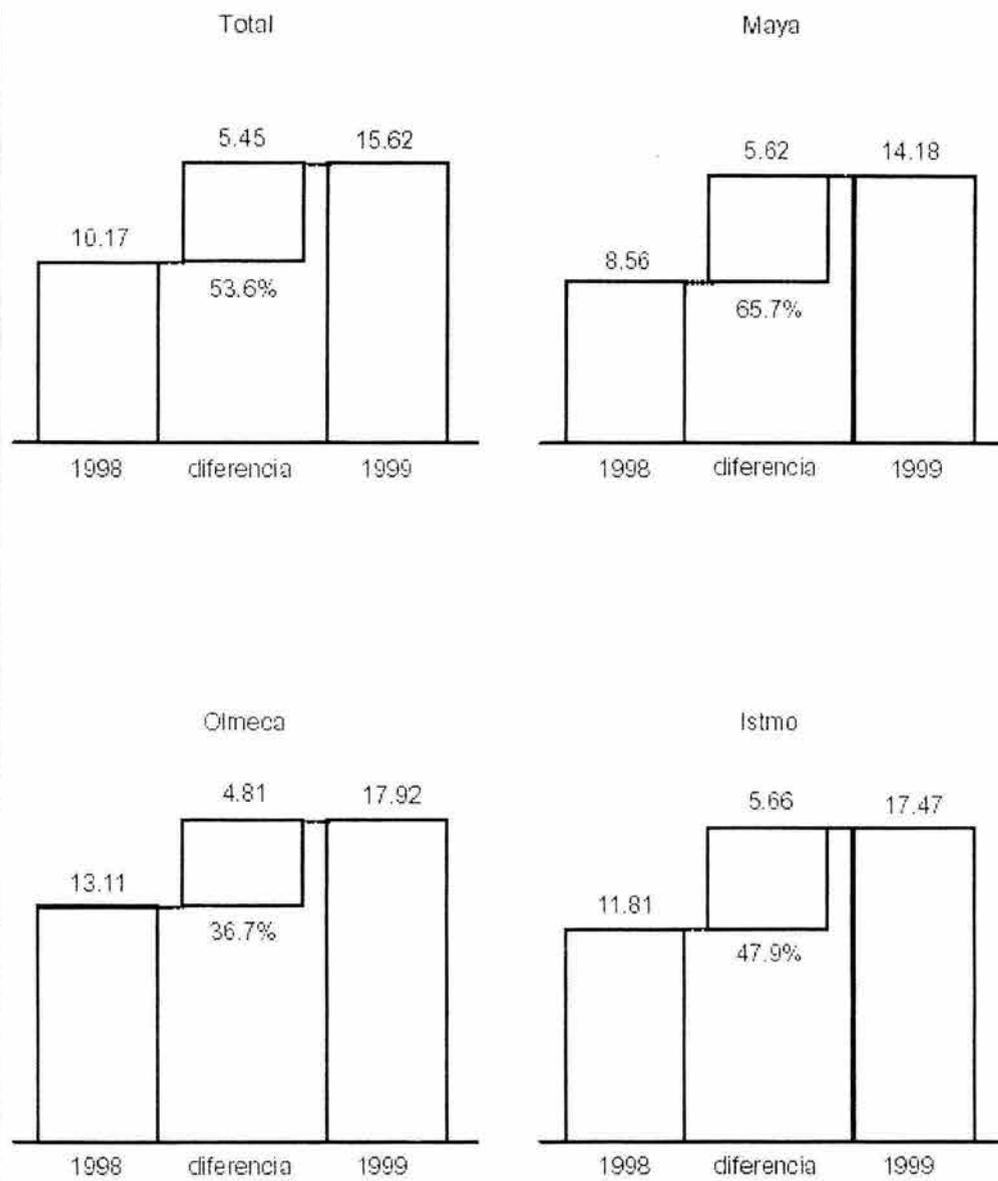
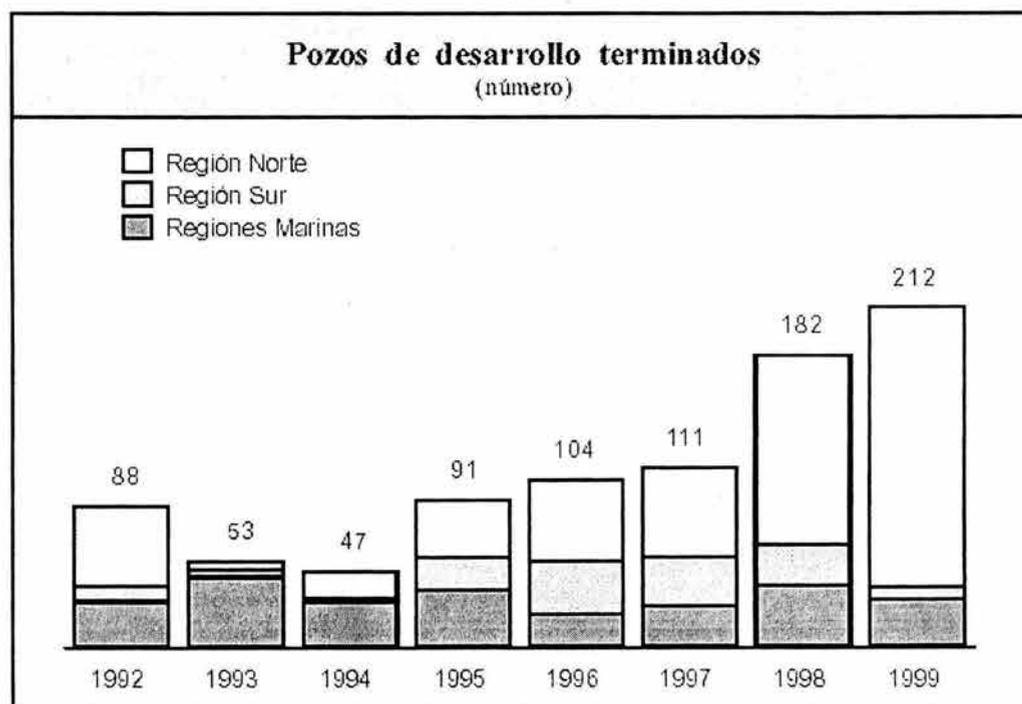
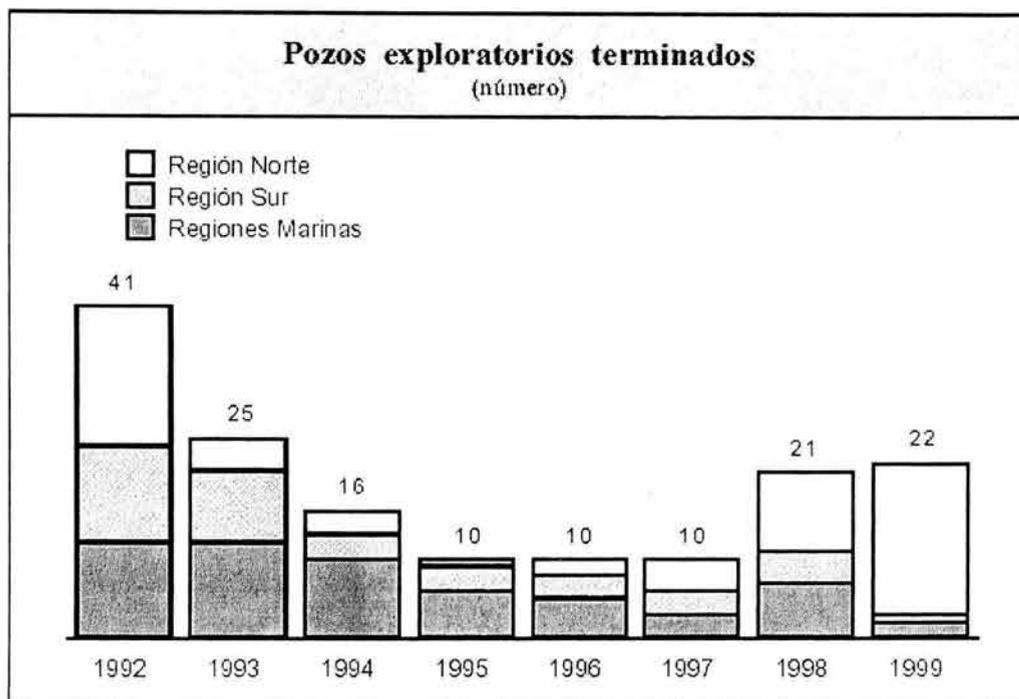


Figura No. 1.8



Figuras No. 1.9 y 1.10

Evolución histórica de las reservas de hidrocarburos (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)						
Año	Reservas al inicio del año	Adiciones	Revisiones	Desarrollos	Producción	Reservas a fin de año
Totales						
1997	57 285.2	328.8	305.0	35.6	-1 449.8	56 504.8
1998	56 504.8	629.9	2 300.3	-203.9	-1 489.9	57 741.2
1999	57 741.2	1 200.1	588.7	108.0	-1 433.8	58 204.1
Probadas + probables						
1997	47 064.8	230.0	-75.2	35.6	-1 449.8	45 805.4
1998	45 805.4	308.7	1 797.5	-137.6	-1 489.9	46 284.0
1999	46 284.0	591.9	747.3	55.1	-1 433.8	46 244.6
Probadas						
1997	36 639.4	156.1	-184.3	35.6	-1 449.8	35 197.0
1998	35 197.0	127.1	437.5	-92.2	-1 489.9	34 179.5
1999	34 179.5	345.1	930.4	82.5	-1 433.8	34 103.8

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Figura No. 1.11

Variación de las reservas de hidrocarburos (en por ciento)				
Variación neta	<u>Tasa de restitución</u>		Relación Reserva/Producción (años)	
	Sólo adiciones	Adiciones, revisiones y desarrollos		
Totales				
1997	-1.4	22.7	46.2	39
1998	2.2	42.3	183.0	39
1999	0.8	83.7	132.3	41
Probadas + probables				
1997	-2.7	15.9	13.1	32
1998	1.0	20.7	132.1	31
1999	-0.1	41.3	97.3	32
Probadas				
1997	-3.9	10.8	0.5	24
1998	-2.9	8.5	31.7	23
1999	-0.2	24.1	94.7	24

Figura No. 1.12

Reservas totales de hidrocarburos al 1 de enero

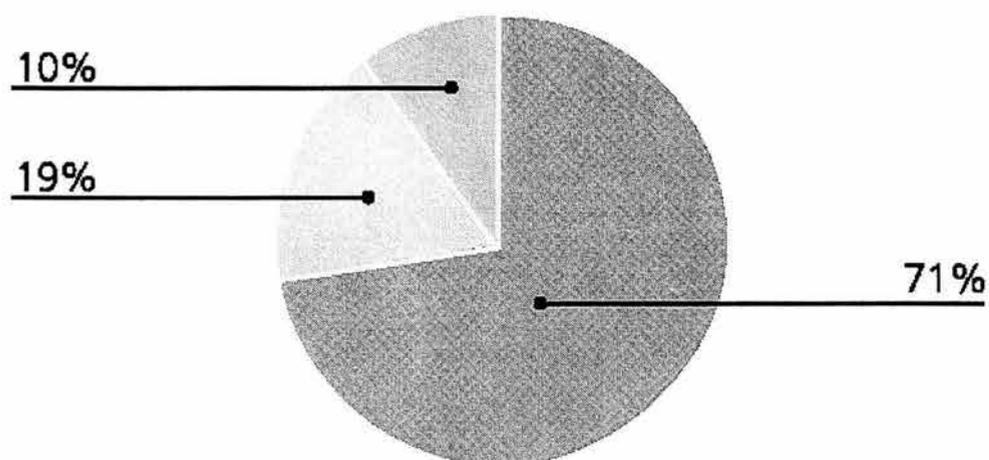
	1999	Adiciones	Revisiones	Desarrollo	Producción	2000
Petróleo crudo equivalente (MMbpc)	57 741	1 200	589	108	-1 434	58 204
Región Marina Noreste	19 687	1 136	310	0	-607	20 525
Región Marina Suroeste	4 483	0	1 181	0	-322	5 341
Región Norte	22 860	55	-569	69	-113	22 303
Región Sur	10 712	9	-333	39	-392	10 034
Aceite crudo (MMb)	41 064	947	503	41	-1 060	41 495
Región Marina Noreste	17 918	939	57	0	-567	18 347
Región Marina Suroeste	3 374	0	686	0	-249	3 811
Región Norte	13 725	0	-11	0	-29	13 684
Región Sur	6 048	8	-230	41	-214	5 653
Condensado (MMb)	1 230	69	-69	2	-33	1 199
Región Marina Noreste	756	67	-114	0	-12	698
Región Marina Suroeste	352	0	-29	0	-15	308
Región Norte	36	2	-5	3	-1	34
Región Sur	86	0	79	-1	-6	159
Líquidos de planta (MMb)	4 645	54	253	-2	-112	4 838
Región Marina Noreste	357	50	177	0	-11	574
Región Marina Suroeste	128	0	368	0	-23	474
Región Norte	1 858	4	122	7	-4	1 985
Región Sur	2 301	0	-415	-8	-74	1 804
Gas seco (MMMpc)	56 183	675	-513	347	-1 186	55 507
Región Marina Noreste	3 408	413	982	0	-88	4 715
Región Marina Suroeste	3 267	0	810	0	-185	3 891
Región Norte	37 667	261	-3 513	312	-405	34 322
Región Sur	11 842	2	1 209	35	-508	12 580

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Figura No. 1.13

RESERVAS PROBADAS, 2001

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente a fin de año)



● Petróleo Crudo	23,660
● Gas Seco	5,674
● Líquidos del Gas Natural	3,280
	<hr/>
	Total 32,614

Figura No. 1.14

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

(miles de barriles por día)

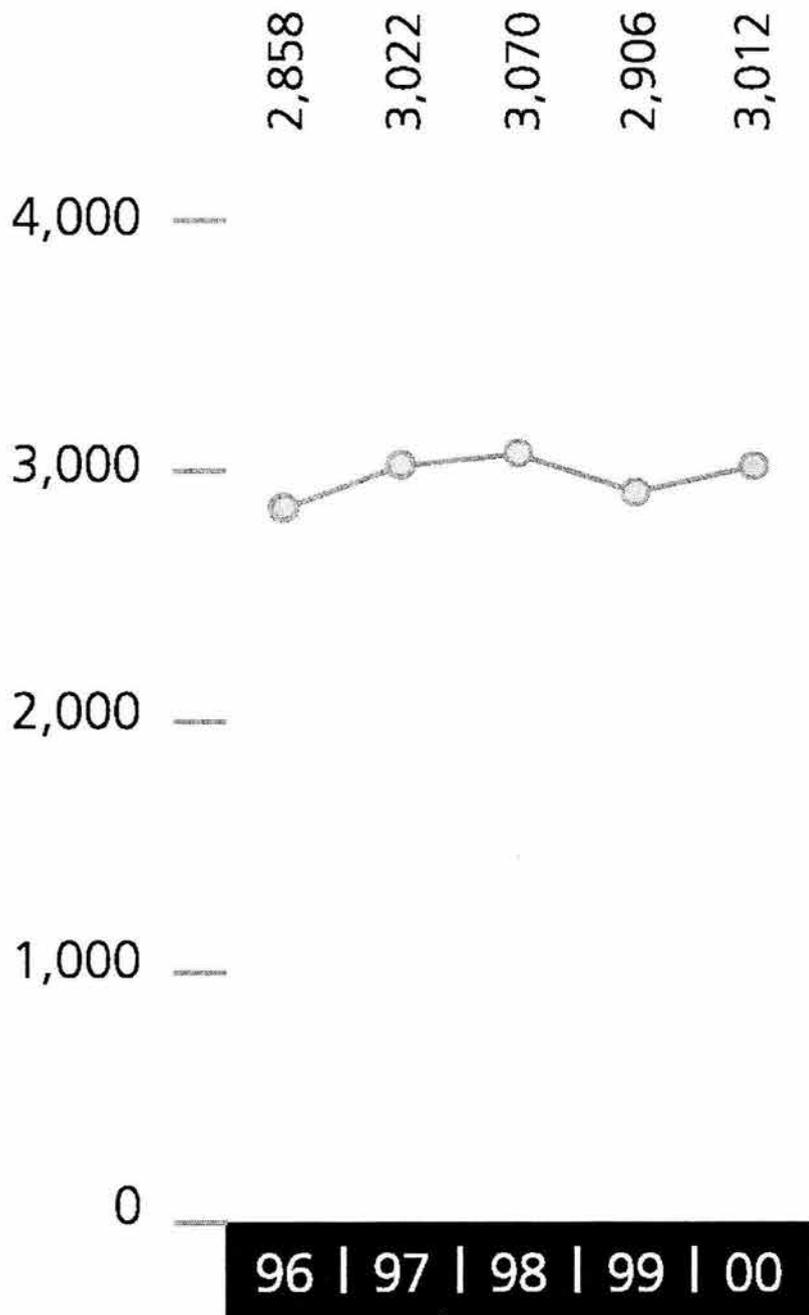


Figura No. 1.15

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

(millones de pies cúbicos por día)

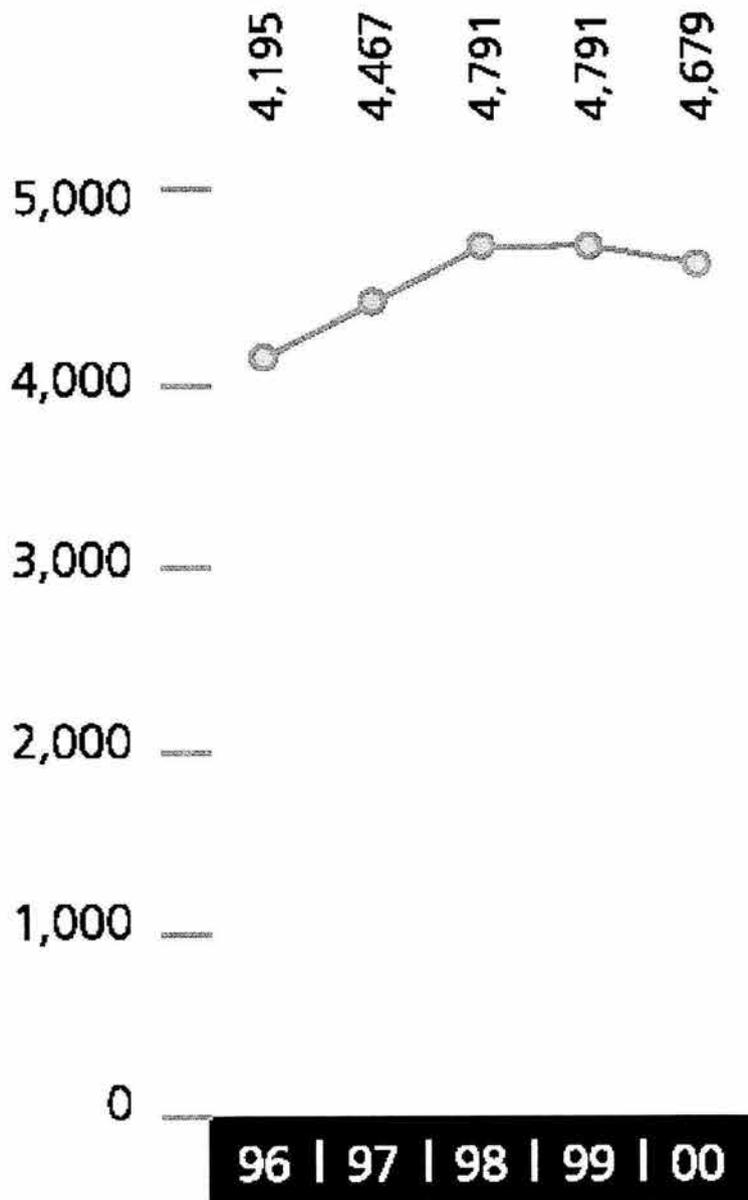


Figura No. 1.16

Capítulo 2

Análisis de riesgos

2.0 Generalidades

Definición de Riesgo¹⁷

Probabilidad de que se produzca un acontecimiento no deseado con consecuencias determinadas, dentro de cierto periodo o en circunstancias específicas. Considerando que un riesgo es toda posibilidad de daño o pérdida de los recursos humanos o materiales de una empresa con motivo del ejercicio del trabajo

Definición de Peligro¹⁷

La palabra peligro implica el potencial químico o físico que tiene una sustancia, actividad o equipo para causar un daño a personas, instalaciones o al medio ambiente.

La presencia de líneas de transporte, recolección y equipo de manejo de gas y aceite crudo dentro de las plataformas marinas de perforación, enlace, producción y compresión, generan una serie de riesgos hacia el personal, las instalaciones y el medio ambiente, por lo que es necesario llevar a cabo estudios que proporcionen resultados cualitativos y cuantitativos de los riesgos, con el fin de determinar las acciones que son necesarias para reducir los riesgos a niveles aceptables.

2.1 Naturaleza de los riesgos.^{1,5,59}

Puede decirse que las plataformas marinas son frecuentemente confiables en su totalidad por grandes periodos, pero el riesgo de incendio siempre esta presente amenazando las plataformas marinas en todas sus etapas, de construcción, operación y mantenimiento.

El riesgo de un incendio es particularmente importante durante la etapa de construcción y conexión, cuando grandes cantidades de materiales se acumulan y los trabajos de corte y soldadura son actividades continuas, además de esto en las plataformas sobrecargadas con contratistas se hace muy difícil la tarea de imponer disciplinas de seguridad.

Durante las etapas de producción y perforación, un incendio puede provocar catástrofes, si se pierde el control de dichas operaciones de producción y perforación.

Al analizar los riesgos mayores que pueden presentarse en una plataforma, con la finalidad de minimizar las condiciones que podrían hacer que este riesgo se convirtiera en un accidente se encontró que las situaciones peligrosas más comunes son:

1. Limitaciones de espacio que pueden provocar que se instalen potenciales fuentes de ignición en o cerca de un equipo de producción.
2. Limitaciones de espacio que pueden resultar en la instalación de habitacionales cerca del equipo de producción, tuberías ascendentes (risers), tanques de almacenamiento de combustibles u otras fuentes principales de combustibles.
3. El riesgo inherente de fuego, presente por la liberación de líquidos o vapores inflamables, ya sea durante las operaciones normales o como resultado de cualquier condición anormal o inusual.
4. El severo ambiente marino, incluyendo corrosión, lejanía/aislamiento, y el clima (por ejemplo, viento, olas y corrientes).
5. Fluidos a altas temperaturas y altas presiones, superficies calientes, equipo rotativos localizado en o cerca de áreas de operación.
6. El manejo de hidrocarburos sobre el agua.
7. Grandes inventarios de hidrocarburos desde los depósitos/pozos y las tuberías conectadas o atravesando una plataforma de producción.
8. Almacenamiento y manejo de químicos peligrosos.
9. Liberaciones potenciales de H₂S:

Las posibles consecuencias de situaciones peligrosas que se pueden presentar en todas las instalaciones costa fuera, son generalmente las mismas:

- Daños al personal y a las instalaciones
- Contaminación de aire y agua
- Incendio y explosión

La figura 2.1 es un árbol de riesgos genéricos que ilustra las interrelaciones de eventos, condiciones y fuentes que se requieren para llevar a estas tres consecuencias. Una emergencia mayor en una plataforma es una situación en que existe la posibilidad de que se causen lesiones graves ó la perdida de vidas humanas, puede ocasionar daños considerables a los bienes, al medio ambiente y una fuerte perturbación dentro y fuera de las instalaciones.

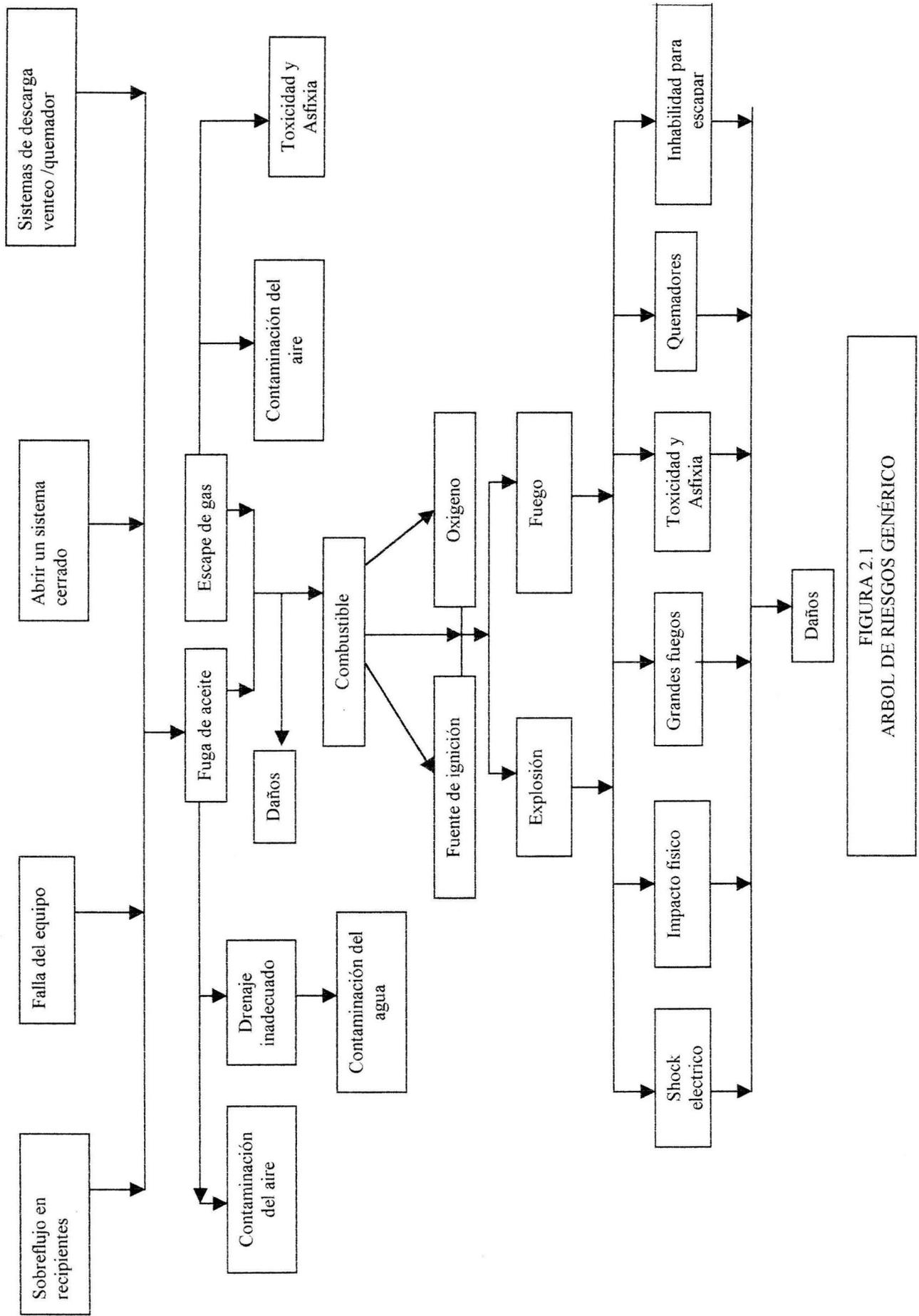


FIGURA 2.1
ARBOL DE RIESGOS GENÉRICO

2.1.1 Fuga de Gas tóxico e inflamable^{1,5}

En los posibles eventos indeseables para instalaciones costa fuera, que pueden convertirse en un accidente catastrófico, se consideran aquellos en los que puede existir una fuga considerable de gas en periodos cortos de tiempo, dispersándose en la atmósfera, creándose una atmósfera explosiva y/o tóxica por:

- Ruptura de líneas
- Pérdida de flama en quemadores elevados
- Falla de algún equipo
- Falla humana(apertura accidental de válvulas de purga y venteo sin un procedimiento adecuado)

Esta fuga de gas representa un riesgo químico y un riesgo de incendio.

Riesgos Químicos²⁸

Una fuga de gas implica un riesgo químico por que puede liberar sustancias tóxicas, entendiéndose como sustancia tóxica a cualquier sustancia que a un nivel de concentración tal pueda alterar el delicado equilibrio químico del cuerpo, ocasionando un daño temporal o permanente, o incluso la muerte.

Las mediciones toxicológicas han proporcionado datos que permiten graduar la toxicidad de las sustancias de acuerdo con las cantidades y el tiempo que se requiere para que produzcan efectos dañinos.

Una toxicidad aguda se refiere a una cantidad de una sustancia que produce muy rápidamente un efecto perjudicial, en segundos, minutos u horas.

La toxicidad crónica se refiere a la cantidad de una sustancia que requiere un tiempo largo para ocasionar un daño, por ejemplo, meses o años.

Para la evaluación de la toxicidad una sustancia se requiere la siguiente información:

1. La composición química completa de la sustancia.
2. Los cambios en el organismo ocasionados por las sustancias.
3. Los niveles de las dosis requeridas para ocasionar dichos cambios en el organismo.
4. Una información complementaria en relación con que otros características tiene lugar los cambios en el organismo (edad, sexo, peso etc.)

En el punto dos se consideran la creación de antídotos y tratamientos clínicos corresponden independientemente de la toxicidad de una sustancia, esta no puede ocasionar daño hasta que no ha entrado al cuerpo y queda incluida al metabolismo.

Las sustancias penetran al organismo mediante tres caminos:

1. por absorción de la piel (absorción)
2. por absorción por el conducto gastrointestinal (ingestión)
3. por absorción por los pulmones (inhalación) ó (respiración)

Una vez que se ha producido la absorción, la sangre brinda un sistema eficiente de transporte por todo el cuerpo, hasta aquellos lugares en que se produce la acción tóxica.

La forma en que la exposición con riesgo a una sustancia tóxica se produce, depende mucho de las propiedades físicas de la sustancia tóxica de que se trate.

Por ejemplo en la plataforma denominada de producción, se procesan una gran cantidad de sustancias químicas altamente volátiles, cuando sucede una fuga de gas, la dispersión de los gases liberados es afectada por la velocidad del viento, la estabilidad atmosférica, la humedad, temperatura y presión atmosféricas.

Todos estos factores y sus interrelaciones pueden hacer más o menos grave el riesgo de una fuga de gas.

Los datos de composición y sus propiedades de los gases manejados en este tipo de instalaciones nos darán la razón de la preocupación que se tiene al tener una fuga de gas.

Los datos de composición típica de un crudo ligero se muestran en la tabla 2.1 para las diversas corrientes de alimentación fueron obtenidos de la documentación de PEMEX (Complejo Abkatúm-A), las propiedades físicas de los componentes de esta corriente se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.1 Datos de composición de la corriente de proceso (tomado de estudio de Abk-A)²⁹

Componente	Mezcla de gas-aceite Mol %	Gas de baja presión Mol %	Gas de alta presión Mol %	Crudo Mol %
Agua	4.215	18.464	4.905	1.179
Nitrógeno	0.377	0.186	0.602	0
Bióxido de carbono	1,995	2.534	3.053	0.045
Acido sulfhídrico	0.309	0.577	0.45	0.023
Metano	43.017	35.662	67.577	0.247
Etano	7.529	12.068	11.158	0.403
Propano	4.821	12.135	6.407	1.071
Iso-butano	0.647	1.842	0.724	0.359
N-Butano	1.90	5.372	1.967	1.34
Iso-pentano	1,532	3.598	1.1.35	1.976
N-Hexano	33.658	6.962	1.012	93.357

Tabla 2.2 Propiedades físicas de los componentes de las corrientes
(tomado de estudio de Abk-A)²⁹

Compuesto	Punto De Ebullición °C	Punto de Fusión °C	Densidad g/l	Peso molecular	LFL % VOL	LHL % VOL	Temperatura de Autoignición °F	Calor de formación kcal./mol	Presión de vapor atm. a 25.5 °C	Conductividad Térmica g-cal(seg-cm ² -°C/cm)
H ₂ S	-60.4	85.52	1.19	34.08	4.3	46	500	4.82	20	3.04x10 ⁵
Metano	-161.5	-182.5	0.424 *	16.04	5.3	14	1000	-17.89		7.2 X10 ⁵
Etano	-88.6	-183.3	0.5642*	30.07	3.3	10.6	950	-20.24		4.36X10 ⁵
Propano	-42.1	-187.7	0.5842*	44.09	2.3	7.3	874	-24.82		
Butano	-0.5	-138.3	0.6011*	58.1	1.6	6.5	806	-30.15		
Pentano	-36.1	-129.7	0.6262 **	72.15	1.4	8.0	588	-35		3.26x10 ⁵
Hexano	68.7	-95.4	0.6954**	86.17	1.2	6.9	500	-39.96	0.1 ***	2.854x10 ⁵

Datos de salud y seguridad

Los datos sobre salud y seguridad asociados con la exposición prolongada, tales como riesgos de cáncer, no fueron incluidos en este trabajo.

Control de Sustancias Tóxicas^{28, 29}

En función de la exposición en el trabajo a las sustancias tóxicas, los aspectos más importantes de los estudios toxicológicos consisten en determinar la situación y concentración en las cuales puede usarse con seguridad una determinada sustancia.

Las propiedades tóxicas de las sustancias peligrosas que se indican en la tabla de composición tabla 2.1, son:

ÁCIDO SULFHÍDRICO²⁹

El ácido sulfhídrico posee un fuerte olor ofensivo que proporciona una advertencia inicial de cualquier descarga química. Este gas venenoso tiene el olor de huevo podrido y un sabor dulce.

Sin embargo, las altas concentraciones de ácido sulfhídrico matan los nervios olfatorios, por lo que no es posible la detección del gas por el olfato.

No se puede depender del olfato para advertir sobre la presencia continua de ácido sulfhídrico.

Este gas es irritante y asfixiante,. Una baja concentración de 20 a 150 ppm causa irritación de los ojos y del tracto respiratorio superior.

Sí la exposición es prolongada puede originar edema pulmonar. La acción irritante ha sido explicada sobre la base de que el ácido sulfhídrico se combina con la humedad en los ojos y pulmones para formar el álcali sulfuro de sodio. Con concentraciones más altas, el efecto del ácido sulfhídrico en el sistema respiratorio y nerviosos se vuelve mucho más severo, una exposición de 30 minutos a 500 ppm causa dolor de cabeza, mareo, excitación, paso tambaleante, diarrea y disuria, seguido por bronquitis.

Las exposiciones a concentraciones más elevadas (800-1000ppm) pueden ser instantáneamente fatales. La habilidad del ácido sulfhídrico de paralizar el sistema respiratorio vuelve a la exposición del ácido sulfhídrico tan peligrosa como la exposición al ácido cianhídrico.

El Instituto Nacional de Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH) ha establecido una concentración inmediatamente peligrosa para la vida o salud (IDLH) para el ácido sulfhídrico. La concentración del ácido sulfhídrico de 100 ppm representa la concentración máxima de la cual, en caso de falla respiratoria, un trabajador podría escapar en 10 minutos sin un respirador y sin experimentar ningún daño por escape o efectos en la salud irreversibles.

La exposición al ácido sulfhídrico deberá ser limitada y los trabajadores deberán usar goggles, respiradores de cartucho para sustancias químicas y guantes de goma.

METANO²⁹

El metano, también conocido como gas de los pantanos o hidruros de metilo, es un gas incoloro, inodoro e insípido.

El metano es un gas asfixiante que no tiene un efecto tóxico específico, pero actúa para excluir el oxígeno de los pulmones. El efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que el gas desplace al oxígeno puede ser disminuido a dos tercios de su porcentaje normal en el aire antes de que los síntomas de exposición sean desarrollados. El primer síntoma desarrollado por gases asfixiantes simples es la respiración rápida.

La alerta mental es disminuida y la coordinación muscular dañada.

Más tarde, el juicio se vuelve erróneo y todas las sensaciones nerviosas se debilitan.

A medida que la asfixia avanza, puede haber náusea y vómito, postración y pérdida de la conciencia, convulsiones, coma profundo y muerte.

La exposición a concentraciones excesivas de metano debe ser evitada.

Los trabajadores deben usar un overol entero, protectores de cara, y aparatos para la respiración independientes.

ETANO²⁹

El etano, conocido como bimetilo, metiletano, dimetilo e hidruro de etilo, es un gas incoloro e inodoro. Es insoluble en agua.

El etano es un asfixiante simple. El etano puede causar también narcosis o parálisis a concentraciones excesivas.

La exposición al etano deberá reducirse al mínimo. Los trabajadores deben usar guantes de hule, un overol entero, un protector para cara y una máscara de gas multiusos.

PROPANO²⁹

El propano, conocido también como dimetilmetano y propildihidruro, es un gas incoloro.

Es inodoro cuando se encuentra en su estado puro, es moderadamente soluble en agua con una solubilidad de 6.5 ml en 100 ml de agua.

El propano es un gas asfixiante simple, las concentraciones altas de propano causan parálisis cuando son inhaladas.

El NIOSH ha establecido el IDLH para el propano a 2% de propano, lo cual está basado en el LFL (límite inferior de inflamabilidad) para el propano.

La exposición al propano deberá limitarse; los trabajadores deberán usar guantes de hule y ropa protectora.

BUTANO²⁹

El butano, conocido como n.butano, metiletil metano, e hidruro de butilo, es un gas incoloro, es químicamente estable y ligeramente soluble en agua.

La exposición al butano causa somnolencia, es ligeramente tóxico y es un asfixiante simple, los vapores concentrados de butano pueden actuar como narcóticos, causando pérdida de la conciencia, debilidad de músculos y parálisis.

Debe reducirse al mínimo la exposición del trabajador al butano. Los trabajadores deben llevar guantes de hule, anteojos de seguridad, ropa protectora y mascarillas químicas de cartucho.

PENTANO²⁹

El pentano, conocido también como hidruro de amilo, es un líquido incoloro. Tiene un olor agradable y es ligeramente soluble en agua con una solubilidad de 0.036 partes en 100 partes de agua.

El pentano es un narcótico en altas concentraciones, entrando al sistema circulatorio a través del sistema respiratorio.

Causa irritación de los ojos y del tracto respiratorio a través de la respiración. El NIOSH ha establecido que el IDLH para el pentano es de 1.5 % basado en LFL para el pentano.

La exposición del personal al pentano deberá reducirse al mínimo. Los trabajadores deberán usar guantes de goma, protectores faciales, overoles enteros y máscara respiratorias multiusos.

HEXANO²⁹

El hexano conocido también como hidruro de exilo, es un líquido incoloro con un olor peculiar, es insoluble en agua.

El hexano es un irritante del sistema respiratorio, ocasiona mareo, entumecimiento de extremidades y dificultad para caminar.

Las altas concentraciones de hexano causan parálisis, el límite IDLH del NIOSH para el hexano es de 0.5 % de hexano.

Deberá reducirse al mínimo la exposición, protección facial, overoles enteros, y máscaras de gas multiusos.

2.1.2 Incendio

Teoría del fuego^{28,32}

De acuerdo a esta teoría, cuando se habla de fuegos sin flama, los tres elementos que deben estar presentes para que ocurra el incendio son combustible, oxígeno(oxidante), y una fuente de ignición, al referirse a fuegos con flama, un cuarto elemento aparece, reacciones en cadena. La identificación, eliminación o separación de estos tres elementos o cuatro elementos son la base de los procedimientos para la prevención de incendios:

Condiciones de incendio o explosión

Como ya se mencionó anteriormente, para que pueda ocurrir un incendio o explosión se han de satisfacer las siguientes condiciones:

- Debe existir en la atmósfera un gas o vapor inflamable o explosivo en proporciones tales que produzca con el aire (oxígeno) una mezcla inflamable,
- La fuente de ignición debe tener la energía calorífica suficiente para encender la mezcla.
- No se inhiba la reacción en cadena

Combustibles

Es cualquier sustancia capaz de quemarse,

El combustible puede estar en los tres diferentes estados sólido, líquido o gas.

Características de los Gases Inflamables.

El grado de peligro de las mezclas explosivas va a depender de:

- El rango de inflamabilidad del gas
- La densidad de los mismos en relación con el aire.

Gases más ligeros que el aire.

Se consideran como gas o vapor más ligeros que el aire aquellos cuya densidad sea menor del 75% de la densidad del aire bajo condiciones normales. Los gases más ligeros que el aire se disipan rápidamente, debido a su baja densidad relativa y el área afectada no es tan amplia como la que afectan los vapores de líquidos inflamables más pesados que el aire, exceptuando los lugares cerrados donde estos gases producen mezclas inflamables en zonas aledañas a las instalaciones eléctricas.

- La temperatura de evaporación.

Clasificación de líquidos inflamables y combustibles de acuerdo al NFPA-30^{44,32}

Líquidos inflamables.

Cualquier líquido que tenga un punto de inflamabilidad debajo de 140°F(60°C) y que tenga una presión de vapor que no exceda 40 lb/in² absolutas (2068.6 mmHg) a 100 °F (37.8 °C)

Líquidos combustibles

Cualquier líquido con un punto de inflamabilidad arriba de 140 °F (60 °C)

En donde:

Punto de Inflamabilidad²⁸.

Es la temperatura mínima de un líquido a la cual se genera suficiente vapor para producir una mezcla comburente con el aire, cerca de la superficie del líquido o dentro del recipiente

Usado para realizar esta determinación, según la prueba, procedimiento y aparato usado en el método de copa cerrada.

Punto de Ebullición^{28,32}

Es la temperatura a la cual la presión de vapor del líquido equivale a la presión atmosférica (para cuestiones de definición la presión atmosférica se considera como 14.7 lb/in²). También se considera como el punto en donde un líquido empieza a hervir según el procedimiento establecido en la Norma Oficial Mexicana correspondiente.

Las sustancias que pueden actuar como combustibles y que existen en una plataforma son:

Acido sulfhídrico²⁹

El ácido sulfhídrico es inflamable y deberá ser considerado peligroso cuando se expone al calor o a la flama. El ácido sulfhídrico puede recorrer una distancia considerable a una fuente de ignición y tener una flama de retorno.

El peligro de explosión es moderado y la explosión puede ocurrir dentro de los límites de la región inflamable para el ácido sulfhídrico. El ácido sulfhídrico puede ser calentado hasta el punto de descomposición donde emitirá humos altamente tóxicos de óxidos de azufre. También reacciona de manera vigorosa con otros materiales oxidantes y con vapores o concentrado de ácido nítrico.

En caso de fuego deberán usarse rociadores de bióxido de carbono, químicos secos o agua para combatir el fuego de ácido sulfhídrico.

Metano²⁹

El metano es un gas altamente inflamable y explosivo, pero no se descompone al calentarse. El bióxido de carbono y los químicos secos son adecuados para combatir el fuego por el metano.

Etano²⁹

El etano es un gas inflamable y explosivo.

El etano reaccionará vigorosamente cuando se le expone a materiales oxidantes, debe utilizarse bióxido de carbono u otros químicos secos para contener y combatir el fuego por etano.

Propano²⁹

El propano es un gas altamente peligroso, inflamable y explosivo. El propano puede reaccionar vigorosamente con materiales oxidantes. Los contenedores de propano deben estar protegidos contra chispas eléctricas mediante una construcción resistente a chispas. Deberá usarse rociadores de bióxido de carbono, químicos secos o agua para contener el fuego por propano.

Butano²⁹

El butano es un gas inflamable y explosivo y puede incendiarse cuando es expuesto al calor o flama.

Cuando el butano es calentado, emite vapores acres, el butano sólo reacciona con materiales oxidantes.

Pueden utilizarse rociadores de bióxido de carbono, químicos secos o agua para controlar el fuego por butano.

Pentano²⁹

El pentano constituye un riesgo de fuego altamente peligroso, cuando es expuesto a calor o flama.

Es también un peligro y deberá mantenerse alejado del calor, chispas, o flama abierta.

Hexano²⁹

El hexano constituye un riesgo de fuego y explosión cuando se le expone al calor o flama, puede reaccionar con materiales oxidantes, el fuego por hexano deberá ser controlado usando bióxido de carbono, químicos secos o espuma.

El choque térmico puede destruir los contenedores metálicos y liberar los contenidos.

Deberán usarse espuma, bióxido de carbono o químicos secos para controlar los fuegos por hexano.

Además combustibles líquidos como el diesel.

Combustibles sólidos

Algunos materiales entre otros por su naturaleza pueden actuar como combustible sólido:

Estopas

Cochambre en cocinas

Material plástico

Madera

Fuentes de ignición:^{5,28}

La ignición ocurre cuando el calor es suficiente para causar la combustión. Los factores que influyen para que exista una fuente de ignición son: temperatura, tiempo de exposición y energía.

Las fuentes de ignición que pueden estar presente en operaciones de producción mar adentro incluyen:

a. Reacciones químicas. Las reacciones químicas pueden producir calor. Este calor puede encender las sustancias de reacción, o productos de reacción química o materiales cercanos. También una reacción química que pudiera ocurrir en una plataforma mar adentro de combustión espontánea.

Los equipos marinos que manejan ácido sulfhídrico pueden producir sulfuro de hierro como un producto de corrosión. El sulfuro de hierro puede ser una fuente de calor e ignición formada por combustión espontánea cuando esta expuesta al aire.

b. Chispas eléctricas y arcos. Una chispa eléctrica que es la descarga de la corriente eléctrica a través del contacto entre dos objetos con cargas diferentes. Un arco eléctrico ocurre cuando un circuito eléctrico es interrumpido, intencionalmente o por un interruptor o accidentalmente cuando un contacto o terminal llega a ser cerrado o la corriente es interrumpida. El arco eléctrico puede ser considerado como un momentum eléctrico.

Las fuentes de chispas eléctricas y arcos pueden incluirse pero no están limitados a las siguientes:

Generadores y motores eléctricos^{5,28}.

Interruptores, relevadores y otros componentes de circuitos eléctricos bajo condiciones normales.

Instalación eléctrica y equipos eléctricos con mal funcionamiento.

Soldadura de arco eléctrico.

Almacenamiento de baterías.

Dispositivos de ignición en motores de equipos contra incendio.

Sistemas de ignición de las máquinas de combustión interna.

Herramientas manuales de potencia eléctrica.

- c. Rayo²⁸: El rayo es producido por la descarga de una carga eléctrica en una nube con carga opuesta a la de otra nube o de la tierra. El rayo puede desarrollar una temperatura muy alta en algún material de muy alta resistencia que se encuentre a su paso. El rayo tiende a descargarse en puntos altos tales como una antena.
- d. Chispa eléctrica estática²⁸: Si dos objetos están en contacto físico y luego son separados, el objeto por un tiempo se carga eléctricamente a través de la fricción o inducción. Cargas eléctricas similares pueden ser generadas por flujo rápido de gases o líquidos. Si los objetos no están unidos, ellos pueden acumular suficientes cargas eléctricas y una descarga de chispa eléctrica puede ocurrir. Los términos tienen diferentes significados.

Las chispas eléctricas estáticas son normalmente de muy corta duración y no producen suficiente calor para prender combustible de materiales ordinarios, tales como el papel, a veces sin embargo, son capaces de prender gases y vapores flamables. Esta situación es más común en una atmósfera seca. Las chispas eléctricas estáticas pueden ser un problema en situaciones tales como los siguientes.

Combustibles en operación.

Llenado de contenedores, tanques y recipientes operación.

Alta velocidad de salida del fluido.

Área de operación.

Abrasivo.

Vapor.

e. Flama. Cuando combustibles comunes son quemados, la energía es liberada en forma de calor. El quemado generalmente es acompañado por una luminosidad llamada flama. Ejemplos de esta situación donde la flama puede estar presente en una plataforma son los siguientes.

1. Quemado de Hidrocarburos (quemadores).
2. Recipientes de fuego (calderas).

3. Soldadura y corte por gas.
4. Operación de motores(gases de escape y contra explosión)
5. Personal Fumando
6. Operaciones de artefactos para calentar y cocinar

f. Superficies calientes. Las superficies calientes son una fuente de encendido y pueden incluir lo siguiente:

Escorias de soldadura

Torres de quemadores de descarga.

Tubos y Equipo de proceso en caliente

Sistemas de escape de motores

Dispositivos eléctricos de alta temperatura tales como lámparas incandescentes.

Calor de fricción tal como correas resbalándose contra una polea, cojinetes sin lubricar, etc.

Operaciones de artefactos para calentar y cocinar

Partículas calientes de metal (chispas)

Secadoras de ropa y sistema de escape.

g. Calor de compresión. Si una mezcla inflamable es comprimida rápidamente, será encendida cuando el calor generado por la acción de compresión es suficiente para que aumente la temperatura del vapor y ocurre la ignición. La combustión como un resultado de calor de compresión puede ocurrir cuando los vapores de hidrocarburos o gases son mezclados con aire bajo situaciones tales como las siguientes:

(1) Purgado no adecuado de recipientes a presión y otros equipos en la introducción de hidrocarburos.

(2) Falla de sellado que permiten el suministro de aire para mezclarse con hidrocarburos.

(3) Falla de lubricación en sistemas de compresión de aire.

(4) Admisión de aire en la succión de compresores de gas de hidrocarburos.

Efectos de los incendios^{5,28,58}

Los efectos de los incendios sobre las personas son quemaduras de piel por exposición a las radiaciones térmicas.

La gravedad de las quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición.

La radiación térmica es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente térmica.

Los incendios se producen mas frecuentemente en la industria que las explosiones y las emanaciones de sustancias tóxicas, aunque las consecuencias medidas en pérdidas humanas suelen ser menos graves.

Los efectos de la radiación térmica sobre la piel no protegida, pueden verse en el cuadro tomado del libro de Kliesch G.R. "Control de riesgos de accidentes mayores" y establece lo siguiente^{9,5,28,31}:

Nivel de radiación (kw/m ²)	Período de duración segundos antes	
	Se siente el dolor	Empiezan a salir ampollas
22	2	3
18	2,5	4,3
11	5	8,5
8	8	13,5
5	16	25
2,5	40	65
Menos de 2,5	Puede ser tolerada una exposición prolongada	

2.1.3 Explosión²⁸

Las explosiones se caracterizan por una onda de choque que puede producir un estallido y causar daños a las estructuras, destruir equipos y arrojar materiales a varios metros de distancia.

Las lesiones y daños son ocasionados por una onda de choque de la explosión. Aunque los efectos de la presión excesiva pueden provocar directamente la muerte, esto solo se produce con las personas que están cerca del lugar de la explosión.

La historia de las explosiones muestra que los efectos indirectos de las estructuras que se derrumban y los pedazos de metal que vuelan por el aire causan mucho más daño.

Los efectos de la onda de choque varían según las características del material, su cantidad y el grado de restricción de la nube de vapor.

Por consiguiente, las presiones máximas varían en una explosión desde de una ligera sobrepresión a unos cuantos cientos de kilopascales (kpa).

Deflagración y Detonación

Las explosiones pueden producirse en forma de una deflagración o de una detonación, en función de la velocidad de combustión durante la explosión.

Se produce una deflagración cuando la velocidad de combustión ó la velocidad de la llama es relativamente lenta, del orden de 1 m/seg.

En una detonación, en cambio la velocidad de la llama es extremadamente elevada. El frente de la llama se desplaza como una onda de choque, con una velocidad normal de 2000 a 3000 m/seg.

Explosiones de Gases y Vapores²⁸

Es posible hacer una distinción entre las explosiones de gases y las de polvos tomando como base el material de que se trate.

Explosiones de gases

Se producen explosiones de gases, que en general son catastróficas, cuando se liberan y dispersan con el aire considerables cantidades de material inflamable para formar una nube de vapor explosivo antes de que se tenga lugar la ignición.

Explosiones de Polvos²⁸

Las explosiones de polvos se producen cuando materiales sólidos inflamables se mezclan intensamente con el aire. El material sólido dispersado adopta la forma de material pulverizado con partículas de tamaño muy pequeño. La explosión resulta de un hecho inicial, como un incendio o una pequeña explosión que motiva que el polvo depositado sobre la superficie pase a ser transmitido al aire.

Al mezclarse con el aire se produce una explosión secundaria que a su vez puede producir una explosión terciaria y así sucesivamente.

Explosiones de Nubes de Vapor Confinado o no Confinado

Las explosiones en locales cerrados son las que se producen dentro de algún tipo de contenedor como un recipiente ó una tubería.

Las explosiones dentro de los edificios corresponden a esta categoría, las explosiones que se producen al aire libre se conocen como no limitadas y originan presiones máximas de unos pocos kpa.

Las presiones máximas de las explosiones en lugares cerrados o limitadas suelen ser superiores y pueden llegar a cientos de kpa.

2.2 ANÁLISIS DE RIESGOS^{5,17,59,62}

La evaluación de riesgos existentes en cualquier instalación y en las plataformas marinas requiere de un método que no sólo identifique el riesgo, sino lo cuantifique en cuanto a la dimensión de los daños que puede provocar en caso de cristalizarse en un accidente mayor y la probabilidad de que esto ocurra, y aún más, nos indique el camino a seguir para minimizar dichos riesgos. Este método lo denominaremos en general Análisis de Riesgos.

El análisis de riesgos en un sistema esta conformado de los siguientes pasos:

2.2.1 Identificación de riesgos

2.2.2 Evaluación de riesgos

2.2.3 Control de riesgos

2.2.1 Identificación de Riesgos ^{5,17,59,62}

Tiene que ver con la localización exacta de los puntos de riesgo en el proceso, así como el conocimiento del tipo y características del riesgo.

A continuación se presenta la clasificación de los métodos de identificación de riesgos.

I.- Experiencia

1.- Publicación de Tópicos de Seguridad ^{17,59,62}

Recolección de y descripción de incidentes que son publicados periódicamente.

-Despierta el interés

-Los lectores analizan y toman medidas correctivas y preventivas en sus propias áreas.

-Útil como suplemento

-Se debe evitar la repetición de incidentes similares

2.- Diseños Estándares ^{17,59,62}

Elaboración de diseños estándares, códigos y procedimientos de diseño o bien aprovechar los que organismos internacionales ya han desarrollado, para aplicarlos a equipos y procesos específicos.

Efectivos y económicos cuando un gran número de unidades similares están involucradas.

Buena retroalimentación al diseño.

Evitar la repetición de accidentes similares

3.- Reunión de Grupos Interdisciplinarios para Revisión de Seguridad ^{5,17,59,62}

Reuniones para la revisión y discusión de aspectos de seguridad, a las que asisten especialistas de todas las áreas incluyendo las de seguridad.

Evita problemas que pueden ser olvidados por disciplinas individuales.

Sencillo, económico y requiere una capacitación mínima.

Evita errores

Objetivos claros

4.- ¿Que pasa sí....?^{5,17,59,62}

Igual que el anterior. Solo que hacen preguntas "¿Que pasa sí. . . ?" para cada operación a fin de detectar los efectos de alguna falla en los equipos, o errores en la operación de procesos.

Se elabora un reporte donde se incluyen sugerencias, medidas correctivas y alternativas.

El reporte es enviado a los directivos para su revisión y seguimiento.

Su alcance no solo incluye observaciones visuales, sino la evaluación de limitaciones de los equipos, efectos de impurezas, cambios en las corrientes de proceso, materiales de

construcción procedimientos de operación, etc.

Revisión dividida de acuerdo a objetivos claros y específicos:

Seguridad de los procesos, manejo de materiales, seguridad e higiene del personal, sistemas electromecánicos, etc.

Evita que algunos problemas sean olvidados, ya que para el desarrollo de la reunión se elaboran lista que cubren los puntos más importantes a considerar.

El equipo es responsable de que todo proceso ha sido estudiado y que todos los riesgos potenciales han sido identificados

Sencillo económico y requiere de una capacitación mínima.

II.- ANALÍTICO

5.- Árboles Lógicos (redes lógicas)^{5,17,59,62}

Muestran relaciones lógicas

Identificación de combinaciones de fallas que pueden conducir a un evento indeseado.

Pueden ser usados como base para la evaluación de riesgos por la simple adición de probabilidades.

Su construcción requiere herramientas y consume bastante tiempo.

Son difíciles de usar solo para la identificación de riesgos.

5.1.-Árbol de Fallas ^{5,17,59,62}

Se define un incidente de riesgo, tal como "fuego", "ruptura de recipiente", etc., como "evento tope" o primer evento. la combinación lógica de las fallas que pueden conducir u ocasionar este "evento tope" es estructurada y analizada en forma de árbol

5.2.-Árbol de Eventos ^{5,17,59,62}

Trabaja en el sentido opuesto al árbol de fallas. Se empieza con un evento inicial y se exploran sus consecuencias para determinar si puede originar un "evento tope".

5.3.-Diagrama de Causa Consecuencia ^{5,17,59,62}

Es una combinación de los árboles de falla y eventos: se hace una descripción más detallada en la sección de evaluación de riesgos

6.- Lista de inspección ^{5,17,59,62}

Elaboración de listas de inspección que pueden ser divididas por áreas como edificios, procesos, equipos, etc., o por proyectos específicos como control ambiental, protección contra incendio etc.

Fácil de aplicar

Sirven de complemento a otros métodos.

Sirven para la identificación de la mayoría de los "riesgos estándares "

Pueden ser aplicados en cualquier etapa del desarrollo de un proyecto u operación de una planta.

Normalmente son extensas, lo que puede hacer su aplicación tediosa.

Si se olvida algún punto, difícilmente se tendrá en mente.

III Creativos

7.- Tormenta de ideas ^{5,17,59,62}

Actividad en grupo realizada a través de reuniones de media hora, en las cuales se clasifican y evalúan todos los caminos propuestos por el grupo para identificar un riesgo o resolver un problema. El objetivo es obtener todas las ideas que sean posibles, las cuales son clasificadas y evaluadas al finalizar la sesión.

Rápido y fácil de aplicar.

Da nuevas perspectivas sobre problemas de seguridad.

Pueden ayudar a la sinergia del grupo.

Normalmente es usado como complemento a otros métodos.

No asegura la cobertura completa del problema.

8.- Estudios de riesgos y operatividad (hazop)^{5,17,59,62}

Basado en el principio de que todos los riesgos "intrínsecos"(originados por el mal funcionamiento o mala operación, de una unidad), son causados por "desviaciones" de las intenciones del equipo de diseño u operación. Si se identifican las posibles desviaciones que pueden identificar los riesgos que las originan.

Debe ser aplicado a todos los diseños nuevos para prevenir una operación eficiente.

Da la oportunidad de que la gente deje volar su imaginación y piense en todas las formas en que puede ocurrir un problema de operación o un incidente de una manera sistematizada.

8.1.-Hazop basado en "palabras guía"^{5,17,59,62}

El método consiste en crear una imagen del tipo específico de desviación, acoplando las palabras guía con la intención de diseño u operación de una unidad. Una vez que se exponen las desviaciones, se exploran las consecuencias para identificar los riesgos.

El método es desarrollado por un equipo multidisciplinario conducido por un líder capacitado para ello. Hay siete formas en las que se puede desviar un sistema las cuales están identificadas y asociadas por las "palabras guía", tales como: No, Mas, Menos, Tanto como, Parte de, Regreso (u opuesto), Mas que, entre otros.

Todos los riesgos pueden ser detectados en la etapa de diseño, todos los integrantes del equipo que desarrolla el método, deberán entender el funcionamiento preciso de la unidad a revisar.

Es útil para una revisión final, se detectan riesgos que podrían ser olvidadas por disciplinas individuales.

Además es económico y relativamente rápido

Se necesita un líder capacitado en la aplicación del método.

La aplicación de un método consume mucho tiempo.

En muchos casos se realiza el análisis de riesgo posteriormente al diseño de un proceso, rectificando errores a destiempo, lo que ocasiona gastos significativos en la fase de la ingeniería.

8.2 Hazop basado en "lista de inspección"^{5,17,59,62}

Se determina la sección de la unidad que se va a estudiar y se prepara una lista de todos los materiales presentes en ella. Se aplica una lista de chequeo de riesgos de cada material, y se toma nota de todos los riesgos asociados a cada uno y la intensidad numérica de cada riesgo.

Entonces se aplica una "lista de creatividad de riesgos" para formar una "imagen hipotética" de cada riesgo en particular. Para eso se analizan y se formulan una serie de preguntas prácticas, ésta lista considera los siguientes tipos de riesgos: incendio, explosión, detonación, energía química, energía térmica, presión, radiación, energía mecánica, energía eléctrica, toxicidad, corrosión seguridad, molestias (ruido, olores, etc.), efluentes, riesgos provenientes del ambiente (temblores, inundaciones, huracanes, maremotos, etc.), entre otros.

Se crea una base de datos de las propiedades de riesgo de los materiales en proceso y una serie de "imágenes de riesgo" asociadas a cada parte de la unidad para ver si se dispone de las medidas apropiadas para atacarlos.

Puede ser aplicado en las etapas preliminares de diseño, ayudando a la determinación de parámetros como ubicación, provisiones para riesgos mayores, etc.

Es un método relativamente rápido. Puede ser empleado como complemento del método anterior.

Se requiere una mayor experiencia que en el método anterior y capacitación para su aplicación.

9. Análisis de seguridad del proceso de acuerdo al API-RP-14-C¹

A) Eventos indeseables en equipos de proceso

Las situaciones de catástrofe en instalaciones de plataformas marinas, tales como la explosión de un pozo ó el fuego ó explosión en áreas riesgosas, requieren que el diseñador tome en cuenta la revisión de eventos probables y efecto de las consecuencias.

La iniciación de un incendio, o la fuga de gas usualmente provienen de situaciones que pueden ser clasificadas en dos tipos:

Eventos peligrosos controlables y no controlables.

En general un evento peligroso, es un incidente específico y constituye un peligro principal que puede exponer a un accidente a parte o a toda la instalación.

Un evento peligroso controlable, es un evento que puede ocurrir durante una operación de rutina el cual puede normalmente ser controlado por un sistema de seguridad, tal como procedimientos de paro de emergencia (ESD), la activación de un sistema de detección, la operación de un sistema de supresión, un ejemplo de evento controlable puede ser el cierre automático de las válvulas de seguridad subsuperficiales (SSSV), en el entubamiento de producción, cuando sucede una explosión en el pozo.

Por otro lado un evento peligroso no controlable, es un evento que puede ocurrir durante una operación de rutina, pero que no es controlado por los sistemas de seguridad, un ejemplo puede ser la falla del cierre automático de una válvula SSSV y por consiguiente el flujo no controlado de hidrocarburos que pasan por la cabeza del pozo, por el árbol de navidad ó por los equipos de producción.

Un evento indeseado como se indicó anteriormente es una ocurrencia adversa en un componente de proceso, lo cual genere una amenaza a la seguridad.

Los eventos indeseables discutidos en este punto son aquellos que serán desarrollados en un componente de proceso bajo las condiciones menos favorables a la entrada y salida.

Un evento indeseable puede indicar que una o más de las variables de proceso estén fuera de rango de los límites de operación.

Cada evento indeseable que puede afectar un componente de proceso es discutido de acuerdo al siguiente formato: (1) causa, (2) efecto y condición anormal detectada,

(1) Sobrepresión. Es la presión en un componente de proceso en exceso de la máxima presión de trabajo disponible.

(a). Causa. La sobrepresión puede ser causada por una alimentación la cual puede desarrollar una presión en exceso de la presión máxima de trabajo de un componente de proceso si el flujo de entrada es mayor que el flujo de salida.

El flujo de entrada puede ser mayor al de salida en una corriente si fallan los dispositivos de control de flujo si hay restricción o bloqueo en las salidas o si existe un sobreflujo o un gas

blow (descarga de un gas de un componente de un proceso a través de una salida de líquido) en las corrientes.

Una sobrepresión también puede ser causada por expansión térmica de fluidos dentro de un componente si este es calentado mientras las entradas y las salidas están cerradas.

(b). Efecto y condición anormal detectada. El efecto de la sobrepresión puede ocasionar una ruptura repentina y pérdida de hidrocarburos, la alta presión es una condición anormal detectada que indica que puede ocurrir una sobrepresión.

(2). Fuga. Una fuga es un escape accidental de un fluido de un componente de proceso a la atmósfera. En este estándar la pérdida implica que el escape del fluido es un hidrocarburo.

(a). Causa. Una fuga puede ser causada por deterioración por corrosión, erosión, falla mecánica o exceso de temperatura; ruptura por sobre presión o por daño accidental de fuerzas externas.

(b). Efecto y Condición Anormal detectada. El efecto de una fuga es la liberación de hidrocarburos a la atmósfera. Baja presión, retroflujo, y bajo nivel son las condiciones anormales que serán detectadas para indicar que una pérdida ha ocurrido.

(3). Sobre flujo de líquido. El sobre flujo de líquido es la descarga de líquidos de un componente de proceso a través de una salida de gas o vapor.

(a). Causa. Sobre flujo de líquido puede ser causada por una entrada del líquido en exceso a la capacidad de la salida de líquido.

Esto puede ser el resultado de la falla de unos dispositivos de control de flujo, falla del sistema de control del nivel o por bloqueo en la salida de líquido.

(b). Efecto y Condición Anormal Detectada. El efecto de sobre flujo de líquido puede ser sobre presión o exceso de líquidos en una componente corriente abajo o liberación de hidrocarburos a la atmósfera.

Alto nivel es la condición anormal detectada la cual indica que un sobre flujo puede ocurrir.

(4). Escape de Gas . Escape de gas es la descarga de gas de un componente de proceso a través de una salida del líquido.

(a). Causa. Un escape de gas puede ser causada por falla del sistema de control de nivel del líquido o abriendo inadvertidamente una válvula de desvío alrededor de la válvula de control de nivel.

(b). Efecto y Condición Anormal detectada. La condición de un escape de gas puede ser la sobre presión de una componente corriente abajo.

Bajo nivel es una condición anormal detectada que indica que un escape de gas puede ocurrir.

(5). Baja presión. (underpressure) es presión en un componente de proceso menor que la presión de diseño de colapso.

(a). Causa. Baja presión puede ser causada por el desalojo de un fluido, en exceso del flujo de entrada, la cual puede ser el resultado de falla de una válvula de control a la entrada o la salida, bloqueo de una línea de entrada durante el desalojo, o contracción térmica de fluidos, las entradas y salidas están cerradas.

(b). Efecto y condición anormal detectada. El efecto de baja presión será el colapso de un componente y una pérdida. Baja presión es la condición anormal detectada la cual indica que una baja presión puede ocurrir.

(6). Temperatura excesiva (calentadores y chimeneas). La temperatura excesiva es la temperatura arriba de la cual un componente es diseñado para operar.

Este evento indeseable en calentadores y chimeneas es clasificado como un medio de exceso o temperatura del fluido de proceso y un exceso de la temperatura de la chimenea.

(a). Causa. Medio de exceso o temperatura del fluido de proceso puede ser causado por un exceso del combustible una entrada de calor debido una falla o desvío inadvertido del combustible o por el equipo de control de los gases de combustión, partículas extrañas que entran a la cámara de combustión a través de la entrada de aire, o una pérdida de combustible dentro del quemador o en las secciones de calentamiento, insuficiente volumen del fluido para calentar debido a un bajo fluido en el sistema de transferencia de calor cerrado (donde el medio de calentamiento es circulado a través de tubos localizados en el quemador o en la cámara de calentamiento de gases de combustión); o nivel bajo del líquido en el calentador con un calentador sumergido o tubos de humo.

La temperatura en exceso en chimeneas en un calentador puede ser causada por cualquiera de las condiciones arriba señaladas o por insuficiente transferencia de calor debido a la acumulación de materiales extraños (arena, incrustaciones de sal, etc.) en la sección de transferencia de calor.

La temperatura de exceso en chimeneas puede resultar de la pérdida del combustible dentro de la cámara de calentamiento con gases de combustión.

(b). Efecto y Condición Anormal detectada. El efecto de un medio alto o temperatura del fluido de proceso puede ser una reducción de la presión de trabajo y por consiguiente pérdida o ruptura del componente afectado y/o sobrepresión de los tubos de circulación en un sistema de transferencia de calor cerrado, si el medio es aislado en los tubos.

El efecto de una temperatura de la chimenea alta puede ser una fuente de ignición directa de combustibles en contacto con la superficie de la chimenea.

Alta temperatura, bajo flujo, y bajo nivel son las condiciones anormales detectadas con la cual significaría que podría ocurrir una temperatura en exceso.

(7). Fuente de ignición directa (componentes a fuego directo). Una fuente de ignición directa es una superficie expuesta, flama o brasas a temperatura suficiente y con capacidad calorífica para que un combustible se encienda.

Las fuentes de ignición directa discutidos en este punto son limitadas a componentes a fuego directo.

(a). Causa. Fuente de ignición directa puede ser causada por una emisión de flama de la entrada de aire debido al uso de combustible inadecuado (por ejemplo, líquido llevado aún quemador de gas), tiro inverso de un quemador de tiro natural, o un combustible extraño entrando con el aire; emisión de brasas en la salida la chimenea, o superficies calientes resultando de una temperatura en exceso.

(b). Efecto y Condición Anormal Detectada. El efecto de una fuente de ignición directa puede ser un incendio o una explosión se existe contacto con un material combustible.

Alta temperatura y flujo de aire bajo (para quemadores de tiro forzado solamente) son las condiciones anormales detectadas la cual indica que una fuente de ignición directa puede ocurrir.

Estas condiciones anormales serán detectadas por sensores los cuales inicien acciones de cierre para proteger el componente de proceso.

B) Métodos de Análisis de Seguridad que se utilizan en el API-RP-14C¹ .

a. **Tabla de Análisis de Seguridad¹ (SAT)** Las tablas de análisis de seguridad para un componente de proceso básico de una plataforma de producción son los presentados en el apéndice A, del API-RP-14C.

Las SATs son aplicables para cualquier componente indiferentemente de su posición dentro del proceso.

Los límites de cada componente de proceso incluyen la tubería de entrada, los dispositivos de control y la tubería de salida a otro componente.

Los ramales de las tuberías de entrada y salida serán incluidos hasta el dispositivo de seguridad del que proporcione protección al siguiente componente.

(1) El análisis de seguridad de cada componente de proceso debe resaltar los eventos más indeseables (fallas de equipo, descontrol de proceso accidentes etc.) de tal manera que la protección será suministrada con las condiciones anormales detectadas que puedan ser monitoreadas por la vigilancia de la seguridad.

Estas condiciones detectadas son usadas para iniciar una acción a través de controles automáticos para prevenir o minimizar los efectos de un evento indeseable.

Las tablas presentan la secuencia lógica del desarrollo de los sistemas de seguridad, incluyendo eventos indeseables que pueden crearse de componentes de proceso corriente abajo debido a la falla de equipos o dispositivos de seguridad del componente bajo ciertas consideraciones.

(2) Se enlistan las causas genéricas de cada evento indeseable.

Las causas primarias son fallas de equipo, descontrol del proceso y accidentes, pero todas las causas primarias en una categoría crearán el mismo evento indeseable.

Así en una línea bloqueada puede ser debida a un taponamiento, congelamiento, falla de una válvula de control o un cierre inadvertido de una válvula manual.

El evento indeseable será determinado por una investigación detallada del modo de falla del componente y sus accesorios.

Estos modos de falla son agrupados bajo causas, de la manera en la cual estos puedan generar un evento indeseable.

(3) Los dispositivos de protección de seguridad y sistemas de soporte de emergencia creados para prevenir o reaccionar para minimizar los efectos de un evento indeseable serán diseñados de acuerdo con el estándar API-RP-14C.

b. Lista de Verificación de Análisis de Seguridad¹ (SAC). La tabla B1 del API-RP-14C, es una SAC compuesta normalmente usada para un componente de proceso. SACs individuales son mostradas en el apéndice A del API-RP-14C como ayuda para la discusión en la aplicación de análisis de seguridad de cada componente individual.

Los SAC listan los dispositivos de seguridad que se requieren para cada unidad individual bajo las condiciones más adversas posibles a la entrada y la salida.

Esta acción es justificada debido a que dispositivos de seguridad en otros componentes suministrarán la misma protección, ó debido a una configuración específica en la cual la condición anormal detectada no represente una amenaza a la seguridad.

c. **Carta de Evaluación Funcional de Análisis de Seguridad¹ (SAFE).** La carta mostrada en la Fig. B1 del API-RP-14C, es usada para relacionar todos los dispositivos sensores, las SDVs, los dispositivos de paro y los sistemas soportes de emergencia y sus funciones.

La carta SAFE debe listar todos los componentes de proceso y sistemas soporte de emergencia con sus dispositivos de seguridad requeridos, y deben listar la función que desarrollará cada dispositivo.

Si el dispositivo no es necesario, se debe indicar porque en él SAFE, corresponde a un número SAC.

Si la razón para eliminar un dispositivo es debida a que un dispositivo u otro componente proporciona una protección similar, este dispositivo alternativo debe también ser mostrado en él SAFE.

La relación de cada dispositivo de seguridad con su función requerida puede ser documentada para verificar su columna en la matriz de la carta.

Al completar la carta se obtendrá un medio de verificación de la lógica del diseño de sistema básico de seguridad.

C) PROCEDIMIENTO DEL ANÁLISIS Y PROCEDIMIENTO DE DISEÑO. El análisis y diseño de un sistema de seguridad en una plataforma debe incluir las siguientes etapas.

a. Describa el proceso por medio de un esquema de flujo detallado (DFP y DTI o Diagrama de Seguridad de Proceso) y establezca los parámetros de operación.

El esquema de flujo y los parámetros de operación será desarrollado basado en el diseño de equipos y requerimiento de proceso.

b. De las tablas de Análisis de Seguridad (SAT's) verifique los dispositivos de seguridad básicos para proteger cada componente de proceso observándolo como una unidad independiente.

Las listas de verificación de Análisis de Seguridad (SAC) para componentes individuales deben de ser usadas para justificar la eliminación de cualquier dispositivo de seguridad cuando cada componente de proceso es analizado en relación con otros componentes de proceso.

Las listas SAC especifican condiciones bajo las cuales algunos componentes serán eliminados cuando segmentos grandes del proceso son considerados.

c. Si un componente de proceso difiere significativamente de los cubiertos de este código, una SAT y un SAC serán desarrollados para este componente.

d. Usando la Carta de Evaluación Funcional de Análisis de Seguridad (SAFE), lógicamente integre todos los dispositivos de seguridad y los equipos auto-protegidos dentro el sistema de seguridad de la plataforma.

Liste en él SAFE todos los componentes de seguridad y sus dispositivos de seguridad requeridos.

Suministre las funciones que el dispositivo debe desarrollar y relacione cada dispositivo con su función para verificar su columna en la matriz de la carta.

e. Si se diseña una nueva instalación muestre todos los dispositivos a ser instalados en el esquema de flujo de proceso.

f. Si se está analizando una instalación existente, compare él SAFE con el esquema de flujo de proceso y agregue los dispositivos requeridos pero no los muestre.

El análisis debe definir los dispositivos de monitoreo (sensores) y dispositivos de seguridad auto-operados necesarios para la instalación de proceso.

Este también establece las funciones de seguridad (paro, desviación de la corriente de entrada, relevo de presión, etc.).

EJEMPLO DE LA TABLA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD (SAT)

COMPRESOR

EVENTO INDESEABLE	CAUSA	Condición anormal detectable del componente
Sobre presión (succión)	Exceso de influjo Falla del sistema de control de la presión de succión Mal funcionamiento del compresor o controlador	Alta presión
Sobre presión (descarga)	Línea de descarga bloqueada o restringida Exceso de contrapresión Alta presión de entrada Sobre velocidad	Alta presión
Fuga	Deterioración, erosión, corrosión, daño por impacto, vibración.	Baja presión
Exceso de temperatura	Falla en la válvula del compresor Falla del enfriador Relación de compresión en exceso Flujo insuficiente	Alta temperatura

Ejemplo de la lista de verificación SAC

COMPRESORES

a. Sensor por Alta Presión (PSH)- Succión.

1. PSH instalado.
2. Cada fuente de entrada es protegida por un PSH que también protegerá al compresor.

b. Sensor por Alta Presión (PSH) – Descarga.

1. PSH instalado
2. El compresor es protegido por un PSH corriente abajo, colocado corriente arriba de algún enfriador, el cual no puede ser aislado del compresor.

c. Sensor por Baja Presión (PSL)- Succión

1. PSL instalado.
2. Cada fuente es protegida por un PSL que también protegerá al compresor.

d. Sensor por Baja Presión (PSL)- Descarga

1. PSL instalado.
2. El compresor es protegido por un PSL corriente abajo el cual no puede ser aislado del compresor.

e. Válvula de Seguridad de Presión (PSV) –Succión.

1. PSV instalada.
2. Cada fuente de entrada es protegida por una PSV que también protegerá al compresor.

f. Válvula de Seguridad de Presión (PSV) –Descarga

1. PSV instalada.
2. El compresor es protegido por una PSV corriente abajo, localizada corriente arriba de algún enfriador, el cual no puede ser aislado del compresor.
3. El compresor es del tipo de energía cinética e incapaz de generar una presión mayor a la máxima presión de trabajo permisible del compresor o tubería de descarga,

g. Válvula check (FSV) – Descarga Final.

1. FSV instalado

h. Sensor por Alta Temperatura(TSH)

1. TSH instalado.

Ejemplo de la tabla de seguridad SAFE

Análisis de seguridad			Fun																		Obser.	
																						Con.
Identificación	Servicio	Dispos.																				

2.2.2 Evaluación de Riesgos^{5,17,59,62}

La evaluación de riesgos es de suma importancia para saber hasta donde invertir en seguridad.

A continuación se presenta la clasificación de los métodos de evaluación de riesgos existentes, en esta etapa se determina la magnitud de las consecuencias de un riesgo considerando que se cristalizó como accidente y la probabilidad de que este riesgo pueda convertirse en un accidente.

Evaluación de la magnitud de las consecuencias

I Métodos Cualitativos^{5,17,59,62}

1. Índices (Índice de Mond, Índice de Down)

Cálculo y comparación de índices diferentes, como el de daños máximos probables a la propiedad (MPPD), explosión y fuego, explosión y toxicidad, explosión interna.

Este procedimiento puede ser aplicado tanto en las etapas preliminares de un proyecto para determinar sus riesgos potenciales antes de finalizarlo, como en plantas existentes.

Los índices particulares pueden ser combinados para obtener un índice global.

Da una jerarquización preliminar de los riesgos.

2. Métodos Cuantitativos^{5,17,59,62}

En este caso se utilizan modelos matemáticos para evaluar las consecuencias en caso de :

Fuga, incendio, explosión,

Evaluación de la probabilidad de ocurrencia

Métodos cualitativos

Clasificación rápida

El primer paso consiste en esclarecer ciertos factores técnicos que determinan el potencial con el que podrían ocurrir accidentes serios en una planta, tales como:

Reacciones de oxidación, Operaciones exotérmicas, Presión, Condiciones corrosivas, Materiales tóxicos, Etc.

Estos factores son evaluados cuantitativamente para conocer su probabilidad de frecuencia y consecuencias de un accidente, considerando los sistemas de control de riesgos con que se cuenta.

La evaluación es dirigida de acuerdo a los tipos de preguntas siguientes:

¿Cuales son los riesgos?,

¿Bajo que circunstancias pueden ocurrir?

¿En que se basa la prevención del riesgo (por ejemplo, acción humana, alarma y acción humana, o automáticamente)?

¿Cual es el juicio de frecuencia de los riesgos(ejemplo: 1/100 años)?

¿Cuales son las consecuencias?

Se prepara entonces una carta en la que se muestran la frecuencia y el nivel de consecuencia para cada factor o proceso de riesgo.

Se asignan prioridades para un mayor estudio que conduzca a recomendaciones para minimizar la frecuencia y / o severidad del riesgo.

II Cuantitativos^{5,17,59,62}

3. Análisis de fallas, modos y efectos^{5,17,59,62}

Se usa para evaluar el potencial de riesgo de sistemas. Se analizan los modos de falla de un componente particular, para determinar sus efectos en otros componentes o en el sistema entero.

Es importante que se identifiquen y evalúen todas las posibilidades de falla para cada componente.

Este método esta orientado al análisis preliminar de equipo

4. Árbol de fallas (redes de fallas)^{5,17,59,62}

Representación básica de las interrelaciones de las causas básicas que puedan conducir a un sistema no deseado (riesgo).El primer paso es definir el sistema y un "evento tope" indeseable, tal como explosión, descarga de gas toxico, fuego o derrame, etc. las palabras lógicas o compuertas son "y" y "o" que conducen al "evento tope" partiendo de sus causas.

Para la construcción de la red en cada compuerta se hace la pregunta "¿cómo puede ...?"

Se evalúa cuantitativamente la frecuencia del " evento tope", considerando los índices de fallas, tiempo y probabilidades para las causas básicas.

Se desarrollan con el uso de la lógica deductiva

Su construcción es de la cima a la base.

Requiere especialistas calificados y con experiencia en esta técnica.

Aplicable a plantas diseñadas con los materiales de construcción correctos y de acuerdo a códigos y practicas adecuadas.

Se asume que la planta es operada y mantenida de acuerdo a la buena administración y practica de la ingeniería.

Ayudan a visualizar los caminos por los cuales se puede dar un incidente y que ramas del árbol contribuyen a ello. Ayudan a la decisión de cómo se pueden reducir los riesgos y que métodos aplicar.

5. Árbol de eventos^{5,17,59,62}

Difiere del árbol de fallas, en que parte del análisis de los eventos particulares que originan las fallas indeseables. Cada evento en el árbol, tiene un camino o posibilidad de triunfo y otro de fracaso y falla.

Convencionalmente, el éxito se pone del lado derecho. El evento inicial se expresa como frecuencia(eventos / año) y los eventos secundarios como probabilidades (fallas /demanda).

Complementa el árbol de fallas.

Su construcción es de la base a la cima.

6. Análisis de Riesgos (hazan)^{5,17,59,62}

Se estima con que frecuencia va a ocurrir un accidente y sus consecuencias hacia empleados plantas y bienes, basados en la experiencia a través de métodos sintéticos.

Se comparan los resultados para decidir si hay que tomar o no acciones para reducir la ocurrencia o se puede ignorar.

Ayuda a la toma de decisiones (hasta donde invertir en seguridad).

Emplea los árboles de fallas para tener de una forma lógica la combinación de eventos necesaria, y los varios caminos por los cuales se puede romper la cadena de eventos.

Se pueden introducir errores serios por datos incorrectos o no aplicables al caso.

Datos insuficientes o difíciles de conseguir.

Aplicación limitada por la disposición de datos

Se emplea selectivamente, dependiendo de la disponibilidad de recursos, datos y cantidad de problemas.

2.2.3 Control de riesgos^{5,17,59,62}

El identificar y evaluar los riesgos, conduce a la toma de decisiones que afectan el diseño u operación de una planta, esto se traduce en el control de riesgos que puede ser llevado a través de procedimientos de operación, manuales de seguridad, estándares, capacitación etc.

Los recursos que pueden ayudar para el control de riesgos son:

- 1.- Un método para "calcular el riesgo" generado por cualquier peligro y así determinar la seriedad relativa de cada peligro con el que también se determina, como se asignara el esfuerzo para su manejo (medidas preventivas).
- 2.- Un método para determinar si el costo estimado de la acción correctiva considerada para aliviar el riesgo, se justifica.

Para ayudar a cubrir estas necesidades, se ha elaborado un método sencillo que mide los factores de control y calcula el riesgo de una situación peligrosa, teniéndose para ello una primer formula con la que se obtiene una "magnitud del riesgo", la cual nos indica la urgencia o prioridad a tomar en el control o eliminación de las situaciones de peligro.

La "magnitud del riesgo" establece automáticamente prioridades para el esfuerzo correctivo. Una formula adicional nos proporciona el costo estimado y la efectividad de cualquier acción correctiva contemplada contra la magnitud del riesgo y proporciona una determinación en cuanto a si el costo se justifica (costo-beneficio).

Las actividades normales o de rutina de seguridad industrial tales como las inspecciones e investigaciones producen o revelan usualmente numerosas situaciones de peligro, las cuales no pueden ser corregidas por limitaciones de tiempo, facilidades de mantenimiento o por falta de dinero.

El administrador de la seguridad debe decidir entonces cuales problemas atacar primero. Una gran ayuda en la toma de decisiones seria un método para establecer prioridades para todas las situaciones de peligro, basado en el riesgo relativo causado por cada peligro.

Mediante el sistema de prioridades, el personal administrador o responsable de la evaluación puede asignar su tiempo y esfuerzo y solicitar la asignación de fondos para la corrección de situaciones varias en proporción a los grados o magnitudes actuales de riesgo involucrados.

Dicho sistema de prioridades se creo mediante el uso de una simple formula para "calcular el riesgo" en cada situación de peligro y de este modo llegar a una magnitud del riesgo, la cual indica la urgencia de la atención correctiva.

El otro problema esta relacionado estrechamente con lo económico. Cuando la seguridad avanza con una solución propuesta para la reducción de un riesgo, puede ser necesario para convencer a la alta dirección, que el costo de la acción correctiva esta justificado, mediante un análisis de costo-beneficio.

Desgraciadamente en muchos de los casos para emprender un proyecto costoso depende en gran medida en el arte de saber vender del personal de seguridad y de proyectos. Como resultado, debido a un trabajo pobre de venta, un importante proyecto de seguridad podría no ser aprobado o debido a un excelente trabajo de venta, un proyecto muy costoso puede obtener aprobación siendo que el riesgo a mitigar no es muy grande.

Esta dificultad queda resuelta mediante la aplicación adicional a la formula de "magnitud del riesgo", denominada "eficiencia de la inversión", la cual mide el costo estimado y la efectividad de la acción correctiva contemplada contra el riesgo, dándonos una determinación en cuanto así el costo esta justificado.

El análisis de riesgos es una herramienta para decidir sobre que hacer ante un riesgo identificado y evaluado.

Definir si el riesgo es aceptable o no⁶⁵

Cuando se habla de un nivel aceptable de riesgo, puede hacerse la similitud del riesgo que existe cuando uno en esta en el hogar, el mismo nivel de riesgo debe existir en el área de trabajo evaluada.

El termino aceptable se aplica : a) una decisión consciente basada tal vez en el equilibrio de lo bueno y lo malo o el progreso y el riesgo, b) una decisión que implica una comparación posiblemente subjetiva, con riesgos provenientes de otras causas, los cuales a su vez resultan aceptables en forma inconsciente c) el hecho pasivo pero fundamental de que nada se ha hecho por eliminar o reducir ese margen de riesgo que se considera "aceptable"

La aceptación del riesgo puede ser incluso una expresión de una preferencia por riesgos moderados pero conocidos, sobre riesgos quizá menores pero no cabalmente entendidos.

Establecimiento de las medidas preventivas. ^{5,6,12,17,59,}

Se establecen las decisiones sobre las medidas preventivas y correctivas para: eliminar, reducir, transferir o aceptar los riesgos.

Eliminación

La eliminación del riesgo es la primera opción e implica la sustitución ó la modificación de la tecnología

- sustitución de materia prima
- modificación al proceso
- refuerzo de la instrumentación

Reducción

Si los riesgos no pueden ser eliminados, por ser técnica-económicamente imposible, la reducción de los mismos será la siguiente opción a través de aplicación de estándares, códigos o medidas creativas propuestas por grupos multidisciplinarios altamente calificados

Transferencia

Aún cuando los riesgos no hayan sido reducidos, alguno será necesario transferir. esto se logra por medio de compañías aseguradoras, que "financian" las probables pérdidas.

Aceptación

Si no es posible que un riesgo se elimine, se reduzca o se transfiera, la última opción será aceptarlo, lo cual deberá quedar debidamente documentado y siempre y cuando exista un verdadero compromiso de aceptación por parte de la gerencia.

Establecimiento de programas o proyectos de seguridad ^{5,6,12,26 al 33,59,64}

Los programas o proyectos de mejora se establecen de acuerdo a los objetivos planteados y a los resultados obtenidos. Ultimamente algunas empresa e institutos así como PEP ha implementado en la mayoría de sus instalaciones proyectos y programas de "Mejora Continua " como "HSE-MS"(Health Safety and Enviromental Management System)elaborado por SHELL "SIASPA"(Sistema integral de administración de la seguridad y protección ambiental)desarrollado por PEP, "ASP"o sus siglas en ingles "PSM" Process Safety Management (Administración de la seguridad en los procesos)elaborado por Process Safety Institute, "SEMP"(Practicas recomendadas para el desarrollo de un programa de dirección en protección del medio ambiente y de seguridad para operaciones e instalaciones costa fuera)en implementación por PEP, "ASEP"(Administración de la seguridad y ecología de los

procesos) aplicado por PEP que pretenden mejorar la seguridad al proteger el personal, instalaciones y al medio ambiente.

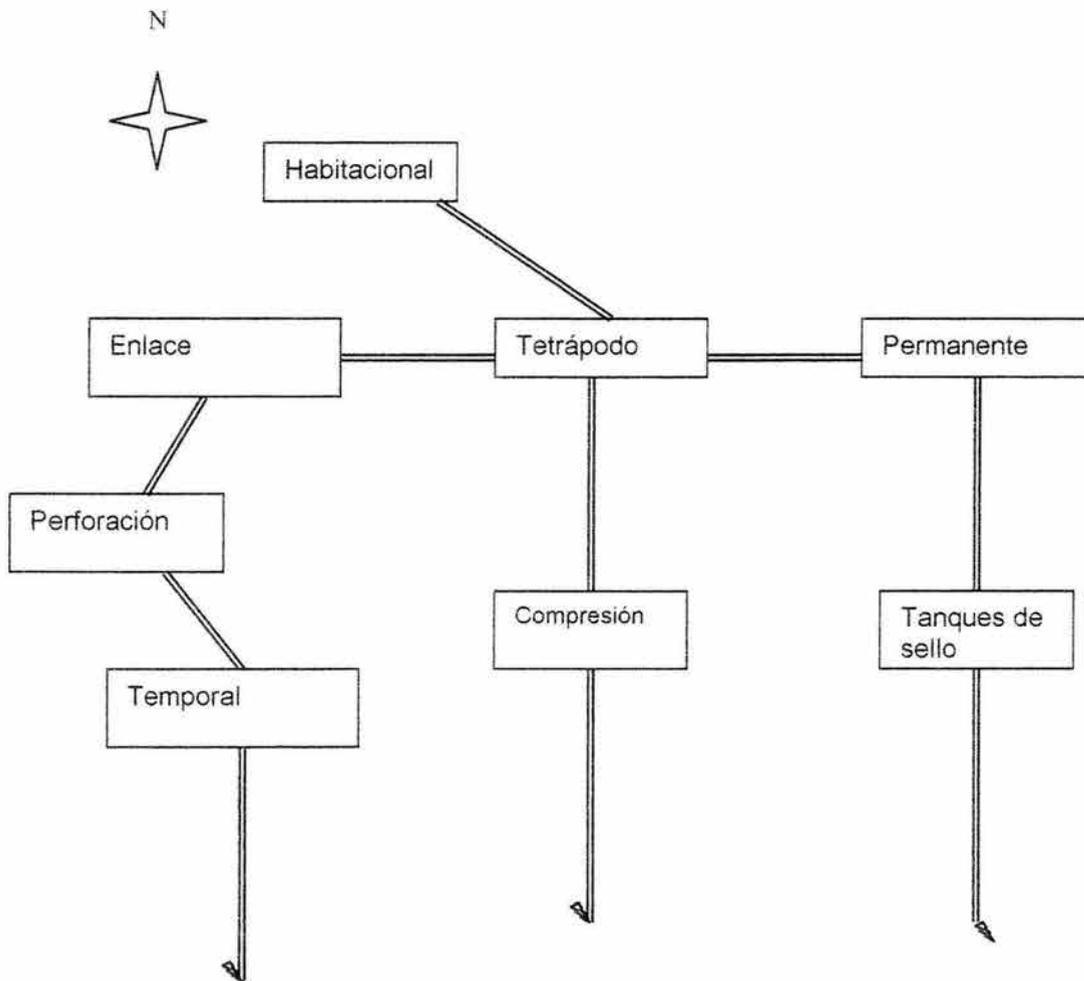
Se tiene que para todos los programas o proyectos de seguridad la estrategia de identificar, evaluar y controlar los riesgos sea aplicable a todas las fases de una instalación, desde el inicio de un proyecto, pasando por su diseño, construcción, operación, mantenimiento y hasta su evacuación en caso de emergencia por lo que las técnicas de análisis de riesgo se deberán de aplicar en dichas etapas como retroalimentación para la atenuación de los riesgos.

2.3 Ejemplo

A continuación se hará una aplicación de las técnicas de Análisis de riesgo en las instalaciones del complejo de producción Abkatúm-A, específicamente en la plataforma de compresión.

2.3.1 Descripción de las instalaciones

Las plataformas que conforman este complejo están localizadas a 77 millas marinas al NE de la terminal marítima Dos Bocas. Tab. y son Abkatúm "A" Habitacional, Abkatúm "A" perforación, Abkatúm "A" Permanente, Abkatúm "A" Temporal, Abkatúm "A" Enlace, Abkatúm "A" Compresión, las cuales están orientadas como se indica en la siguiente figura.



El proceso general consiste en separar gas-aceite, comprimiendo y bombeando gas amargo, producto del proceso de separación de acuerdo al programa de producción, el sistema cuenta con tres fases:

FASE 1. Llegada de aceite-gas a la plataforma de enlace y permanente de las plataformas satélite.

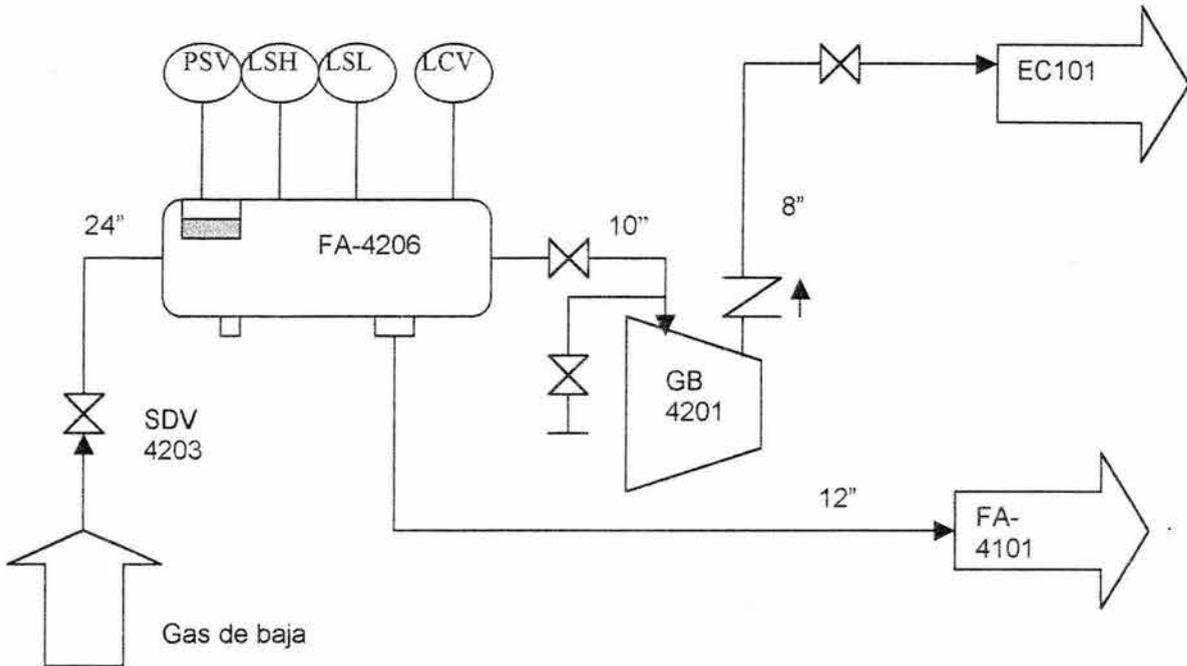
FASE 2. Separación de aceite-gas en las baterías de Temporal y Permanente.

FASE 3. Comprimir el gas amargo producto del proceso de separación gas-aceite en plataformas Permanente y temporal.

La plataforma de compresión tiene como función principal, comprimir por medio de tres turbocompresores el gas amargo, producto del proceso de separación gas-aceite, que se lleva a cabo en las baterías de las plataformas Temporal y Permanente Este gas es enviado a la estación de compresión de Atasta a una presión de 75 Kg/cm².

INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES PETROLERAS
 INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES PETROLERAS

Se analizará únicamente el compresor GB-4201 AXI, se indica a continuación el diagrama de proceso de este equipo.



FA-4206
Tanque rectificador de gas de baja presión

GB-4201 AXI
Compresor de baja presión primera etapa, el cual comprime el gas de baja y lo envía al Enfriador EC-101

2.3.3. Técnicas aplicadas

En la plataforma de Compresión, se aplicó el Análisis de seguridad de los sistemas indicado en el API-RP-14C y el Método HAZOP, al compresor GB-4201.

2.3.4 Resultados

Desviaciones encontradas

El compresor GB-4201 AXI no tiene instalado sensor por baja presión y por alta temperatura (PSL, TSH)

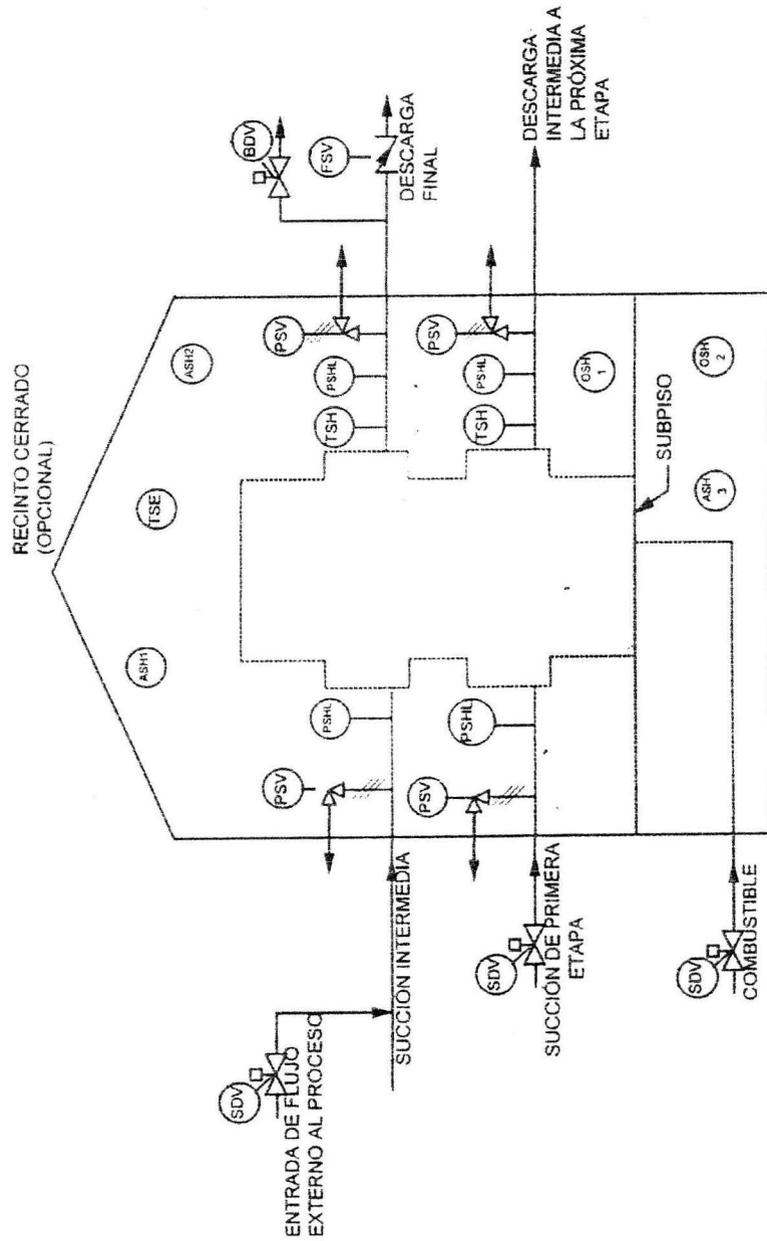
Correcciones propuestas

Instalar PSL y TSH



REGIÓN MARINA SUROESTE
SUBGERENCIA DE EVALUACIÓN
Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Unidad Compresora



OSH 1 Y 2.-DETECTOR DE GAS TÓXICO: NO ES REQUERIDO SI EL COMPRESOR NO ESTÁ INSTALADO EN UN EDIFICIO CERRADO. COMPRES.PRE



REGIÓN MARINA SUROESTE
SUBGERENCIA DE EVALUACIÓN
Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Tabla de Análisis de Seguridad (SAT)

Complejo: Abkatúm - A

Plataforma: Compresión

Equipo: Compresores

Fecha: _____

Evento indeseable	Causas	Condición detectable	Protección	
			Primaria	Secundaria
Sobrepresión (Succión)	Falla en el sistema de control de presión corriente arriba Falla de la válvula del compresor.	Alta Presión	PSH (Succión)	PSV (Succión)
Fuga (Succión)	Deterioro Ruptura Accidente	Baja Presión Alta concentración de gas (Recinto o local)	PSL (Succión) ASH (Recinto o local)	ESS
Sobrepresión (Descarga)	Línea de descarga bloqueada Exceso de contrapresión	Alta Presión	PSH (Descarga)	PSV (Descarga)
Fuga (Descarga)	Deterioro Ruptura Accidente	Baja Presión y Retroflujo	PSL (Descarga) FSV (Descarga) ASH (Casa compresora)	ESS
Exceso de temperatura	- Fallo de la válvula del compresor - Fallo en el enfriador. - Velocidad de compresión excesiva - Flujo insuficiente.	Alta temperatura	TSH	ESS

tabcompres



PEMEX
EXPLORACION Y PRODUCCION

REGIÓN MARINA SUROESTE
SUBGERENCIA DE EVALUACIÓN
Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Tabla de Análisis de Seguridad del Proceso

Análisis de Seguridad			Función ejecutada		Observaciones
Carta de Evaluación de Servicios (Seguridad)	Plataforma Abk - A Compresión Modulo No. 1	Componentes del proceso.	Dispositivo de control	Relava Presión	
Identificación	Servicio	Dispositivo			
GB - 4201 (AX1)	Compresor de baja presión	PSH PSL ASH TSL PSV TSH FSV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	No opera No tiene No aplica No aplica
GB - 4202 (GB - 742)	Compresor de alta presión primera etapa	PSH PSL ASH TSL PSV TSH FSV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	No tiene Si opera No opera No existe No aplica No aplica
GB - 4203 (GB - 733)	Compresor de alta presión segunda etapa	PSH PSL ASH TSL PSV TSH FSV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Si opera Si opera No opera No existe No aplica No aplica No opera Si opera

Tabla de Análisis Hazop

Instalación: Abk-A Compresión

Sistema: Compresores

Equipo/Línea: N: 3, 8, 11

Fecha: Febrero de 1997

Palabra guía	Desviación o variable de proceso	Causas posibles	Consecuencias	Respuesta del sistema	Acciones requeridas
Más	Presión	-Falla en el sistema de control de presión. - Salida bloqueada. -Falla en la FSV (Que la válvula quede calzada en posición abierta).	Sobrepresión	PSH fuera de operación Relevo de presión por la V.V.Q.	Corrección a la PSH
No	Flujo	-Bloqueo corriente abajo - Ruptura	Daños en los internos calentamiento.	PSL	Instalar PSL
Inverso	Flujo	-Falla en FSV (Que la válvula quede calzada en posición abierta). -Ruptura de línea a la entrada. -Disminución de presión a la entrada.	Sobrepresión Golpe de ariete	PSH fuera de operación	Corrección a la PSH

Capítulo 3

Recomendaciones para la prevención de riesgos^{1,5,29,33}

3.0 Generalidades

Las recomendaciones aquí descritas son esenciales para que las operaciones en plataforma de producción mar adentro se realicen de una manera segura para el personal, instalaciones y medio ambiente.

Los sistemas del proceso y las prácticas de operación deben diseñarse con la intención de prevenir la liberación de hidrocarburos a la atmósfera y su posible ignición.

El diseño seguro comprende tres vertientes: las características inherentes del diseño, los controles de ingeniería y los controles administrativos. Dentro de las características inherentes al diseño están: diseñar instalaciones inherentemente seguras reduciendo o eliminando materiales o procesos peligrosos. El primer paso es la eliminación de riesgos potenciales mejorando la seguridad inherente al diseño y entonces confiar en los controles de ingeniería y finalmente en los controles administrativos, en donde el diseño inherente no es técnico o económicamente factible.

Los principales principios para el diseño y operación de instalaciones seguras son: (1) Minimizar la probabilidad de liberaciones no controladas de hidrocarburos y otros materiales peligrosos, (2) Minimizar las opciones de ignición, (3) Prevenir el escalonamiento del fuego y daño al equipo, (4) Proporcionar protección y vías de escape al personal. La identificación y medición formal de los peligros, son necesarias para la aplicación apropiada de estos cuatro principios. La aplicación apropiada de estos principios, junto con un sólido juicio ingenieril y la adecuada operación y mantenimiento de toda la instalación de producción, debe resultar en una instalación segura. La figura 3.1 es una matriz que muestra la aplicabilidad de estos principios para diversas prácticas, sistemas y equipos.

La mejor protección contra el suceso del incendio será realizada a través de la provisión bien diseñada y la formación y empleo del personal para las operaciones de prácticas seguras. La plataforma será diseñada y operada para todas las fases de las operaciones de producción, incluyendo situaciones temporales tales como perforación, mantenimiento, construcción etc., el buen diseño de las instalaciones deberá ser capaz de aislar las fuentes de combustible en caso de incendio.

3.1 Diseño de instalaciones.^{1,5,29,33}

Existen diferentes tipos de instalaciones de producción costa fuera. Estas varían desde estructuras de un solo pozo hasta pozos múltiples, perforación y producción; y sus servicios y habitacionales varían acordeamente. Para planear y diseñar instalaciones de producción costa fuera, que proporcionen seguridad al personal y protección al ambiente, se deben considerar muchos factores. Algunos de los factores más importantes se presentan en esta sección.

En la planeación y diseño de instalaciones, se debe considerar el tipo de pozos, los requerimientos de procesamiento de gas y crudo, las tasas de producción anticipadas, el número de personas que habitarán la estructura, la filosofía de mitigación y evacuación y el tipo de sistema de control y fuente de poder eléctrico. Se deben tomar consideraciones para otras operaciones en la estructura, tales como perforación y reacondicionamiento de pozo.

La distancia entre la plataforma y terminales en tierra o la existencia de infraestructura de transportación son factores a considerar en la planeación de tuberías, en el almacenamiento de partes de repuesto y gastables y en las capacidades de mantenimiento en sitio requeridas. Las instalaciones, ubicadas en lugares remotos, requieren de una pre-planeación mejor que las que se encuentran localizadas cerca de instalaciones de transportación existentes y de puntos de suministro.

Los servicios para estructuras costa fuera pueden incluir, agua potable, agua no potable, diesel y combustible para helicópteros, electricidad, gas combustible y de poder, tratamientos químicos, aire de instrumentos y de servicios, tratamiento de aguas residuales y disposición de residuos. Una estructura de un solo pozo puede que no requiera la instalación de sistemas de servicios; en cambio una estructura tripulada puede requerir de múltiples servicios.

Una de las características de las instalaciones de producción costa fuera, es que requieren de consideraciones especiales por lo limitado del espacio en las estructuras y al ambiente físico.

Las instalaciones serán diseñadas para contener hidrocarburos, prevenir la ignición de los hidrocarburos que se escapen, y proporcionar mitigación cuando ocurra un incendio. Algunos puntos específicos que se consideran son los siguientes:

Figura 3.1. Matriz de Principios de Diseño de Instalaciones Seguras

Características de las instalaciones	Propósitos de seguridad primarios			
	Prevención de la liberación de Fluidos	Prevención de ignición	Prevención del escalonamiento del fuego	Proporcionar vías de escape para el personal
Práctica, sistemas o equipos				
Análisis de peligros y medición del riesgo	√	√	√	√
Diseño de equipo por códigos, estándares y prácticas recomendadas	√	√	√	
Fabricación QA/QC	√	√		
Protección de Equipo	√			
Mantenimiento de Equipo	√	√		√
Sistema de seguridad superficial	√	√	√	√
Sistemas de drenajes	√	√	√	
Procedimientos de operación	√	√		
Sistema de ESD	√	√	√	
Sistema de alivio		√		
Ventilación		√		
Aislamiento de superficies calientes		√		

CONTINÚA				
Sistema de detección de gas		√		
Separación de fuentes de combustible y de ignición		√		
Purgado del equipo		√	√	
Sistema de detección de fuego			√	√
Diluvio de agua			√	√
Sistemas pasivos de protección de incendios			√	√
Paredes a prueba de explosión			√	√
Combate al fuego			√	√
Paredes contraincendio			√	√
Dispositivos de protección personal			√	√
Procedimientos de emergencia			√	√
Rutas de escape				√
Mecanismos de escape				√
Sistema de comunicación			√	√
Áreas de reunión				√

3.1.1 Arreglo de equipo^{1,3,5,7,29,33,51}

Con los límites prácticos los equipos en una plataforma serán ordenados para proporcionar una separación máxima de las fuentes de combustible y las fuentes de ignición.

Una regla general para la planeación de la distribución de equipo es mantener las fuentes potenciales de combustibles (cualquier material combustible) tan lejos de las fuentes de ignición como sea práctico. Los objetivos primarios de esta separación de equipo son prevenir la ignición y el escalonamiento del fuego. Tanto el espacio vertical como el horizontal entre el combustible y las fuentes de ignición se deben considerar en la distribución de equipos.

No siempre es posible separar completamente el combustible y las fuentes de ignición. Por ejemplo, bombas accionadas con motores y los compresores de gas son una fuente de combustible y una fuente de ignición, en el análisis final, cualquier distribución de equipo debe ser un compromiso, tomando en cuenta el riesgo asociado y las posibles consecuencias.

El equipo de la plataforma se puede arreglar en grupos de acuerdo a nueve categorías específicas.

El espacio adecuado entre las categorías de equipo es un factor importante para lograr una operación segura. Factores tales como diseño de la plataforma, profundidad del agua, tamaño y grado de reserva de hidrocarburos, métodos de operación, regulaciones gubernamentales, influirá en el número de categorías de equipos y la localización del equipo en una estructura particular.

Dirección del viento^{5,29,33}

El arreglo debe tomar ventaja de los vientos dominantes para minimizar la oportunidad que los vapores de hidrocarburos venteados sean llevados hacia fuentes de ignición potenciales en la plataforma. Tales fuentes pueden incluir equipos de proceso de calentamiento, máquinas de combustión, habitacionales y helipuertos. En general, los venteos atmosféricos, los sistemas de desfuegos y los venteos de emergencia deben ubicarse de tal manera que los vientos dominantes lleven los gases calientes y/o sin quemar lejos de la plataforma. Las entradas de aire a equipos de proceso con calentamiento, maquinas combustibles, y compresores de aire, deben localizarse para proporcionar la mayor separación de fuentes combustibles de gas inflamable.

Paredes y barreras contra incendio.^{1,5,29,33}

La separación de fuentes de ignición de las fuentes de combustible es una consideración de seguridad esencial. Si el espacio físico necesario para satisfacer esta necesidad no está disponible, se pueden considerar las paredes y barreras contra incendio. Las barreras pueden impedir el escape de gas o fugas líquidas hacia un área con una posible fuente de ignición. Las paredes contra incendio pueden proporcionar un escudo para proteger al equipo y permitir escapar al personal sin estar sometidos al calor radiante de un fuego cercano.

Las paredes o barreras contra incendio frecuentemente se usan para separar las áreas de cabezales de pozos de las áreas de procesos, para separar las áreas de procesos de los tanques de almacenamiento y para separar las habitacionales de cualquier fuego externo potencial.

Las paredes y barreras contra incendio tienen la desventaja de restringir la ventilación natural y estorbar para el escape, por estas razones, deben usarse solo donde no es práctico separar adecuadamente las fuentes de combustibles de las fuentes de ignición.

Mientras que las paredes y barreras pueden disminuir las consecuencias de fuegos y explosiones, estas también pueden incrementar la sobrepresión creada por una explosión, por tanto incrementar el daño a la tubería y equipo en otras áreas de la plataforma.

Si los espacios están confinados, se debe considerar protección contra explosión. Se debe tener gran cuidado para minimizar el impacto de explosiones en rutas de escape.

Las barreras construidas de materiales resistentes al fuego, pueden ser en situaciones, de especial ayuda para prevenir la propagación de flamas y proporcionar blindaje contra el calor. Las localizaciones de barreras contra-incendios serán revisadas cuidadosamente, para que no exista la posibilidad de que las barreras contra incendio puedan impedir la ventilación natural provocando que los vapores de hidrocarburos y gases puedan acumularse.

Flujo del proceso^{1,2,5,29,33}

Los equipos del sistema de proceso se arreglan de tal forma que sigan el flujo del proceso simplificando el sistema de tuberías. La simplificación de las tuberías contribuye a la seguridad ya que minimiza el potencial de error del operador. Reduciendo la longitud de la tubería reduce el potencial de fugas.

Mantenimiento del equipo^{1,4,5,29,33}

Se debe considerar suficiente espacio para fácil acceso a cada pieza del equipo para proporcionar espacio para operación del personal, para inspección y mantenimiento y para pintura.

Área segura para actividades de soldadura^{1,3,5,7,29,33}

La área segura para actividades de soldadura se puede ubicar en donde exista la menor cantidad de actividades de construcción o mantenimiento de rutina que se puedan desarrollar. Esta área de soldadura puede ser simplemente un área abierta con piso sólido y adecuado acceso desde la grúa de la plataforma o un taller de mantenimiento completamente equipado con grúas, tornos, máquinas de soldar, etc. La o las áreas para soldar deben estar separadas de las fuentes de combustibles y adecuadamente ventiladas. En plataformas pequeñas, se usan frecuentemente barreras (paredes) para separar las áreas seguras para actividades de soldadura de fuentes potenciales de combustibles. Los drenes de las áreas de soldadura deben estar aislados de otros drenes que puedan contener vapores de hidrocarburos.

Áreas de cabezales de pozos^{1,4,5,29,33}

La localización del área de cabezales de pozos en una estructura esta influida por varios factores. Los cabezales de pozos deben estar localizados en donde pueden estar accesibles al equipo de perforación o de reparación, y donde se pueda proporcionar un adecuado soporte estructural. Los cabezales de pozos deben estar separados o protegidos de fuentes de ignición, de otros depósitos grandes de combustible tales como tanques de almacenamiento de hidrocarburo o metanol o tuberías ascendentes y maquinaria. El equipo y tubería adyacentes al área de cabezales de pozos deben estar protegidos de los efectos adversos de los fluidos de perforación.

Las presiones más altas encontradas en un plataforma costa fuera, normalmente esta asociada con los cabezales de pozos. Un flujo no controlado desde los cabezales de pozos puede ser difícil de contener. Por lo tanto, la protección de las áreas de los cabezales de pozos reciben alta prioridad.

Las áreas de cabezales de pozos deben tener adecuada ventilación. La exposición por un largo tiempo al fuego, puede reducir seriamente la habilidad de los cabezales de pozos de contener la presión.

Para proporcionar ya sea, combate al fuego o escape del personal, las áreas de cabezales de pozos deben permitir el acceso y la salida desde el área de los

cabezales de pozos al menos de dos diferentes direcciones. Los cabezales de pozos deben estar separados de las habitacionales por la máxima distancia práctica.

Áreas de proceso ^{1,3,5,7,29,33}

El equipo localizado en esta área puede ser una fuente potencial de combustible y debe estar protegido de fuentes de ignición. El equipo debe estar localizado de tal manera que cuente con una adecuada separación horizontal y vertical de otras fuentes de combustible y de ignición. El equipo de proceso sin calentamiento no se debe colocar directamente por encima o por debajo de fuentes de ignición sin protección especial. Las fugas líquidas pueden caer en fuentes de ignición localizadas por debajo del área de proceso no caliente y las fugas de gas pueden encenderse por fuentes de ignición por encima del área.

El equipo de proceso sin calentamiento se puede localizar adyacente al área de cabezales de pozos ya que el equipo en ambas áreas son fuentes potenciales de combustible y no fuentes de ignición. El patrón de flujo normal es desde los cabezales de pozos a los cabezales y líneas de distribución., y al recipiente de proceso sin calentamiento. Colocando estas áreas cerca una de otra puede simplificarse la interconexión de la tubería. Se debe tener cuidado en localizar este equipo para protegerlo de caída de objetos en operaciones de mantenimiento.

Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. ^{3,10,13,22,44}

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos son potencialmente peligrosos debido a la cantidad almacenada que contienen. Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos deben estar separados de los cabezales de pozos, tuberías ascendentes y de fuentes potenciales de ignición, y no deben colocarse directamente bajo cuartos de control o habitacionales.

Se deben tomar precauciones para prevenir que los líquidos de hidrocarburos derramados, fluyan hacia otro equipo de producción y áreas de personal.

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos deben estar protegidos de la descarga de grúas y separados de las áreas de maquinaria donde el movimiento de equipo o material puede llevar a una perforación accidental de los tanques.

Áreas de procesos con calentamiento ^{1,5,29,33}

El equipo con calentamiento localizado en áreas de proceso se deben considerar una fuente potencial de ignición, ya que algunas fuentes de combustibles pueden estar presentes. Los recipientes de proceso con calentamiento deben ser separados y estar protegidos de cualquier área que sea una fuente de combustible, ya sea líquido, gas o vapor.

Si el recipiente caliente esta instalado en la misma estructura con otros equipos de proceso, el peligro potencial de ignición debe ser disminuido instalando dispositivos de seguridad discutidos en el capítulo 2 de este trabajo, o pueden revisarse en el estándar API RP 14C. Además, el uso de barreras (paredes) para separar el equipo caliente de fuentes de combustible se debe considerar.

Protección de superficie caliente: Las superficies con una temperatura en exceso a 400°F (204°C) serán protegidas de hidrocarburos líquidos derramados y niebla, superficies en exceso a 900°F (482°C) será protegida de combustible y gases inflamables y vapores.

Áreas de maquinaria^{1,3,5,7,29,33}

La maquinaria se puede clasificar como una fuente potencial de ignición aunque alguna fuente de combustible puede estar presente. El área de la maquinaria debe estar localizada remotamente o en su defecto protegida de otras fuentes de combustible tales como cabezales de pozo, equipo de proceso no caliente, tubería ascendente y tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

La maquinaria, equipo que no contiene hidrocarburos y habitacionales son similares en el tipo y grado de riesgo; todas pueden ser registradas como fuentes de ignición y por lo tanto pueden estar localizadas cerca una de la otra.

Las áreas de maquinaria que contienen maquinas de gas o aceite tienen fuentes de combustible e ignición cercanas la una de la otra y por tanto representa un riesgo mayor de fuego que equipos de proceso de hidrocarburos no calentados. Las maquinarias de combustión activadas por bombas de hidrocarburos o compresores de gas natural, representan un riesgo aún mayor de fuego.

Todas las máquinas de combustión deben estar adecuadamente separadas de los cabezales de pozos, tuberías ascendentes, tanques de almacenamiento de hidrocarburos y habitacionales. Si las limitaciones de espacio no permiten una adecuada separación, el aislamiento se puede lograr utilizando encierros individuales, cuartos cerrados o edificios para encerrar tales maquinarias. Encerrar las maquinarias reduce la ventilación y permite que se acumulen gases combustibles. Estos encierros deben por lo tanto estar provistos de sistemas de detección de gas y fuego y deben estar adecuadamente ventilados para diluir y remover vapores peligrosos de espacios cerrados. Se debe tener consideración para el uso de sistemas de supresión de fuego conveniente con estos encierros.

También se deben considerar áreas de maquinaria cerradas con presión de aire diferencial positiva para ayudar a prevenir la migración de gases combustibles en tales áreas donde existen fuentes de ignición. Acordemente, los sistemas de

ventilación deben derivar su entrada de aire desde fuentes no contaminadas para minimizar la probabilidad de introducir aire contaminado durante condiciones de operación normal o anormal. Consultar API RP 500 para recomendaciones de ventilación.

Además de las precauciones anteriores, pasos posteriores pueden ser estimados necesarios para proporcionar una protección adecuada. Estos pueden incluir el uso de detectores de gas cerca de la entrada al sistema de ventilación y dentro el área cerrada a ser protegida. Tales encierros pueden estar también equipados con sistemas y detectores de fuego para parar automáticamente las máquinas y el sistema de ventilación si un fuego o altas concentraciones de gases combustibles son detectados. También, apagadores y obturadores en el sistema de suministro de ventilación y puertos de escape pueden aislar este espacio cerrado reduciendo la cantidad de aire disponible para soportar combustión o prevenir la entrada de aire contaminado con gases combustibles.

Bombas y compresores de hidrocarburos con motor eléctrico se pueden instalar en el área de proceso si los componentes del equipo eléctrico son convenientes para la clasificación de área por API RP 500.

Áreas habitacionales^{1,4,5,7,29,33}

La localización de habitacionales debe tomar en cuenta la dirección de los vientos dominantes para proteger al personal de vapores de hidrocarburos, fuegos externos, explosiones y ruido. Consideración se debe dar a la posibilidad de fuegos externos y explosiones y ruido de equipos adyacentes.

Las habitacionales deben estar aisladas de fuentes de combustibles al mayor práctico grado posible, debido a que contienen múltiples fuentes de ignición. El potencial para entrada de gas o humo en las habitacionales debe ser minimizado. Además a la detección de humo, las mismas consideraciones generales para ventilación, detección de gas y detección de fuego mencionadas anteriormente para áreas de maquinaria también aplican a las habitacionales.

Servicios tales como equipo eléctrico, instalaciones de tratamiento de agua, y equipo de acondicionamiento de aire se puede localizar en la misma área que las habitacionales, si el equipo eléctrico es conveniente para la clasificación de áreas como se especifica en API RP 500. Se deben tomar precauciones para el control de ruido y olores desagradables como para que no causen condiciones desagradables de vida en las habitaciones.

Tuberías y tuberías ascendentes^{1,4,5,29,33}

Las áreas de tuberías ascendentes pueden ser potencialmente peligrosas debido a posibles flujos no controlados de hidrocarburos de tuberías de entrada o salida en una emergencia. Las tuberías ascendentes deben estar protegidas o separadas de fuentes de ignición, botes y caída de objetos. Las tuberías ascendentes no se deben colocar adyacentes a o debajo de habitacionales a menos que métodos apropiados de mitigación hayan sido implementados.

Tuberías, tuberías ascendentes y sistemas relacionados tales como lanzadores y receptores de diablos y sus válvulas componentes poseen problemas especiales de diseño. Estos componentes del sistema de transportación esta normalmente asociados con grandes volúmenes de hidrocarburos a presiones relativamente altas. Su aislamiento de los diversos componentes de la plataforma y la protección del daño debe ser considerado cuidadosamente primero en las etapas de planeación de la instalación.

Una vez que los acuerdos de transportación son confirmados y los arreglos son decididos entre un operador y el transportador o comprador, se deben hacer planes para revisar la ruta de la tubería y determinar el impacto de esta ruta en la orientación y operación de las instalaciones en general. La ruta de la tubería no debe interferir con el acceso a las instalaciones por el equipo de soporte marino y el equipo de perforación móvil. La ruta elegida debe minimizar la proximidad de la porción sumergida de la tubería y su sistema de tubería ascendente a las operaciones logísticas y operaciones de descarga.

Una vez que una ruta es convenida y una localización de tubería ascendente determinada, se debe tener cuidado para posicionar la tubería ascendente para protegerla de las condiciones ambientales y de embarcaciones marinas. Adecuado soporte vertical y horizontal, como para acceder a la zona de mareas, es importante para inspección y operaciones necesarias. Como una precaución adicional, guardas para las tuberías ascendentes se deben instalar para protegerlas contra daño mecánico.

Debido a los grandes volúmenes normalmente asociados con estos sistemas, se deben hacer evaluaciones para determinar si son apropiadas las válvulas de corte para proporcionar protección a las instalaciones debido a daños ocurridos a las tuberías, o para aislar estos grandes inventarios de hidrocarburos del daño ocurrido a las instalaciones. Las líneas de recolección y transportación salientes y en borda necesitan evaluarse para determinar si son apropiadas las válvulas de flujo de seguridad convencionales (i.e., válvulas de retención, o válvulas de corte).

Los dispositivos lanzadores y receptores requieren de espacio significativo para acceso y mantenimiento.. Los lanzadores normalmente requieren menos espacio

físico que los receptores y se pueden colocar en posición vertical para conservar el espacio en la plataforma y permitir por gravedad asistencia en la inserción de diablos. Espacio lateral y vertical adecuado para mantenimiento y uso es necesario ya que las líneas pueden requerir frecuente limpieza(con diablos) para prevenir flujo lento, remover depósitos de parafina, etc.

Las áreas de receptores y lanzadores deben estar localizadas lejos de fuentes potenciales de ignición, rutas de personal altamente transitado y áreas de manejo de materiales tales como crane aprons o overhead storage racks al mayor grado práctico. Las compuertas de lanzadores o receptores debe mirar hacia fuera de borda de la plataforma para minimizar la posibilidad de cualquier proyectil impacte al personal o a otro equipo.

Válvulas de cierre automáticas en tuberías ascendentes entrantes deben estar localizadas cerca del punto donde las tuberías ascendentes llegan a la plataforma. Se debe proteger la válvula de corte y válvulas y tubería corriente arriba de los efectos de exposición al fuego por largo tiempo. Similarmente, las válvulas de retención o válvulas de corte en tuberías ascendentes salientes se deben localizar lo más cerca posible al punto donde la tubería descendente sale de la plataforma, y la tubería corriente debajo de la válvula de retención debe también estar protegida de exposición al fuego por largo tiempo.

Las válvulas de corte deben estar accesibles para servicio o prueba, aún aislada de peligros potenciales. El área de la plataforma entre la elevación de la zona de mareas y la elevación de piso de proceso más inferior se ha probado que es efectiva para la localización de las válvulas de corte. El área se debe elegir cuidadosamente para aislar la tubería y proporcionar acceso para inspección y mantenimiento de válvulas de aislamiento, instrumentación y válvulas de corte, como sea aplicable.

Las válvulas de tuberías ascendentes se deben proteger de las presiones del golpe explosivo o caída de escombros generadas en un fuego. Se debe tener cuidado de eliminar características tales como un colector de aceite o accesos a la plataforma donde hidrocarburos líquidos se pueden acumular cerca o debajo de válvulas de tubería ascendente. Estos riegos pueden exponer la integridad del sistema de tubería ascendente.

Helipuertos^{1,4,5,29,33}

Los equipos extintores contra incendio serán fácilmente accesibles para el área de abastecimiento de combustible del helicóptero.

Las áreas de aterrizaje de los helicópteros con instalaciones para el abastecimiento de combustible localizados en la parte superior de las habitacionales serán construidas de tal manera que no retengan líquidos inflamables y evitar que estos líquidos se expanden o derramen, en otras partes, debajo de la plataforma esto ha sido para suelos de madera. Precauciones especiales serán tomadas para minimizar el riesgo del incendio en áreas debajo de suelo de madera.

La manguera del gas combustible del helicóptero será de un tipo recomendado para el servicio de la aeronave y será equipado con dispositivo estático a tierra y una boquilla tipo interrupción automática (deadman). El helicóptero debe estar conectado a tierra con cables de desenganche automático o abrazadera de resorte (con el mismo potencial que la manguera).

El abastecimiento apropiado será con la manguera de abastecimiento de combustible. La bomba de transferencia de combustible estará equipada de tal manera que ésta pueda cerrar desde la estación de abastecimiento de combustible. NFPA 418, norma para helipuertos será consultada para información adicional

Colectores de derrames de hidrocarburos^{1,2,4,5,29,33}

Las áreas en donde se instalen tanques deberán contar con colectores o drenajes, para prevenir la acumulación de líquido en caso de fuga o derrame del mismo, el sistema de drenaje será diseñado con provisiones para prevenir el retorno del vapor.

3.2 Diseño de equipo^{1,4,5,29,33}

Los materiales de construcción de todos los componentes y sistemas de tuberías deben ser compatibles con el fluido manejado y con el ambiente salino. En general, el acero al carbón y el acero de aleación pobre se deben usar para aquellas partes sometidas a presión en el servicio de hidrocarburos. El Acero de aleación rica y el acero inoxidable se deben usar para servicios corrosivos y/o de baja temperatura; sin embargo, estos materiales deben ser seleccionados y especificados con cuidado ya que algunos pueden perforarse por el ambiente salino existente costa fuera. Ya que el hierro fundido puede quebrarse si se enfría repentinamente por el agua cuando se combate un fuego, y puede reventar si el agua enfría los fluidos, este solamente se debe usar para determinadas partes de compresores y bombas cuando otros materiales no están disponibles. El uso de materiales de bajo punto de fusión como el latón; cobre y aluminio se deben limitar para el servicio de hidrocarburos ya que

pueden fallar rápidamente cuando se exponen al fuego. El uso de tubería y tanques de fibra de vidrio, se está haciendo más popular por su resistencia a la corrosión interna y externa. Sin embargo, su uso para fluidos que contienen hidrocarburos, se debe restringir, por que a menos que este apropiadamente instalado, pueden debilitarse rápidamente en caso de incendio.

Con excepción de los materiales resistentes a la corrosión, el espesor de los materiales debe incluir un espesor extra para la corrosión en función de que tan corrosivos sean los fluidos, del programa de inhibición y del tiempo de vida de la instalación. En caso que se carezca esta información, se debe considerar el proporcionar un mayor espesor extra para la corrosión que el mínimo requerido por el código para el sistema de tuberías. Se deben aplicar revestimientos anticorrosivos (externos y/o internos, donde sea apropiado) a todas las superficies, excepto a las superficies de materiales resistentes a la corrosión. Los recubrimientos protectores deben ser compatibles con el ambiente y los fluidos que se manejan. Se deben considerar ánodos y/o recubrimientos internos para compartimentos de recipientes y tanques que manejan agua.

Las valoraciones de capacidad, presión y temperatura deben permitir condiciones anticipadas para el tiempo de vida de la instalación, incluyendo arranque, paro y condiciones extremas. En el cálculo de las dimensiones de la capacidad, un factor apropiado de sobre tensión se debe agregar, a las condiciones anticipadas de flujo estable, particularmente para componentes y sistemas de tuberías que reciben producción de plataformas satélites. Las valoraciones de presión y temperatura deben estar convenientemente por encima y por debajo del rango anticipado de operación para permitir variaciones de las condiciones anticipadas y para permitir un adecuado rango entre las alarmas y los dispositivos de seguridad primarios y secundarios.

También se deben considerar los factores ambientales (cargas de viento, nevadas, temblores, etc.) y las condiciones de soporte, al seleccionar los criterios de diseño de componentes y sistemas de tubería. En general, los equipos deben estar soportados sólidamente por miembros estructurales, no se deben colocar sobre placas o rejillas. Las conexiones externas al equipo se deben soldar, donde sea práctico, para prevenir la corrosión.

Todas las partes rotatorias expuestas (acoplamientos, eje, engranes, bandas, poleas, etc. en bombas, compresores, enfriadores, motores, etc.) deben estar provistas con guardas para protección del personal. Los niveles de exposición de presión sónica de los equipos, deben cumplir con las regulaciones locales. Prácticas aceptables incluyen: equipo amortiguador de ruido o su defecto, proporcionar dispositivos de protección auditiva al personal.

3.2.1 Cabezales de pozos, líneas de flujo y cabezales^{1,4,5,29,33}

El área de cabezales de pozos, en una plataforma, debe recibir consideración especial. Los ensambles de válvulas de cabezales de pozos, líneas de flujo y cabezales, son sometidos a grandes flujos de líquido y gas (y en algunas instancias, tierra). La acción corrosiva/erosiva del aceite, gas, condensados, salmueras, tierra y otros compuestos, tales como el CO₂, junto con las, usualmente, altas presiones, asociadas con la corriente del pozo, hace estos componentes de alto riesgo. Una vez que las características físicas del equipo de perforación y sus soportes necesarios, se conocen, y el número y capacidad de pozos está determinado, el diseño, espacio, y distribución de los componentes puede comenzar.

El diseño, materiales de construcción, fabricación, inspección y prueba de ensambles de cabezales de pozos debe ser acorde a las especificaciones API 6A, 6D, RP 14H. Las líneas de flujo y cabezales deben ser diseñadas de acuerdo con el API RP 14E.

3.2.2 Recipientes a presión^{1,4,5,16,29,33}

El diseño, materiales de construcción, fabricación, inspección y pruebas de recipientes a presión que no están sometidos a la adición de calor, debe ser conforme con el **ASME Boiler and Pressure Vessel Code (ASME Code) for Unfired Pressure Vessels**, y los recipientes deben ser etiquetados por el ASME Code. El espesor mínimo de cualquier parte de un recipiente sometida a presión se debe establecer – además del espesor extra especificado para corrosión. Los recipientes a presión, sujetos a vacío, se deben diseñar para vacío total.

Además de los instrumentos y control del sistema de seguridad superficial requerido, se deben instalar las conexiones para indicadores de nivel, temperatura y presión, necesarias para permitir el monitoreo de las condiciones de operación. Donde sea posible, las conexiones de instrumentos deben ser dimensionadas para minimizar el uso de boquillas de ¾ y ½ pulgada. Los indicadores de temperatura deben estar localizados en las secciones de vapor. Se deben proporcionar boquillas y aperturas apropiadas para operaciones de proceso, inspección y mantenimiento. Se deben considerar bridas para todas las conexiones que tienen dos pulgadas o más. Los recipientes usados para servicios sucios o arenosos pueden requerir de conexiones para vaciar o remover contaminantes. Los faldones y las silletas deben permitir la inspección de recubrimiento protector y el mantenimiento.

La instalación de dispositivos para monitoreo y control de nivel, en columnas o bridas de control externo, debe ser considerada para facilitar pruebas, inspección y mantenimiento. Vidrio de nivel, con cajas de acero con válvulas de retención de

seguridad, debe ser proporcionado. Válvulas de corte, en la succión de la bomba, deben instalarse lo más cerca posible de las conexiones de las boquillas del recipiente. Se deben considerar mamparas rompedoras de vórtices, en todas las boquillas de salida de flujo líquido. Con respecto a recipientes que tienen dispositivos tales como eliminadores de humedad, en los cuales, la incrustación y taponamiento pueden restringir el flujo, se debe instalar una válvula de alivio en el espacio de vapor corriente arriba del dispositivo.

3.2.3 Tanques atmosféricos^{1,5,10,11,22,29,33}

El diseño, materiales, fabricación, inspección y prueba de tanques debe ser de acuerdo con lo establecido en los estándares o prácticas de ingeniería tales como los estándares API 650 o 620 o las especificaciones 12B, 12D, 12F, 12P o 12R1, en donde sea aplicable.

Se debe analizar la prevención adecuada al vacío, debido al bombeo o drenajes por gravedad, así como el aumento de presión durante las operaciones de llenado, fuga de gas de equipo presurizado y el calentamiento del contenido por incendios u otras causas (ver sección 3.3.10). Se deben dar consideraciones para instalar tubos descendentes internos en tanques que contienen líquidos inflamables o combustibles con conexiones llenas a tope, para minimizar el potencial de fuego o explosión debido a la descarga de electricidad estática.

Se deben utilizar métodos de exclusión de aire, tales como sistemas de gas de empaque, en tanques que almacenan líquidos con presiones de vapor altas o líquidos sujetos a la degradación en un ambiente de aire húmedo. El Gas de empaque también proporciona un buen medio para controlar la corrosión en el espacio de vapor de tanques atmosféricos. En donde se instalen reguladores de gas de empaque o gas de reposición, se debe considerar la falla del regulador, en el diseño del sistema de venteo.

Además del sistema de instrumentos y control, de seguridad superficial requerida, se deben instalar las conexiones para indicadores de nivel, temperatura y presión, necesarias para permitir el monitoreo de las condiciones de operación. Donde sea posible, las conexiones de instrumentos deben ser dimensionadas para minimizar el uso de bushings de $\frac{3}{4}$ y $\frac{1}{2}$ pulgada. Los indicadores de temperatura deben estar localizados en las secciones de líquido y los indicadores de presión en las secciones de vapor.

El sobreflujo del tanque debe ser dirigido a un área de contención y debe diseñarse para prevenir sifones. Las válvulas de corte, instaladas en la succión de la bomba, deben estar conectadas directamente, tan cerca como sea práctico, a la

boquilla del tanque. Se deben considerar en todas las boquillas de salida de flujo líquido, mámparas rompedoras de vórtices.

3.2.4 Componentes calentados con gases calientes y a fuego directo^{1,5,16,29,33}

No existen códigos específicos que cubran el diseño, materiales, fabricación, inspección y prueba de componentes calentados con gases calientes y a fuego directo conteniendo fluidos de proceso. Las secciones aplicables del **ASME Code for Unfired Pressure Vessels** y el **ASME Code for Power Boilers** pueden ser usadas como guía. Otros documentos aplicables, tales como el estándar Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA) debe ser referido cuando se especifican intercambiadores de calor. Todos los componentes de las unidades calentadas con gases calientes que contienen presión se deben etiquetar con el código ASME .

3.2.5 Bombas^{5,9}

Aunque muchos tipos de bombas se encuentran en instalaciones costafuera, las unidades centrifugas y reciprocantes son las que rutinariamente se utilizan. Los siguientes puntos pueden ser considerados en el diseño, selección de materiales, fabricación, inspección y prueba de estas bombas: API estándar 610 o ANSI B73.1 o B73.2 para bombas centrifugas y el estándar API 674 para bombas reciprocantes. Muchas bombas reciprocantes usadas en instalaciones de producción no se ajustan a todos los requerimientos de este último estándar. La experiencia y preferencia del operador, así como los estándares y garantía del fabricante deben ser considerados en la selección de cada unidad.

Las bombas centrifugas son las comúnmente usadas para casi todos los servicios excepto aquellos caracterizados por tasas de flujo bajas combinado con presiones diferenciales muy altas. Las bombas reciprocantes son usualmente usadas para aquellas aplicaciones que requieren una combinación de alta presión diferencial y capacidades de flujo relativamente bajas. Típicamente, las bombas de servicio crítico son usadas frugalmente, ya sea instalando dos bombas de capacidad al 100 por ciento o tres bombas al 50 por ciento de capacidad.

Los líquidos producidos, normalmente contienen gases disueltos, los cuales serán evaporados con una pequeña reducción de presión. Es crítico para el desempeño y tiempo de vida de la bomba, mantener una succión libre de vapor. Esto se logra haciendo que la tubería se auto ventee y manteniendo una adecuada carga de succión positiva neta (NPSH, net positive suction head). El uso de tubería de succión grande con una longitud mínima, cambios de tamaño y número de ajustes; tanques o recipientes de succión elevados; estabilizadores de succión; y/o carga de la bomba deben ser evaluados para mantener una adecuada presión de succión de la

bomba y minimizar los vapores de la evaporación súbita. La tubería de succión de la bomba nunca debe ser más pequeña que la entrada de la bomba. Si se requiere un reductor en la tubería de succión, una reducción excéntrica debe ser usada con el lado plano en la parte superior para prevenir la acumulación de vapores.

Las bombas y motores se deben montar en una base rígida o en un patín de acero estructural común con charola de drenaje y conexiones de drenes. El diseño de la placa base o patín debe proporcionar suficiente rigidez para mantener a la bomba y el motor alineados para la peor combinación de presión, torque o cargas de tuberías aceptables. La tubería de succión y descarga de la bomba debe estar adecuadamente soportada para minimizar fuerzas y momentos en la carcasa de la bomba. La tubería debe estar fija y asegurada para prevenir daños a la tubería por fatiga debido a las vibraciones. Para reducir las fuerzas de pulsación y vibraciones de la tubería, se deben considerar dispositivos supresores de pulsación para las conexiones de succión y descarga de todas las bombas reciprocantes.

Cuando las bombas son accionadas por motores o turbinas, se deben proporcionar silenciadores de gases de escape. También, los silenciadores de los gases de escape y las tuberías, se deben aislar para reducir la probabilidad que estas superficies calientes sean una fuente de ignición para los hidrocarburos que puedan entrar en contacto con ellos. Los motores eléctricos se deben instalar a una determinada altura para prevenir daños al motor por un piso inundado.

Además de los instrumentos y controles del sistema de seguridad, se deben instalar indicadores de presión, en la tubería de descarga de todas las bombas, para monitorear su desempeño. En algunas aplicaciones, también deben ser considerados indicadores de presión en la tubería de succión de la bomba. Se deben considerar sensores de vibración para apagar el motor por alta vibración en bombas reciprocantes y en bombas centrífugas de alta velocidad. La tubería de succión de la bomba debe tener la misma presión de ajuste que la tubería de descarga o estar protegida por una válvula de alivio. La tubería de succión de la bomba puede estar equipada con filtros en línea temporales para prevenir que entren contaminantes en la bomba durante el arranque.

Se puede considerar el uso de sellos mecánicos simples en bombas centrífugas para el servicio de hidrocarburos a baja presión. Se deben dar consideraciones para el uso de sellos mecánicos tandem en aplicaciones de hidrocarburos a alta presión. El arreglo de sellos debe ser compatible con el estándar API 610 y se deben proporcionar sistemas de enfriamiento externos para aplicaciones de servicio caliente.

Cuando el fabricante de la bomba recomienda un flujo mínimo o cuando existe la posibilidad que una válvula de control bloquee la descarga de la bomba, sin disparar

la bomba, se debe incorporar una desviación del flujo mínimo de regreso a la fuente de succión u otro lugar apropiado en el diseño de cada bomba, para proteger el fluido bombeado del sobrecalentamiento y la vaporización.

3.2.6 Compresores^{1,5,29,33}

Algunos de los tipos de compresores de gas usados en instalaciones de producción costa fuera son: unidades reciprocantes accionador-compresor integral; unidades reciprocantes separables de media y alta velocidad y unidades centrifugas. Motores compresores incluyen maquinas reciprocantes, motores de turbina de gas y eléctricos (de una sola velocidad o de velocidad variable). Los siguientes documentos se pueden consultar para el diseño, la selección del material, fabricación, inspección y prueba de compresores: API Estándar 618 para compresores reciprocantes, API Estándar 617 para compresores centrífugos y API especificación 11P para compresores de gas reciprocantes accionados por motor de alta velocidad separable empacado. Sin embargo, ya que hay diferentes diseños y fabricantes, puede ser que muchos de los requerimientos del estándar no apliquen. La experiencia y preferencia del operador se debe aplicar en el diseño cuando sea apropiado.

Para unidades separables, el compresor, la unidad de engranaje (si es aplicable) y el motor deben estar montados en un patín de acero estructural rígido. El diseño del patín debe proporcionar suficiente rigidez para mantener al compresor, el engrane y el motor alineados y prevenir resonancia local. Los patines del compresor, unidades integrales o compresores empacados deben estar conectados adecuadamente a los soportes de la estructura de la plataforma, de manera que permita continuidad de la acción estructural. Las tuberías de succión y descarga del compresor deben estar adecuadamente soportadas aun cuando exista compensación para cargas mecánicas y térmicas como para no imponer fuerzas y momentos indebidos en la tubería, cilindros y armazón de compresores. La tubería se debe asegurar y fijar de manera segura para prevenir daños a la tubería por fatiga debido a vibraciones o pulsaciones por presión. Se deben tener consideraciones para proporcionar acceso por arriba para el mantenimiento de compresores, motores y todo el equipo auxiliar.

Estudios de pulsación mecánica y acústica para toda la tubería, recipientes y enfriadores, se deben considerar para compresores reciprocantes. Los dispositivos de supresión de pulsación pueden ser instalados en la succión y descarga de los cilindros del compresor en caso de que sea adecuado. Los dispositivos de supresión de pulsación deben estar accesibles para inspección y deben fijarse con conexiones para chequeo rutinario de líquido.

La tubería de entrada y el equipo para cada etapa se debe diseñar para prevenir que entren líquidos en la succión del compresor. Si es posible, el depurador de succión debe estar localizado cerca del compresor para minimizar sobrecarga en la tubería y soportes. La tubería de succión del compresor debe tener la misma presión de ajuste que la tubería de descarga o debe estar protegida por una válvula de alivio.

Las estaciones de compresores o cada etapa de compresión debe ser suministrada con válvulas de recirculación (válvulas surge en compresores centrífugos) para proteger los compresores de daño mecánico.

Además de los instrumentos y controles del sistema de seguridad superficial recomendados, se deben considerar sensores de vibración para parar el motor por alta vibración. Los indicadores de presión y temperatura también deben ser considerados en la succión y descarga de cada cilindro como una forma de monitorear el desempeño. Conexiones de presión externa en la succión y la descarga pueden ser proporcionadas por el fabricante para la cabeza y terminación del cigueñal de cada cilindro para pruebas de compresión del equipo. Las conexiones de entrada del compresor deben estar provistas con cedazos para prevenir contaminantes desde la entrada al compresor durante el arranque. Todos los instrumentos y controles del compresor deben ser montados y soportados para proporcionar una operación apropiada de los dispositivos sin daño mecánico debido a vibración.

Cuando los compresores son accionados por motores o turbinas, se deben proporcionar silenciadores de escapes. También, los silenciadores de escape y tuberías deben aislarse para reducir la probabilidad que estas superficies calientes, sean una fuente de ignición para hidrocarburos que puedan entrar en contacto con ellas. Los motores eléctricos se deben instalar a una determinada altura para prevenir daño del motor por inundación del piso.

3.2.7 Tuberías y tuberías ascendentes^{1,4,5,29,33}

Las tuberías, tuberías ascendentes (risers) y los sistemas relacionados, tales como los lanzadores y receptores de diablos y sus componentes (válvulas) requieren de especial atención para la seguridad. Estos componentes normalmente están asociados con grandes volúmenes de hidrocarburos a presiones relativamente altas, y su aislamiento desde los diversos componentes de otras plataformas y la protección del daño, se debe considerar cuidadosamente en la etapa de planeación, de una instalación. Guías en la localización de estos componentes se pueden encontrar en la Sección 5.8.

Las regulaciones de diseño y seguridad con respecto a estos componentes, normalmente se especifican por las agencias regulatorias o las agencias que tienen jurisdicción, y estas se deben consultar primero, para evitar conflictos. En OCS, aguas

del Golfo de México, las partes 190 hasta la 193, la 195 del 49 CFR, así como 30 CFR parte 250 subpartes H&J deben ser consultados.

Se deben hacer evaluaciones para determinar si válvulas de corte o válvulas de retención, o una combinación de ellas, son apropiadas para proporcionar protección a las instalaciones, en el evento de daños a las tuberías. Las uniones de líneas entrantes y salientes y las líneas de transportación se deben evaluar.

3.2.8 Intercambiadores de calor^{1,5,16,29,33}

Hay diferentes tipos de intercambiadores de calor que no son de fuego directo usados en la producción de hidrocarburos en instalaciones costa fuera. Algunos de estos tipos incluyen: tubos y coraza, enfriadores de aire e intercambiadores de calor de placas. El diseño, materiales, fabricación, inspección y prueba de los intercambiadores de calor deben ser acordes con la Sección VIII, División 1 del ASME Code for unfired Pressure Vessels, donde sea aplicable. Otros documentos, tales como estándares de la Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA) y estándares API 660 y 661, se deben referir cuando se especifican intercambiadores de calor.

Los tubos y los componentes laterales de los tubos se deben diseñar para resistir la máxima presión interna y externa que puede existir cuando el armazón (shell) u otros lados son reducidos a presión atmosférica – o su presión de diseño es menor- mientras el tubo lateral permanece a su máxima presión de operación permisible. La temperatura máxima de operación permisible de partes sometidas a fluidos en el armazón y en los tubos deben ser mayores a la temperatura de diseño de la armazón o de los tubos. Los requerimientos para la junta de expansión se deben determinar por la combinación más adversa de la temperatura de operación máxima permisible del armazón y de los tubos laterales. No se deben usar juntas empacadas.

Para la selección de las presiones de operación, se debe considerar la fuga y ruptura de tubos de las secciones del intercambiador de calor. Si ocurre una fuga o ruptura, el fluido de mayor presión entrara al fluido de menor presión y el lado de menor presión estará expuesto a la fuente de mayor presión. Estos modos de falla se deben considerar en el diseño de intercambiadores de calor, tuberías y sistemas de venteo.

Los intercambiadores de calor enfriados por aire se deben ser localizar en los lugares que proporcionen el máximo aire seco, limpio y no recirculado, disponible. Se deben considerar medidas para proteger al equipo por caídas de objetos.

Además de los instrumentos y controles del sistema de seguridad, se deben instalar conexiones de temperatura y presión en todas las entradas y salidas, donde sea aplicable, para checar el desempeño del intercambiador de calor. Se deben

considerar interruptores por vibración, para cada ventilador, para intercambiadores de calor enfriados por aire para parar el motor por alta vibración.

Se deben proporcionar boquillas y aperturas apropiadas para operaciones de proceso, inspección y mantenimiento. Se deben considerar bridas para todas las conexiones de proceso que tienen dos pulgadas o más. Se deben instalar válvulas en conexiones de venteos y de drenes en puntos altos y bajos de ambos lados de fluidos en intercambiadores de calor. Los soportes de los intercambiadores de calor deben permitir capas protectoras para inspección y mantenimiento. Se debe considerar Aislamiento para proceso y conservación de energía. Se debe considerar el aislamiento de soportes donde se requiere aislamiento para unidades verticales. Superficies externas a 160 °F o más calientes se deben aislar o protegerse contra el contacto directo por el personal. La tubería se debe diseñar para permitir la expansión y contracción térmica sin imponer excesivas fuerzas y momentos en el intercambiador de calor (ver NEMA SM-23, "Allowable Forces on Moments and Nozzles"). Los intercambiadores de calor de placas en servicios de hidrocarburos, deben proveerse con una envolvente de metal que cubra los lados y la parte superior del intercambiador de calor para confinar fugas desde la falla de una junta o empaque.

3.2.9 Sistemas de venteo, de desfogue, quemadores y de alivios de emergencia^{1,5,8,9,13,29,33}

Los sistemas para descarga de gas a la atmósfera proporcionan un medio para conducir un gas desde componentes de proceso bajo condiciones de operación normal y condiciones anormales (alivios de emergencia) a localizaciones seguras para liberación final. En sistemas de venteo, el gas saliente del sistema se dispersa a la atmósfera. Se deben considerar medios de advertencia visual para pilotos de helicópteros y tripulantes de embarcaciones marinas, de las chimeneas de los venteos. Los sistemas de desfogues (quemadores) tienen generalmente un dispositivo de ignición o piloto que enciende el gas saliente del sistema. Los sistemas de desfogues y de venteo requieren atención para la protección de retroceso de flama (la posibilidad de que la flama viaje corriente arriba dentro del sistema).

Los sistemas y dispositivos de disposición de gas se deben diseñar acorde con el API RP 520 y 521, Specification 2000 y el **ASME Boiler and Pressure Vessel Code** – Sección VIII.

A. Propósitos. Un sistema de desfogue y de venteo, es un sistema para recolectar y descargar gas, desde componentes de proceso atmosféricos y presurizados, a la atmósfera, durante las operaciones normales. La descarga puede ser continua o intermitente. Los sistemas de disposición de gas para los tanques que

operan esencialmente a presión atmosférica frecuentemente se llaman venteos o desfogues "atmosféricos"; aquellos de recipientes a presión, venteos o desfogues "presionados". Un sistema de venteo o desfogue, de una fuente presurizada, puede incluir: válvulas de control, tubería de recolección, protección contra retroceso de flama y salida de gas. Se debe proporcionar un recipiente depurador para remover hidrocarburos líquidos. Un sistema de desfogue o venteo de una fuente atmosférica puede incluir una válvula de presión a vacío, tubería de recolección, protección contra retroceso de flama y salida de gas. La configuración real del sistema de desfogue o venteo, depende de la medición del riesgo para la instalación específica.

Un sistema de alivio es un sistema de emergencia para la descarga de gas durante condiciones anormales, por medios manuales o controlados o por una válvula automática de alivio de presión, desde un recipiente o un sistema de tuberías presurizado, a la atmósfera, con el propósito de aliviar la presión en exceso a la máxima presión de operación permisible. El sistema de alivio puede incluir: dispositivos de alivio, tubería de recolección, protección contra retroceso de flama y salida de gas. Se debe proporcionar un recipiente depurador para la separación de líquidos, si se esperan. El sistema de alivio saliente se puede ventear o quemar. Si están adecuadamente diseñados, el venteo o desfogue y sistemas de alivio de emergencia de recipientes a presión, pueden estar combinados.

Algunas instalaciones incluyen sistemas para despresurizar recipientes presionados, en el evento de un paro por emergencia. Las válvulas de control del sistema de despresurización se pueden arreglar para descargar en los sistemas de venteo, desfogue o alivio.

Se deben tomar consideraciones por la posibilidad de enfriamiento y formación de hidratos durante liberaciones de alta presión a la atmósfera.

B. Diseño del sistema. ^{1,5,9,10,29,33}

La presión desarrollada en la tubería de recolección, como resultado del evento de una disposición, es un parámetro de diseño crítico, que se debe verificar para cualquier sistema de venteo o desfogue. Para cualquier escenario razonable de disposición de gas, la presión a la salida de cada dispositivo de alivio, debe ser menor que la MAWP (máxima presión de trabajo admisible) de los componentes del sistema de disposición cuando son calculados, asumiendo flujo máximo instantáneo e incluyendo fuerzas inerciales. Además, la contrapresión a la salida de cada dispositivo de alivio debe ser tal, que el dispositivo pueda manejar su capacidad de diseño con la contrapresión calculada, usando condiciones de alivio de diseño.

Los sistemas atmosférico y presurizado de disposición de gas, deben estar separados. Los tanques atmosféricos son susceptibles de dañarse con aún muy bajas

contrapresiones. Aun cuando los cálculos indiquen que se pueden combinar, es deseable sistemas separados debido a que los tanques atmosféricos se pueden afectar, si hay pequeñas inexactitudes, en los cálculos.

Las contrapresiones en sistemas conectados a recipientes de alta presión pueden ser mayores que aquellas en el sistema conectado a recipientes a baja presión. Frecuentemente, cuando hay un flujo grande de diseño de gas a alta presión, es deseable separar la tubería del recipiente depurador en sistemas de "alta presión" y de "baja presión".

Para evitar vibración en válvulas, la caída de presión en la entrada a una válvula de alivio no debe exceder el tres por ciento de la presión de ajuste.

El ajuste de temperatura de materiales debe ser conveniente para condiciones de flujo, particularmente si el gas será aliviado de líneas de flujo submarino entrantes o si se esperan efectos de baja temperatura (significativa expansión por enfriamiento). La elección del material también debe tomar en cuenta las propiedades del fluido de proceso.

La tubería de disposición de gas no debe contener ningún punto bajo, en donde se puedan acumular líquidos y bloquear el paso del alivio. Si se instala un recipiente depurador, la tubería se debe diseñar para autodrenarse hacia el recipiente, desde ambos lados. Las válvulas de alivio de presión deben estar localizadas por encima de los cabezales de alivio, donde sea práctico. Si no se pueden evitar puntos bajos o si no se instala un recipiente depurador, se deben instalar trampas de drenes, para mantener las cavidades libres de líquidos.

C. Depuradores para Desfogue y Venteos^{1,5,9,10,29,33}. Los recipientes depuradores, se deben dimensionar adecuadamente para liberaciones continuas o intermitentes, de sistemas de disposición de gas. Un depurador debe ser un recipiente a presión, diseñado para manejar la máxima presión anticipada. El depurador se debe dimensionar para remover gotas de al menos 400-500 micron, de la corriente de gas. El depurador se debe dimensionar para la retención de líquidos durante condiciones upset y debe tener un sensor por alto nivel el cual para la instalación completa. La capacidad de retención del depurador debe permitir suficiente tiempo para que se efectúe el paro o el operador intervenga, sin que el líquido se derrame. Si el depurador tiene un componente interno, tal como un extractor de humedad, o un componente externo, tal como una válvula de control de contrapresión o un arrestador de flama, entonces se debe instalar un dispositivo de alivio para pasar sin tocar estos componentes; estos pueden taparse.

D. Protección contra retroceso de flama.^{1,8,11}

Se debe considerar protección contra retroceso de flama para todos los sistemas de disposición de gas, ya que el retroceso de flama puede resultar en el aumento de presión en tuberías y recipientes. El retroceso de flama es más crítico en tanques o recipientes presionados con una MAWP menor a 125 psig y en sistemas de desfogue. La protección contra retroceso de flama se discute en el API RP 520 para venteos y desfogues presionados, y en el API RP 2000 para venteos y desfogues atmosféricos. El API RP 14C recomienda que los venteos de recipientes atmosféricos tengan un arrestador de flama. Debido a que el arrestador de flama puede taparse, una segunda válvula de presión vacío, sin un arrestador de flama se debe considerar para redundancia. El sistema secundario se debe ajustar a una presión bastante alta y un vacío bastante bajo para que no opere a menos que el arrestador del sistema primario, este tapado.

Venteos presionados con recipientes ajustados a 125 psig o más, normalmente no necesitan protección por retroceso de flama. En corrientes de gas natural, la posibilidad de ignición del venteo, seguido por retrocesos de flama, a presiones por encima de 125 psig, se considera mínima. Cuando recipientes a baja presión se conectan a venteos presionados, frecuentemente se usan sellos molecular o fluidico y gas de purga para prevenir el retroceso de flama. Si válvulas de alivio de presión son vinculadas en el venteo, el surge del flujo cuando una válvula de alivio abre, puede destruir un arrestador de flama y llevar a una condición peligrosa. También, hay riesgo que el arrestador de flama llegue a taponarse. Se debe considerar un medio para terminar con la flama, en los sistemas de venteo.

Los desfogues tienen la consideración de que una flama siempre esta presente, aun cuando hay muy bajo flujo. Típicamente, están equipados con sellos molecular o fluido y una pequeña cantidad de gas de purga, para proteger contra el retroceso de flama.

3.2.10 Dimensionamiento de la válvula de alivio^{5,8,13}

En el API RP 520 se incluyen ecuaciones para dimensionar las válvulas de alivio de presión. Se pueden utilizar válvulas de alivio de presión, solas o múltiples, para proteger cada componente. El tamaño de la(s) válvula(s) de alivio de presión en el sistema se puede verificar por las siguientes condiciones:

A. Descarga bloqueada. Es posible aislar un componente o un segmento de tubería por mantenimiento, bloqueando las entradas y salidas. En el arranque, todas las válvulas de salida pueden dejarse, inadvertidamente, cerradas. Si la fuente de entrada está a una presión mayor que la MAWP del componente, solo una válvula de alivio de presión, apropiadamente dimensionada, puede resguardar al componente de una ruptura por la sobrepresión. Así, una condición de diseño para la válvula de

alivio de presión es asumir que debe manejar el flujo de diseño total (gas más líquido) en el componente. Esto es llamado "descarga bloqueada".

B. Arrastre de gas, desde un recipiente corriente arriba. Tanques y recipientes de baja presión, normalmente reciben líquidos desde un recipiente corriente arriba de mayor presión, frecuentemente, el máximo flujo a través de la válvula de alivio se determina por el "arrastre de gas". Esta situación ocurre cuando el controlador de nivel o la válvula de control de nivel del recipiente, corriente arriba, falla en la posición abierta, o una válvula de drene, desde un recipiente corriente arriba, se deja abierta inadvertidamente, permitiendo que el líquido y/o gas fluya en el componente evaluado. Bajo condiciones de arrastre de gas, se puede asumir que las salidas normales de líquido y gas en los componentes evaluados, están funcionando apropiadamente. Sin embargo, el flujo de gas en el componente, puede exceder en gran medida la capacidad de la salida normal de gas. Este flujo de gas en exceso se puede manejar por la válvula de alivio para proteger del exceso la MAWP del componente.

Las condiciones de arrastre de gas también se pueden presentar cuando falla, en posición abierta, un regulador de presión que alimenta un componente, creando un flujo de gas, en la entrada, mayor al del diseño.

La velocidad del arrastre de gas es la máxima que puede fluir dada la caída de presión entre el componente corriente arriba y el componente evaluado. Al calcular la máxima velocidad que puede fluir debido a la caída de presión, se deben dar consideraciones a los efectos de las válvulas de control, estrangulación y otros orificios restrictivos en la línea. Una aproximación más conservadora puede ser el asumir que estos dispositivos han sido removidos o tienen el máximo tamaño de orificio que puede ser instalado en el dispositivo.

C. Expansión por Fuego/Térmica. La presión en los componentes del proceso expuestos al calor de un fuego, puede aumentar conforme el fluido se expande y el líquido del proceso se vaporiza. Para tanques y recipientes grandes, de baja presión, la necesidad de ventear el gas liberado puede gobernar el tamaño del venteo de la válvula de alivio de presión. Dimensionar una válvula de alivio de presión por fuego solamente mantiene el aumento de presión a menos del 120 por ciento de la MAWP. Si el componente es sometido a fuego por largo tiempo, este puede fallar a una presión menor que la MAWP debido a que la fuerza del metal disminuye conforme la temperatura se incrementa.

En componentes que pueden estar aislados del proceso, es posible para el fluido del proceso contenido en el componente, ser calentado. Esto es especialmente verdad para servicio frío (relativo al ambiente), o cuando el componente se calienta (tal como un recipiente a fuego directo o un intercambiador de calor) – y es también

verdad para cilindros del compresor y chaquetas de enfriamiento. Las válvulas de alivio de presión en tales componentes se deben dimensionar para expansión térmica de los fluidos atrapados. Esto normalmente no gobierna el tamaño final seleccionado a menos que la válvula de alivio de presión no sea necesaria para otras condiciones.

3.2.11 Sistemas de drenaje^{1,2,4,5,7}

La planeación y construcción de instalaciones de producción costafuera debe incluir métodos para recolectar y encausar los hidrocarburos líquidos escapados, a un lugar seguro, en un sistema de drenaje abierto. Todos los componentes sujetos a fugas o sobreflujos deben protegerse con canaletas, recolectores de aceite, que drenen a un sumidero. Áreas de piso sólidos son frecuentemente drenados a una canaleta y dirigidos a través de un sistema de canales o tuberías hacia un punto central. Esto, también se puede hacer, proporcionando un número de drenajes abiertos, los cuales son luego entubados a un punto central. Las áreas de la cubierta que tienen una fuente de fuga de aceite, derrames o goteos, deben ser herméticas a líquidos, con la periferia circundada por canales o canaletas continuas. Alternativamente, se deben instalar colectores de aceite abajo del equipo, tratando que los líquidos sean dirigidos hacia un punto central. Las estructuras que no tienen recipientes de proceso u otro equipo, sometidos a fuga o sobreflujo (por ej., estructuras con pozos, cabezales, tuberías, grúas y/o depuradores de gas de instrumentos) frecuentemente no tienen sistemas de drenaje abiertos.

Los líquidos colectados, desde un sistema de drenaje abierto, se deben descargar a un tanque sumidero, donde existe separación, de acuerdo a diferencias de gravedad específica. El sumidero debe estar equipado con un sistema de descarga automática. Los hidrocarburos líquidos pueden desnatarse y dirigirse, de regreso, al sistema de producción. Así, el agua de lluvia, altamente corrosiva, oxigenada, se separa de los fluidos bombeados que regresan al sistema de proceso.

Debido a que el líquido drenado al sumidero puede contener gases hidrocarburos que se pueden evaporar súbitamente, el sumidero debe tener un sistema de disposición de gas, adecuadamente dimensionado .

El diseño del sistema de drenaje completo debe incluir, al menos, un sello líquido para prevenir que el gas del sumidero migre en el sistema de drenaje. Se debe tener cuidado de no localizar edificios u otros lugares encerrados encima de los drenajes abiertos ya que el gas puede migrar a través de la tubería del drenaje desde otras áreas hacia estos espacios. Asimismo, los sistemas de drenajes en lugares encerrados no deben estar unidos directamente al sistema de drenaje de la cubierta. En cambio, debe haber una interrupción en la tubería con un sello líquido en un lado y

se debe desarrollar un plan para que los operadores verifiquen que el sello líquido se mantiene. Sellos líquidos también son deseables para aislar áreas abiertas de la plataforma desde alguna otra, para prevenir la migración de gas, vía el sistema de drenaje. Referirse al API RP 14C y API RP 500 para guía adicional.

La tubería del drenaje se debe dimensionar adecuadamente y con pendiente, para prevenir taponamientos y, bajo condiciones de diseño, para minimizar el retroceso de líquidos en colectores de aceite. Las vueltas en cabezales de drenaje se deben construir con tees, con una salida con brida ciega, para facilitar la limpieza. Similarmente, laterales se pueden unir a los cabezales con cruces para facilitar la limpieza.

Sistemas cerrados de drenajes de hidrocarburos (presurizados) y sumideros independientes, algunas veces son usados para drenar recipientes a presión. Ya que estos líquidos pueden contener hidrocarburos, los cuales se evaporan súbitamente en el sistema de drenaje, los drenes cerrados deben estar separados de los drenajes abiertos. En sistemas de drenajes cerrados, no debe haber válvulas de bloqueo entre las válvulas de drenaje del recipiente y el sumidero, a menos que el sistema entero, corriente arriba de la válvula de bloqueo, este estimado para la más alta presión de operación, conectada a ella. También, se deben tomar consideraciones para la posibilidad de enfriamiento o taponamiento del sistema de drenaje y la generación de vapor y presión debido al drenado de líquidos calientes.

3.2.12 Diseño de la tubería^{1,2,48}

Toda la tubería de la plataforma se debe diseñar e instalar conforme al API RP 14E. Es esencial, que la tubería se diseñe para soportar la máxima presión, a la cual puede estar expuesta. La Sección 1.6 del API RP 14E, proporciona guías para valorar la presión del sistema de tubería y define la demarcación entre sistemas con diferente ajuste de presión y pro lo tanto cambio de especificación. La instalación del sistema de tuberías se debe ajustar a la máxima presión, capaz de ser desarrollada por una fuente (por ej., un pozo, una bomba, un compresor), o se debe equipar con válvulas de alivio de presión, que puedan manejar el rendimiento total en el evento que el flujo es bloqueado. La presión de la fuente o la presión de ajuste de las válvulas de alivio de presión, serán las que determinen la presión de ajuste requerida de la tubería. Reducciones e incrementos de presión del proceso pueden ocurrir a lo largo de una instalación. Las reducciones de presión normalmente tienen lugar en estranguladores, válvulas de control y válvulas de vertedero, mientras que los incrementos de presión pueden ocurrir en bombas o compresores. Las reducciones e incrementos de presión pueden ser una razón para cambiar la presión de ajuste de un sistema de tuberías. Estas localidades "cambio de especificación" se deben elegir, para cumplir

prudentemente con el objetivo de la instalación, mientras protegen cada sección del conducto y componente de la sobrepresión. Las tuberías, accesorios y válvulas, se deben diseñar para resistir la máxima presión posible, debido a fugas de válvulas de control y de válvulas de retención o a la abertura o cierre inadvertido de válvulas manuales. Se debe tener cuidado en la colocación de válvulas de bloqueo, ya que pueden aislar segmentos del sistemas de tubería, de los dispositivos de alivio críticos, lo cual es un factor para determinar el valor de la presión de esa sección de tubería.

En la determinación de la presión máxima aceptable, apropiada para usar en el diseño de un segmento, de un sistema de tubería, y la localización de cambios de especificación, se deben hacer las siguientes suposiciones:

Las válvulas de retención pueden fugar o fallar en posición abierta y permitir transmisión de presión desde el lado alto al bajo lado. (Aún así, se deben usar válvulas de retención, tal como se requiere por el API RP 14C, para minimizar flujo inverso en caso de una fuga, pero no se puede contar con ellas para prevenir una sobrepresión.)

Las válvulas de control, incluso reguladores autocontenidos, pueden estar en posición abierta o cerrada, cualquier caso, permite que el segmento de tubería se exponga a la máxima presión.

Las válvulas de Bloqueo pueden estar en posición abierta o cerrada, cualquier posición, crea la presión más alta. Válvulas abiertas (o cerradas) con candado, se pueden considerar siempre abiertas (o cerradas), si la cerradura y la llave se mantiene de acuerdo con un apropiado procedimiento de candado y llave. Se debe desarrollar un análisis de los riesgos para determinar si se justifica el riesgo asociado de contar con este procedimiento.

Los sensores de alta presión, por sí solos, no proporcionan suficiente protección por sobrepresión. Una excepción es que el API RP 14C permite el uso de dos sensores independientes que operan válvulas de aislamiento, independientes, en segmentos de la línea de producción. Se debe tocar el tema con precaución, sólo después de la consideración completa de otras alternativas.

Las válvulas de alivio de presión y los discos de ruptura, trabajarán siempre debido a la fiabilidad alta de su diseño. (En servicio crítico, algunos dispositivos requieren un respaldo [válvula de alivio o disco de ruptura] al dispositivo de alivio primario para aumentar la fiabilidad o proporcionar un suplente).

Al verificar para localizar "cambios de especificación", es más fácil comenzar en una válvula de alivio de presión primaria (una diseñada para descarga bloqueada) y rastrear el conducto corriente arriba (incluso todas las ramificaciones) a la primera

válvula de bloqueo o válvula de control. Se asume entonces que, la válvula está cerrada, y se sigue la línea aún corriente arriba (incluso todas las ramificaciones) a la próxima válvula de alivio de presión o fuente de presión. La tubería desde la primera válvula de bloqueo, hasta la válvula de alivio corriente arriba, o la fuente de presión deben estar ajustadas conforme a la válvula de alivio o a la máxima presión de la fuente, si no hay válvulas de alivio. Cada rama corriente arriba de la primera válvula de bloqueo debe ser el libraje a la presión más alta en cada localización, donde pueda aislarse desde cualquier válvula de alivio, corriente abajo.

3.2.13 Prevención de la Corrosión y Erosión^{5,56}

El control de la corrosión y erosión es una parte integral de la prevención de fallas, control de la contaminación y seguridad. Muchas de las técnicas de control y mantenimiento, desarrolladas y utilizadas costa dentro, aplican en operaciones costafuera. Sin embargo, debido al incremento de consecuencias de fugas y fallas, el diseño e inspección son más importantes costafuera. En general, entre más crítica es la tubería, mayor consideración se debe dar para mitigar la corrosión y erosión. Las limitaciones de espacio, la salinidad del aire y el ambiente marino y otros requerimientos especiales, inherentes a las instalaciones costafuera, hace importante que estas se consideren en la planeación y diseño inicial. La corrosión debida a los medios de intercambiadores de calor, medios de deshidratación y combustibles se deben considerar, así como la corrosión debida a los fluidos producidos.

A. Corrosión/Erosión Interna. La prevención de corrosión/erosión interna en sistemas de procesos requiere que los equipos y tuberías sean diseñadas apropiadamente y monitoreadas por pérdidas de espesor de pared. Para algunas condiciones, se requieren materiales resistentes a la corrosión, revestimientos, protección catódica y/o provisiones para inhibición de la corrosión. Un programa de monitoreo puede incluir examen radiográfico o pruebas ultrasónicas. Se debe considerar el tipo de fluido manejado y proporcionar espesor extra para fluidos que son particularmente corrosivos, erosivos o que tienen tendencia a formar incrustaciones. La exposición de algunos metales a sulfuro de hidrógeno puede causar stress cracking, corrosión acelerada, o provocar aquebradización por hidrógeno. Por lo tanto, la NACE Standard MR-01-75 se debe consultar para seleccionar materiales y diseñar procedimientos de soldadura para servicio de H₂S. La erosión de la tubería se puede minimizar, limitando el número de curvaturas y la longitud de la tubería, usando tees o curvaturas de radio grande y diseñando para velocidades de flujo razonables. Se debe poner atención particular a las configuraciones de tuberías, inmediatamente corriente abajo de las reducciones de presión, donde las velocidades son más altas.

Se debe tener cuidado para eliminar espacios en los sistemas de tuberías. Recomendaciones para el diseño e instalación de sistemas de tuberías, incluyendo diseño de corrosión/erosión se incluyen en el API RP 14E.

B. Corrosión Externa. Para minimizar fallas por corrosión externa se requiere seleccionar los materiales y recubrimientos externos apropiados. Los recubrimientos externos se deben aplicar apropiadamente y las fallas repararse correctamente, tan pronto como sea práctico. En las áreas de zona salpicadura por oleaje, se deben dar consideraciones para el uso de recubrimientos especiales y/o espesores de pared extras para la corrosión. El diseño debe permitir un fácil acceso para inspección y mantenimiento, con prioridad a la tubería de proceso y a las líneas ascendentes.

El afianzamiento y soporte apropiado de sistemas de tuberías y equipos de proceso también son importantes en la prevención de fallas por corrosión externa y uso. Los soportes de tuberías se deben diseñar para evitar abrasión de recubrimientos externos. Las superficies en cercanías o en contacto que evitan la aplicación de recubrimientos protectores, pueden ser sellos soldables, si esto no induce a sobre estrés debido a la flexibilidad reducida.

Las superficies de tubería y equipos, en niveles inferiores en la plataforma, que no están expuestos a agua de lluvia, pueden acumular material que puede llevar a corrosión. Se deben considerar sistemas de lavado con agua dulce, en plataformas, para extender su tiempo de vida.

3.2.14 Sistemas de seguridad superficial^{1,4,5,17,26,29}

Un sistema de seguridad diseñado adecuadamente detectará una operación o condición de equipo anormal y reaccionará a esta condición, parando o aislando los componentes del sistema necesarios o el sistema completo. Otras acciones, tales como alarmas de sonido, arranque de sistemas de extinción de fuegos, y despresurización de equipos- también se pueden iniciar por el sistema de seguridad. Recomendaciones para el diseño, instalación y pruebas de sistemas de seguridad superficial básicos en plataformas costafuera se incluyen en el API RP 14C. Los sistemas se deben diseñar para minimizar el tiempo requerido, o el riesgo de bypassar los dispositivos de seguridad para el arranque de equipo, mantenimiento o prueba de dispositivos.

Se debe tener cuidado en la selección del material y la colocación de los dispositivos de seguridad superficial. Por ejemplo, las válvulas de alivio se deben localizar corriente arriba del recipiente eliminador de humedad, el cual puede taparse. Los sensores no deben estar remotamente montados, si las líneas de los sensores

son susceptibles a taparse. También, los materiales de los dispositivos de seguridad deben ser convenientes para la aplicación y resistencia de los fluidos manejados y las temperaturas esperadas.

Se debe considerar la inspección y prueba de los dispositivos de seguridad en la planeación de los sistemas de seguridad superficial. Localizaciones e instalación detallada de los dispositivos de seguridad para fácil acceso para la inspección y pruebas requeridas se deben incluir en la planeación de los arreglos de instalaciones de producción.

Los sistemas de seguridad en plataforma juegan un papel muy importante en la prevención de incendios y la minimización de su efecto. El primer propósito de un sistema de seguridad es de detectar las situaciones que pudieran resultar de un incendio.

La primera acción normalmente iniciada por el sistema de seguridad es el de interrumpir el flujo del proceso, entonces eliminar la fuente principal de combustible de una plataforma. El sistema de seguridad puede también interrumpir las fuentes potenciales ignición tales como máquinas, compresores y calentadores.

Localización de los Dispositivo de Seguridad

Cabezales y líneas de flujo

- a) Dispositivos de Seguridad de Presión (PSH, PSL y PSV). Los sensores PSH (interruptor por alta presión) y PSL (interruptor por baja presión), serían localizados para protección de daños debido a vibración, estrangulamiento y accidentes. El punto del sensor estaría localizado en lo alto de un recorrido horizontal o un recorrido vertical. Un punto de ajuste independiente sería dado para un segundo PSH usado con una SDV (válvula de paro o de corte automática) como protección alternativa para una PSV (válvula de seguridad de presión). La PSV sería localizada corriente arriba del primer dispositivo bloqueando en el segmento de la línea de flujo y no sería mayor que la presión de trabajo a ser considerada del segmento.
- b) Dispositivo de Seguridad de Flujo (FSV). La válvula check (FSV) sería localizada en el final de un segmento de la línea de flujo para que el total de la línea de flujo sea protegida contra flujo.
- c) Dispositivo de paro (SSV o USV) , Válvula de seguridad subterránea (SSV): Es una válvula automática ensamblada en el cabezal del pozo la cual cerrará a falla de suministro del medio de accionamiento. Válvula de seguridad submarina (USV): Es una válvula automática instalada en el cabezal del pozo localizado en el lecho marino, la cual cerrará a falla del suministro del medio de accionamiento.

La SSV sería localizada sobre el cabezal como la segunda válvula en la corriente de flujo del pozo perforado. La SSV sería accionada por los sensores de presión en la línea de flujo, sistema ESD, sistema de fuego cerrado y sensores en componentes de proceso corriente abajo. Una SDV (en suma con la SSV) se puede instalar en el cabezal. Si la SDV es instalada, puede ser actuada, en lugar de la SSV, por los sensores de presión de la línea de flujo. Ver dispositivos de seguridad para cabeza de ductos en Fig. No.3.7

La USV sería una localización practica en el cabezal de corriente de flujo y sin una razonable proximidad del pozo-perforado. La USV sería accionada por los sensores de presión de la línea de flujo corriente arriba de alguna SDV, por el sistema ESD, y por el sistema de fuego. El SSV es opcional en instalaciones submarinas equipadas con USV's.

Cabezal de Líneas de Inyección

- a. Dispositivos de Seguridad de Presión (PSH, PSL y PSV). Los sensores PSH y PSL seria localizado corriente arriba de la FSV, y el punto del sensor estarían en la cima de la tubería horizontal o de la tubería vertical. La PSV seria localizada para que esta no pueda ser aislada de alguna porción de la línea de inyección.
- b. Dispositivo de Seguridad (FSV). La válvula check (FSV) seria localizada en cada línea de inyección tan cerca del cabezal como practico para que la línea entera sea protegida de contra flujo. Ver dispositivos de seguridad en tuberías de inyección en Fig. No. 3.6
- c. Dispositivo de Paro (SDV). Las líneas de inyección SDV's serian localizadas tan cerca del cabezal como sea practico para minimizar la cantidad de línea expuesta. Las SDV's no son requeridas sobre las líneas elevadas si están protegidas de una componente corriente arriba y si ellas no están sujetas a contra flujo de la acción de producir. También una SDV no es requerida si la línea de inyección es para el propósito de inyección de agua y la formación de subsurface es incapaz de contraflujar hidrocarburos.

Si se cierra una SDV puede causar una rápida acumulación en la línea de inyección, considerándose parar la fuente de la línea de inyección y/o uso de una segunda FSV en lugar de una SDV.

Cabezales.

Los dispositivos de seguridad de presión, sensores PSH y PSL o una PSV, si es requerido, seria localizada a lo largo del cabezal. Si existen diferentes condiciones de presión en secciones separadas del cabezal cada sección debe tener la protección requerida.

Recipientes Presurizados

La localización recomendada para dispositivos recomendados es:

- a. Dispositivos de seguridad de presión (PSH, PSL, y PSV). Los sensores PSH y PSL y la PSV se localizarían para sentir o relevar presión de la sección de gas o vapor del recipiente. Esto es usualmente sobre o más cerca de lo más alto del recipiente .

Sin embargo, tales dispositivos serán localizados sobre la salida de la tubería de gas si la caída de presión del recipiente al punto de censo es despreciable y si los dispositivos no serán aislados del recipiente. Tal aislamiento podría ser causado externamente (Ej. Válvulas bloqueadoras sobre el gas de salida) o internamente (Ej. Extractores de niebla taponados).

- b. Dispositivos de seguridad de nivel (LSH y LSL). El sensor LSH se localizaría a suficiente distancia sobre el nivel de operación del líquido más alto para prevenir paro por daños pero con volumen de recipiente adecuado sobre el sensor LSH para prevenir sobreflujo antes de que el paro pueda afectar. El sensor LSL se podría localizar a suficiente distancia abajo del nivel del líquido de operación más abajo para prevenir paros por daños pero con un adecuado volumen del líquido entre el sensor LSL y la salida del líquido para prevenir el escape del gas en el líquido antes de que el paro pueda afectar. En componentes calentados en tubos de fuego, el sensor LSL se localizaría sobre los tubos de fuego. Los sensores LSH y LSL serían preferentemente instalados en columnas que puedan ser aisladas del recipiente. Esto permitirá probar los dispositivos sin interrumpir el proceso.

Sin embargo, si deposición de sólidos o espuma causan contaminación o falsa indicación de dispositivos en columnas externas, los sensores de nivel se pueden instalar directamente en el recipiente. En este caso, se puede requerir una bomba para manipular el nivel del líquido del recipiente para prueba.

- c. Dispositivos de seguridad de flujo (FSV). Válvulas de retención (FSV's) se localizarían en la tubería de salida. Dispositivos de seguridad de temperatura (TSH). Los sensores TSH, otros de fusible o tipos de contacto de superficie, serían instalados en termopozos para facilitar la remoción y prueba. Los termopozos se localizarían donde sean accesibles y continuamente inmersos en el fluido caliente.

Ver ejemplo de este tipo de recipientes presurizados en Fig. No. 3.5 en la cual se muestra un rectificador de 2ª etapa en el complejo Akal-C y ver dispositivos de seguridad recomendados para recipientes presurizados en Fig. No. 3.9

Recipiente atmosférico

- a). Indicador de Presión de Seguridad (Venteo y PSV). El venteo y la PSV deberán ser localizados en lo alto (alto mas practico es en la sección de vapor) de los recipientes atmosféricos.
- b). Indicador de Nivel de Seguridad (LSH y LSL). El sensor LSH deberá ser colocado a una distancia suficiente sobre el nivel del líquido que se procesa para evitar la molestia de parar pero con el volumen de recipiente adecuado sobre el sensor LSH que contiene el flujo del liquido debajo del nivel bajo que se procesa para evitar paro.

En una tubería encendida con componentes caloríficos, el LSL deberá ser localizado sobre tubos encendidos.

Los sensores LSH y LSL deberán perfectamente estar bien localizados en columnas externas para facilitar la prueba sin interrumpir el proceso. Sin embargo, montar sensores internamente son algo aceptables.

- c). Indicadores de temperatura de Seguridad (TSH), otros de fusible o tipos de montura de contacto, deberán de ser instalados en termopozos para quitar fácilmente y probar. El termopozo deberá estar localizado por accesibilidad y deberá ser continuamente sumergido en el fluido de proceso. Ver dispositivos de seguridad en Fig. No. 3.8

Componentes de Calentamiento (Fuego y Desfogue)

- a) Indicador de Temperatura de Seguridad (TSH).

Los sensores de temperatura, otros tipos de fusibles o montura, deberán ser instalados en el pozo térmico para quitar y probar con facilidad. Cuando sumerge el tubo de fuego, el sensor TSH deberá ser colocado en un medio liquido caliente fluido procesado. Cuando el medio liquido o el fluido del proceso fluye a través de tubos calientes o cámaras calientes, el sensor TSH deberá ser colocado en la línea de descarga tan estrecho como practico para el calentamiento y la contracorriente de todos los indicadores aislados. Un sensor TSH en el desfogue deberá estar colocado cerca de la base del venteo de la chimenea.

- b) Indicador de Flujo de Seguridad (FSL y FSV).

Un sistema de transferencia de calor en medio combustible, un sensor FSL (interruptor de bajo flujo), deberá de ser colocado en el medio de la circulación de la tubería. El sensor deberá ser colocado en la salida de la línea tan cerrado como practico para el

- c) Indicador de Presión de Seguridad (PSH, PSL y PSV). Un sensor PSL en la succión de aire del tiro de un quemador forzado debiendo ser colocado corriente debajo de un ventilador. El sensor PSH y PSL en la línea del suministro de combustible deberá ser colocado entre el regulador de presión anterior y la válvula de control del combustible. Una PSV en las tuberías de un tipo de tuberías caliente será colocada donde no se pueda aislar de la sección de calentamiento de los tubos.
- d) Indicadores de Encendido de Seguridad. La flama y el arrestador de flama de componentes calientes deberán de ser colocadas para prevenir la emisión de chispa desde la expulsión de la flama. El sensor BSL deberá ser colocado en la cámara de calentamiento. Ver ejemplo de un Calentador de Glicol en Fig. No. 3.4

Bombas.

- 1) Dispositivo de Seguridad para Presión (PSH, PSL y PSV). Sensores PSH y PSL serán suministrados en las descargas de bombas para cerrar un flujo y parar la bomba. Un sensor PSH para paro de bombas será suministrado en la línea de descarga de otras bombas, a menos que la máxima presión de descarga de la bomba no exceda el 70% de la máxima presión de trabajo permisible de la línea de descarga o la bomba es operada manual y continuamente atendida. Ver Fig. No. 3.10
- 2) Dispositivo de Seguridad de flujo (FSV). Una válvula Check deberá ser suministrada en la descarga de la bomba para minimizar el contra flujo. Ver Ejemplo Fig.No. 3.2 y 3.3

Unidad del Compresor

- a) Indicadores de presión de seguridad (PSH, PSL y PSV), los sensores PSH y PSL deberán de ser localizados en cada una de las líneas de succión tan cerca al compresor como sea practico, y en cada una de las líneas de descarga corriente arriba de la FSV y alguna válvula de bloqueo. Las PSV's deberán de ser localizadas en cada una de las líneas de succión tan cerca al compresor como sea practico, así que la PSV no pueda ser aislada del compresor. Si una PSV esta localizado dentro del edificio (estuche) a la salida de la tubería de descarga deberá ser colocada por seguridad a la salida del edificio. Ver dispositivos de seguridad en Fig. No. 3.11
- b) Indicadores de Flujo de Seguridad (FSV). Una válvula check (FSV) deberá ser colocada al final de la línea de descarga de cada una de las unidades de compresión para minimizar la contracorriente. Si la unidad de compresión está bajo un techo, la FSV deberá estar colocada afuera del establecimiento.

- c) Indicador de Detección de Gas (ASH). Deberá estar instalado cuando la unidad de compresión está en un lugar con ventilación inadecuada o cerrado, los detectores de gas (ASH) deberán estar colocados en áreas donde se pueden acumular gas combustible.
- d) Indicador de Temperatura de Seguridad (TSH) un sensor TSH debera ser colocado a la descarga de la tubería de cada compresor cilíndrico o el estuche; tan cerca como practico al compresor cilíndrico o el estuche.
- e) Indicador de Paro (SDV). Una SDV deberá ser colocada en cada una de las líneas de flujo de proceso y líneas de gas combustible tanto que el compresor puede ser colocado aislado de todas las entradas (cabezal).

Si la unidad de compresión esta instalada en un un lugar cerrado, las SDV's deberán ser accionadas por una señal del sistema ESD (**Sistema de paro de emergencia (ESD)**): Es un sistema de estaciones de accionamiento manual, las cuales, cuando son activadas, inician el paro de la plataforma.

La válvula de venteo puede estar colocada al final de la línea de descarga de la unidad de compresión. La válvula de venteo puede estar accionada por una señas de los detectores de gas, sistema de incendio y sistema ESD de compresión para compresor.

Tuberías .

- a. Dispositivos de Seguridad de presión (PSH, PSL y PSV). Los sensores PSH y PSL serían localizados corriente debajo de alguna fuente de entrada a plataforma y corriente arriba de una FSV de una línea de salida. Si una PSV se requiere, esta sería localizada tan lejos corriente debajo de todas las fuentes de entrada e instalada para que no pueda ser aislada de fuentes de entrada.
- b. Dispositivos de Seguridad de flujo (FSV). Las tuberías de entrada de entrega a la estación de plataforma de proceso tendría una FSV localizada inmediatamente corriente arriba de una estación de proceso. La FSV sobre la línea de salida sería localizada tan lejos corriente abajo como practica, pero corriente arriba de una válvula de bloqueo.
- c. Dispositivos de Paro (SDV). En la tubería las SDV's serían localizadas para minimizar la porción de tubería expuesta sobre la plataforma. Todas las SDV's serían actuadas por el sistema ESD de la plataforma, circuitos contra incendio y sensores sobre alguna componente corriente abajo a través del cual el flujo fluye por la tubería.

La SDV sobre una tubería entregando a una línea de salida sería actuada por unos sensores PSH y PSL de la línea de salida, el sistema ESD, y el circuito contra incendio.

Las líneas bidireccionales se pueden equipar con SDV's en cada termino de plataforma.

Intercambiadores de Calor(tubos y coraza)

- a. dispositivos de seguridad de presión (PSH, PSL y PSV) los sensores PSH y PSL y la PSV se localizaría para sensor o relevar presión de cada sección del intercambiador de calor.

Tales dispositivos pueden estar localizados en la tubería de entrada o salida si la caída de presión de la sección del intercambiador de calor para el punto de censo es despreciable y si los dispositivos no serán aislados de la sección del intercambiador de calor.

3.2.15 Habitacionales.^{4,5}

Las habitacionales deben ser protegidas de fuegos externos, explosiones y ruido. En donde están localizadas las habitacionales en una plataforma de perforación o producción, una pared contra fuego o un espacio adecuado debe ser considerada para separar los cuartos de las áreas que contienen fuentes de hidrocarburos. Para una instalación nueva, la pared contra fuego debe tener una resistencia de al menos 60 minutos en un fuego de hidrocarburos. La pared contra fuego debe ser una parte integral del edificio habitacional. Las ventanas y otras aperturas de cara a las fuentes de hidrocarburos deben ser minimizadas y aquellas que están instaladas deben tener el mismo rating que la pared contra fuego. El interior del edificio habitacional debe tener un adecuado sistema de gases de escape para evitar la acumulación de humo y olores. Detectores de humo deben ser provistos. Para guía en la colocación de detectores de humo, referirse al API RP 14C, apéndice C y al API RP 14G.

Los pasillos deben tener luces de emergencia y señales de salida iluminadas. Para proporcionar una salida segura, se deben construir pasillos en los lados exteriores del edificio habitacional opuestos a las áreas de operaciones.

3.3 CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD ESPECIALES

El diseño y la distribución de los equipos de sistemas de producción usualmente son complejos. El personal de diseño debe conocer las consideraciones

de seguridad especiales relacionadas a operaciones simultáneas, procesamiento de gas y gas tóxico cuando estos son parte de las operaciones de producción.

El personal de diseño debe tomar en consideración que la instalación se utilizará para soportar actividades de perforación, producción, trabajos de remediación de pozos y ocasionales actividades de construcción en forma simultánea por lo que el lector deberá consultar los API-RP-14J apartado 5.1.6 para información de consideraciones de distribución.

Es importante, en las primeras etapas de diseño, considerar la protección de componentes en la instalación por la caída de objetos o colisiones y para desarrollar procedimientos, si es necesario, para mantener este esfuerzo de mitigación. Es igualmente importante proteger componentes y áreas de trabajo de fluidos corrosivos, sólidos y otros materiales nocivos (tales como arena abrasiva) que pueden ser usados en perforación, reparación, producción u operaciones de construcción.

Durante operaciones simultáneas, el personal normalmente está distribuido y se imponen demandas significativas en las instalaciones. Los sistemas se deben diseñar para ser flexibles y expandibles, para conectarse con edificios temporales o agregar equipo de soporte.

3.4 Procedimiento de operación. ^{5,7,17,25,31,56,59,60}

Las prácticas seguras de operación reducirán la probabilidad de un incendio accidental en plataforma. El personal será preparado en sus deberes y responsabilidades y estará atento a las condiciones que podrían conducir un incendio. Sí se observan tales condiciones el personal reportará al propio supervisor y la acción correctiva puede ser tomada. Referencia del API RP 75 y API RP 14J para guía. Como prácticas mínimas de seguridad serán establecidas siguiente:

a) Cuidado y administración de una propiedad: Las instalaciones serán diseñadas para el manejo seguro de trapos sucios, desechos y aceite residual y químicos. En la plataforma deberán proporcionar el almacenamiento apropiado para pintura, hidrocarburos, soldadura y gases de corte, y otras sustancias inflamables.

b) Montaje y soldadura. Operaciones de montaje y soldadura serán conducidas de acuerdo con procedimientos de seguridad establecidas. El NFPA No. 51B Standard For fire Prevention in Use of Cutting and welding processes, será consultado cuando prácticas de montaje y soldadura se estén desarrollando.

c) Personal fumando: En plataforma estará limitado fumar en ciertas áreas señaladas. En plataforma las áreas para fumar y no fumar serán clasificadas por el

API RP 500. Todo el personal recibirá instrucción de las reglas con respecto a fumar y uso de fósforo y cigarrillos.

d) Mantenimiento de equipo: El equipo de plataforma será mantenido en buenas condiciones de operación y libre de acumulación de suciedad, hidrocarburos y otras sustancias extrañas.

Atención particular será dada a un combustible cercano a una fuente de ignición tales como, componentes de proceso, colector, válvulas, bridas y equipo eléctrico.

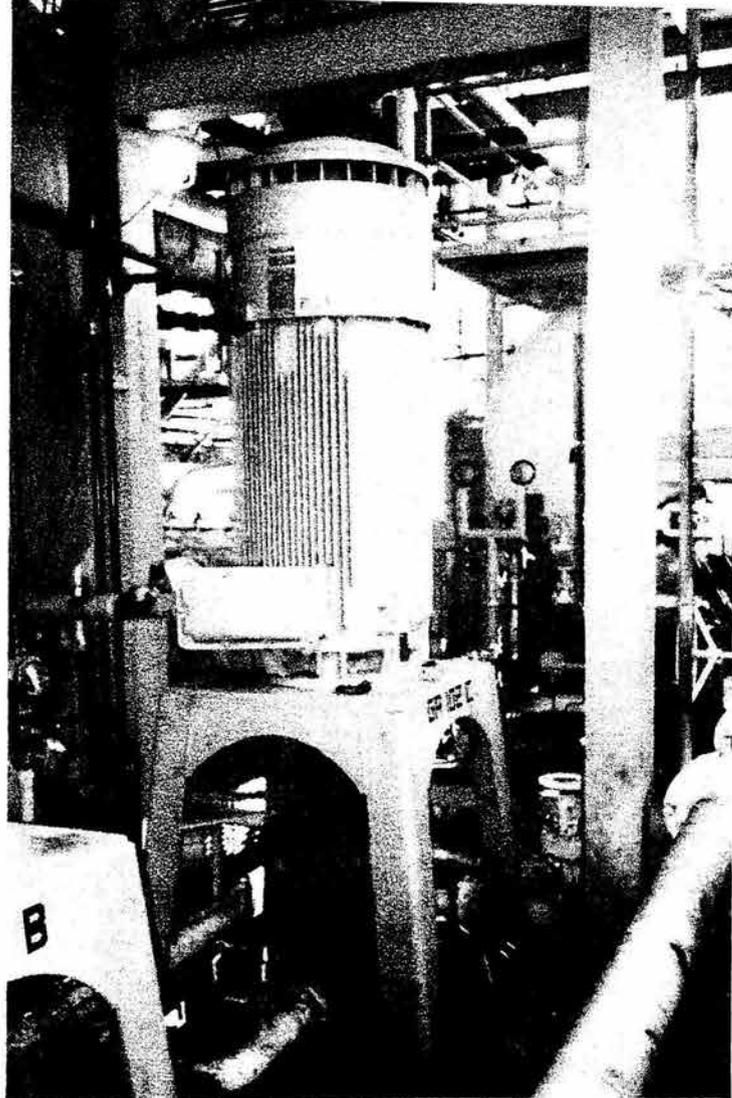
e.) Instalaciones de llenado de combustible: cuando las instalaciones de combustible para helicóptero son provistas, se deben desarrollar procedimientos para el recibo, almacenamiento y dispensación de combustible. Estos procedimientos deberán ser desarrollados en conjunto con la organización que provee los servicios del helicóptero.

f. Instalaciones para el almacenamiento de combustible diesel: cuando las instalaciones de almacenamiento de diesel son provistas, se deben desarrollar procedimientos para el recibo, almacenamiento y dispensación del combustible.

g. Instalaciones temporales: ocasionalmente, pueden ser localizados sobre la plataforma para uso temporal, casos particulares deben ser tomados para asegurar que esta instalación temporal aplica los estándares de seguridad y los requerimientos de clasificación de áreas.

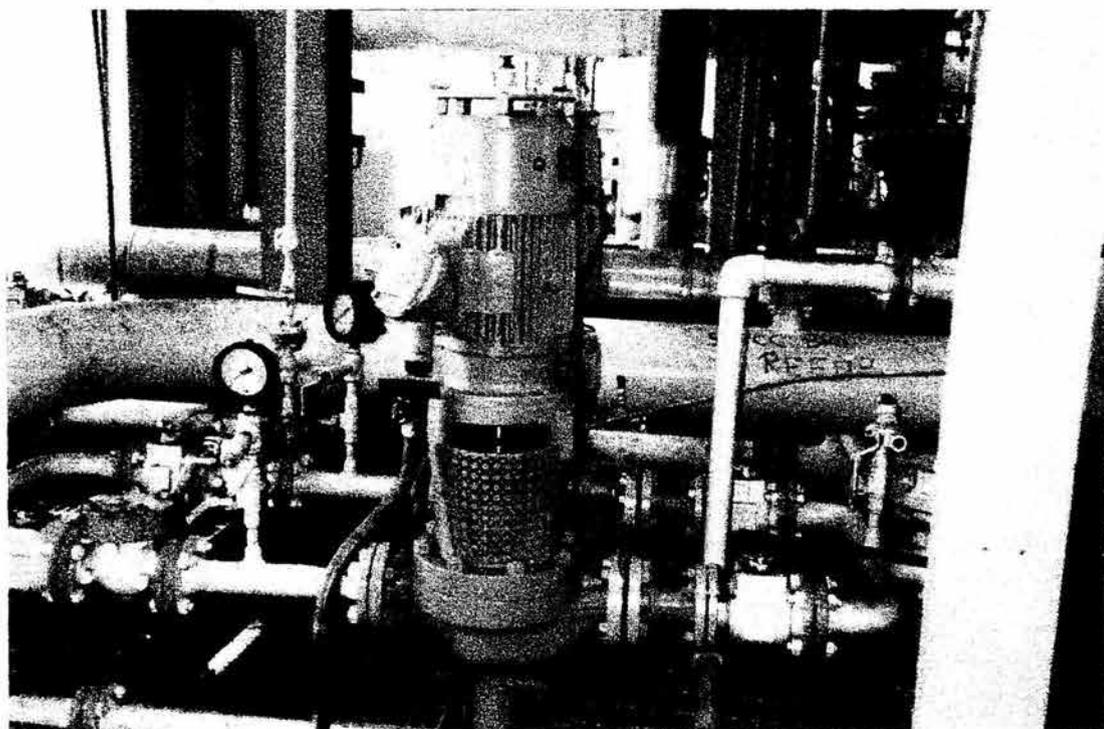
h. Reacciones químicas: Extremar cuidados para ejercicios de apertura de recipientes o reintroducción de hidrocarburos dentro de recipientes por el contenido de sulfuro de hierro

i. Purgado: extremos cuidados deben ser ejercitados en el purgado de recipientes y otros equipos cuando exista la posibilidad de mezcla de oxígeno y vapores hidrocarburos.



Figuras No 3.2 y 3.3

Bombas de proceso



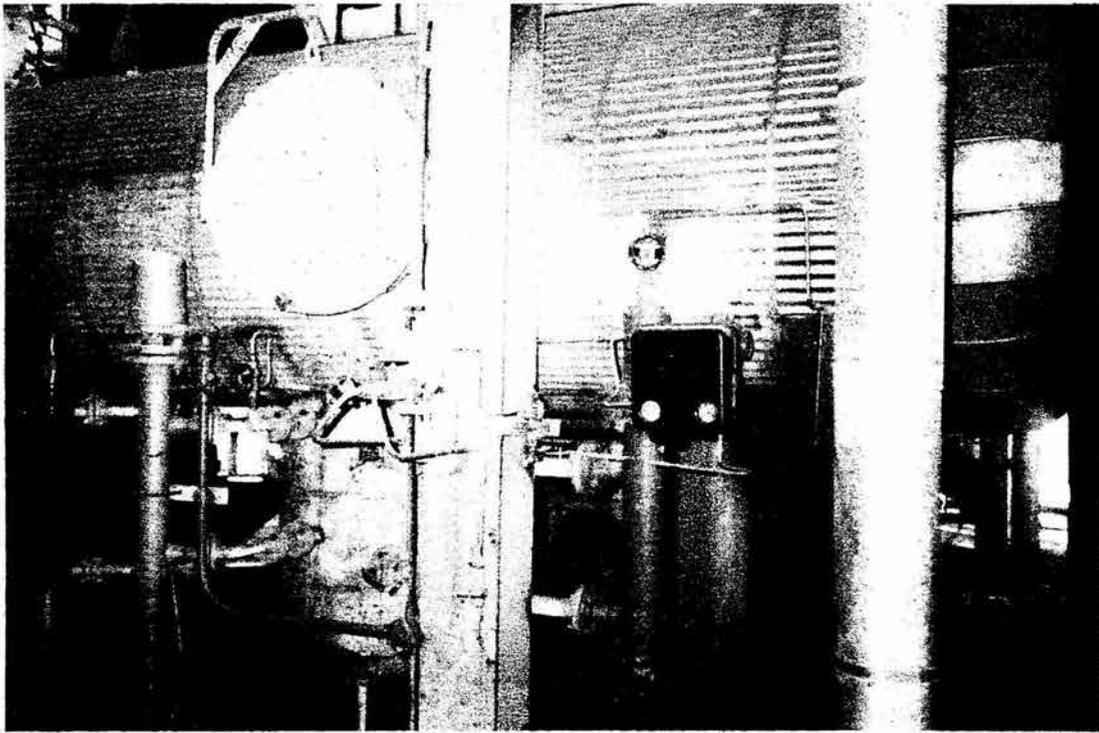
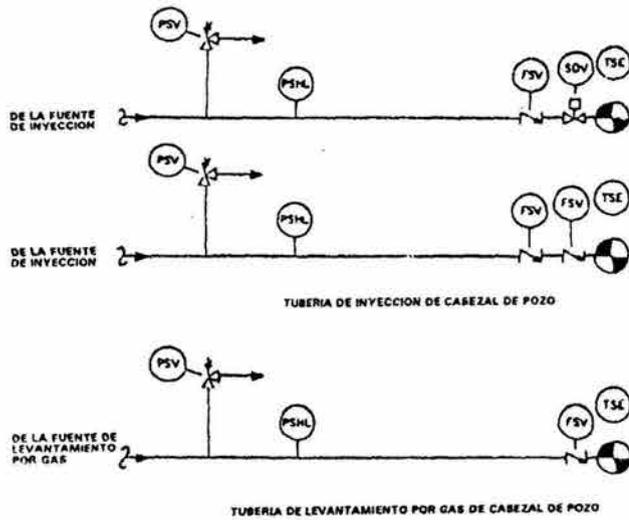
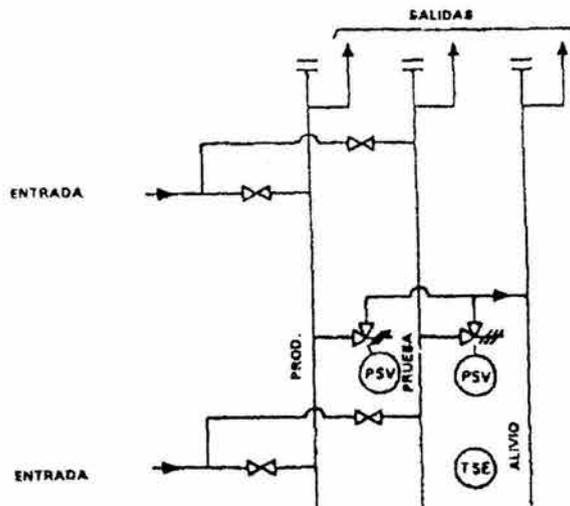


Figura No 3.4 Calentador de glicol
Figura No. 3.5 Rectificador y quemador.
Complejo Akal-C

DISPOSITIVOS RECOMENDADOS DE SEGURIDAD
TUBERIAS DE INYECCION DE CABEZALES DE POZO

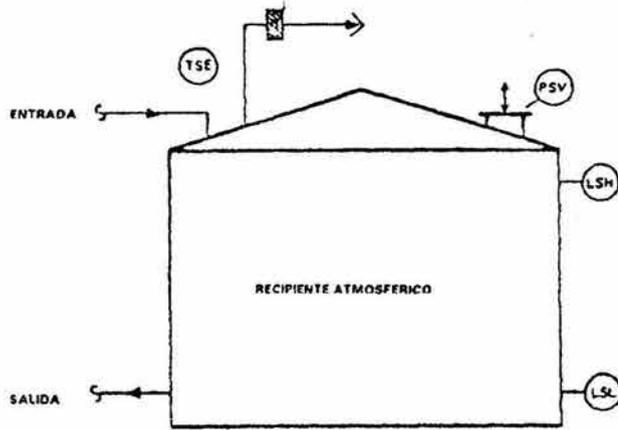


DISPOSITIVOS RECOMENDADOS DE SEGURIDAD
CÉBEZA DE DUCTOS

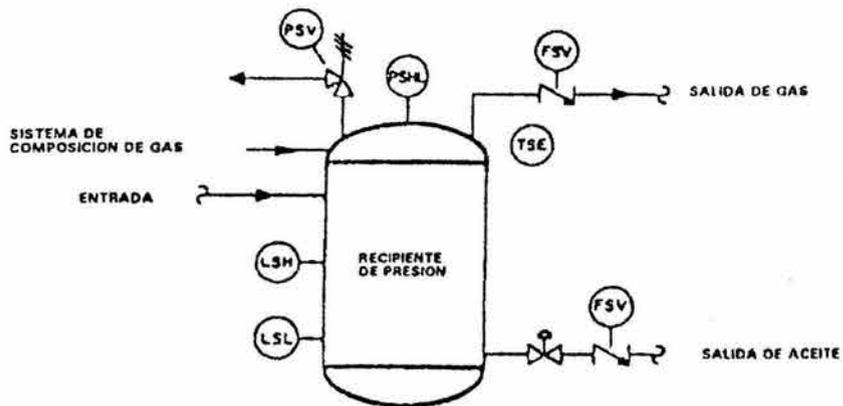


Figuras No. 3.6 y 3.7

DISPOSITIVOS RECOMENDADOS DE SEGURIDAD
RECIPIENTE ATMOSFERICO



DISPOSITIVOS RECOMENDADOS DE SEGURIDAD
RECIPIENTE DE PRESION



Figuras No 3.8 y 3.9

DISPOSITIVOS RECOMENDADOS DE SEGURIDAD
BOMBA DE DUCTO

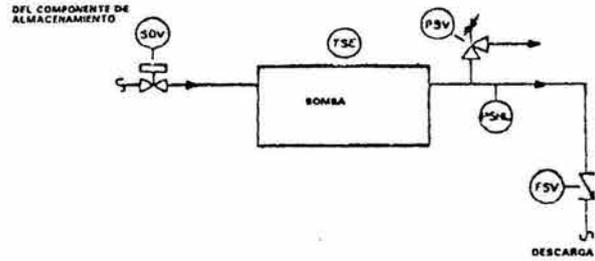
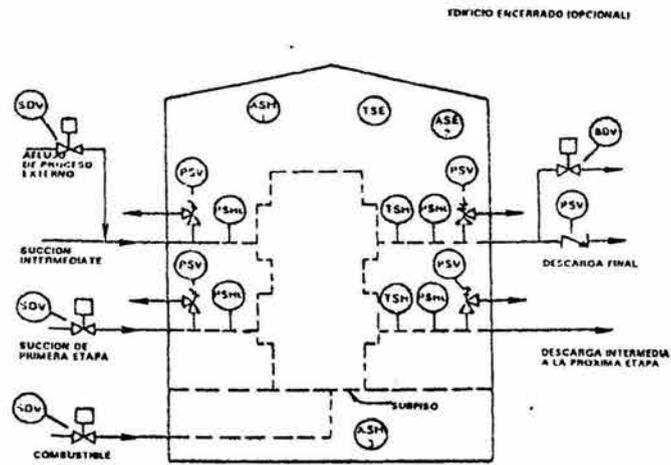


TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD (SAT)
UNIDAD COMPRESORA



Figuras No.3.10 y 3.11

CAPITULO 4

SISTEMAS DE CONTROL DE INCENDIOS EN PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN COSTA FUERA

4.0 Generalidades

A pesar de que una plataforma este bien diseñada, su personal este adecuadamente capacitado, cuente con un aceptable nivel de mantenimiento y sus procedimientos operativos sean buenos, la posibilidad de un incendio no puede descartarse y métodos empleados para el control de incendios deben considerarse, por lo que en este capítulo se hacen una serie de recomendaciones para el diseño de sistemas de respuesta a emergencias.

Estas recomendaciones pueden ser aplicadas a plataformas de producción fija tipo-abierta que generalmente están instaladas en climas moderados y que tienen suficiente ventilación natural para minimizar la acumulación de vapores.

Además se aplica en áreas cerradas, tales como cuartos cerrados y equipos encerrados, normalmente instalado en este tipo de Plataforma, .

Las plataformas totalmente cerradas por condiciones extremas de clima u otras situaciones no son incluidas en el alcance de este capítulo.

Se recomienda contar con sistemas automáticos, que también puedan ser actuados manualmente.

Estos sistemas contarán con detectores, alarmas y dispositivos de extinción en general.

4.1 Detección de incendio.^{1,3,4,6,22,51,57,58}

Se deben instalar detectores de fuego en las plataformas para una pronta respuesta a una emergencia provocada por fuego. Estos detectores deben estar integrados a un sistema que proporcione señales para cerrar todas las fuentes de hidrocarburos (por ejemplo, pozos, tuberías, etc.), active alarmas y active el equipo de supresión de fuego. El equipo requerido para controlar el fuego no se debe apagar automáticamente por los sistemas de detección de fuego.

Una detección temprana de incendio es esencial para reducir los daños provocados por un incendio. Los incendios pueden ser detectados por observación del personal o por dispositivos automáticos.

a. Observación personal. El personal puede observar un incendio e iniciar la acción del control del incendio manualmente antes de ser detectado por dispositivos automáticos.

b. Sistemas de detección automática contra-incendio. La primera función de un sistema de detección automática de incendio es alertar al personal de la existencia de un incendio, su condición y la identificación rápida del lugar del incendio. El sistema de detección puede ser usado para activar automáticamente alarmas de emergencia, del cierre de emergencia (envío de señales al sistema de paro de emergencia) para aislamiento de fuentes de combustible, arranque de bombas contra incendio, sistemas de ventilación de lugares encerrados, y activación de sistemas extintores contra incendio tales como agentes gaseosos o agua. Los tipos de detectores de incendio comúnmente usado en plataformas mar adentro son:

(1). Sistema de Circuito Cerrado Tipo Fusible: Los sistemas de circuito cerrado tipo fusible consisten en líneas de presión neumático con elementos fusibles estratégicamente localizados, este sistema es el más usado para la detección automática de incendio. Este sistema es simple, confiable y tiene aceptación de la industria. Sin embargo, los sistemas diseñados pobremente no pueden detectar incendios en su estado más rápido. Es muy importante la selección del número, lugar y temperatura de los elementos del fusible. Como un mínimo, los sistemas de circuito cerrado tipo fusible serán instalados de acuerdo con el API RP 14C.

(2). Sistemas eléctricos: el tipo central de sistemas de detección eléctrica contra incendio consiste de detectores de incendio estratégicamente localizados en el área a proteger, conectándose a un tablero central de contraincendio, en donde las alarmas son activadas para alertar al personal de la plataforma. Los sistemas eléctricos autónomos proporcionan al detector y al dispositivo de alarma un suministro de energía en forma independiente pero normalmente es de forma temporal. Los sistemas eléctricos pueden ser probados automáticamente. La detección rápida es la primera ventaja de los sistemas eléctricos. Los sistemas eléctricos serán instalados de acuerdo con el API RP 14F.

En la determinación del tipo de detector a ser usado, factores tales como tipo de combustible, material, clasificación de área eléctrica y velocidad de respuesta del sensor y transmisión serán considerados.

También, la selección de equipo considerará el riesgo de falsa alarma causada por factores ambientales tales como el relámpago. Todos los detectores serán instalados de acuerdo con el API RP 14C y protegidos por daños físicos. (Referencia NFPA 72 y NFPA 72E).

a. Los detectores de flama pueden proveer una alta velocidad de respuesta en la detección de incendios. La instalación de los detectores considerará la fuente de flama más

probable, el cono de visión y las obstrucciones físicas. Los detectores de flama usada en áreas abiertas no serán susceptibles a falsas alarmas debido a la luz del sol. Sólo los detectores tipo espectro son susceptibles a falsas alarmas, por lo tanto, es deseable arreglarlos en grupos usando sistemas apropiados de votación o usar dispositivos incorporados al sensor de diferentes tipos (por ejemplo UV/IR) para minimizar las falsas alarmas.

b. Los detectores de calor normalmente requieren menos mantenimiento que otros tipos de detectores por su operación y simple construcción. Estos factores pueden garantizar su uso, sin embargo los detectores de calor son menos utilizados que otro tipo de detectores eléctricos, al considerarse áreas en donde se requiere alta velocidad.

Los detectores de productos de combustión son recomendados donde el personal regular u ocasionalmente duerme y en cuartos contenedores de fuentes de calor tales como, calentadores, hornos y secadoras o áreas con equipos eléctricos. Cuartos, corredores, pasillos y oficinas deberán tener su detector.

4.1.1 Instalación.^{1,7,45}

El sistema de detección contra incendio será instalado para equipos de proceso en áreas cerradas, áreas abiertas, no clasificadas y clasificadas (división 1 y 2 de acuerdo al estándar API.RP-500) y en todos los edificios en donde el personal duerme regular como se indica en los estándares API RP 14C y API RP 14F.

Equipo de Proceso. La protección general para equipo de proceso usualmente es realizada utilizando tapón fusible. El estándar API RP 14C será consultado como guía en la instalación de sistemas de tapón fusible. El equipo de proceso generalmente es localizado en áreas abiertas en plataforma, los detectores de humo y calor usualmente no son efectivos en estas áreas debido a los efectos del clima y viento. Los que se utilizan son los detectores de flama(UV, IR, UV/IR) que serán instalados de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y la norma NFPA 72E.

Detectores de incendio

Clasificación de detectores	Tipo de Detector	Principio de Operación	Observaciones
1. Detectores de flama	a) Detectores infrarrojos (IR)	Responde a la energía radiante de una flama	Usado cuando una rápida respuesta a un incendio es deseable.
	b) Detectores de flama ultravioletas (UV)	Responde a longitud de onda de luz emitida por la flama	Generalmente usado en conjunto, con un sistema extintor
	c) Combinación IR/UV	Responde a ambos IR y UV	Elimina problemas de falsas alarmas
2. Detectores de calor	a) Tapón fusible o unión	Metales que se funden a determinada temperatura	Usado en edificios de compresores, pozos y equipos de las áreas de producción.
	b) Sensores neumáticos	Detecta alta temperatura a lo largo del tubing	
	c) Detectores de alta Velocidad	Detecta a una velocidad rápida un rango de temperatura	No es recomendable para usarse cerca de la salida de puertas, en construcciones calientes y aires acondicionados.
	d) Detectores de temperatura fija	Detecta temperatura alrededor de un valor predeterminado	

continúa			
3. Detectores de productos de combustión	a) Detector de ionización	Los productos de combustión activan la cámara de ionización	Normalmente usado en dormitorios y cuarto de control
	b) Detector Fotoeléctrico	Activado por interrupción de un haz de luz debido a la presencia de partículas de humo	

b. Área cerrada no Clasificada. Cuartos de control, oficinas y cuartos donde el personal regular u ocasionalmente duerme, deberán ser equipados con un sistema central de detección contra incendio para grandes complejos ó multi-almacenamientos arreglados será suficientemente saneados para la identificación y localización rápida. La activación de algún detector con esta construcción automáticamente actuará en alarma contra incendio audible, también como el resto en la plataforma. Detectores de incendio y sistemas centrales de detección de incendio será instalado por recomendaciones del fabricante y NFPA 72 y NFPA 72E.

c. Área cerrada clasificada. Las áreas cerradas clasificadas estarán protegidas con sistemas de detección de fuego y gas.

En la elección de un sistema de detección de incendio se considerará lo siguiente:

1. Tiempo de respuesta de los detectores.
2. Tipo de peligro y tipo de incendios que puedan ocurrir.
3. Sistema de extinción que pueda ser activado por el sistema de detección.
4. Acción desarrollada por el sistema de seguridad de la plataforma (alarma, alarmas con paro) cuando los sistemas de detección son activados.
5. Sí la construcción es ocupada en una base regular.

d. Construcciones Provisionales. Las instalaciones provisionales pueden presentar un cambio de operación normal. Consideraciones especiales serán dadas al impacto que estos cambios pueden tener sobre la instalación existente. Como mínimo, (menos de 90 días) las

instalaciones provisionales cerradas no clasificadas serán equipadas con sistemas de detección de incendio con alarma audible.

e. Debido a su relativo lento tiempo de respuesta, los detectores térmicos no son recomendados para uso en dormitorios.

4.1.2 Sistemas de Alarmas.^{1,3,19,45}

a. Alarmas Generales. Las plataformas tripuladas tendrán un medio manual para activar una alarma general que es audible en toda la estructura. En adición, las alarmas visuales serán instaladas en áreas de alto ruido (por ejemplo área de maquinarias). La estación manual de alarma será estratégicamente localizada cerca de las rutas de evacuación y será considerada para proporcionar un medio para iniciar alarma general en cada estación de cierre de emergencia (ESD). Una alarma que indique una situación de emergencia será distinguida de una alarma de abandono de plataforma.

b. Alarmas automáticas. El sistema de seguridad de una plataforma tripulada incluirá señales audible y visual de alarma contra incendio (para áreas muy ruidosas). Las señales de alarma de incendio serán activadas por detectores de calor, flama o humo. Las señales de alarmas de incendio activarán la alarma general.

c. Sistema de Cierre de Emergencia(Sistema de paro de emergencia). El cierre de emergencia puede ser activado por estaciones de cierre localizado de acuerdo al estándar API RP 14C. El cierre de emergencia automático puede ser iniciado por detectores de fuego, detectores de gas, y/o controles de proceso. En la activación del sistema de cierre de emergencia sonará una alarma.

4.2 Sistemas Para Combate del Fuego.^{4,5}

• Los sistemas empleados en el combate al fuego se determinan en función al análisis y cuantificación del riesgo existente y de las condiciones generales de la instalación a proteger (el tamaño y la complejidad de las plataformas, naturaleza de operaciones, extensión de las operaciones simultáneas, número y experiencia de operadores para los equipos extintores contra incendio, las áreas protegidas por el sistema, disponibilidad de equipo contraincendio adicional no localizado en la plataforma), y las consecuencias de un mayor incendio.

La formación del propio personal y mantenimiento del equipo de control en buenas condiciones son de extrema importancia.

• Estos sistemas se clasifican en fijos y semifijos, incluyéndose dentro de los semifijos los llamados equipos de protección portátil

•Como se establece más adelante el combate al fuego se puede hacer empleando agua, polvos químicos, espumas y CO₂, dependiendo del riesgo, de la clase de fuego y del sistema seleccionado para extinción del mismo.

En los sistemas de control contra incendio en plataformas costa fuera puede ser usada únicamente agua, químicos o combinación de agua y químicos.

4.2.1 Sistemas de agua contra incendio.^{2,4,22,23,24,37,38,39,40,41,42,43}

El agua es un agente extintor común. El agua tiene la ventaja de ser relativamente barata, abundante y posee una variedad de propiedad de extinguir (enfriamiento, asfixio con vapor, dilución). El agua tiene la desventaja de congelarse en algunos climas y es conductora de la electricidad.

Los sistemas de agua contra incendio son a menudo instalados en plataformas costa afuera para establecer una protección por exposición a un incendio cercano, control de un incendio y/o extinción del mismo. Ver ejemplo de este tipo de sistema en Fig. No. 4.3

Los componentes básicos de un sistema de agua contra incendio en plataforma son, las bombas de agua contra incendio, la red de tubería de distribución, y equipo de aplicación como hidrantes, mangueras, monitores. Los aditivos tales como agentes espumantes pueden ser considerados para extinguir incendios provocados por líquidos inflamables.

A. Bombas de Agua Contra Incendio.

1) Características de las Bombas de Agua Contra Incendio

a.La bomba de agua contra incendio será seleccionada para dar la presión y flujo requerido para satisfacer la mayor demanda para combatir el incendio, en la operación de grandes sistemas rociadores de agua. Ver ejemplo de este tipo de bomba en Fig. No. 4.1 y 4.2

b. Como mínimo, la bomba de agua contra incendio suministrará 180 galones por minuto (11.36 dm³/seg.), 75 psi (5.17 Bar), lo cual es suficiente para proporcionar agua con el flujo de dos mangueras en operación.

b.El estándar NFPA 20: Standard for the stallation of centrifugal fire pumps, será consultado como una guía para la instalación de bombas contra incendio.

En general las bombas usadas para servicio contra incendio tendrá una curva característica similar a la indicada en el NFPA 20.

c.Los siguientes accesorios pueden ser requeridos para el funcionamiento apropiado de la bomba de agua contra incendio.

- Válvulas de seguridad. Para prevenir el exceso de la presión del equipo (válvulas, tuberías, accesorios, etc.).

- Cabezal de Pruebas. Tener en cuenta la prueba del flujo (el flujometro o tubo pitot portátil pueden ser usados también).

- Válvula automática de purgado de aire para bombas que arrancan automáticamente y para bombas con la carcaza llena de agua.

- Recirculación de las válvulas de seguridad. Para prevenir sobrecalentamiento de la bomba tendrá reflujos mínimos, válvulas controladoras de presión u otro dispositivo que pueda ser usado.

d.Las bombas de agua contra incendio normalmente usadas son las verticales tipo turbina vertical o tipo centrífuga sumergible. Otros tipos de bombas son aceptados si proporcionan el volumen de agua y la presión requerida y que sean recomendables para la aplicación específica.

e.Las bombas de agua contra incendio y todos los accesorios expuestos al agua de mar serán construidas de materiales resistentes a la corrosión por agua de mar.

f.Una bomba de relevo para agua contra incendio será considerada para plataformas tripuladas, la bomba de relevo debe tener un motor diferente al de la primera bomba (por ejemplo la principal tendría un motor eléctrico y la de relevo tendría un motor diesel). La bomba de relevo será capaz de suministrar la demanda mínima requerida del sistema.

2).Localización de la bomba de agua contra incendio.

a.La bomba de agua contra incendio será localizada de modo que se minimice la posibilidad de daños en el caso de incendio y será aislada tan lejos como sea posible de fuentes externas de ignición y de combustible. Si más de una bomba es instalada, donde sea factible, ellas serán separadas para minimizar la posibilidad de que un simple incendio dañe a ambas bombas. Esto es especialmente crítico si ambas bombas son localizadas en el área de proceso, o en el área de pozos.

b.La columna de succión será localizada donde este protegida por el marco de la plataforma para minimizar daños por las embarcaciones.

c.Las bombas verticales tipo turbina o sumergibles serán localizadas cerca de la grúa de la plataforma o proporcionar un método alternativo de reparación para mantenimiento de la bomba.

d.El control de la bomba será fácilmente accesible en las dos direcciones, y en donde sea práctico, será localizado cerca de la escalera para permitir, el acceso por otros niveles de la plataforma.

e.La posibilidad de temperaturas de congelamiento(no aplicables en la Sonda de Campeche) cuando las bombas son instaladas en áreas exteriores implican consideraciones especiales por los efectos que pueden tener en las bombas o en las máquinas de combustión interna.

3) Instalación de Bombas de Agua Contra Incendio.

a.El conjunto de la columna de succión será construido de material resistente a la corrosión por agua de mar, tal como fibra de vidrio o tubería con protección interna.

b.El conjunto de la columna será encamisado en una tubería de acero para protegerlo de la acción de las olas y de daños mecánicos. Dicha protección de tubería será seguramente sujeta a la plataforma para minimizar daños por las olas.

c.Las bombas de agua contra incendio serán equipadas con una entrada tipo cono o canasta construidos de material resistente a la corrosión.

d.En los casos en que el crecimiento de microorganismos marinos pueda restringir la entrada de agua, debe considerarse la aplicación de pintura antiincrustante u otra medida de control.

4) Accionadores de Bombas de Agua Contra Incendio. Se aceptan como accionadores de bombas los motores de diesel, de gas natural, y motores eléctricos. Únicamente los motores de diesel y eléctricos son reconocidos por el estandar NFPA 20. Un tiempo adicional del suministro de energía puede ser requerido para cumplir con las filosofías de combate de incendio y de abandono de plataforma.

a.Motores diesel. Los motores diesel serán instalados para servicio contra incendio de acuerdo al estándar NFPA 20.

El tanque combustible, línea de combustible y arranque de sistema será localizado de manera que sean protegidos de un incendio u otro tipo de daño. También la tubería de escape será equipada con porta chispas.

b. Motores de gas natural.Los arranques para motores que manejan gas natural son similares a los motores de diesel. Las líneas de combustible para el motor serán instaladas de tal manera que sean protegidas de un incendio u otro tipo de daño.

c. Motores eléctricos. El estándar API RP 500 será consultado cuando se requiera la instalación del motor eléctrico. Los cables de potencia del motor serán instalados de forma que queden protegidos de un incendio u otro tipo de daño. Es recomendable consultar además los estándares NFPA 20 y NFPA 70.

5) Controladores de la Bomba de Agua Contra Incendio.

a. Estarán equipadas con controladores por arranque automático ó manual. El arranque automático será ejecutado usando interruptores de presión, arranque o paro automático por medio de la ESD, tapón fusible, u otro sistema de detección contra incendio.

b. Para bombas contra incendios accionadas con un motor / variador las condiciones de alarmas serán monitoreadas. Estas alarmas indicaran baja presión del aceite, alta temperatura del agua en la chaqueta del motor, el fallo de arranque del motor, y la interrupción de sobre velocidad. Estas alarmas son generalmente resultado de una autosupervisión durante el arranque del accionador. La activación de la ESD no interrumpirá la operación de la bomba de agua contra incendio.

c. Las alarmas serán anunciadas de tal manera que el personal de operación y mantenimiento pueda responder.

B Tubería.

1. La tubería de agua contra incendio será diseñada de acuerdo con el API RP 14E. La tubería de agua contra incendio será diseñada para desarrollar el volumen y presión requeridos en todos los sistemas, manguera y monitores que razonablemente se espera que operen simultáneamente. Las consideraciones de diseños incluirán, pero no estarán limitadas, a lo siguiente: salida de la bomba, diámetro y longitudes de la manguera contra incendio, demanda de la válvula de inundación y rociado de agua, restricciones de flujo tales como el crecimiento marino o corrosión, y requerimientos de presión en boquillas de monitores o mangueras.

2. La tubería sería apropiadamente soportada o instalada debajo o detrás de la estructura principal para protección de explosión o incendio. Si la tubería de agua contra incendio y accesorios son instalados en el área inmediata a equipos de proceso de hidrocarburos, el uso de un material de aislamiento contra incendio será considerado. Ciertas consideraciones serán dadas para el uso de válvulas de seccionamiento del sistema.

3. La selección del material de la tubería y de las válvulas y su propia instalación es crítica para la integración y seguridad de un sistema de agua contra incendio. Debe hacerse una consideración para algunos factores significativos tales como: resistencia a la corrosión,

duración del incendio, vida útil, compatibilidad con otros componentes del sistema y costo. El diseñador y el usuario evaluarán las ventajas y desventajas de usar materiales específicos en un sistema de agua contra incendio.

C. Estaciones de mangueras de agua contra incendio.

1. Las estaciones de manguera serán localizadas considerando la accesibilidad desde otros niveles (cerca de una escalera), la posibilidad de daños por incendio, la coordinación con otras estaciones, y la interferencia de actividades de otras plataformas. Las estaciones de manguera serán ubicadas, de tal forma que proporcionen protección en dos direcciones diferentes.

2. Las mangueras contra incendio serán almacenadas en carretes u otro dispositivo apropiado diseñado para el despliegue rápido y para protección de las mangueras. Este dispositivo de almacenamiento será resistente a la corrosión

3. Las mangueras contra incendio de una pulgada (2.5 milímetros) o 1 ½" (38.1 milímetros) de diámetro son recomendadas para el manejo efectivo de una sola persona. Las mangueras con más de 100 pies (30.8 metros) de longitud no son recomendadas.

4. Las mangueras contra incendio serán de materiales resistentes al crudo, deterioro químico, al moho, a la putrefacción y a la exposición al medio ambiente costera fuera.

5. Las pruebas de presión de las mangueras son dadas en los estándares NFPA 1961 o NFPA 1962.

D. Conexiones de Manguera de Agua Contra Incendio. La mayoría de las boquillas son una combinación de diferentes ángulos de cobertura (90°, 60°, 30°) hasta mangueras de chorro directo. Las combinaciones de boquillas son generalmente recomendada para tener una presión de 100 psi (6.89 bar) para chorros apropiados. Las boquillas de chorro directo son generalmente recomendadas para tener una presión de 50 psi (3.45 bar). Los fabricantes serán consultados por los requerimientos de diseño. Las conexiones serán construidas de materiales resistentes a la corrosión de agua de mar.

E. Monitores y Sistemas de Rociado de Agua. Sistemas fijos de rociado de agua y monitor de boquillas fijas pueden ser usados para proteger áreas en la que no pueden alcanzar las mangueras. Estos sistemas pueden ser usados en combinación o por separado, ambas podrían ser conectados para un seguro y adecuado suministro de agua que puede ser aplicado para uno o más de las siguientes razones:

1. Protección por exposición (enfriamiento). La aplicación más común. El sistema será capaz de funcionar efectivamente para la duración del incendio (dependiendo de las cantidades de combustible) a una velocidad de aplicación que prevenga fallas de equipos de proceso, tuberías, estructura de acero, etcétera.

2. Control del incendio. Este sistema dará protección hasta que todo el material inflamable haya sido consumido. Las funciones del sistema son por absorción de calor, dilución, emulsificación o reducción de la vaporización del combustible.

3. Extinción. Este sistema depende de las propiedades del combustible. La extinción puede ser ejecutado por enfriamiento, asfixio con vapor, emulsificación o dilución.

En el caso de incendios con gas, si la fuente no puede ser controlada y el incendio no es extinguido, se puede formar una nube de vapor que provoque una explosión.

En los sistemas de rociado de agua se usa un sistema de tapón fusible u otro tipo de detector de incendios, junto con una serie de boquillas estratégicamente arregladas para descargar agua sobre la superficie a proteger, en estos sistemas los factores de diseño tales como la densidad de aplicación, la orientación de las boquillas, son críticos en el funcionamiento del sistema. Los sistemas de rociado de agua pueden ser diseñados para activarse manual o automáticamente por medio de un sistema de detección automática. Los estándares NFPA 13 Standard for the Installation of Sprinkler Systems, NFPA 15: Standard of Water Spray System for Fire Protection and API 2030; application of Water Spray System for Fire Protection, serán consultado para aplicaciones específicas. El rango general de aplicación está entre 0.2 gpm / sq.ft (0.00014 m/s) ó 0.5 gpm/sq.ft (0.00034 m/s) de superficie protegida. El diseño de densidades puede ser también obtenido por prueba.

Boquillas del monitor. Las boquillas del monitor son boquillas fijas usadas para entregar grandes cantidades de agua mas de 250 gpm (15.77 dm³/s), estas boquillas pueden contar con accesorios que permiten cambiar la posición de la boquilla. Deben ser localizadas de tal manera que protejan los techos de recipientes específicos o ciertas áreas inaccesibles para el combate manual de un incendio.

Para este diseño son considerados algunos factores tales como: localización, tamaño de la tubería de suministro, arreglos de válvulas de control, etc. El estándar NFPA 24; Private Fire Service Mains y Their Appartenances será consultado como guía para su diseño. El sistema se diseñará para contar con una cobertura de 360°, por ambas direcciones, el sistema inundará únicamente las áreas consideradas en el diseño.

Varios sistemas de rociado de agua pueden estar en operación mientras que las estaciones de mangueras y monitores son usadas.

4.2.1.1 Selección del material de tubería de agua contra incendio

4.2.1.1.1. Consideraciones para la selección del material.

a. General.

Para la adecuada selección de tuberías de agua contra incendio, se considera lo siguiente:

- Duración del incendio.
- Esfuerzo Mecánico.
- Resistencia a la corrosión / Erosión.
- Susceptible de la tubería.
- Vida de Servicio
- Peso
- Factores / costos de instalación.
- Flujo y presión.
- Degradación ultravioleta.
- Compatibilidad con otros componentes.
- Resistencia de crecimiento Marino.

b. Sistema Húmedo / seco.

Un sistema húmedo de agua contra incendio es continuamente cargado con agua, para proporcionar rápido transporte de agua contra incendio. Un sistema seco está normalmente vacío de agua cargado hasta antes de válvula de inundación desde el suministro de agua contra incendio. Como un resultado, no puede ser resistente al calor, si un sistema seco, es utilizado, será considerado el lugar de válvulas de inundación de tal manera que estén protegidas del potencial de las fuentes de incendio. Si la tubería y accesorios son instalada en el área de equipo de proceso.

4.2.1.1.2. Sistemas de tuberías.

Aleaciones resistentes a la corrosión y materiales no metálicos deberán ser instaladas siguiendo las recomendaciones del fabricante.

a. Tubería Metálica.

1) Tubería de acero al carbón: tubería de acero al carbón y materiales de válvulas han sido los materiales más comúnmente usados para sistemas de agua contra incendio en la Industria del petróleo costa fuera.

El acero al carbón es resistente durante el incendio, especialmente cuando es llenado de agua, y esto puede resistir abuso mecánico. Es más común que otros materiales, el costo del material es generalmente menor, y no requiere de almacenamiento especial.

La primer desventaja del acero al carbón en los sistemas de agua contra incendio, es indiferente si el sistema es húmedo o seco, son de servicio corto y el taponamiento de boquillas. El acero al carbón ofrece la menor resistencia a la corrosión de agua de mar, por eso el servicio de vida es más corto. Además los productos internos de corrosión en acero al carbón pueden inundar el sistema por taponamiento de las boquillas. Por lo tanto, un sistema de acero al carbón para agua contra incendio deberá ser examinado e inspeccionado. Como otra tubería en servicios corrosivos, también como para determinar la efectividad de la boquilla, espesores de las tuberías y vida de servicio.

El bordeado(recubrimiento) interno de la tubería de acero al carbón y accesorios han sido instalado para reducir la corrosión.

El bordeado interno de componentes a menudo requiere especial manejo y ensamblaje de conexiones no soldables.

El sistema de acero al carbón galvanizado para agua contra incendio es más resistente al agua de mar que el acero al carbón.

Los sistemas galvanizados están limitados en tipos de conexiones y revisiones que pueden ser hechas con daños del revestimiento.

En general, el acero al carbón en sistemas de agua contra incendio tiene una corta vida de servicio debido a la corrosión (10 años de vida).

El sistema será inspeccionado regularmente en orden para determinar la necesidad de reposición.

2. Tuberías de acero inoxidable: los materiales de acero inoxidable tienen las ventajas de alta resistencia al calor, resistencia al abuso mecánico, la no-soldadura de productos internos de la corrosión y alta resistencia a la corrosión. Las desventajas son susceptibles al ataque del agua de mar y al incremento de costo.

La adecuada selección del tipo de acero inoxidable es importante para evitar la corrosión y el ataque a la tubería. Los aceros inoxidables de menor grado son susceptibles al ataque de picado, especialmente en agua estancada. El ataque de picado en sistema seco (por ejemplo sistemas dañados) puede ser aceptado en rangos (mas de 10 años); El ataque de picado en sistemas húmedos es generalmente demasiado servirá para un servicio aceptable (menos de 5 años).

3. Tubería de Cobre – Níquel. Materiales cobre-níquel (CuNi) tienen muchas ventajas para el sistema de agua contra-incendio. Las ventajas son: larga vida de servicio (mas de 20 años), corrosión mínima, peso ligero, bajo factores de fricción, no produce la corrosión y el crecimiento marino es mínimo. La tubería Cobre-Níquel tiene la desventaja de: costo inicial alto, la tolerancia de calor (para sistema seco), esfuerzo mecánico bajo, velocidades de flujo limitado, es susceptible a abusos mecánicos, requiere de soportes adicionales y es más difícil de instalar.

Las velocidades de flujo en tuberías de CuNi, deberán ser controladas para prevenir la erosión en material liso. El criterio de 11 fps (3.36 m/s) para servicio continuo y 22 fps (6.72 m/s) para servicio intermitente a menudo es usado. El criterio puede ser específico para cierta aleación de CuNi tales como 10 fps (3.05 m/s) en 90-20 CuNi y 14 fps (4.28 m/s) en 70-30 de CuNi; para flujo continuo. Para alto flujo de velocidades por ejemplo, 22 fps (6.72 m/s) puede ser apropiado para servicio intermitente. Consideraciones serán dadas para el uso de unión soldada en vez de soldadura unida. Para información de diseño y guía puede ser obtenida del Cooper Development Association Locaded in New Havew. Conection.

b. Tubería de Fibra de Vidrio: el uso de tubería de fibra de vidrio tiene las ventajas de ser resistentes a la corrosión, bajo costo y fácil de instalarse.

La tubería de fibra de vidrio es conocida con varios nombres (tubería de fibra de vidrio reforzado (GRP) y tubería de resina termoestable reforzada (RTRP).

En las desventajas incluye baja tolerancia de calor (para sistemas secos), bajo esfuerzo mecánico y son susceptibles a la degradación de rayos ultravioletas en sistemas no protegidas. El servicio de vida es limitado. Sin embargo, un buen diseño y sistemas protegidos tienen un potencial de servicio excediendo los 30 años.

La tubería de fibra de vidrio esta compuesta por productos que contienen fibra reforzada. La estructura puede contener pigmento para prevenir la degradación de los rayos UV con un mínimo de relleno. La tubería es fabricada bajo diferentes procesos. La cantidad, tipo y orientación de estas fibras de vidrio en las tuberías requieren de esfuerzo mecánico. La segunda mayor componente de la tubería de fibra de vidrio es el sistema de resina. Los fabricantes eligen el sistema de resina de acuerdo a las propiedades químicas mecánicas y térmicas. La tubería de fibra de vidrio usa únicamente sistema de resina termoestable. Los dos tipos de termoestable usado en la fabricación de fibra de vidrio son poliéster y resina epóxico.

Las conexiones entre tuberías y accesorios son generalmente hechos utilizando un adhesivo. Estas uniones son generalmente el "weak Link" en los sistemas de tuberías. La protección pasiva contra incendio deberá considerar estas uniones, especialmente cuando este sujeto a alto calor o colisión de flama. El sistema deberá ser probado hidrostáticamente.

El uso de tubería de fibra de vidrio para sistemas de agua contra incendio deberá ser diseñado e instalado utilizando un sistema elegido. Cada fabricante tiene sus propias especificaciones y prácticas con que juzgar a la tubería, accesorios, soportes y adhesivos. La tubería será instalada de acuerdo a las practicas recomendadas por el fabricante.

4.2.2 Sistemas de Espuma.^{21,30,36,39}

La formación de espuma con aditivos incrementa la efectividad del agua en el control de incendios en yacimientos hidrocarburos liquidos. La espuma de combate de incendio es un agregado estable de pequeñas burbujas de menor densidad que la del agua o aceite, tiene la cualidad de adherirse y cubrir las superficies horizontales ó inclinadas. Tiene la capacidad de fluir libremente sobre una superficie liquida incendiada, enfriando él liquido y formando una capa resistente y hermética que puede excluir el aire, sellar e impedir que los vapores de combustible se combinen con el aire.

Los sistemas de espuma no son efectivos en incendios de gas presurizados ó áreas de chimeneas, el estándar NFPA 11: Foam Extinguishing Systems será consultada para la planificación, diseño o instalación de sistemas de espuma.

Las espumas pueden ser empleadas usando (1) Estaciones de Mangueras, (2) Sistemas fijos (3) extintores portátiles. El agente espumante puede ser aplicado directamente introduciendo espuma concentrada en el interior del sistema de agua contra incendio ó puede ser aplicado como un premezclado de solución concentrada y agua.

La espuma puede ser almacenada en tanques o en contenedores. La localización del sistema de almacenamiento de espuma concentrada y soluciones premezcladas será

seleccionada considerando; lo difícil de reponer el sistema durante la emergencia, y la temperatura ambiente mínima porque la espuma concentrada y las soluciones premezcladas pueden congelarse o degradarse con los rayos solares, debe mantenerse en lugar adecuado, y no debe contaminarse o diluirse con productos extraños, además el operador seguirá las recomendaciones del fabricante para pruebas. El químico seco y la espuma pueden ser usados simultáneamente para extinguir un incendio, es recomendable que la compatibilidad de los dos productos sea confirmada por el fabricante.

a. Proporción de espuma concentrada. Los concentrados de espuma están disponibles para mezclarse con agua en porciones fijas; comúnmente son mezclados con agua a un 6%. La cantidad correcta de concentrado puede ser introducida directamente al sistema de agua contra incendio usando educadores o tanques de diafragma

1) Eductor. Un simple medio para suministrar espuma para una estación de mangueras es a través del uso de un eductor para que inyecte la espuma a la corriente de agua. La principal desventaja de un eductor es la pérdida de presión a través de él (sobre el rango de 1:3). Esta pérdida debe ser tomada en cuenta en el diseño del sistema. Las boquillas convencionales para mangueras contra incendio convencionales están disponibles para proveer suficiente aereación para formar la espuma. Porque los educadores son sensibles a la contra presión, el flujo fijo de las boquillas y el eductor debe ser adecuados. Datos del fabricante deberán ser consultados para la máxima longitud de mangueras que pueden usar. El eductor concentrado de estación de mangueras puede ser provisto en un paquete conteniendo todos los componentes preensamblados, incluyendo un tanque de almacenamiento.

2) Otros métodos de Dosificación. Otros métodos de dosificación son disponibles, tales como tanque de diafragma, bomba y medidor- proporcionador de presión balanceada.

b. Sistema de Premezcla. Los sistemas de premezcla autocontenido pueden ser usados cuando un sistema de combate contra incendio es deseable. Un depósito de almacenamiento de la solución es requerido junto con un medio para expulsar la solución. Equipos comerciales están disponibles para este propósito.

Otros agente son generalmente usados para riesgos especiales tales como el cuarto de control de motores (MCC), cuartos de interruptores. La principal desventaja de agentes para riesgos especiales (bióxido de carbono (CO₂), químicos seco) es que la cantidad de agente a usar es limitada, también el uso efectivo del agente requiere condiciones especiales de diseño tales como ventilación, cuartos estrechos (puertas cerradas, penetraciones cerradas) y sistemas de detección.

4.2.3 Sistema de Polvo Químico Seco.^{4,51}

El sistema de polvo químico seco de combate contra incendio proporciona un medio eficaz de apagado. La mayor ventaja del sistema químico seco es que son autónomos y por sus propias características para protección no requieren de fuentes de energía externa. El potencial del incendio será cuidadosamente considerado en la selección, el tipo de químico y equipo. La NFPA 17: Dry Chemical Types systems será consultada cuando la planeación, diseño o instalación del sistema químico seco sea requerido.

a. Consideraciones de diseño.

1). Agentes Químicos Secos. Los agentes químicos secos son disponibles para todas las clases de incendios. Los términos "químico seco regular" y "químico ordinario seco" generalmente se refiere a los polvos listados para uso en incendios clase B (provocados por líquidos y gases combustibles) y clase C (incendios en donde existe equipo eléctrico).

"Químico seco de multipropósito" se refiere a los polvos que están listados para uso en incendios Clase A (incendios provocados por materiales como madera, cartón, tela) , Clase B y Clase C.

Un sistema de polvo químico seco de multipropósito es recomendado únicamente para estas áreas que incluyen incendios Clase A.

2). Aplicación. El polvo químico seco es apropiado para aplicación por medio de extintores portátiles, mangueras o sistemas fijos de rociadores, son comúnmente usados para proporcionar una rápida respuesta a un incendio.

3). Tubería. La descarga de polvo de químico seco y el gas expelente es un flujo en dos fases y la característica del flujo depende en particular del químico seco, gas expelente y equipo usado.

4). Cantidad. La cantidad mínima de polvo químico seco en cabezales remotos con sistema serán suficiente para permitir el uso del sistema por 30 segundos por cada manguera que podría ser usada simultáneamente.

b. Agente Combinado Los sistemas autocontenidos de agentes combinados están disponibles para uso simultáneos o uso secuencial de espuma y polvo químico seco.

Tales sistemas ofrecen ventajas de extinción rápida por parte del químico seco y la habilidad impenetrable de la espuma.

4.2.4 Sistemas de Agentes Extintores Gaseosos.⁴

Los sistemas de agentes extintores gaseosos son especialmente convenientes para incendios de Clase C porque ellos son eléctricamente no conductores y no dejan residuo. Ellos también son aplicados a incendios con líquidos inflamables y otros riesgos especiales donde la extinción del incendio por otros métodos podrían causar mucho más daño que el mismo incendio.

a. Consideraciones de Diseño.

1). Agentes Extintores Gaseosos. El Bióxido de Carbono Halon 1301 y Halon 1211, son gases comúnmente usados en sistemas de extinción de incendio Halon 1301 y Halon 1211 son gases reconocidos que tienen impacto ambiental. El sistema Halon será diseñado de tal forma que la descarga accidental sea minimizada. Alternativas para el sistema Halon están siendo desarrolladas y pueden ser consideradas para nuevos diseños cuando ellos estén disponibles. Cuando la evaluación de alternativas de usos del sistema Halon, la oportunidad de uso debe ser documentada. El bióxido de carbono y Halon son incoloros, inodoros, no conductores de la electricidad, y más pesados que el aire.

El dióxido de carbono sofoca incendio por desplazamiento del oxígeno a una concentración la cual no puede soportar la combustión. Los extintores contra incendio Hallons inhiben la reacción química entre el combustible y el oxígeno. El bióxido de carbono, debajo de 87. 8°F (31°C) y los Hallons son almacenados como líquidos baja presión.

2). Aplicación. Los agentes gaseosos pueden ser aplicados por medio de extintores portátiles o por sistemas fijos. Los extintores portátiles son comúnmente usados para proporcionar rápida respuesta al incendio. Los sistemas fijos son usados para inundación total en un área cerrada o para aplicación local. Parecido al sistema de químico seco, un solo agente gaseoso puede ser usado para cubrir varias áreas para uso directo por mangueras manuales con actuadores remotos conectado a la fuente de abastecimiento de agente por tubería fija. Las conexiones fijas pueden ser usadas para proteger áreas seleccionadas, particularmente áreas cerradas.

3). Tubería. El diseño de la tubería diseñada para sistemas fijos es crítico. La caída de presión en la tubería pudiera estar limitada para prevenir la formación de nube en sistemas de bióxido de carbono o para mantener el estado de líquido en el sistema Halon. Por lo tanto este sistema de tubería será diseñado por experiencia del personal familiarizado con el diseño de sistemas contra incendio.

b). Seguridad de Personal. La descarga de agentes gaseosos puede exponer al personal por ruido, turbulencia, alta velocidad, baja temperatura, un riesgo de sofocación y exposición de productos tóxicos de la combustión. Un riesgo de electricidad estática puede existir por descarga de agentes extinguidores gaseosos. Se consideran a conexiones a tierra objetos expuestos a los agentes gaseosos. Referencia ANSI NFPA 77: Recommended Practice Static Electricity.

El uso de bióxido de carbono en áreas cerradas puede producir una deficiencia de oxígeno en la atmósfera que no lo soportaría la vida humana. Tal atmósfera producirá rápidamente mareos, inconciencia y la muerte si el personal no es removido del área. Si grandes volúmenes se descargan de bióxido de carbono podrían también seriamente interferir con la visibilidad porque el bióxido de carbono produce niebla cuando es descargado. Como en la NFPA 12A: indica "la exposición al Halon 1301 en un rango de 5 a 7% producir un poco efecto. Al nivel de 7 y 10% afecta el sistema nervioso central produciendo mareos, escalofríos en las extremidades que ha sido reportados.

Alrededor de 10%, algunos sujetos reportan sensibilidad próxima a la inconciencia después de pocos minutos, prueba a algunos sujetos fueron expuestos arriba de 14% por cinco minutos no han perdido la conciencia.

Se considera para evitar toda exposición innecesaria al Halon 1301, que el límite de tiempo de exposición es el siguiente:

7% y debajo - quince minutos

7-10% - un minuto

10-15% - 30 segundos

alrededor del 15% - exposición preventiva

Si alguien sufriera de los efectos del vapor tóxico del Halon 1301 inmediatamente se moverá o será movido al aire fresco.

El Halon 1211 es más tóxico que el Halon 1301 y su uso será restringido en aplicaciones donde exista poca oportunidad para que se retire el personal expuesto. Aunque el Halon es de baja toxicidad durante el incendio, la descomposición de sus productos pueden ser riesgosos. Para cualquier uso de bióxido de carbono y/o Halon donde hay posibilidad que el personal pudiera ser atrapado por la atmósfera riesgosa de su descarga, la oportuna protección y prevención del personal debe proporcionar medios para el pronto rescate de alguna persona atrapada y prevenir que el personal que entre a este tipo de atmósferas

peligrosas para salvar a las personas que se queden ahí atrapadas, cuenten con el equipo necesario para hacerlo. Además de las alarmas visual / audible de predescarga, descarga, la protección oportuna puede incluir entrenamiento / descripción de señales de advertencia y aparatos de respiración.

Sistemas de agente limpio⁴⁶

Es otro sistema recomendado para control de fuego A,B o C, en donde es necesario proteger instalaciones de enorme valor económico, o que la aplicación de agua implica riesgos eléctricos o químicos, en donde se requiere la ausencia de residuos. Para el diseño de estos sistemas es aplicable el NFPA-2001.

4.2.5 Sistemas de Control Manual contra incendio.

Las plataformas tripuladas tendrán ambos sistemas de combate contra incendio, agua contra incendio y agentes portátiles. Los sistemas de control manual contra incendio serán diseñados de tal manera que un incendio puede ser atacado por lo menos en dos direcciones.

Área de pozos, almacenamiento de hidrocarburos y proceso. Los sistemas de agua contra incendio (mangueras con carretes, monitores, sistemas de inundación de agua) son efectivos en el control de incendios en estas áreas. El agua puede ser usada con otros agentes tales como espuma para mejorar efectividad en áreas con cubiertas de acero.

Área abierta de maquinaria. Los sistemas de agua contra incendio pueden ser usados en estas áreas donde bombas y compresores no sean manejados por motor eléctrico. El agua puede ser usada con otros agentes tales como espuma para mejorar la efectividad en áreas que contienen cubiertas de acero. Nota: ciertos materiales tal como hierro fundido de los cilindros de compresión pueden romperse al aplicar agua fría cuando éstos estén calientes.

Áreas cerrada de maquinaria. Estas áreas contendrán extintores de polvo químico seco, y mangueras en carretes y sistemas de espuma que pueden ser instalados cerca del área cerrada.

Habitacional. Los extintores serán localizados, en toda la habitacional, las mangueras manuales en carretes serán estratégicamente localizados cerca o en el interior del alojamiento y serán accesibles a cada nivel.

4.2. 6. Sistema de control automático contra incendio.

Los sistemas de control automático contra incendio son usados en áreas en donde se requiere una respuesta rápida para reducir la extensión de los daños y/o incrementar la seguridad del personal.

Áreas abiertas de proceso y pozo. Los sistemas fijos automáticos de rociado de agua pueden ser usados para humedecer superficies críticas. Se darán consideraciones especiales para cabezales de pozo, recipientes a presión, estructuras y equipo que tiene el potencial de desarrollar altas temperaturas superficiales durante la operación. El Sistema de polvo químico seco y gaseoso no es recomendado para operaciones automáticas en estas áreas.

Áreas cerradas de proceso y pozos. Los sistemas fijos automáticos de rociado de agua o sistemas de polvo químico pueden ser usados en esta área. En áreas cerradas, el sistema será diseñado para inundación total. Los sistemas de agua son más preferidos que los sistemas de químico. Los sistemas de extintores químicos por su naturaleza tienen un límite de suministro de agente químico y como tal tendrá un sistema de agua manual o a automático como respaldo. Los sistemas gaseosos no son recomendados en estas áreas.

Áreas abiertas de maquinaria. Los sistemas fijos automáticos de rociado de agua y espuma pueden ser usados para bombas de hidrocarburos localizadas fuera de las construcciones. Los sistemas de control automático de contra incendio de gas y polvo químico seco no son recomendados para compresores de gas y generadores eléctricos montados sobre patines o sobrecubierta de la plataforma.

Las áreas cerradas de maquinaria, compresores de gas, bombas de hidrocarburos, y generadores, en áreas cerradas bien ventiladas no son protegidas normalmente por sistemas de control de fuego automático, compresores de gas, bombas de hidrocarburos, y generadores, en áreas cerradas mal ventiladas pueden ser protegidas por un sistema automático de rociado de agua, polvo químico seco, o sistema gaseoso. Nota: ciertos materiales quebradizos, tal como hierro fundido de los cilindros de compresión pueden romperse al aplicar agua fría cuando están calientes.

Áreas con equipos eléctricos Los sistemas de control automático contra incendio gaseoso serán considerados para equipo eléctrico en construcciones cerradas. Debe considerarse la descarga de agentes gaseosos en construcciones con equipo eléctrico y será colocado un sistema de detección de gas y un circuito automático de seguridad para paro, con la intención de reducir la posibilidad de gas de ignición.

Habitacionales

Los sistemas de polvo químico seco, bióxido de carbono o espuma húmeda serán considerados en la cocina. En el diseño del sistema de polvo químico seco se considerará el tiempo de demora para remover el gas con un extractor

Los sistemas automáticos rociadores de agua serán considerados en áreas habitacional que no tengan cocina. Para mayor información del diseño de los sistemas de rociadores es encontrado en el NFPA 13.

Los sistemas gaseosos automáticos no son recomendados en el interior de la habitacional.

Áreas de almacenamiento de hidrocarburos. Estas áreas pueden estar protegidas por el sistema automático de rociado de agua y el sistema de espuma. Los sistemas automáticos de polvo químico seco y gaseoso no son recomendados para estas áreas.

Despresurización de Emergencia.^{2,4,8,13,28,59}

La despresurización es un procedimiento que podría ser usado como complemento de otro sistema de protección contra incendio para reducir o eliminar el sobre esfuerzo inducido por la presión durante un tiempo potencial de calor de los recipientes y tuberías, también por una reducción de combustible presente en el equipo.

El diseñador deberá tomar nota que la despresurización puede resultar en un incremento frecuente de la descarga de grandes volúmenes de gas en un periodo corto de tiempo como también el menor control del proceso si el suministro es gas natural.

Ciertas precauciones serán tomadas para prevenir la entrada de aire y la posibilidad de expulsión de hidrocarburos líquidos en el interior del sistema de despresurización. Además, el operador revisará cuidadosamente la filosofía del combate contra incendio, el diseño del sistema de despresurización, cálculos de dispersión, etcétera.

a. Filosofía de diseño. Donde instalarlo, el diseño y función del sistema de despresurización ajustarán todo el esquema de la protección del incendio para el equipo. Deben considerarse otras medidas de protección de incendios, tales como sistema de inundación, unidades manuales de polvo químico seco sobre-ruedas, mangueras con carrete y monitores y rociadores fijos de agua.

La filosofía del control de incendio determinará la velocidad de diseño de despresurización

b. Magnitud. La despresurización de equipo puede ser parcial o total. La despresurización parcial es usada para reducir la cantidad de hidrocarburos en secciones específicas, de la plataforma o equipo, tales como compresores o recipientes y tuberías. La despresurización parcial permitirá una reserva de gas combustible para operaciones de

emergencia, una medida adicional de protección esencialmente para la eliminación de fuentes de combustible en la plataforma es la despresurización.

Control. La despresurización se puede activar manual o automáticamente. La despresurización automática típica es controlada por activación del cierre de emergencia (ESD) o elemento de temperatura de seguridad (TSE) y puede estar sujeto a tiempo de retraso. Este tiempo de retraso le permitirá al operador la opción de cancelar la despresurización en el suceso de una falsa alarma. Una vez que las fuentes de entrada (por ejemplo pozos y tuberías) son cerradas, una o más válvulas de despresurización actuarán automáticamente abriendo a falla. La despresurización automática no puede ser activada por el ser humano, esto reduce la posibilidad del error humano en válvulas, y, en el caso de plataforma no tripuladas, se puede establecer un nivel adicional para protección contra incendio.

El inicio manual de despresurización requiere de intervención humana, y reduce la posibilidad de accidente por el mal funcionamiento de la instrumentación

4.2.7 Consideraciones de diseño de despresurización de emergencia

4.2.7.1 General

El API RP 520, API RP 521 y API RP 14 E deben ser usados como guías para el diseño de sistemas de despresurización. Algunos criterios deben ser considerados cuando se diseñan sistemas de desfogue para la protección y control contra incendio son los siguientes:

a.-Diseños de Cabezales

1.-Simple Un simple cabezal de servicio de desfuegos con ambos sistemas de alta y baja presión debe resultar de una inicial despresurización de hecho el sistema por alta presión es suficiente para la caída de presión que ocurre cuando se permite que el gas del sistema de baja presión entre al cabezal

2.-Cabezales Múltiples. De nivel múltiple de presión permite el simultaneo desalojo de diferentes sistemas de presión, proveyendo la inmediata reducción de esfuerzos para el servicio completo. Esto es de particular importancia si el fuego es localizado cerca del recipiente de baja presión.

3.-Relación Presión/Flujo. Un sistema separado de desfogue (no intencionado para proveer un relevo de sobre presión primaria) puede ser diseñado igual para la relación de presión mas alta del servicio permitiendo que un diámetro menor y sistema de tuberías más

económicos, sin embargo, los sistemas se tienen que diseñar para prevenir la sobre presión de cualquier interconexión del sistema de baja presión.

Los sistemas de relevo de presión existentes pueden ser usados como un sistema de despresurización si la relación de despresurización es limitada a la capacidad excedente del sistema de relevo de presión, y el desarrollo de la contrapresión remanente esta por debajo de la Máxima Presión Permitida de Trabajo(MAWP) de los sistemas interconectados. Adicionalmente la presión de diseño permitida en los sistemas de relevo debe tomar en consideración el total aumento de contrapresión sobre los dispositivos de relevo de presión.

b..-Relación de despresurización

1.-Enfriadores. Para la determinación de la relación de despresurización en plataformas debe considerar sistemas de enfriamiento debido a la despresurización y estos efectos sobre el recipiente y la ductibilidad de la tubería a presión.

La relación de enfriamiento puede depender de la caída de presión, composición del fluido, y velocidad de relevo. La especificación de los materiales de las tuberías y recipientes debe considerar la temperatura y presión mínima esperada durante las condiciones de despresurización.

El diseño debe considerar también la temperatura y presión durante la subsiguiente represurización del recipiente.

2.-Reducción de esfuerzos. Dependiendo de las ultimas circunstancias particulares involucradas cuando la flama es próxima a chocar arriba del recipiente a presión, esto puede dificultar el diseño de los sistemas de despresurización, los cuales proveen reducción de esfuerzos rápidamente para prevenir la falla catastrófica del recipiente. Sin embargo, la despresurización puede beneficiar el esquema total de la protección contraincendio por reducción de los esfuerzos de los recipientes y la probabilidad de falla debido a la exposición al fuego, y disminuyendo la dependencia de los sistemas activos de inundación.

Esto es especialmente importante cuando se considera que dispositivos de sobrepresión típicos limitan la máxima presión de construcción en el recipiente o en el sistema y no realiza la despresurización.

a.Diseño de venteo. Los servicios de despresurización pueden resultar en el relevo de una gran cantidad de gas que puede ocurrir de la activación de un simple dispositivo de relevo. El diseño de venteo debe tomar en cuenta la dispersión del gas en la boquilla, la composición del gas, y la velocidad de relevo, el liquido acarreado, y proveer la distancia suficiente para conservar la concentración tóxica e ignitable fuera de la plataforma, también como proteger los

servicios y al personal del calor de radiación en un evento de ignición. El diseño estructural de la tubería de venteo debe incluir el resultado de falla de la boquilla de venteo. Los extractores de niebla para lavadores de gas de venteo deben ser evitados para asegurar el libre funcionamiento del sistema de venteo.

b. Hidratos. El diseño debe considerar la formación de hidratos durante las condiciones de despresurización, especialmente con alta gravedad específica del gas, y con composiciones del gas conteniendo H₂S y CO₂ y en presencia de agua libre (H₂O en fase líquida).

4.3 Extintores portátiles contra incendio,^{4,10}

4.3.1 General.

Los extintores portátiles manual contra incendio son la primera línea de defensa contra incendio del tamaño limitado y serán proporcionados aunque se cuente con otro tipo de extintor contra incendio. Una mayor ventaja de los extintores químicos es que son autónomos, lo que ofrece protección sin tener que depender de una fuente externa de energía, una desventaja, es que la cantidad de agentes de extinción está limitada a la capacidad de la unidad seleccionada. Los extintores de químicos secos sobre ruedas proporcionan más capacidad de rango que las unidades portátiles manuales. Este factor y la naturaleza de los incendios potenciales podrían ser cuidadosamente considerados en la selección del tamaño y número de extintores. Los extintores multipropósito son extintores de clase A, B, C, estos no son recomendados para las instalaciones de proceso de plataformas de producción.

La información sobre el tipos extintores, rangos, ubicación y montaje es presentada en el estándar NFPA No.10: Portable Fire Extinguishers. Ver ejemplo de este tipo en Fig. No. 4.4

a. Montaje:

1. Los extintores serán accesibles y disponibles en el caso de incendio.
2. Los extintores serán montados donde puedan verse y no ser obstruidos.
3. Los extintores portátiles manuales serán instalados en ganchos, brazos o fijados en parrilla que permita fácil traslado.
4. Todos los extintores portátiles manuales serán instalados para proporcionar espacio adecuado entre el fondo del extintores y el suelo para protección de corrosión por agua de mar.
5. Los extintores serán guardados en su lugar destinado cuando no estén en uso.

b. Localización.

1. Los extintores serán localizados para minimizar la posibilidad de daños de un incendio o explosión y serán proporcionados en un número suficiente para el control de un incendio incipiente.

2. La máxima distancia recorrida desde un punto de la plataforma a un extintor no excederá de 50 pies (15.2 metros).

3. Un extintor de clase B será localizado a menos de 10 pies (3.0 m) de cada escalera en cada nivel que se requiere proteger.

4. Un extintor de clase B será proporcionado por cada motor de combustión interna o turbina de gas, instalados en áreas abiertas.

5. Un extintor clase B será proporcionado por cada 3 motores de combustión interna o turbinas de gas, instalados en áreas abiertas.

6. Un extintor de clase C será proporcionado por cada dos generadores eléctricos y por cada dos motores eléctricos de 5 caballos de fuerza (3.7 kw) o mayor.

7. Un extintor de clase B, será proporcionado por cada caldera o calentador de gas o aceite crudo.

8. Un extintor de clase A, será instalado en cada corredor principal de la habitacional.

9. Un extintor de clase A, será instalado en cada alojamiento ocupado por mas de cuatro personas.

10. Un extintor de clase C, será instalado en cuartos de radio u otras áreas encerradas que contengan una concentración significativa de equipos o controles eléctricos.

11. Cada galera tendrá instalados extintores de clase A, B, C.

12. Un extintor de clase apropiado para almacenamiento de combustibles será proporcionado por cada almacén.

13. Un extintor de clase B, será proporcionado en / o en la proximidad de cada grúa.

4.3.2 Recarga.

Ciertos procedimientos serán establecidos para que los extintores puedan ser adecuadamente recargados o reemplazados.

4.3.3 Clasificación y tipos de extintores contra incendio

4.3.3.1 Tipos de extintores.

El tipo de extintor seleccionado para la clase de incendio anticipado depende de un análisis de las ventajas y desventajas de los varios tipos disponibles.

a. Extintores de polvos químico seco: Los extintores de polvo químico seco están disponibles en dos estilos básicos: presión contenida y con cartuchos de presión.

1) Presión contenida. Hay dos tipos de extintores de polvo químico seco de presión contenida. Un tipo tiene un revestimiento disponible y el otro tipo tiene una cubierta recargable.

a) Cubierta disponible. El agente y el presurizado están alojados en una cámara, además cuenta con una válvula y boquilla de descarga. Los extintores de cubierta disponible usualmente tienen una capacidad de cinco libras (2.27 kg) o menos.

b) Cubierta recargable. El gas propelente (generalmente es el hidrógeno) y el agente de extintor está almacenado en el recipiente del extintor.

2) Cartucho de Presión El agente es almacenado a presión atmosférica en una cámara con gran abertura de relleno. Y el gas propelente (bióxido de carbono o nitrógeno) es almacenado en un cilindro con una válvula y tubo de gas que es conectado a la cámara. Al liberarse la presión el gas propelente pasa a la cámara donde se encuentra el químico seco.

b. Extintores gaseosos.

1) Unidades de Gas Comprimido: extintores de bióxido de carbono son empleados para usarse en incendios de Clase B-C, los extintores consisten de un cilindro a presión un tubo de sifón y válvula para regular la descarga.

2) Unidades de Gas Licuado: los extintores de gas licuado. Halon 1301 y Halon 1211, tienen rasgos y características similares a las del bióxido de carbono (CO₂).

c. Extintores de agua. Hay dos tipos comunes de extintores que usan agua. Ellos son: agua a presión y presión contenida. Estos extintores son empleados únicamente para incendios tipo A.

4.3.3.2 Clase de Extintores Contra Incendio.

Actualmente los extintores fabricados están etiquetados con una serie de señalamientos que indican la conveniencia de un extinguidor para una clase particular de incendio. La Figura No.4.3.3.1 muestra los señalamientos que están recomendados en NFPA

No. 10 : Portable Fire Extinguishers. Descripciones de varias clases de incendios pueden ser encontradas en el párrafo 2.1.2 de este trabajo.

Los extintores que son efectivos en mas de una clase de incendio, tienen múltiple clasificación y categoría, señalamientos típicos de estos extinguidores son mostrados en la Figura No. 4.3.3.2.

Un laboratorio de pruebas reconocido nacionalmente deberá asignar la clase de extintor sobre la base del tamaño standard, extinción con éxito bajo condiciones reproducibles del laboratorio. Los extintores fabricados por diferentes fabricantes tienen diferentes categorías. Números son usados con la identificación de letras para el etiquetado de extintores de incendio de Clase A o Clase B. El número indica la efectividad de extinción de los dispositivos. Los números no clasificados son usados para etiquetar extintores de Clase C. Por ejemplo, el sistema de prueba usada por Laboratorios Aseguradores, inc. Y Laboratorio Aseguradores de Canadá podrían asegurar un extintor de Clase 4-A:40-BC. Esto significa que el dispositivo es oportuno para su uso en incendios de Clase A, B o C; y que para esta clase de incendio es cuatro veces más efectivo que un extintor de clase A-1, y para Clase de incendios B esto es 40 veces más efectivo que una clase 1-B (un extintor 4-A es equivalente a 5 galones (18-9 litros) de agua en una clase A); En un principio un extintor usando 40-BC puede normalmente estar expuesta a extinción de 40 pies cuadrados (3.7m²).

La etiqueta apropiada es hecha por el fabricante. Las etiquetas contendrán marcas para indicar instrucciones especiales y conveniencia de extintotes. Si el Laboratorio de Prueba reconocido Nacionalmente probó la etiqueta será fijada. Las etiquetas deberán ser cuidadas y mantenidas en buen estado, en condiciones legibles porque la probación es inválida si la etiqueta esta perdida. La clasificación y clase de sistemas usado en esta practica recomendada son las usadas por Underwriters Laboratories, Inc y Underswriters Laboratories de Canadá. Los detalles están contenidos en UL Standard 711: Classification, Rating and for class Extinguishers or Agents for Use on Combustible Metals.

4.3.3.3 Cantidad de Agente Químico.

La cantidad de agente químico y de extintores depende del tamaño del incendio, la efectividad del agente de extinción, y la habilidad del personal disponible a operar el equipo. Muchos tamaños están disponibles en tres configuraciones básicas, manuales, de ruedas y unidades estacionarias. Los extintores de incendio de un solo tamaño son expresados en términos del peso en libras (kg) de la extinción del agente. El rango de capacidades del tanque es de uno o más 300 libras (0.45 a 136 kg). Los tamaños comúnmente usados son 20-30 libras (9.1 – 13.6 kg) unidades portátiles, 150 – 350 libras (68.0 – 158.8 kg) unidades semi confortables y unidades estacionarios 350 – 3000 libras (158.8 – 1361 kg).

Figura 4.3.3.1 Señalamiento para extinguidores

<p>Combustibles ordinarios</p> 	<p>1.-Extintores apropiados para incendios de clase "A" estarán identificados por un triángulo conteniendo una letra "A". El triángulo estará coloreado de verde.</p>
<p>Líquidos Inflamables</p> 	<p>2.- Los extintores apropiados para incendios de clase "B" serán identificados por un cuadro conteniendo la letra "B". El cuadro estará coloreado de rojo.</p> <p>Inflamables</p>
<p>Equipo Eléctrico</p> 	<p>3.- Los extintores apropiados para incendios de clase "C" serán identificados por un círculo conteniendo la letra "C". El círculo estará coloreado de azul.</p>
<p>Metales Combustibles</p> 	<p>4.- Los extintores apropiados para incendios, en la cual se involucran los metales estarán identificados por una estrella conteniendo la letra "D". La estrella estará coloreada de amarillo.</p>
	<p>Nota: los colores recomendados descritos por la Standard Color Federal es él numero 595 son:</p> <p>Verde-No. 14260</p> <p>Rojo-No. 11105</p> <p>Azul-No. 15102</p> <p>Amarillo No. 13655</p>

Los extintores apropiados para más de una clase de incendio pueden ser identificado por múltiples símbolos.

Figura 4.3.3.2 Señalamiento Típico de Extintores

1.- Agua

líquidos



flamables

Combustibles



Ordinarios

Equipo



Eléctrico

2.- Bióxido de carbono, Químico seco Bromoclorodifluorometano y Bromotrifluorometano.

Combustible



Ordinarios

Líquido



Flamables

Equipo



Eléctrico

3.- Químico seco de Multipropósito.

Líquidos



Flamables

Equipo



Eléctrico

Combustible



Capacidad

4.- Químico seco multi propósito (agente insuficiente para la Clase A)

Combustibles



Metales

Fig. No. 4.3.3.3 Intervalos de Prueba Hidrostática para Extintores Portátiles

Tipo de Extintor	Intervalo de Prueba Años
Soda ácida	5
Agua con cartucho a presión y / o anticongelante	5
Agua a presión y / o anticongelante	5
Agente húmedo	5
Espuma	5
Carga	5
Químico seco	5
Bióxido de Carbono	5
Químico seco a presión	12
Químico seco a presión de cartucho	12
Bromotrifluorometano – Halon 1301	12
Bromoclorodifluorometano – Halon 1211	12
Químico seco – a presión de cartucho	12

Sección 5-3 NFPA No. 10

Nota: En Medio Ambiente Marítimo puede resultar una necesidad para inspecciones mas frecuentes.

4.4 Inspección, prueba y mantenimiento.

4.4.1 General.

Los sistemas de control contra incendios serán mantenidos de tal manera que operen completamente por inspección periódica de equipo, un programa de mantenimiento, recargado de cada extintor después de la descarga, y pruebas hidrostáticas de cada extintor portátil manual, todas estas recomendaciones son requeridas. Todas las personas elegidas para la inspección, pruebas o mantenimiento de los sistemas de extinción serán especializadas en las funciones que van a desarrollar.

a). Inspección.

1. Al menos anualmente, todos los sistemas serán inspeccionados, para la adecuada operación por personal experimentado, siguiendo un procedimiento establecido.

2. El objetivo de la inspección es determinar las medidas de reparación necesarias para minimizar la probabilidad de que el equipo inspeccionado funcionará insatisfactoriamente hasta la próxima inspección.

3. La prueba de la descarga apropiada será hecha cuando la inspección indique su realización.

4. Entre inspecciones anuales, los sistemas serán visiblemente inspeccionados, por personal calificado, siguiendo un programa y procedimiento establecido.

b). Mantenimiento.

1. Los sistemas estarán mantenidos en condiciones satisfactorias todo el tiempo. El uso, deterioro y restauración de los sistemas de control contra incendio será reportado por el supervisor apropiado.

2. El reporte de la última inspección será retenido para su localización en campo.

4.4.2 Bombas de agua contra incendio.

a. Inspección y prueba.

1) Por lo menos semanalmente, accionadores y bombas deberán ser arrancados y operados por todo un rango de temperatura normal de operación

2) Al menos mensualmente el agua será descargada simultáneamente desde un mínimo de dos puntos de descarga para verificar la calidad de la bomba y la distribución del agua de los sistemas integrados.

3) El comportamiento de la bomba (Flujo Volumétrico y distribución de presión) será examinado o aprobado anualmente para asegurar que el sistema de bombeo satisfaga la demanda de agua contra incendio requerida.

b. Mantenimiento. Los motores serán limpiados, lubricados para mantenerlos en una buena condición de operación. El aceite adecuado y niveles de refrigerante será mantenidos.

2) Arranque de baterías.

a. Las baterías almacenadas deberán estar cargadas todo el tiempo. Serán probados para determinar la condición de las celdas de las baterías.

b. El cargador es la principal carga automática de la batería y no es sustituto para el adecuado mantenimiento de la batería y el cargador. Inspección periódica es requerida para asegurar que el operador esté operando adecuadamente.

3) Suministro de Combustible

a. Los tanques de combustible de Diesel serán verificados después del manejo de maquinas para asegurar que exista un adecuado suministro de combustible. Ver 5.4.2 a (4).

b. Los recipientes depuradores de gas combustible en los motores de gas combustible natural serán drenados antes y después del arranque del motor semanalmente. Los manómetros de presión en las líneas de gas combustible serán verificados semanalmente en el arranque del motor para determinar que el gas combustible este disponible para la adecuada presión.

4) Bomba. A una frecuencia dictada por prueba de flujo y experiencia, las bombas sumergibles serán extraídas para ser inspeccionadas por corrosión y/o erosión(o crecimiento marino) de agua de mar que pudiera causar falla durante condiciones de emergencia.

4.4.3 Mangueras contra incendio, boquillas y monitores.

a. Inspección.

1) Al menos anualmente, todas las mangueras contra incendio serán probadas para ser sometidos a presiones máximas de operación del sistema de agua contra incendio.

2) Al menos mensualmente, las mangueras y boquilla serán probadas para su operación adecuada.

b.Mantenimiento.

1) Después de cada uso, mangueras contra incendios serán retornadas a su lugar respectivo de almacenamiento.

2) Las mangueras serán cuidadosamente limpiadas y secadas después de usarlas.

4.4.4 Sistemas de inundación de rociadores.

a.Sistemas de diluvio: el sistema de diluvio puede ser susceptible a atascamiento debido a la corrosión, crecimiento biológico u otros objetos extraños. Cada operador establecerá un medio adecuado (por ejemplo inspecciones, pruebas, etcétera.) Para verificar que el sistema tiene la capacidad de función como fue diseñado. Esta recomendación para que el operador verifique la integridad del sistema anualmente. Particular atención dará para la prevención de la introducción de materiales extraños en el interior del sistema de agua contra incendio durante modificaciones del sistema.

b. Sistema de rociado: el sistema de alarma del sistema de rociadores será probado para su adecuada operación al menos anualmente.

4.4. 5 Sistemas fijos de extintores químicos secos.

a.Inspección y pruebas

1) Por lo menos anualmente todos los sistemas de químicos secos y otros equipos asociados serán inspeccionados y verificados para una adecuada operación por personal calificado.

2) Por lo menos semi-anualmente, todos los contenedores de gas expelente serán verificados contra presión y peso mínimo requerido.

3)Por lo menos semi-anualmente, todos los contenedores de químicos y con asignados a presión serán verificados contra presión y peso específico mínimo.

4) Excepto para sistemas de almacenamiento a presión, por lo menos anualmente el polvo químico seco en el sistema de almacenamiento será muestreado en el centro de la tapa superior y también cerca de la pared del contenedor.

b. Mantenimiento. Después de usar las mangueras y tuberías serán limpiados de residuos del polvo químico seco.

4.4.6 Sistemas de Extinción Gaseoso.

a. Inspección y Pruebas. Por lo menos anualmente, personal calificado inspeccionará y probará todos los sistemas para su adecuada operación. No se requiere descarga del sistema.

b. Presión y Peso. Al menos anualmente, el peso y presión del contenedor serán verificados. Si un contenedor registra un peso menor que el peso neto o más que 5%, o una presión menor (a temperatura ajustada) o más del 10%, será llenado o reemplazado.

c. Records. El peso y presión de los contenedores será registrados en una etiqueta pegada al contenedor.

4.4.7 Extintores Portátil contra Incendio.

a. Inspección. Los extintores serán inspeccionados mensualmente o en intervalos más frecuentes cuando la circunstancia lo requieren, para asegurar que estén en el lugar designado, y que no han sido actuados o estropeados, y para detectar solamente daños físicos obvias, corrosión, compactación u otro deterioro.

b. Prueba Hidrostática.

1) Los extintores portátiles manual serán probados hidrostáticamente de acuerdo a la norma NFPA 10 a intervalos, que no excedan lo indicado en la tabla de la Fig. No. 4.3.3.3 con las siguientes excepciones.

a. Los extintores que utilizan un cilindro fabricado en U.S. por el departamento de Transportación (DOT) será probado hidrostáticamente o reemplazado de acuerdo a los requerimientos del DOT.

b. En cualquier momento que un cilindro muestra evidencia de corrosión o daño mecánico, será probado hidrostáticamente. Sin embargo algunos casos requieren que el cilindro no sea probado para reemplazarlo.

2) Cilindros de Nitrógeno usado para almacenamiento de gas inerte y usado como un expelente para extintores sobre ruedas serán probados hidrostáticamente por personal calificado.

3) La fecha de la prueba hidrostática será anotada en una etiqueta de metal. La etiqueta tendrá la siguiente información: Fecha de prueba, Presión de prueba y nombre o iniciales de la persona, o firma de quien hizo la inspección.

c. Mantenimiento.

1) En los intervalos regulares, no más de un año, los extintores serán examinados. Los extintores deficientes serán reparados, recargados o reemplazados, o como sea apropiado.

2) Extintores fuera de servicio por mantenimiento o recarga serán reemplazados por un extinguidor que tenga la misma clasificación y al menos / igual alcance.

3) Cada extinguidor tendrá una etiqueta durable seguramente atada para registrar el mantenimiento o fecha de recargo y las iniciales o firma de la persona que desarrollo este servicio. Se muestra un ejemplo de este tipo de extinguidores portátiles en la Fig. No.4.4

4) Precaución. Mezclando diferentes polvos pueden causar una mezcla corrosiva y presión anormal (por ejemplo: mezclando polvos de multiuso y otros polvos). Los extintores únicamente serán rellenos con el mismo tipo de polvo originalmente contenido en la unidad.

4.4.8 Alarmas General, detectores de fuego y gas.

a) Panel de Detector de Fuego y Gas: Por lo menos cada 3 meses (no excediendo mas de 100 días). Los circuitos de interfase serán verificados, asegurados que los detectores anuncien las zonas adecuadas y activen las alarmas adecuadas o sistemas de extinción.

b) Detectores (Flama, Calor, Humo) Por lo menos cada tres meses (no excediendo mas de 100 días), detectores de fuego serán mostrados para operación y recalibrado. El elemento fusible (Circuito de control) de estos sistemas serán inspeccionado de acuerdo al API AP 14C.

c) Alarma General: Por lo menos una vez por mes, las alarmas generales serán aprobadas para operación.

4.5 Orientación y seguridad del Personal.4,5,6,29,31,51

4.5.1 Seguridad del personal

Las plataformas costa afuera deben tener los medios y métodos por los cuales el personal pueda combatir un incendio en forma segura y en caso necesario, escapar de la plataforma referenciandose a la norma API RP –14J para información adicional concerniente a la evacuación.

Por lo cual otro objetivo importante en el diseño de instalaciones seguras es proporcionar protección y vías de escape al personal, ya que la posibilidad de un escalonamiento del fuego no se puede eliminar totalmente. La ubicación del equipo contra incendio, su uso apropiado y el mantenimiento, son importantes para la protección del

personal. Una estación se debe colocar en un lugar altamente visible. Los mecanismos de escape se deben colocar de forma tal que permitan la salida ordenada del personal al mar.

Además son importantes los siguientes puntos:

A. Planes de emergencia

B. Rutas de escape (planos y procedimientos)

C. Simulacros de incendio

D. Orientación al personal de visita

E. Capacitación del personal en el combate e incendios

Plan de emergencias y Rutas de escape del personal

1) **Plan de emergencia** Un plan de respuesta será desarrollado por el evento de un incendio en plataforma.

Este plan describirá por orden de responsabilidades a las personas y sus obligaciones asignadas para el combate de incendio.

En este plan se describirá la forma en que la plataforma pueda ser abandonada de una manera segura. Este plan indicará la señal de abandono de la plataforma. La localización de ambos medios de escape primario y secundario, y la localización de medios de salida.

2) **Escape de plataforma** La distribución del equipo de producción debe dejar espacio para las rutas de escape del personal, así como para las acciones de combate al fuego. Las habitacionales se deben localizar de forma tal que permitan un rápido y fácil escape del personal al área de botes o a los dispositivos de escape. El equipo de producción se debe colocar de forma que faciliten el acceso del personal a las rutas de escape desde cualquier parte de la instalación.

Los medios de escape además serán localizados y arreglados de manera que sean accesibles al personal de plataforma. Cuando más de un medio primario es provisto en un nivel de plataforma, al menos dos de los medios de escape primarios serán separados uno del otro y serán arreglados y construidos para minimizar la posibilidad de que ambos puedan ser bloqueados por algún incendio u otra condición de emergencia.

Cuando únicamente un medio de escape primario y uno o más medios secundarios de escape son provistos en cada nivel de plataforma, al menos uno de los medios de escape

secundario será separado del medio de escape primario y por lo tanto será arreglado y construido para minimizar la posibilidad de que ambos puedan ser bloqueados por un incendio u otra condición de emergencia.

Medios de Salida. Todas las áreas de plataforma serán provistas con medios de salida suficiente para escape del personal de un incendio u otra emergencia y para trasladarse a los medios de escape.

3) Planos de rutas de escape. Se debe elaborar un plano de equipo contra incendio y vías de escape para cada plataforma, en el que se muestre claramente todas las rutas de escape y la ubicación de los equipos contra incendio en el área inmediata. Copias del plano se deben colocar cerca de la salida de cada cabina, en el cuarto de reuniones, la sala de descanso y los lugares de trabajo normalmente ocupados por el personal, en un lugar visible.

Ejemplos Fig. No. 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 de los planos 1°, 2°, 3° niv. Plat. Comp. de Abk-A

4) Simulacros de incendio. Los simulacros de incendio se realizarán mensualmente y dirigidos por la persona encargada para esta tarea, esto en las plataformas que son tripuladas. Los simulacros serán conducidos como si un incendio existiera. Todo el personal se reportará a su respectiva estación y estará preparado para efectuar los deberes asignados por los planes de emergencia.

4.5.2 Orientación del personal.

a. Nuevos Empleados.

1) El mínimo entrenamiento del personal estando costa fuera por primera vez, se incluirán en la orientación por el API RP T-1 Orientation Program of Personnel Going Offshore For The First Time. (Programa de orientación del personal que sube por primera vez a plataforma)

2) Los nuevos empleados recibirán entrenamiento para reconocer las alarmas, sistemas de protección contra incendio, medios y rutas de evacuación y después se emplearán.

3) Los nuevos empleados serán instruidos en los planes de respuesta y escape de plataforma donde ellos estén trabajando.

b. Visitantes y contratistas de plataformas. Los visitantes y contratistas de plataformas serán instruidos entrenados en los planes de respuesta y escape ellos estarán esperando ejecutarlo en una emergencia. Ellos también serán instruidos en varias alarmas y su significado.

c. Entrenamiento contra incendio. Todo el personal operando y otras personas quienes estén mar adentro frecuentemente tendrán que ser entrenados para el combate del incendio. Este entrenamiento incluirá práctica en combate de incendios de gas y aceite.

d. Revisión del entrenamiento . El personal repetirá el entrenamiento de combate del incendio a intervalos suficientes para desarrollar y mantener la confianza. Los empleados competentes y confiados en su habilidad de combate de incendio mar adentro dependen de la práctica.

e. Escenarios de simulacros. Los programas planeados serán usados para asegurar que cada empleado se familiarice con la señal de alarma de los sistemas y el plan de escape o respuesta al lugar de su trabajo, y que ellos conozcan su misión o su tarea. La práctica de abandono de plataforma es deseable.

f. Documentación. Documentación cubierta por ejercicios contra incendio, entrenamiento, etcétera. será mantenido.

4.5.3 Equipo de salvamento

Equipo salvavidas. A cada plataforma atendida por personal, debe proporcionarsele:

- Al menos dos botes salvavidas con capacidad suficiente para acomodar a todas las personas presentes en cualquier momento dado.
- Salvavidas de emergencia aprobado para cada persona
- Al menos con una cápsula de sobrevivencia
- Equipo de primeros auxilios
- El personal debe conocer la ubicación del equipo de salvamento
- El personal deberá conocer la forma de operar de los equipos de salvamento

4.6 Protección pasiva contra incendio.^{5,29}

4.6.1 General.

La protección pasiva contra incendio es definida como cualquier sistema de protección contra incendios que por su naturaleza, juega un papel inactivo en la protección del personal y de la propiedad, de daños por el incendio.

Ejemplos de sistemas de protección pasiva contra incendio pueden ser muros de materiales aislantes o rociados con materiales a prueba de explosión. A la inversa, ejemplos de sistemas activos contra incendio son, sistema de agua contra incendio, AFFF, Halon, CO₂, o sistemas de polvo químico seco.

4.6.2 Usos.

Generalmente la protección pasiva contra incendio no es usada como el único medio de protección contra incendio, pero más bien es usado en conjunto con sistemas activos de protección contra incendio. Esto es porque la protección pasiva contra incendio no es, suficiente para la protección y es normalmente efectivo únicamente para un periodo finito de tiempo. Una vez que la protección es exhausta, el componente de protección es vulnerable a daños provocados por el incendio. Ejemplos donde la protección pasiva es usada son: Estructuras de acero crítico, habitacional, cortafuego, etc.

4.6.3 Materiales a Prueba de Fuego.

Hay muchos tipos de materiales a prueba de fuego disponibles y en uso en toda la industria. Estos materiales son concreto liviano, paneles inorgánicos preformado, ladrillos y bloques, fibras minerales, sin embargo, los materiales a prueba de fuego que han sido comúnmente usados en la industria del petróleo costa fuera, pueden ser divididos en dos grupos, activos e inactivos. Los aislantes activos sufren cambios físicos y químicos cuando están expuesto al fuego y los aislantes inactivos no.

4.6.3.1 Mantenimiento. Generalmente los sistemas de protección pasiva de fuego son libres de mantenimiento. Sin embargo, una inspección visual periódica es recomendada con reparaciones como garantía. Los sistemas base-epoxi deben recibir una inspección visual completa a menos de 24 meses. La inspección debe observar las fracturas o huecos en la cubierta superior de la envoltura contra fuego y repararlas de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Las cubiertas cementadas deben ser inspeccionadas mas frecuentemente, y cualquier fractura o fisura reparada como lo recomienda el fabricante. Estas inspecciones periódicas son importantes para mantener la integridad de la cubierta contra fuego y también para proveer una temprana detección de la corrosión del substrato. Si el parcial

desprendimiento de la cubierta contra de fuego ha ocurrido y existen superficies fracturadas en el área del desprendimiento la humedad puede emigrar al sustrato, estableciendo una célula de corrosión y convertirse en una fuente de corrosión. Este alto potencial de corrosión que tiene una cubierta contra fuego necesita aplicar un procedimiento el cual asegure que un enlace propio es establecido entre la cubierta contra fuego y el sustrato.

Aislamientos para cubrir, normalmente no instalados en áreas expuestas al ambiente requiere poco, mantenimiento de rutina y reparar en cubiertas exteriores.

4.6.3.2 Relación de protección contra fuego.

La eficiencia de la protección pasiva contraincendio es generalmente expresada en términos de una relación dada por un sistema particular o combinación de sistemas. En este sentido se usa el término de relación como la cantidad de tiempo, expresada en minutos, que un sistema contra fuego puede proveer a un nivel prescrito de protección de un fuego el cual tiene una velocidad específica de aumento de temperatura.

a.-Criterio de funcionamiento. Para una relación del sistema tiene un significado este debe ser un criterio de funcionamiento por el cual el aumento en el sistema puede ser medido.

El funcionamiento es usado en la definición del criterio de sistemas de protección pasiva, significa el periodo de resistencia, expresado en tiempo, de exposición de fuego antes que el primer punto crítico sea observado.

El punto crítico puede colapsar o perder el esfuerzo del material comprimiendo la barrera de fuego.

El criterio de Funcionamiento usualmente requerido es que la temperatura de la superficie no expuesta de un panel de prueba sujeto a un fuego de prueba controlado no exceda una temperatura preestablecida para un número dado de minutos.

Por ejemplo si el criterio de funcionamiento para un sistema contra fuego fue de 1000 °F (538°C) al final de 60 minutos y un panel de prueba protegido con el sistema en cuestión no debe exceder de 1000°F (538°C) sobre la superficie no expuesta después de 60 minutos de ser expuesta a un fuego de prueba controlado entonces el sistema puede ser dado como con un criterio de funcionamiento de 60 minutos. Esta relación es obtenida tomando en cuenta todas las propiedades de aislamiento del sistema entero, materiales de construcción, materiales contra fuego, bolsas de aire, etc. Generalmente los datos empíricos son generados para un sistema dado, basado sobre los datos de funcionamiento de un sistema similar puede ser predicho para cualquier cambio en el espesor de varios constituyentes.

Cuando la especificación del criterio de funcionamiento para una barrera, el mínimo siguiente debe ser identificado: La curva de prueba de quemado tiempo- temperatura, el máximo tiempo –temperatura (promedio y punto particular) es una relación aceptable para la superficie no expuesta tan bien como cualquier criterio de comportamiento limitaciones requeridas por el diseño.

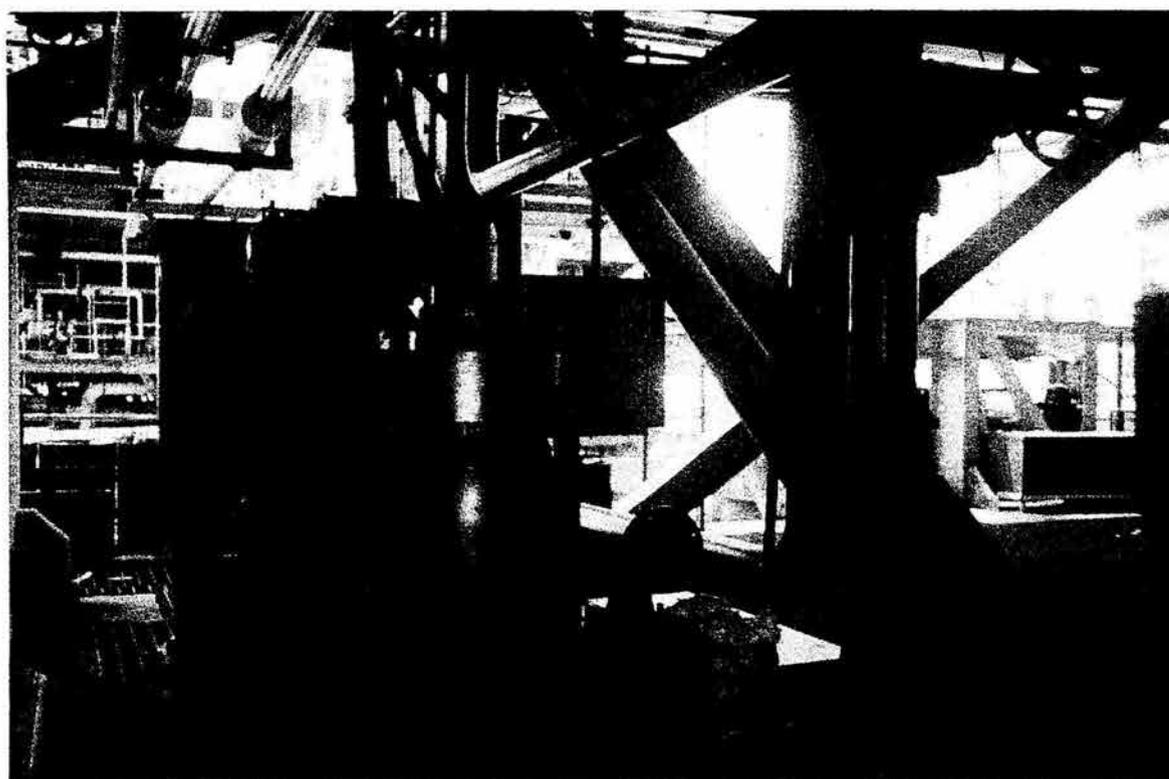
Con frecuencia uno puede ver la relación de fuego expresada en términos alfanuméricos. (Por ejemplo (A-60). Esta nomenclatura surge probablemente de las sociedades productoras de protección de estructuras contra fuego con investigación de fuegos creados en barcos.

Las ultimas investigaciones permiten a los Estados Unidos asegurar que la oficina Federal de Regulaciones marque los requerimientos de protección estructural contra fuego de los recipientes y con certificación de la oficina de Guarda Costa de los Estados Unidos.

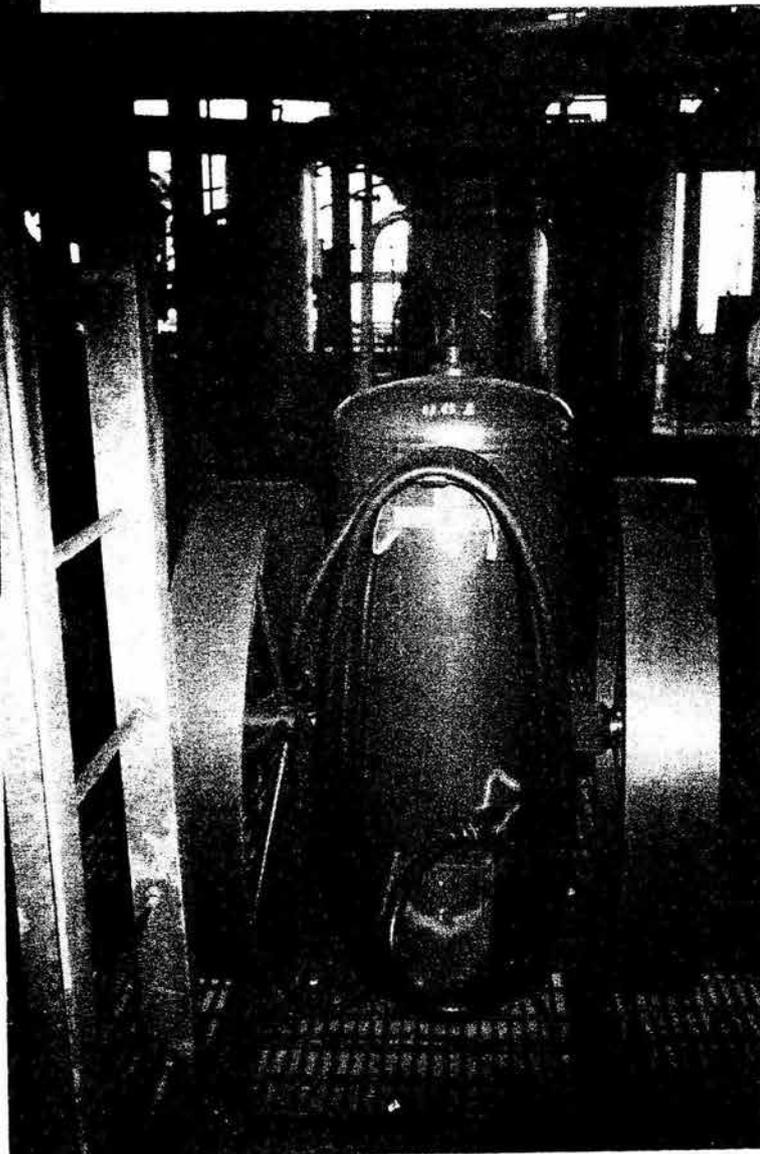
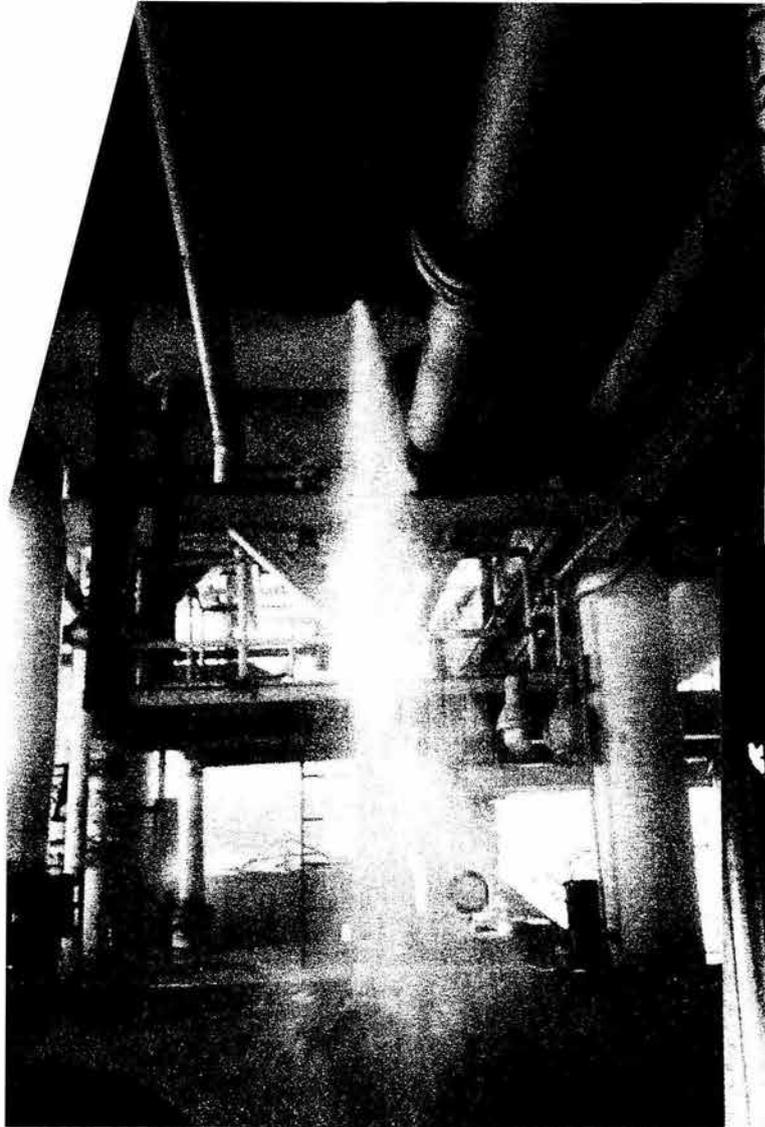
Variantes de esta nomenclatura han sido usados a través de la industria de la protección contra fuego para describir los sistemas contra fuego. Por ejemplo un sistema dado puede ser descrito como A-60-H. La primera letra A significa que el sistema esta hecho de acero, el segundo numero (60) significa que los sistemas tienen una relación de 60 minutos y la tercera letra (H) indica el tipo de curva de fuego para la cual la relación fue obtenida, en este caso para Hidrocarburos. Desafortunadamente existe poca estandarización formal de la terminología usada para describir sistemas contra fuego por lo tanto la descripción y el significado puede variar de un país a otro o de una industria a otra.

a.-Pruebas estándares aplicables.

b.-Existen 2 pruebas estándares aplicables las cuales son en general usadas para proveer criterios por los cuales las paredes contra incendio son probadas. El ASTM E-119 standard Test Methods for Fire Tests of Building Constrution and Materials y la UL 1709 Rapid Rise Fire Test of Proteccion Materials for Structural Steel. Ambos estándares contienen una curva de temperatura contra tiempo los cuales dictan una velocidad o aumento de temperatura.



Figuras No. 4.1 y 4.2
Bombas contra incendio
Complejo Akal-C



Figuras No. 4.3 y 4.4 Sistema de rociadores con agua de mar y extintor de carretilla de polvo químico

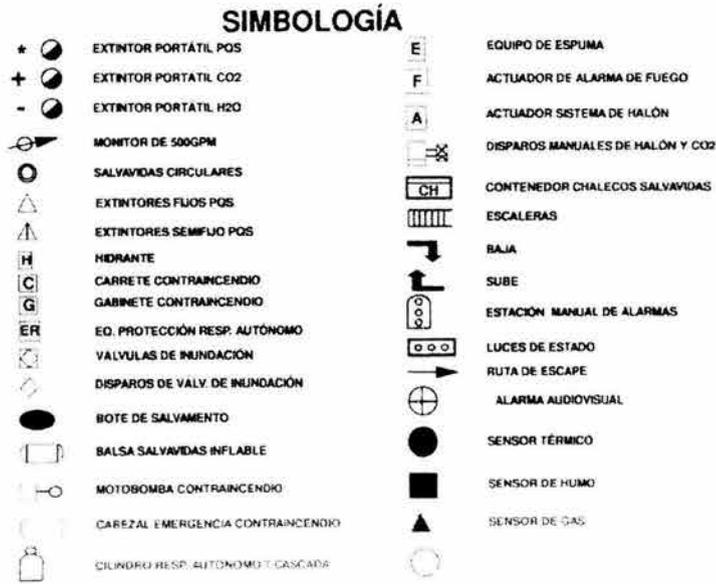


Figura No. 4.5

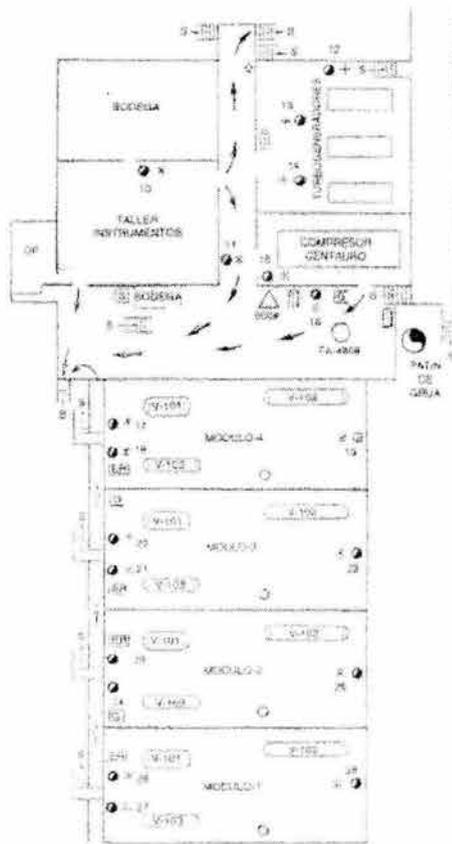


Figura No. 4.6 . Complejo Abkatum A
Plataforma de Compresión 2º nivel.

Figura No.4.7 Complejo Abkatum A,
Plataforma Compresión 1er nivel



Figura No. 4.8 Complejo Abkatum-A,
plataforma Compresión 3er nivel.

Conclusiones

Consideró que por el momento y dentro de 20 años o más es un punto estratégico para la economía nacional la explotación de yacimientos marinos de petróleo, en la Sonda de Campeche, por lo que se requiere que las instalaciones de esta zona, responsabilidad de Petróleos Mexicanos operen en niveles de seguridad aceptables.

Estos requisitos de seguridad no sólo deben formar parte de una actitud de cumplimiento con las normas vigentes, si no debe formar parte de la cultura de la empresa responsable de administrar nuestro patrimonio nacional.

Un accidente por mínimo que sea en este tipo de plataformas puede tomar dimensiones alarmantes que pueden culminar en daños al personal, a las instalaciones, al medio ambiente, y a la imagen que otros países compradores de nuestro producto tendrían de nuestra empresa.

Cuando se plantea la tarea de minimizar los riesgos mayores de un complejo de producción o de una plataforma satélite, en cualquiera de estos dos casos extremos, estamos hablando en este trabajo, de minimizar la posibilidad y las consecuencias de un incendio, una explosión, una fuga de gas tóxico y un derrame de hidrocarburos, por lo que es necesario puntualizar que una buena integración de los recursos humanos y materiales, así como una adecuada planeación de las acciones de prevención y control de estos accidentes, nos ayudará a cumplir nuestra tarea.

Cuales son estos recursos materiales:

- a) equipo bien diseñado
- b) Instalaciones adecuadamente distribuidas
- c) Apropiado equipo de respuesta a emergencias
- d) Equipo de salvamento adecuado

Estos recursos materiales deben conservarse en óptimas condiciones, dandoles un uso y mantenimiento adecuados, utilizando procedimientos operativos y de mantenimiento apropiados.

En cuanto a los recursos humanos, la capacitación, es el pilar del aprovechamiento de este recurso, contar con personal confiable, es la llave de la seguridad.

Para mantener una actitud de mejora continua es necesario, tener un ciclo de analizar los riesgos existentes en la planta, recomendar las acciones a tomar para minimizar los riesgos identificados y actuar. Este ciclo asegurara que las instalaciones operen en condiciones seguras.

Los eventos indeseables ocasionados por el mal funcionamiento, o mala operación de un elemento individual del equipo, tendrán consecuencias sobre la instalación como pudiera ser fallas mecánicas de algún compresor, de alguna bomba, recipiente o tubería, debido tal vez a la corrosión o a un impacto exterior, fallas en el sistema de control de seguridad, en sus componentes o un diseño inadecuado, todo lo anterior ocasiona accidentes como sobrepresión, fuga, incendio.

La aplicación de metodologías que sirvan para anticiparnos a estos acontecimientos indeseables, es actualmente tarea multidisciplinaria, y el diseño y operación adecuado de los equipos es también multidisciplinaria, es por tanto necesario, comprender, que la integración del personal encargado de la seguridad de una planta debe estar acostumbrado a trabajar en equipo.

Dado que cualquier instrumento normativo esta sujeto a modificaciones, derivadas de las nuevas tecnologías, políticas ambientales, entre otras, es necesario que el o los responsables de su aplicación en el diseño, construcción, operación y mantenimiento se actualicen constantemente.

Es por tanto recomendable también que el personal que este como responsable de la seguridad de una planta se mantenga informado de las nuevas tecnologías o como se denomina tecnología de punta, para mejorar sus procesos, sus procedimientos, sus condiciones de trabajo y por tanto su seguridad ya que la creciente necesidad de modernizar la prevención y control de riesgos como incendios , fuga o derrames, en instalaciones costafuera, con la intención de reducir al mínimo las pérdidas materiales y humanas que estas ocasionan, obliga constantemente al estudio y mejora de métodos y sistemas para la prevención y control de dichos riesgos.

Bibliografía

- 1.- American Petroleum Institute, RP 14C, "Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore production platforms", ed. 2000.
- 2.- American Petroleum Institute RP 14E, Recommended Practice Design and installation of offshore production platform piping systems ed.1991.
- 3.- American Petroleum Institute RP 14F, Recommended Practice Design and installation of offshore production platform electrics systems ed.1991.
- 4.- American Petroleum Institute, RP 14G, "Recommended practice for prevention and control on open type offshore production, platforms", ed. 2000.
- 5.- American Petroleum Institute, RP 14 J, "Recommended practice for design and hazards analysis, design and hazard analysis for offshore production facilities" 2000.
- 6.- American Petroleum Institute, RP 75 Development of a safety and environmental management program for outer continental shelf(OSC) ed 1992
- 7.- American Petroleum Institute, RP 500 "Classification of locations for electrical installations at petroleum facilities clasifed as class I and div 2", ed1998
- 8.- American Petroleum Institute, RP 520 "Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries" ed 1993
9. American Petroleum Institute, Std 610 "Guide for pump centrifugal of petrochemical plant"ed 1997
- 10.- American Petroleum Institute, Std 620,Recommended rules for design and construction of large, welded low-pressure storage tanks,ed. 1998
- 11.- American Petroleum Institute, Std 650 Welded steel tanks for oil storage ed 1992
- 12 American Petroleum Institute, Std 750 Managenment of process hazards ed 1990
- 13.- American Petroleum Institute,Std. 2000, Venting atmospheric and low-pressure storage tank: nonrefrigerated and refrigerated ed. 1992
- 14.- ANSI/ASME B31.3, "Chemical plant and petroleum refinery piping"
- 15.- ASTM, "American standard testing of materials"
- 16.- ASME, "Boiler and pressure vessel" code secc VIII div 1 ed 1991
- 17.- Castañeda C José Antonio Seguridad en procesos Apuntes del diplomado de seguridad industrial impartido en la UNAM Facultad de Química Coordinación de educación continua octubre de 1996.
- 18.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma DG-GPASI-SI-02320, "Procedimiento para llevar a cabo la selección y definición de las rutas de escape del personal en una instalación o inmueble en caso de emergencia."
- 19.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma NRF-011,

- "Norma sobre sistemas automáticos para la detección y alarma por fuego o por atmósferas riesgosas"ed.2000
- 20.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma DG-GPASI-SI-03011, "Norma para la selección, instalación, uso y mantenimiento de extintores portátiles contra incendio".
- 21.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma DG-GPASI-SI-03037, "Procedimiento para la autorización del sistema generador de espuma de presión balanceada".
- 22.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma DG-GPASI-SI-03600, "Norma de seguridad y contra incendio para tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles de Pemex Refinación".Rev, 7,ed octubre de 1997
- 23.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma DG-GPASI-SI-03610, "Norma para el diseño y construcción de redes de agua contra incendio en Centros de trabajo de PEMEX, Refinación" Rev. 1, de julio de 1996.
- 24.- Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial PEMEX, Norma DG-GPASI-SI-03612, "Instructivo de operación de bombas para agua contra incendio".
- 25.- Gerencia de Proyectos de Explotación , norma GPEIT-IT-06920, "Procedimiento para llevar acabo la verificación de la inexistencia de condiciones inseguras en las nuevas instalaciones de PEMEX, Refinación, y el cumplimiento de los requerimientos ambientales".
- 26.- Gómez Ulibarri María, "Criterios y análisis de los sistemas de seguridad de una plataforma marina de producción" FES Zaragoza UNAM, 27 de Noviembre de 1991.
- 27.- González Hernández, Santa Margarita, "Dimensionamiento y diseño mecánico de los tanques de desfoque de una plataforma marina de producción. FES Zaragoza UNAM 15 de Octubre de 1993.
- 28 Hackett W.J."Manual de seguridad y primeros auxilios Editorial Alfaomega, ed.1992
- 29.- John Lebourhis & Associates, Inc, "Seminario de prevención de perdidas" agosto de 1990 pag. 44 a 96 y pag. 120 a 137.
- 30 Juárez Najera Margarita "Administracion de la seguridad industrial Facultad de Química UNAM Coordinación de educación continua septiembre de 1997 pag 10 a 50
- 31.- Kliesch G.R. "Control de riesgos de accidentes mayores" editorial Alfaomega ed. 1993 pag 1 a 51
- 32 López Roldan Ana María, Mejía Castro Alejandra M. "Plan de seguridad para las instalaciones de tanques atmosfericos superficiales de almacenamiento de liquidos inflamables y combustibles"Facultad de Estudios Superiores Cuautitlan UNAM junio de 2003

- 33 "Manual de Procedimientos de Ingeniería de diseño sección S Seguridad Industrial PEMEX SPCO Gerencia de Ingeniería de Proyecto, 1990
- 34 "Memorias de labores de Pemex cap. Exploracion y Produccion año 1999 y 2000
- 35.- National fire protection association, No. 10 "Extintores portátiles"
- 36.- National fire protection association, No. 11, "Espuma de baja densidad"
- 37.- National fire protection association, No. 13, "Sistemas de rociadores"
- 38.- National fire protection association, No. 15, "Sistemas fijos de agua pulverizada"
- 39.- National fire protection association, No. 16, "Sistemas de diluvio agua-espuma"
- 40.- National fire protection association, No. 170, "Simbología de seguridad"
- 41.- National fire protection association, No. 20, "Bombas centrifugas contra incendio"
- 42.- National fire protection association, No. 24, "Redes privadas de sistemas contra incendio"
- 43.- National fire protection association, No. 25, "Inspección, prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendio base agua".
- 44.- National fire protection association, No. 30, "Código de líquidos inflamables y combustibles".
- 45.- National fire protection association, No. 72, "Código de alarmas contra incendio"
- 46.- National fire protection association, No. 2001, "Sistemas de extinción a base de agentes limpios"
- 47.- NEMA SM-23, "Allowable forces on moments and nozzles"
- 48.- Petróleos Mexicanos, norma No. CID-NOR-N-SI-001, "Requisitos mínimos de seguridad, para el diseño, construcción, operación, mantenimiento, e inspección de ductos de transporte".
- 49.- Petróleos Mexicanos, norma 2-201.01, "Símbolos eléctricos"
- 50.- Petróleos Mexicanos, norma 2.201.03. "Símbolos de comunicaciones eléctricas"
- 51.- Petróleos Mexicanos, norma 2.203.01, "Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico".
- 52.- Petróleos Mexicanos, norma 2.222.01, "Sistemas de conexión a tierra".
- 53.- Petróleos Mexicanos, norma 2.231.01. "Alumbrado para instalaciones industriales".
- 54.- Petróleos Mexicanos, norma 2.346.01, "Proyecto y diseño de instalaciones eléctricas en plantas industriales".
- 55.- Petróleos Mexicanos, norma 2.411.01, "Sistema de protección anticorrosiva a base de recubrimientos".
- 56.- Petróleos Mexicanos, norma 3.134.01. "Colores y letreros en instalaciones petroleras".
- 57.- Ruíz Martínez I. Yolanda, "Descripción selección y especificación de detectores de gas, humo y fuego que se usan en la industria de proceso". FES Zaragoza UNAM
- 58 Salinas Martínez Claudia V, Luna Sánchez Rosa Ma. "Selección de sistemas de

deteccion de atmosferas Inflamables en instalaciones costa fuera Facultad de Quimica
UNAM 1993 pag 15 a 48

- 59 Santa Maria Ramiro J.M. "Análisis y reducción de riesgos en la industria química"
editorial MAPFRE ed. 1994 pag. 23 a 84
- 60- S.C.T. "Normas para construcción e instalaciones costa fuera, manual de
señalamientos marítimos" S:C:T:, ayuda a la navegación O.M.I:
- 61- SEMP NOM-0001, semp-94 norma oficial mexicana
- 62 Vega Pérez Hector, Pimentel López Raúl "Metodos para la evaluacion de Riesgos de
Proceso" año XXIX vol 6 IMIQ pag 33 a 47
- 63.- Victoria Hurtado Leticia Socorro, Desarrollo de la ingeniería de instrumentación para
proyectos de instalaciones marinas 13 de Noviembre 1992.FES Zaragoza UNAM pag.
114 a123
- 64 Villar Marin Víctor Hugo "Tecnicas de evaluacion de daños y analisis de riesgos en la
industria de proceso"FES Zaragoza 12 de mayo de 1995 pag 15 a 45
- 65 William W. Lowrance "El riesgo aceptable " Ciencia y Seguridad Ediciones Tres
Tiempos ed. 1978.

G L O S A R I O

Aceite Crudo Aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería, a menudo se le conoce como crudo.

Crudo superligero (denominado como Olmeca) Aceite que proviene de un yacimiento y que presenta una gravedad específica mayor de 32° API

Crudo ligero marino(denominado como Itsmo).- Aceite que proviene de un yacimiento y que presenta una gravedad específica promedio de 32° API

Crudo pesado marino(denominado como tipo Maya).- Aceite que proviene de un yacimiento y que presenta una gravedad específica promedio de 22° API

Ducto.- Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos ya sea costa adentro o costa fuera.

Fluido.- Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma . Los líquidos y los gases son fluidos.

Hidrocarburo.- Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene Carbono e Hidrogeno (por ejemplo: carbón, aceite crudo y gas natural).

Petróleo.- Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural, y líquidos del gas natural , su nombre se deriva del latín petro que significa piedra y oleum que significa aceite en forma natural.

Reservas probables.- Estimado de las reservas de aceite y/o gas con base en estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación mas avanzada para clasificarlas en reservas probadas.

Reservas probadas.- La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y de operación existentes

Reservas recuperables.- La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

Yacimiento.- Acumulación de aceite o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus diferentes pesos moleculares . El gas siendo el mas ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.